

ONDERZOEK BATTERIJ- WATERSTOFTREIN

10 MEI 2016

Contactpersonen

WOUTER WIERSEMA
Adviseur Spoor

T 06-27 06 00 40
E wouter.wiersema@arcadis.com

Arcadis Nederland B.V.
Postbus 220
3800 AE Amersfoort
Nederland

ROBERT JAN ROOS
Senior adviseur Spoor

T 06-27 06 05 83
E robertjan.roos@arcadis.com

Arcadis Nederland B.V.
Postbus 220
3800 AE Amersfoort
Nederland

LEANDER NOORDIJK
Senior adviseur (brand)veiligheid

T 06-11 79 04 29
E leander.noordijk@arcadis.com

Arcadis Nederland B.V.
Postbus 220
3800 AE Amersfoort
Nederland

INHOUDSOPGAVE

1 INLEIDING	5
1.1 Achtergrond	5
1.2 Afbakening onderzoek	5
1.3 Disclaimer	5
1.4 Leeswijzer	5
2 INFORMATIE	6
2.1 Inleiding	6
2.2 Brandstofcellen	6
2.3 Batterijen	8
2.4 Materieel	9
2.5 Benodigde hoeveelheid energie	15
2.6 Waterstof en energievoorziening	18
2.7 Veiligheid	26
3 BEANTWOORDING ONDERZOEKSVRAGEN	29
3.1 Haalbaarheid	29
3.2 Rijkarakteristieken	29
3.3 Kosten	31
3.4 Omgeving	32
3.5 Hoeveelheden – Waterstof	32
3.6 Hoeveelheden – Batterijen	35
3.7 Hoeveelheden – Energie	35
3.8 Veiligheid	38
4 TOTALE INVESTERINGSKOSTEN	45
4.1 Inleiding	45
4.2 Kosten	45
4.3 Samenvatting kosten regionale lijnen	47
4.4 Kosten voor de spoorlijnen Leeuwarden – Groningen Europapark en Groningen – Bremen	49

4.5 Conclusie	49
5 CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN	50
5.1 Samenvatting	50
5.2 Conclusies	50
5.3 Aanbevelingen voor verder onderzoek	51
5.4 Dankwoord	51
6 VERWIJZINGEN	52

BIJLAGEN

BIJLAGE A BEPALING AANTAL TREINSTELLEN	53
BIJLAGE B INVESTERINGSKOSTEN AANPASSING MATERIEEL	54
BIJLAGE C INVESTERINGSKOSTEN TANKSTATIONS	55

1 INLEIDING

1.1 Achtergrond

Momenteel vindt de exploitatie van regionale treindiensten in de provincies Groningen en Fryslân voornamelijk plaats met diesel aangedreven treinen. Om enerzijds tot een CO₂ neutraal spoor te komen in de toekomst en anderzijds de exploitatiekosten te beperken, worden alternatieven voor diesel aangedreven treinen onderzocht.

De aanleg van bovenleiding (elektrificatie) kan een alternatief zijn, maar vergt ook aanzienlijke investeringen. Een alternatief voor het aanleggen van bovenleiding zou het gebruik van waterstof als brandstof kunnen zijn, aangezien bij de verbranding simpelweg water wordt geproduceerd.

1.2 Afbakening onderzoek

Dit onderzoek is gericht op het inzicht krijgen in de effecten op de exploitatie als ook de consequenties met betrekking tot de investeringen van exploitatie met waterstof.

Dit onderzoek omvat daarom de verwachte prestaties/rijkenarakteristieken van materieel gebaseerd op toepassing van een combinatie van waterstof en batterijen. Op basis van deze prestaties wordt vervolgens de benodigde hoeveelheid waterstof bepaald en de energiebehoefte om deze waterstof te genereren. Ook wordt gekeken naar verschillende manieren om deze energie op duurzame wijze te genereren. Daarnaast wordt aandacht besteed aan de veiligheidsaspecten van gebruik van waterstof als energiedrager voor de treinen.

Op basis van de verzamelde informatie worden vervolgens twee investeringsberekeningen gemaakt, waarbij de energiekosten ofwel worden meegenomen in de investeringskosten ofwel in de exploitatiekosten.

1.3 Disclaimer

Bij het gebruik van de informatie in deze rapportage dient de lezer zich het volgende te realiseren:

Er zijn op het moment van schrijven nog geen batterij-waterstoftreinen in exploitatie en het gebruik van waterstof als energiedrager voor de transportsector is nog (relatief) beperkt. Zo is de eerste materieelleverancier nog bezig met de ontwikkeling van het materieel. Verder zijn de benodigde faciliteiten en voorzieningen zoals in de rapportage beschreven voor de toepassing van batterij-waterstoftreinen in de Noordelijke provincies in capaciteit groot in vergelijking met de huidige wereldwijd bekende in gebruik zijnde faciliteiten en voorzieningen. De investerings- en exploitatiekosten zijn zo goed mogelijk ingeschat op basis van extrapolatie van de verkregen informatie en bekende kentallen en bedragen. Toekomstige ontwikkelingen, aanvullende informatie en opgedane ervaringen hebben invloed op de daadwerkelijke investerings- en exploitatiekosten.

1.4 Leeswijzer

In dit rapport worden in hoofdstuk 2 de belangrijkste technische aspecten nader beschreven. In de uitvraag zijn een aantal vragen gesteld, die in hoofdstuk 3 worden beantwoord. In hoofdstuk 4 worden vervolgens de investeringsberekeningen gepresenteerd. In hoofdstuk 5 worden de bevindingen samengevat en de conclusies en aanbevelingen gepresenteerd.

2 INFORMATIE

2.1 Inleiding

In dit hoofdstuk worden de belangrijkste technische aspecten beschreven. Dit zijn eerst de brandstofcellen en de batterijen, op basis waarvan een soort conceptueel ontwerp wordt gemaakt voor een batterij-waterstofrein. Dit wordt vervolgens specifiek gemaakt op basis van ombouw van het bestaande materieel en er wordt gekeken naar ontwikkelingen bij materieelleveranciers. Tenslotte worden de veiligheidsaspecten in algemene zin beschouwd.

2.2 Brandstofcellen

Werking

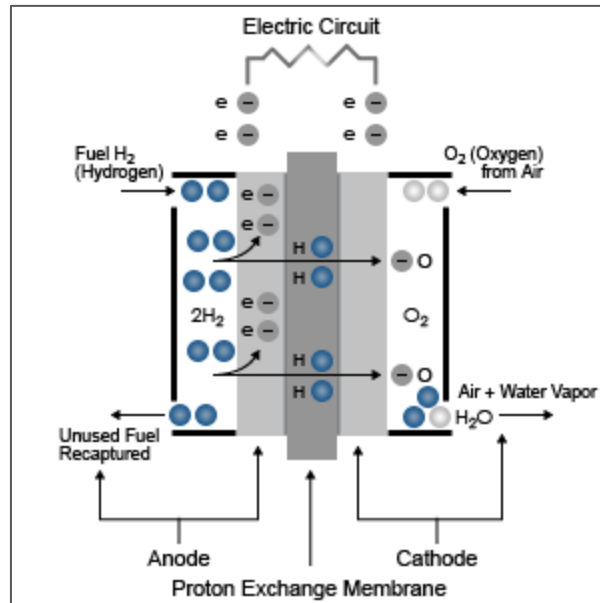
De werking van een brandstofcel wordt veelal beschreven als 'omgekeerde elektrolyse' en vergeleken met batterijen. Brandstofcellen zijn namelijk elektrochemische apparaten die chemische energie direct omzetten in elektrische energie waarbij waterstof gebruikt wordt als de energiedrager. Dit heeft als voordeel dat er nauwelijks verliezen optreden en de brandstofcel een hogere efficiëntie heeft dan dieselmotoren. Het grote verschil tussen een brandstofcel en een batterij is dat in een brandstofcel de mogelijkheid bestaat om steeds opnieuw reagentia, zijnde waterstof en zuurstof, aan te voeren terwijl in een batterij de reagentia opgeslagen liggen en hierdoor beperkt zijn. De waterstof wordt geleverd aan de anode, waar het gesplitst wordt. Hier vindt namelijk de volgende reactie plaats, versneld door de platina katalysator.

Anode reactie: $\text{H}_2 \rightarrow 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$

De protonen gaan door het membraan naar de kathode. Aan deze zijde van het membraan, vindt de reactie plaats met zuurstof uit de lucht. Deze reactie wordt ook versneld door de aanwezigheid van de katalysator.

Kathode reactie: $2\text{H}^+ + 2\text{e}^- + \frac{1}{2}\text{O}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{O}$

De elektronen die tijdens de reactie aan de anode worden geproduceerd, zijn benodigd voor de reactie aan de kathode zijde van de brandstofcel. Het aanwezige membraan is geschikt voor het doorlaten van de protonen en functioneert als een elektrische isolator, waardoor het ondoordringbaar is voor elektronen. Hierdoor zijn de elektronen 'gedwongen' om door het externe elektrische circuit te stromen naar de kathode zijde. Aan dit elektrische circuit wordt de elektromotor gekoppeld, waardoor de opgewekte elektriciteit hiervoor gebruikt kan worden. Het proces is weergegeven in onderstaand figuur.



Figuur 1 Schema: werkingsprincipe PEM brandstofcel

Brandstof

Pure waterstof is veelal de keuze van de brandstof voor de brandstofcel in transport applicaties. Echter, de beschikbaarheid van pure waterstof is gelimiteerd. Het is ook mogelijk om een waterstof bevattende hydrocarbon brandstof (zoals aardgas, propaan, et cetera) toe te passen, die meer beschikbaar is. Deze brandstof wordt omgezet in een waterstofrijk gas. Dit proces kan worden geïntegreerd in het brandstofcelsysteem. Een enkele brandstofcel levert een potentiaalverschil tussen de 0,5 en 1 Volt, wat veel te laag is om het op grote schaal toe te kunnen passen. Daarom worden de individuele brandstofcellen gestapeld tot hogere voltages, zoals ook in batterijen gebeurt. Dit totaalpakket wordt een brandstofcel stack genoemd. Het meest gangbare vermogen van deze stacks is 100 kW.

Typen brandstofcellen

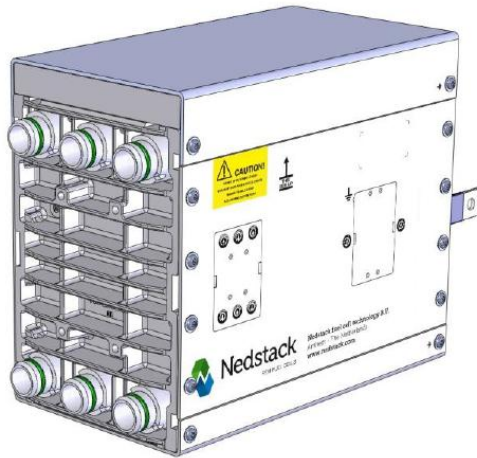
Er zijn momenteel verschillende soorten brandstofcellen in omloop. De verschillen tussen deze brandstofcellen zijn voornamelijk gerelateerd aan het soort elektrolyt en katalysator en de bedrijfstemperatuur. Voor de batterij-waterstoffrein wordt gebruik gemaakt van een Proton Exchange Membrane (PEM) brandstofcel, zoals deze in Figuur 1 is weergegeven. De eigenschappen van een PEM brandstofcel zijn bijzonder geschikt voor toepassing in de batterij-waterstoffrein. Zo opereert een PEM brandstofcel onder normale omstandigheden, namelijk rond de 80°C. Andere type brandstofcellen opereren op 200°C (PAFC) of 600°C (SOFC). Daarnaast wordt in een PEM brandstofcel platina gebruikt als katalysator voor het in gang brengen van de chemische reactie. Hoewel platina zeer kostbaar is, is het voordeel dat de katalysator gemakkelijk vervangen kan worden. Tot slot is de levensduur van een PEM brandstofcel relatief lang in vergelijking met andere typen brandstofcellen. Daarbij is de verwachting dat de komende tijd er verdere verbeteringen plaatsvinden waardoor de levensduur verlengd wordt.

Prestaties en efficiency

Het vermogen van een brandstofcel is regelbaar van een beperkt vermogen tot het maximum vermogen. De nieuwere generaties brandstofcellen kunnen goed geregeld worden en ook uitgeschakeld (bron: Alstom). Bij de eerdere generaties brandstofcellen moest het volledig uitschakelen en weer opstarten van de brandstofcel zoveel mogelijk voorkomen worden.

De efficiëntie van een brandstofcel (omzetting waterstof naar elektrisch vermogen) bedraagt bij het maximale vermogen van de brandstofcel ongeveer 55%.

Bij lagere vermogens neemt de efficiëntie toe¹. Een deel van de resterende energie komt vrij als warmte. In de brandstofcelmodule is dan ook koeling geïntegreerd om de brandstofcel op een temperatuur van 60 tot 65°C te houden.



Figuur 2: impressie brandstofcel stack (Nedstack FCS 10-XXL PEM fuel cell stack; 9,5kWe)

Leveranciers

Er zijn verschillende leveranciers van brandstofcellen, waaronder Hydrogenics, Nedstack en Ballard.

Kosten en afmetingen

De kosten voor een 500kW brandstofcelmodule opgebouwd uit een veelvoud aan stacks bedragen zo'n € 750.000,= tot € 1.000.000,=.

De afmetingen van een 9,5kWe fuel cell stack zijn (bij Nedstack) 550x194x288 mm (l x b x h) en hebben een massa van zo'n 40kg.

Onderhoud en controles

Voor de levensduur van een brandstofcel wordt uitgegaan van 15 jaar. Deze hangt samen met de platina katalysator.

2.3 Batterijen

Supercaps

Om de benodigde capaciteit te bieden voor het laten aanzetten (accelereren) van een trein wordt veel gevraagd van het systeem voor energieopslag. Er is in een beperkte tijd een grote vermogensvraag en tijdens het remmen evenzo een groot aanbod. Voor accu's zijn dergelijke vermogenspieken in met name de laadstroom ongunstig en daarom is het voorstel om supercaps (super- of ultracapacitoren) te gebruiken. Deze kenmerken zich door de eigenschap om in een zeer korte tijd een grote hoeveelheid energie op te nemen en weer af te staan. In het OV worden deze inmiddels al vaker ingezet bij trams; voor treinen is deze technologie nog zeldzaam. Doordat de behoefte aan energie tijdens de aanzet tot hogere snelheden erg hoog is vraagt dat een hogere capaciteit aan energieopslag, waardoor de techniek nog weinig wordt toegepast voor treinen. De volledige aanzet op supercaps of geassisteerd door supercaps laten plaatsvinden zou een aanzienlijke capaciteit vragen.

Implementatie

Het voorstel is daarom om de supercaps te laten assisteren bij de acceleratie boven de ongeveer 40 kilometer per uur.

¹ In de berekeningen in dit rapport wordt uitgegaan van een efficiëntie van 55%, omdat de brandstofcel vrijwel altijd bij hoog vermogen wordt gebruikt.

Tot een lage snelheid leveren de brandstofcellen voldoende vermogen voor een normale aanzet, maar daarboven is meer vermogen wenselijk. Het benodigde aantal supercaps is afhankelijk van de gevraagde acceleratie en/of topsnelheid. Dit moet ook afgewogen worden aan de technische mogelijkheden gezien de plaatsing en het gewicht. De supercaps of een deel ervan zouden op het dak van het treinstel geplaatst kunnen worden, maar dat vraagt om een herziening van het treinontwerp aangezien daar reeds andere componenten aanwezig zijn.

Prestaties en prestatieafname

Supercaps gaan tot één miljoen cycli mee, wat neerkomt op het de levensduur van een regionale trein. Een trein rijdt gemiddeld tussen de vijf en tien miljoen kilometer gedurende de technische levensduur en afhankelijk van de inzet. Met een halteafstand van circa 5 kilometer zijn de supercaps goed voor de levensduur van circa 5 miljoen kilometer voor een regionale trein.

De capaciteit van de supercaps neemt geleidelijk af en dat is bij het regulier onderhoud te meten, zodat preventieve vervanging plaats kan vinden als daar aanleiding voor is. Tenslotte is overdimensionering van de supercaps te overwegen, zodat slechts een deel van de capaciteit van de supercaps wordt gebruikt bij een cyclus, waardoor de capaciteit meer kan afnemen alvorens de capaciteit te weinig wordt.

Kosten en omvang

De kosten per module (met een vermogen van 95 kW voor 30 seconden) bedragen circa € 30.000. Een dergelijke module heeft afmetingen van circa 60 x 80 x 200 cm en weegt circa 500 kg. Dit is gebaseerd op de gegevens van AEP Hybrid Power.

2.4 Materieel

2.4.1 Inleiding

Vergeleken met de automotive branche zijn er in de spoorsector, mede door de lagere budgetten, minder ontwikkelingen op het gebied van waterstof. In de afgelopen decennia zijn er enkele pilots geweest waarbij onderzocht is hoe de brandstofcel omgaat met de vermogensvraag. De meest recente en relevante ontwikkeling betreft de ontwikkeling van een trein op een combinatie van waterstof en batterijen door Alstom.

2.4.2 Conceptueel ontwerp Batterij-Waterstoffrein

De kenmerkende vermogensbehoefte van een (regionale) trein is een grote vermogensvraag bij de aanzet en een constante (lagere) vermogensvraag op de maximale snelheid. Bij het remmen kan vervolgens weer bewegingsenergie terug worden gewonnen (en daarmee een overschot aan vermogen).

Aan de constante vermogensvraag op maximale snelheid moet gedurende langere tijd kunnen worden voldaan, terwijl de (extra) vermogensvraag bij de aanzet kortdurend is. Op basis hiervan wordt gedacht aan een brandstofcel met voldoende vermogen om te voldoen aan de vermogensvraag op maximale snelheid.

Bij de aanzet kunnen de supercaps de brandstofcel ondersteunen en bij het afremmen kan de remenergie worden gebruikt om de supercaps weer bij te laden. Als de trein vervolgens stilstaat, kan de brandstofcel eventueel worden gebruikt om de supercaps nog verder bijladen.

Het daadwerkelijk benodigd vermogen aan brandstofcellen en supercaps is afhankelijk van de karakteristieken van de trein. Dit wordt in detail uitgewerkt voor het bestaand materieel in 2.4.3 en verderop in deze paragraaf geïllustreerd voor verschillende hoeveelheden supercaps.

Mogelijkheden tot terugwinnen remenergie

Een mogelijkheid om energie te besparen is door de remenergie te benutten. Treinen beschikken vaak over de mogelijkheid om naast pneumatisch op de remschijven of blokken ook te remmen op de tractiemotoren. Deze energie wordt bij elektrische treinen teruggevoerd in de bovenleiding en/of afgeleid naar weerstanden waar deze wordt omgezet in warmte. Het voordeel van deze vorm van elektrodynamisch remmen is dat de remschijven en blokken langer meegaan en dat bij teruglevering energie wordt bespaard.

De energieopslag van de batterij-waterstoftrein wordt gevoed door de energie die de tractiemotoren genereren tijdens een remming. Afhankelijk van de capaciteit van de tractiemotoren kan hiermee een grote stroom gegenereerd worden. Bij het bestaande GTW materieel van Stadler hebben de tractiemotoren een vermogen van 600 kW wat hiervoor kan worden aangewend. De Coradia LINT op waterstof van Alstom kan hierbij tot 1800 kW genereren.

Des te meer vermogen er geleverd kan worden des te meer remkracht kan worden ingezet. Indien deze elektrodynamische remkracht niet aan de vraag van de remming kan voldoen wordt er pneumatisch bijgeremd. Op basis van de hoeveel energie die kan worden opgeslagen is te bepalen hoeveel kracht de elektrodynamische remming moet hebben. Tevens kan op basis van die waarde worden bepaald of de remcurve aangepast moet worden. Remmen op een hogere snelheid vraagt meer capaciteit, waardoor de remming mogelijk langer wordt als er volledig elektrodynamisch geremd moet worden. Door de pneumatische rem en eventuele magneetremmen komt de veiligheid daardoor niet in het geding.

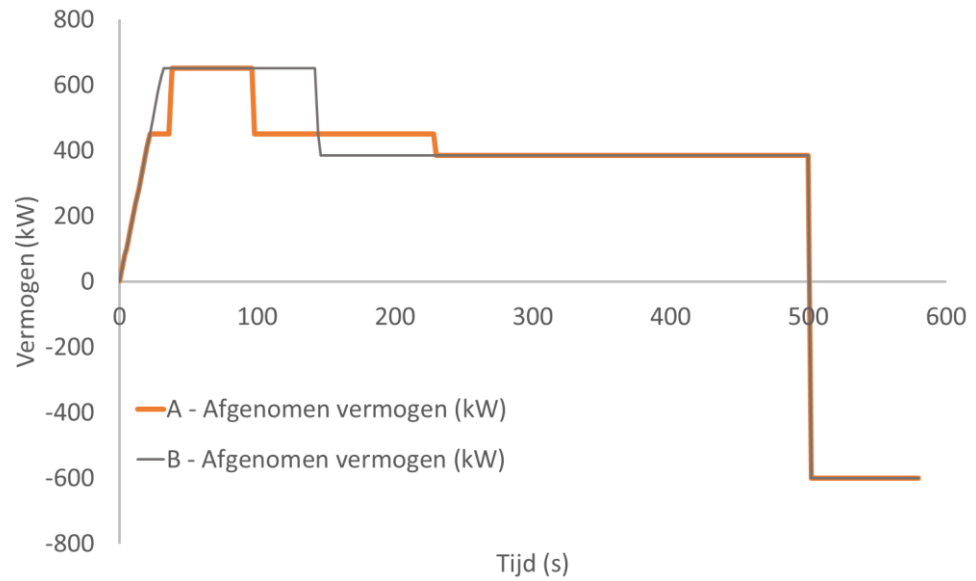
Illustratie optimalisatie hoeveelheid supercaps in relatie tot rijkenmerken

De invloed van de hoeveelheid supercaps in verhouding tot het vermogen van de brandstofcel is geïllustreerd in figuren 3, 4 en 5. De berekeningen achter deze illustraties zijn gebaseerd op de GTW 2/6 met een brandstofcel van 500kW, waarvan 450kW wordt aangewend voor de aandrijving en de rest voor de energievoorziening van de treininstallaties. Er zijn zowel 4 als 8 modules supercaps (van ieder 300kWs) toegepast en het motorvermogen is 650kW.

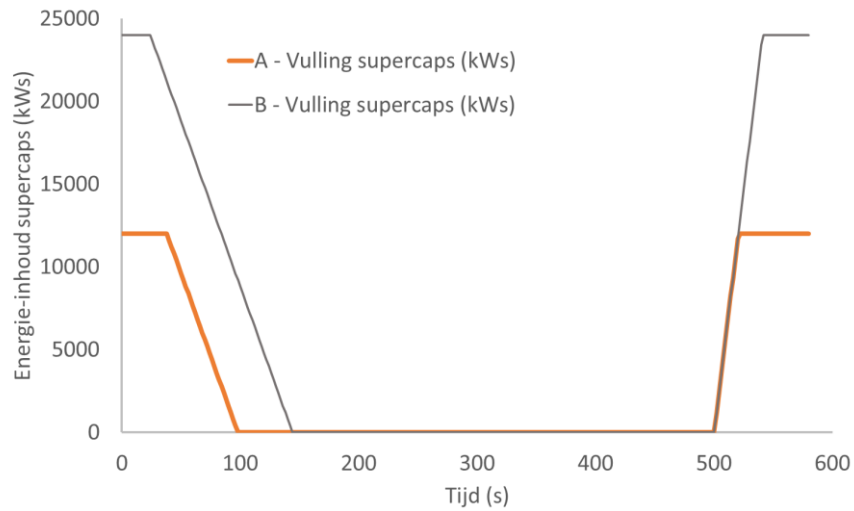
Bij de aanzet worden de supercaps ingezet vanaf een snelheid van 40 tot 60 km/h (bij respectievelijk 8 en 4 modules supercaps). De supercaps zorgen er zo voor dat de trein eerder de maximale snelheid van 140 km/h bereikt. Bij 4 modules zijn de supercaps eerder leeg dan dat de maximale snelheid van de trein is bereikt. De 8 modules zijn precies leeg als de maximale snelheid wordt bereikt.

Bij het afremmen (in beide gevallen vanaf 500 seconden na aanzet) wordt zodanig elektrodynamisch geremd dat de maximale remenergie wordt teruggewonnen (met een zekere efficiency uiteraard). Hierbij is te zien dat de supercaps in beide gevallen weer volledig zijn gevuld voordat de trein stil staat.

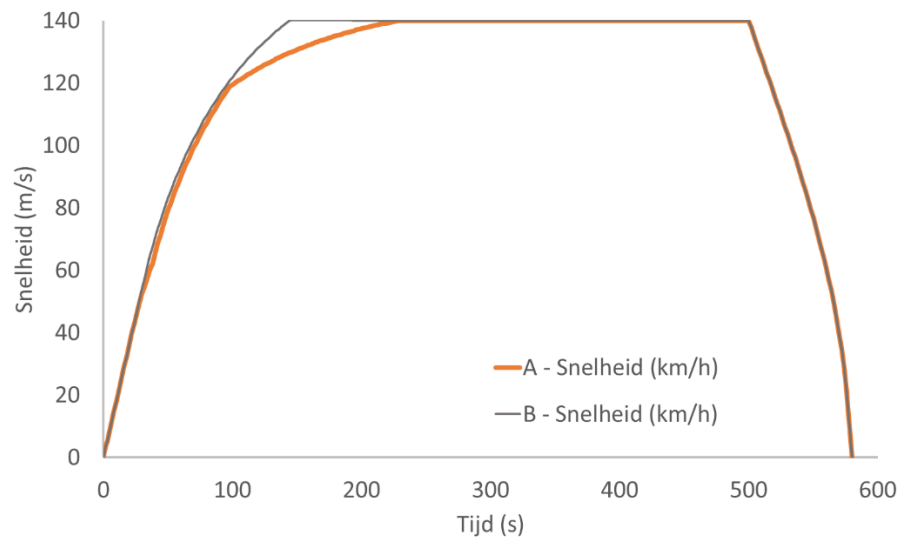
Door meer supercaps toe te passen, kan dus meer remenergie worden teruggewonnen, waardoor het netto waterstofverbruik af kan nemen (meer aandrijving met remenergie uit supercaps). Dan moeten de supercaps wel in de treinstellen passen in volume (ruimtebeslag) en gewicht.



Figuur 3: Vermogensgebruik van de trein bij de aanzet, op snelheid en beschikbaar vermogen voor terugwinning bij het afremmen.



Figuur 4: Energie-inhoud van de supercaps (behorende bij voorgaande figuur). Na de aanzet zijn de supercaps volledig leeg. Bij remmen worden deze weer bijgevuld.



Figuur 5: Snelheid van de trein (behorende bij de vorige figuren). Te zien is dat meer supercaps ervoor zorgen dat de trein eerder de maximum snelheid bereikt.

2.4.3 Aanpassing huidig materieel

Op de regionale lijnen in Groningen en Friesland rijden in de huidige situaties treinen van Arriva bestaande uit GTW 2/6 en GTW 2/8 materieel van Stadler. Dit betreft dieselektrische treinstellen bestaande uit twee respectievelijk drie rijtuigen voorzien van een aandrijvingsmodule waarin zowel de diesel- als de elektromotoren zijn gesitueerd.

Het huidige GTW materieel van Stadler beschikt over een vermogen van 600 kW per treinstel (zowel GTW 2/6 als GTW 2/8). Met dit vermogen is het mogelijk een dienstregelingsnelheid van 140 kilometer per uur te halen en vol te houden. De aanzet (acceleratie) van 0 tot 140 kilometer per uur geschied in circa 4 minuten.

Dit materieel is gebouwd tussen 2006 en 2012 en is met een technische levensverwachting van 25 jaar derhalve nog niet afgeschreven. Vanuit het oogpunt van duurzaamheid is het voorstel om naast de ontwikkelingen van de markt een ombouw van dit materieel te overwegen. Hierbij is het bijvoorbeeld mogelijk om na het verwijderen van de dieselmotoren en dieseltank de vrijgekomen ruimte in de aandrijvingsmodule te benutten voor brandstofcellen en een vorm van energieopslag.

Afhankelijk van de vermogensvraag is het mogelijk om hiervoor een optimale samenstelling te bepalen. De brandstofcellen dienen te voldoen aan de vermogensbehoefte om op snelheid te blijven; de supercaps assisteren bij de aanzet.

Om aan dezelfde dienstregeling te kunnen voldoen, is in deze studie het uitgangspunt geweest dat het huidige materieel na aanpassing vergelijkbare eigenschappen moet hebben als het huidige materieel.



Figuur 6: Stadler GTW 2/8 van Arriva © Björn Nielsen

Het minimaal benodigde mechanische vermogen om een GTW 2/8 (drie rijtuigen) een constante snelheid van 140 kilometer per uur te laten volhouden bedraagt circa 500 kW. Dat van een GTW 2/6 (twee rijtuigen) bedraagt circa 425 kW, zoals hieronder is weergegeven:

Berekening benodigd vermogen voor constante snelheid van 140 kilometer per uur:

Voor de arbeid geldt

$$e = f \cdot s \quad (\text{Arbeid is kracht maal afstand})$$

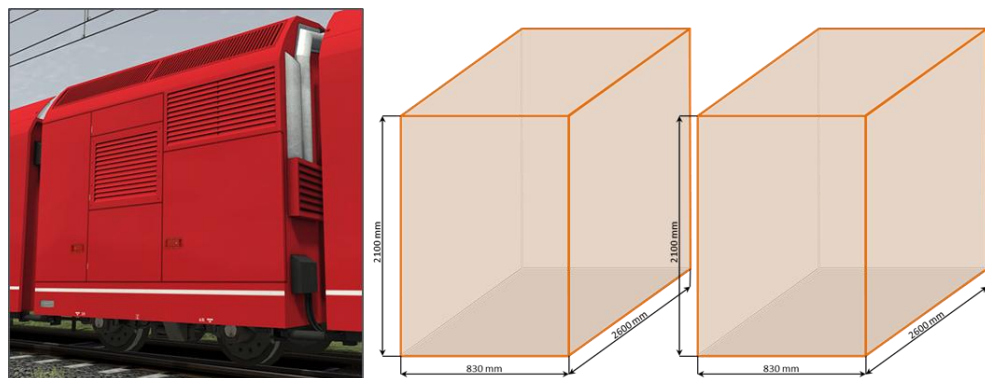
$$e = P \cdot t \quad (\text{Energie/arbeid is vermogen maal tijd})$$

De snelheid is 39 m/s. Dus als je van één seconde uitgaat krijg je de volgende berekening gebaseerd op een treinweerstand van 10,9 kN (GTW 2/6):

$$e = 10,9 \text{ kN} \cdot 39 \text{ m/s} = 425 \text{ kJ}$$

ofwel een benodigd vermogen van 425 kW.

Indien zaken als de efficiency van de elektromotoren en verbruik door verlichting, koeling en andere zaken in de trein (44 kW) worden meegenomen volgt een benodigd minimaal vermogen vanuit de brandstofcellen dat vergelijkbaar is met dat van de bestaande dieselmotoren. Tijdens de acceleratie steunen de supercaps de aanzet. Voor de GTW 2/6 zijn hiervoor 4 modules nodig en voor de GTW 2/8 zijn hiervoor 6 modules nodig. Bij de GTW 2/6 kunnen deze dan een vermogen leveren van 200 kW gedurende ongeveer een minuut of 100 kW gedurende 2 minuten.



Figuur 7: De aandrijvingsmodule van de Stadler GTW 2/6 en GTW 2/8 en de beschikbare ruimte erin.

De vraag is of dat technisch haalbaar is om dit onder te brengen in de aandrijvingsmodule van een GTW treinstel. Naar verwachting moeten minimaal de waterstoftanks op het dak van het treinstel worden geplaatst (eveneens wenselijk vanuit oogpunt van veiligheid) en dan nog is de ruimte zeer beperkt.

Voor de GTW 2/8 houdt dit mogelijk in dat er twee aandrijvingsmodules in het treinstel moeten worden geplaatst. Technisch is dit mogelijk; van deze verbouwing bestaan al plannen. In een GTW 2/6 treinstel is dat echter onmogelijk. Een optie is om de GTW 2/8 treinstellen in te richten voor de langere afstanden; met een groter vermogen om 140 kilometer per uur te kunnen halen en volhouden. Deze treinstellen worden dan, indien nodig, voorzien van een extra aandrijvingsmodule. De GTW 2/6 treinstellen worden dan ingericht voor de regionale diensten die minder hoge snelheden eisen en vaker moeten aanzetten en afremmen². Bij de GTW 2/6 is de verhouding supercaps versus brandstofcellen in die situatie hoger.

Met de brandstofcellen, waterstoftanks en supercaps is het gewicht vergelijkbaar of iets lichter dan in de huidige configuratie met dieselgeneratoren.

Eventuele extra capaciteit kan worden geboden door bijvoorbeeld ook dieselektrische GTW treinstellen die beschikbaar komen van Veolia (na beëindiging van haar concessie in Limburg en elektrificatie van de Maaslijn) over te nemen. Deze treinstellen zijn te gebruiken voor extra capaciteit en eventueel voor het overnemen van de aandrijvingsmodules.

2.4.4 Alstom

Alstom is in samenwerking met Hydrogenics als brandstofcel leverancier, DLR (Duits equivalent van TNO) als ontwikkelingspartner en het Duitse Ministerie als co financier

² Merk op dat dit beperkend is voor de vervoerder qua dienstregeling, capaciteit en aansturing.

bezig met de ontwikkeling van een regionale trein aangedreven door brandstofcellen. Op basis van de Coradia LINT wordt een nieuw treinstel ontwikkeld met brandstofcellen en energieopslag. Samen met de Duitse deelstaten Nedersaksen, Noord-Rijnland-Westfalen, Baden-Württemberg en de OV-autoriteiten van Hessen heeft zij een intentieverklaring getekend om deze treinen te gaan ontwikkelen en leveren.



Figuur 8: Coradia LINT 54 van Alstom © Dominik

Vanaf eind 2016 gaan twee prototypes beproefd worden. De volgende stap is de bouw van twee nieuwe treinstellen die vanaf begin 2018 in dienst gaan in Noord Duitsland. Deze worden vanaf eind 2018 tot 2022 gevolgd door een serie van vijftig tot zestig treinstellen voor de reguliere treindiensten. De eerste treinen zijn gebaseerd op de Coradia LINT 54, bestaande uit twee rijtuigbakken. Daarnaast zijn er varianten op waterstof in ontwikkeling op basis van de LINT 81 en de LINT 41. De onderlinge verschillen betreffen de configuratie van het voertuig; LINT 54 (2 rijtuigbakken, 4 draaistellen), LINT 81 (3 rijtuigbakken), LINT 41 (2 rijtuigbakken, 3 draaistellen).

De treinen zijn voorzien van opslag van waterstof en brandstofcellen op het dak van de rijtuigbakken. Tanken geschiedt wel langs de zijkant van het voertuig op eenzelfde wijze als bij waterstofbussen. De brandstofcellen, waterstoftanks en overige installaties zijn componenten zoals deze ook worden toegepast in moderne brandstofcelbussen. De Coradia LINT 54 wordt als eerste gebouwd en bestaat uit twee rijtuigbakken met elk een brandstofcel, 90 kg aan opslagcapaciteit voor waterstof en accu's voor het opslaan van remenergie. Voor deze energieopslag maakt Alstom gebruik van lithium-ion accu's in plaats van supercaps zoals voorgesteld in het conceptueel ontwerp.

Het treinstel heeft evenveel zitplaatsen als haar dieselelektrische equivalent en kent ook dezelfde topsnelheid van 140 kilometer per uur. Dankzij de accu's is de acceleratie vergelijkbaar of beter dan bij de diesel aangedreven treinstellen. Het bereik bedraagt tussen de circa 600 en 900 kilometer op een volle lading waterstof van 180 kg.

Toetsing en certificering van het concept en de treinstellen wordt verzorgd door het Duitse TÜV Süd als independant safety assessor.

Tests in april 2016 in Frankrijk geven positieve resultaten op het gebied van trillingen en schokken. Daarnaast is bij deze banktesten een lager verbruik geconstateerd dan zij in eerdere berichten hadden opgegeven.

Het verbruik en het bereik van de trein is afhankelijk van de rit circa 0,2 tot 0,28 kg waterstof per km. Het verbruik wordt beperkt door gebruik te maken van een intelligente vermogensregeling. Deze regeling is vooraf geprogrammeerd en tevens zelflerend aan de hand van de energiebehoefte op een bepaald baanvak en geeft als zodanig ook adviezen aan de treinbestuurder.

Voor zover bekend heeft Alstom met deze ontwikkeling als enige leverancier een regionale trein op waterstof in haar portefeuille.

2.5 Benodigde hoeveelheid energie

Traject

De spoortrajecten in Groningen en Friesland kenmerken zich doordat met uitzondering van de sneltrein Groningen – Leeuwarden de meeste treinen veel haltingen kennen in de huidige situatie. De halte-afstanden variëren hierbij afhankelijk van de plaatsen die aangedaan worden en er is ook variatie in snelheid. Daarnaast zijn er verschillen in frequentie en treinenlengte; deze vervoercapaciteit is eveneens afhankelijk van het aantal reizigers.

Op het traject richting Roodeschool is de baanvaknelheid bijvoorbeeld 80 kilometer per uur, waar tussen Groningen en Leeuwarden delen geschikt zijn voor 140 kilometer per uur.

Tabel 1: Kenmerken trajecten

Traject	Haltes	Lengte (km)	Baanvaknelheid
Groningen – Leeuwarden ¹	9 (3)	54	100/140
Groningen – Bremen	18	172	120/140
Groningen – Nieuweschans	10	47	120/140
Groningen – Delfzijl	9	38	100/120
Groningen – Veendam	8	29	100/140
Groningen – Roodeschool	10	38	80/120
Leeuwarden – Stavoren	9	50	100/130
Leeuwarden – Harlingen Haven	6	26	100

¹Betreft aantal haltes voor de stoptrein en tussen haakjes voor de sneltrein

Zoals te zien is in bovenstaande tabel kennen de baanvakken verschillende snelheden en halteafstanden. De kleinste halteafstand bedraagt 1,7 km tussen Groningen en Groningen Europapark. De grootste halteafstand bedraagt 37,6 km voor de Intercity Groningen – Bremen.

De dienstregeling op de trajecten wordt met name bepaald door de enkelsporige baanvakken, de kruisingsstations en de knopen in Groningen, Leeuwarden en Duitsland. Uitgangspunt is daarom dat de waterstofbatterijtrein minimaal vergelijkbaar moet presteren met het huidige dieselelektrische materieel. In de volgende paragrafen worden de simulatieresultaten beschreven en deze zijn vervolgens geëxtrapoleerd naar de andere baanvakken.

Gesimuleerde trajecten

Voor de baanvakken Leeuwarden – Groningen Europapark, Groningen – Bremen en Groningen – Delfzijl zijn simulaties uitgevoerd om het energieverbruik te bepalen. Het traject naar Delfzijl is mede gesimuleerd met het oog op de mogelijke tankvoorzieningen ter plaatse en de geldende baanvaknelheden op dat baanvak.

Hiervoor zijn de baanvakken met hun eigenschappen (lokale snelheden en haltelocaties) ingevoerd in Xandra treinsimulatiesoftware. Daarnaast is een treinstel aangemaakt op basis van het bestaande GTW 2/6 materieel wat is voorzien van een brandstofcel en supercaps.

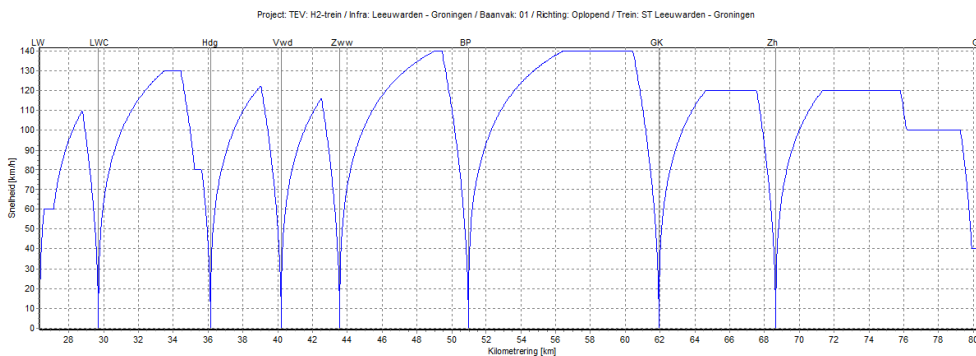
Bij de simulaties zijn de volgende uitgangspunten gehanteerd:

- GTW 2/6 voorzien van brandstofcelvermogen van 456 kW en 190 kW's aan supercap capaciteit.
- Efficiëntie brandstofcel 55% (omzetting waterstof naar elektrische energie), representatief voor het rendement nabij inzet op hoog vermogen.
- Baanvakken zijn kaal gehouden; baanvak- en lokale snelheden en haltelocaties.
- Geen invloeden van treinen op elkaar.
- Geen geografische invloeden (hellingen).
- Maximale aanzet, rijden met maximale snelheid en maximale remming.

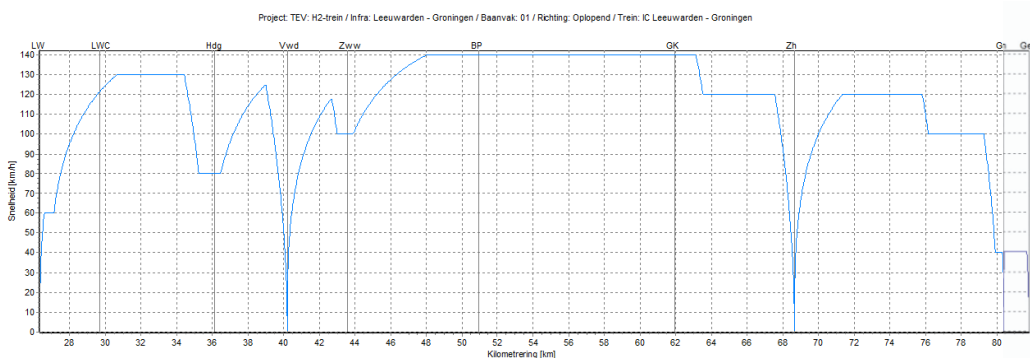
Gezien de fase waarin het project zich bevindt is de exacte treinconfiguratie en het verbruik nog niet precies te bepalen. De invloed van hellingen, andere treinen en de marges in de dienstregeling zijn daarom buiten beschouwing gelaten.

Groningen – Delfzijl zat oorspronkelijk niet in de scope, maar is ook gesimuleerd omdat dit baanvak met de lagere snelheden representatiever is voor de overige lijnen.

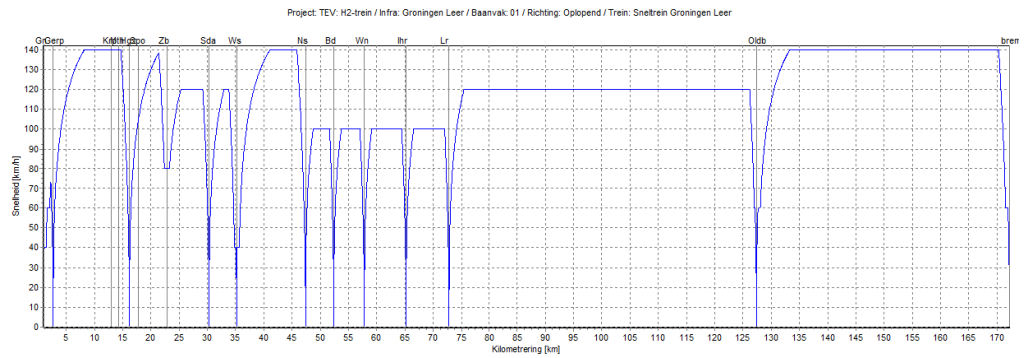
In de onderstaande schema's zijn de snelheid/wegdiagrammen weergegeven van de ritten op de aangegeven baanvakken.



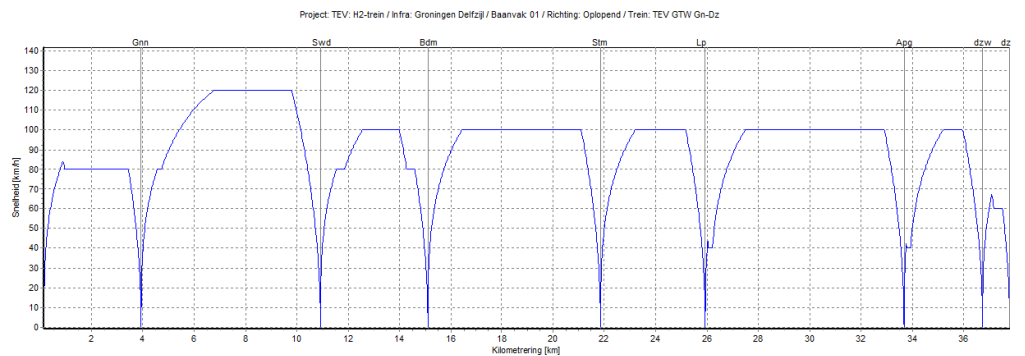
Figuur 9: Leeuwarden – Groningen (Stoptrein)



Figuur 10: Leeuwarden – Groningen (Sneltrain):



Figuur 11: Groningen - Bremen



Figuur 12: Groningen - Delfzijl

Naast de snelheden volgden de onderstaande verbruiksgegevens uit de simulatie:

Tabel 2: Verbruiksgegevens gesimuleerde trajecten

Traject	Verbruik per rit	Verbruik per dag	Verbruik per km
Leeuwarden – Groningen (stop)	12,2 kg	1559 kg	0,23 kg
Leeuwarden – Groningen (snel)	12,5 kg	2241 kg	0,22 kg
Groningen – Bremen	34,9 kg	2511 kg	0,20 kg
Groningen – Delfzijl	7,3 kg	933 kg	0,19 kg

De waarden bij het verbruik per dag geven aan hoeveel twee gekoppelde treinstellen verbruiken; in de ontvangen gegevens (dienstregeling 2020 Programma Noord Nederland) is het uitgangspunt dat alle diensten met twee treinstellen³ worden uitgevoerd. De sneltrein Groningen – Leeuwarden is een uitzondering met drie treinstellen.

Extrapolatie naar andere trajecten

Op basis van de simulaties zijn de overige baanvakken geëxtrapoleerd voor wat betreft het energieverbruik. De resultaten uit de simulatie voor de aanzet, rijden op snelheid en remming zijn doorgerekend met het aantal haltes en de afstand van de baanvakken. Hieruit volgen de waarden zoals deze hieronder zijn opgenomen.

³ Dit zal in praktijk eerder gemiddeld over de dag het geval zijn (een deel van de dag met 3 en een deel van de dag met minder). In de berekeningen wordt uitgegaan van twee treinstellen.

Tabel 3: Extrapolatie verbruiksgegevens naar andere trajecten

Traject	Verbruik per rit	Verbruik per dag	Verbruik per km
Groningen – Nieuweschans	8,9 kg	1145 kg	0,19 kg
Groningen – Veendam	5,6 kg	717 kg	0,19 kg
Groningen – Roodeschool	7,6 kg	976 kg	0,20 kg
Leeuwarden – Stavoren	9,2 kg	660 kg	0,18 kg
Leeuwarden – Harlingen Haven	4,9 kg	351 kg	0,19 kg

De waarden bij het verbruik per dag geven aan hoeveel twee gekoppelde treinstellen verbruiken; in de ontvangen gegevens (dienstregeling 2020 Programma Noord Nederland) is het uitgangspunt dat alle diensten met twee treinstellen worden uitgevoerd.

Totale energievraag

Op basis van bovenstaande resultaten komt de energievraag neer op 0,18 tot 0,23 kg per km. Verwacht wordt dat in de praktijk kan worden gerekend met een verbruik van 0,20 tot 0,25 kg per km.

De totale energievraag komt vervolgens, op basis van de ontvangen dienstregeling gegevens, neer op een verbruik van ruim 11000 kg waterstof per doordeweekse dag. Op jaarbasis komt dat neer op bijna 3,5 miljoen kilogram waterstof per jaar.

Bij de energievraag moeten een aantal kanttekeningen worden geplaatst:

- Er is uitgegaan van de ontvangen dienstregeling-gegevens (2020 Programma Noord Nederland). Hierin worden alle treindiensten met meerdere treinstellen gereden. Naar verwachting is dit in de praktijk alleen in de (brede) spitsen van toepassing en wordt buiten de spits en in de avonden de treindienst uitgedund.
- In de simulaties is gerekend met een treinstel van het type GTW 2/6, daar waar in de praktijk ook GTW 2/8 wordt ingezet.
- Bij inzet van dubbele treinstellen is het verbruik in de berekeningen nu dubbel zo hoog, terwijl er in werkelijkheid een efficiencywinst is door de reductie van de luchtweerstand.
- Bij de inzet van dubbele treinstellen is de extra vermogensvraag voor het GTW 2/8 materieel vergelijkbaar met de efficiencywinst door het inzetten van meer treinstellen (reductie luchtweerstand).
- Voor de weekenden is gerekend met inzet met een lagere frequentie en materieelinzet; zaterdag en zondag samen worden gerekend als één weekdag.

Bij uitdunning van de gegeven dienstregeling zoals aangegeven, zal het verbruik per dag en per jaar afnemen.

2.6 Waterstof en energievoorziening

2.6.1 Waterstof als energiedrager

In deze berekeningen wordt uitgegaan van het waterstof verbruik zoals direct hiervoor aangegeven. Per doordeweekse dag is ongeveer 11000 kg waterstof benodigd, wat overeen komt met bijna 3,5 miljoen kilogram waterstof per jaar.

2.6.2 Beschikbaarheid van waterstof

Waterstof is beschikbaar en kan geleverd worden door de industrie.

Waterstof is een bijproduct van de chloorproductie (door middel van elektrolyse van een natriumchloride oplossing), onder andere bij Akzo Nobel in Delfzijl.

De maximaal beschikbare waterstof bij Akzo in Delfzijl komt ongeveer overeen met de benodigde hoeveelheid die hiervoor is genoemd. In [1] wordt een inkoopprijs van € 0 tot € 3.80 per kilogram genoemd. Nihil is echter niet realistisch, dus bij de genoemde afname wordt uitgegaan van een inkoopprijs van € 2,= per kg. Hierbij komen nog kosten voor het comprimeren, transport en tanken van de waterstof.

De inschatting is dat de kosten van waterstof van deze bron (exclusief tanken, inclusief transport en comprimeren) ongeveer € 5,= kunnen gaan bedragen. Hiervan wordt ook uit gegaan in de berekeningen. Dit komt overeen met de prijs die ECN op de langere termijn aanhoudt in diverse presentaties [2] [3].

Daarnaast kan waterstof worden geproduceerd uit koolwaterstoffen als aardgas (stoom reforming). Hierbij wordt CO₂ geproduceerd en de productie is dan niet emissievrij. In [1] uit 2010 wordt voor de kostprijs voor waterstof uit stoom reforming in de Provincie Overijssel ongeveer € 9.42 per kilogram aangehouden (inclusief compressie en transport). Aangezien dit niet de meest voor de hand liggende oplossing is (niet emissievrij en niet specifiek interessant voor de Noordelijke provincies), is dit niet verder uitgezocht. Vermeldenswaardig is nog wel dat door duurzaam opgewekte energie aan het net te leveren (en niet te gebruiken voor waterstofproductie) en koolwaterstoffen in te zetten voor de productie van waterstof door stoom reforming er tweemaal zoveel waterstof kan worden geproduceerd [1].

Een andere bron [Air products] geeft een gemiddelde prijs van waterstof uit de industriële sector met klasse 5.0 bedraagt € 7.90 / kg exclusief btw, inclusief transport.

Waterstof kan ook zelf worden opgewekt door middel van elektrolyse van gedemineraliseerd water. Dit wordt verderop behandeld.

2.6.3 Tanken van waterstof

Ongeacht de bron van de waterstof is er behoefte aan het tanken van waterstof.

Stel er wordt gebruikt van de waterstof van Akzo Nobel in Delfzijl dan nog is er behoefte aan andere tanklocaties om de volgende redenen:

- Het is erg beperkend om in Delfzijl te gaan tanken: dan zouden alle treinen minimaal 1 maal per dag in Delfzijl moeten komen.
- Het van en naar de tankplaats rijden kost tijd en past niet in de keertijden in de dienstregeling (de huidige keertijd bedraagt vijf minuten).
- Uitval van de spoorlijn naar Delfzijl zou het hele regionale net in de Noordelijke provincies stilleggen.

Daarom is voorzien dat er tankplaatsen in de buurt van de opstel terreinen in Groningen en Leeuwarden nodig zijn, om zowel alle treinen minimaal eenmaal per dag in de buurt van een tankplaats te krijgen als redundantie in de tankinfrastructuur te realiseren.

De tankplaats dient aan de volgende eisen te voldoen:

- Capaciteit van maximaal 10.000 kg waterstof per dag per tankplaats;
 - Groningen circa 8.000 tot 10.000 kg
 - Delfzijl circa 2.500 tot 5.000 kg
 - Leeuwarden circa 1.000 tot 5.000 kg.
 - NB. de capaciteit per tankplaats is afhankelijk van de volgende factoren:
 - Het aantal te tanken treinen per dag (omlopen van vervoerder)
 - Veiligheidscontour (maximale opslag)
 - Afstand tot productielocatie (industrie / duurzame opwekking)
- In staat om een trein in 10 tot 20 minuten te tanken (180 kg waterstof).

De capaciteit van de tankplaats stelt ook eisen aan de voorraad waterstof. Een minimale voorraad die overeenkomt met het verbruik van 1 dag lijkt minimaal vereist.

Uit [4] uit 2013 volgt dat de grotere (eigenlijk de grootste in het rapport) tankplaatsen (vanaf 2016) gericht op wegvervoer met een capaciteit van 1500 kg/dag een investering (capital cost) van ruim 5 miljoen dollar vragen.

Dit is geëxtrapoleerd naar tankplaatsen in Groningen en Leeuwarden van respectievelijk 8000 kg/dag en 2000 kg/dag (met investeringskosten van respectievelijk zo'n 25 miljoen en 10 miljoen euro).

De tankplaats te Groningen wordt idealiter gesitueerd op het nieuw aan te leggen opstel terrein in de sporendriehoek ten zuidoosten van de stad. Op onderstaande luchtfoto is de ontwikkeling van het opstel terrein in het oranje geprojecteerd. Daarnaast is de voorziene locatie van de tankplaat voor diesel aangegeven. Indien dezelfde locatie wordt aangehouden voor het tanken van waterstof is hiervoor ter indicatie een contour met een straal van 150 meter op geprojecteerd. Een voordeel van deze locatie is de ligging buiten de stad naast een industrieterrein en weilanden. Ondanks het ten zuiden van het opstel terrein geprojecteerde park biedt dit voordelen voor de externe veiligheid en kansen om in de nabijheid duurzame energie op te wekken.



Figuur 13: Mogelijke locatie tankplaat bij nieuwe opstel terrein Groningen

Te Leeuwarden ligt het bestaande opstel terrein dicht bij de stedelijke bebouwing. Daarnaast rijden er vanaf Leeuwarden minder trein(dienst)en, mede hierom is het voorstel om op deze locatie een kleinere tankplaats toe te passen. De straal van de geprojecteerde contour is daardoor verkleind tot 100 meter rondom de bestaande dieseltankplaat, alhoewel andere locaties ook mogelijk zijn. Ten zuidwesten van het bestaande opstel terrein, naast de boog richting Heerenveen is het ook mogelijk om een tankplaat te realiseren tussen een bedrijventerrein en voetbalvelden. Eventuele aanvoer met tankwagens hoeft dan niet door een woonwijk naar de tankplaats te rijden.



Figuur 14: Mogelijke locatie tankplaat bij opstelsterrein Leeuwarden

2.6.4 Opslag en transport van waterstof

Waterstof is een gas met een zeer lage dichtheid en om zowel de opslag als het vervoer efficiënt te maken wordt het onder hoge druk opgeslagen (350 – 700 bar). Daarnaast zijn de moleculen erg klein, waardoor het waterstof relatief snel naar buiten ontsnapt. Kortom de opslag van waterstof vereist stevige en robuuste opslagtanks. Om de waterstof op deze hoge druk te brengen is ook energie (arbeid) nodig.

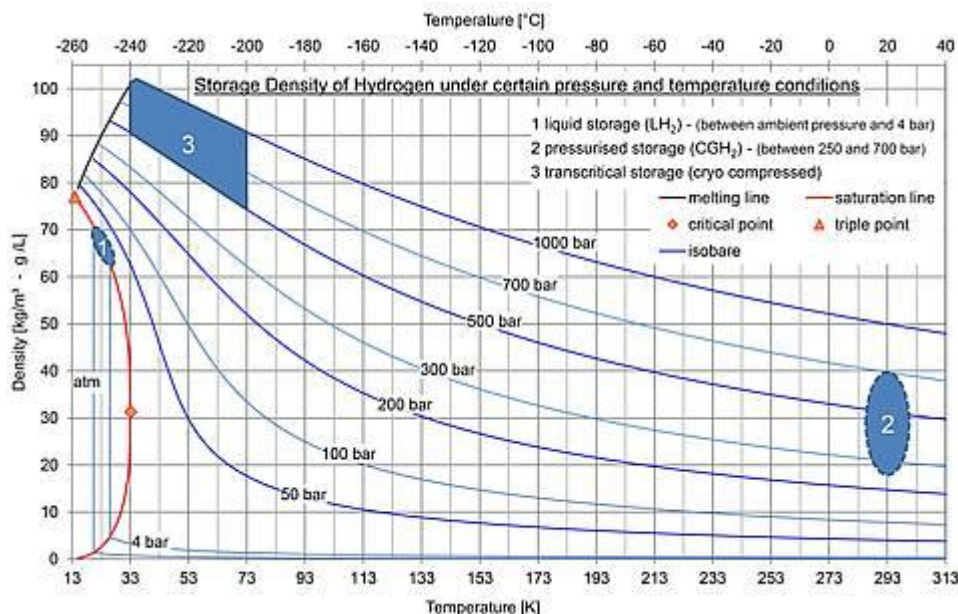
Waterstof kan ook in vloeibare vorm worden opgeslagen of vervoerd. Daar is echter een extreem lage temperatuur voor vereist van maximaal zo'n -240°C. Er kan dan wel meer waterstof tegelijk worden vervoerd⁴. Zie ook Figuur 15.

Er zijn wel ontwikkelingen om de waterstof op een andere wijze op te slaan, bijvoorbeeld als mierenzuur, methanol of natriumboorhydride. Deze ontwikkelingen bevinden zich echter nog in de experimentele fase en zijn nog niet geschikt om op grote schaal toe te passen⁵.

Bij de huidige tankstations voor wegvervoer vindt opslag gasvormig plaats bij drukken van 450 bar (MP-buffer) en 900 bar (HP-buffer) in cilinders met een inhoud van respectievelijk 1000 liter (1 m³) en 50 liter (0,05m³). De dichtheid is dan, afhankelijk van de druk, 20 tot 50 kg/m³. Om een opslag te realiseren van zeg 5000 kg is dan een volume nodig van 100 tot 250 m³, bestaande uit cilinders met een vergelijkbare inhoud als de huidige tankstations.

⁴ <http://www.ttm.nl/nieuws/speciale-oplegger-voor-transport-waterstof/31645/>

⁵ Dat de hoeveelheid waterstof waar het hier om gaat groot is, zal verderop blijken uit het feit dat dit de volledige beschikbare productie in Delfzijl is en de capaciteit van de huidige tankstations.



Figuur 15: Dichtheid van waterstof onder druk

Wanneer waterstof wordt ingekocht bij de industrie, of op een andere locatie wordt opgewekt dan waar het wordt getankt, moet waterstof worden vervoerd. De meest voor de hand liggende wijze van transport zou over het spoor zijn, echter er zijn (nog) geen wagons geschikt (goedgekeurd) voor het vervoer van waterstof.

Uit de beschikbare gegevens volgt dat een tubetrailer ongeveer 400 kg waterstof (voldoende voor het volledig vullen van ruim twee treinen) over de weg mee kan nemen. Dat betekent dus dat er in totaal dagelijks *tientallen* transporten plaats moeten vinden om de tankstations te bevoorraden.

De kosten van transport op deze wijze bedragen ongeveer € 2,- per km (enkele reis). Uitgaande van een gemiddelde afstand van 60 km (Delfzijl direct: 0km, Delfzijl – Groningen: 50km en Delfzijl – Leeuwarden 110km, maar merendeel naar Groningen) komt dit op een bedrag van € 0,60 per kg waterstof

2.6.5 Opwekking van waterstof (elektrolyse)

Indien men de waterstof wil produceren uit duurzame energie dan is er een electrolyser nodig. Om aan de benodigde hoeveelheden waterstof te komen is er electrolyser capaciteit nodig van circa 20 MW (voor een capaciteit van 8000kg per dag).

Hiervoor zijn twee mogelijkheden; een alkaline electrolyser of een PEM electrolyser. De prijzen voor een dergelijke installatie bedragen circa veertien respectievelijk twintig miljoen euro. Om transportkosten uit te sparen is het mogelijk om de faciliteiten nabij de tankplaatsen te lokaliseren, afhankelijk of dit past binnen de veiligheidscontouren ter plaatse. In een optimalisatie zou dan ook de hoeveelheid opslag ter plaatse gereduceerd kunnen worden.

In [1] wordt voor de waterstofproductie een benodigde hoeveelheid energie van 70 kWh/kg aangehouden (voor productie inclusief compressie). Dit betekent een energiebehoefte van 241 GWh.

2.6.6 Windenergie

In deze paragraaf wordt toegelicht wat de kosten zijn van windmolens wanneer deze worden gebruikt voor de opwekking van de energie voor de brandstofcellen.

De kosten worden daarbij kort toegelicht om te onderbouwen waar de kosten op gebaseerd zijn.

Uitgangspunten

De locatie voor een windmolenpark is belangrijk aangezien de opbrengsten sterk kunnen fluctueren. Zo hebben windmolens op zee meer vollasturen, maar deze zijn ook duurder om te plaatsen. In eerder onderzoek uitgevoerd door ECN blijkt dat windmolens op zee nog steeds een factor 1,5 duurder zijn dan windmolens op land. Hier wordt daarom uitgegaan van windmolens op land.

Ook op het land is er een verschil in het aantal vollasturen. Zo scheelt het bijna 1000 vollasturen tussen windmolens aan zee in vergelijking met windmolens die in ‘windarme’ gebieden worden geplaatst. Om dit te compenseren is in [5] de winddifferentiatie naar gebiedsindeling geïntroduceerd met als doel om overstimulering van windrijke gebieden te voorkomen. De Noordelijke provincies liggen qua windsnelheid gunstig.

Er wordt ervan uitgegaan dat een windmolen 2450⁶ vollasturen haalt per jaar. Er wordt daarbij uitgegaan van windmolens van ongeveer 3MW per stuk. Met een rotordiameter van 122 m (REpower 3.0 M122 onshore windturbine; 3,2MW). Volgens de NEN-EN-IEC 61400 is het van belang dat de windmolens onderling vijf maal de rotordiameter uit elkaar staan. Iedere windmolen van 3,2 MW neemt dus ongeveer 0,14 km² ruimte in beslag. Merk wel op dat dit in een aanzienlijk gebied voor ‘horizonvervuiling’ zorgt. Windmolens van deze afmetingen zijn van grote afstand te zien.

In de berekening wordt uitgegaan dat de financiering voor 100% uit de markt komt met een marktrente van 5%. Door de SDE subsidieregeling en de volwassenheid van windmolenparken zitten is dit een reële marktrente. Aangenomen wordt dat de investering annuïtair wordt afgelost over de economische levensduur van een windmolenpark. Er wordt een vergelijking gemaakt tussen een levensduur van 15 jaar en 20 jaar.

Voor het transport van de gewonnen elektriciteit wordt de aanname gedaan dat gebruik wordt gemaakt van het elektriciteitsnet. Hiervoor zijn jaarlijks kosten verschuldigd. Deze kosten bedragen € 11,- / kW (op basis van het geïnstalleerd vermogen).

Kostenoverzicht

Getallen uit verschillende bronnen zijn niet altijd in lijn met elkaar. Voor de berekening is uitgegaan van de gegevens uit [6] voor het vaststellen van de investeringskosten en jaarlijkse vaste en variabele kosten bij het benodigde vermogen aan windenergie.

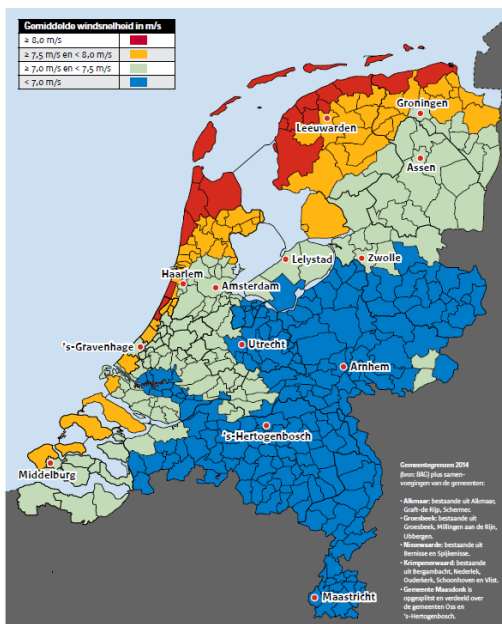
Tabel 4: Kosten windmolenpark – investeringskosten en beheer en onderhoudskosten

Parameter	Eenheid	Wind op land (SDE+ 2014)	Wind op land (SDE+ 2016)
Installatiegrootte	[MW]	15	50
Investeringskosten	[€/kW _e]	1350	1290
Vaste O&M kosten	[€/kW _e /jr]	15,3	12,4
Variabele O&M kosten	[€/kWh]	0,0148	0,0139

Subsidie

⁶ [17]; tabel 16; trede 3

De subsidieregeling voor windenergie is gedifferentieerd naar Gemeente⁷. Deze differentiatie is gedaan om ook een stimulans te bieden voor de minder windrijke gebieden.



Figuur 16: Windsnelheid per gemeente in Nederland

Aangenomen wordt dat de windmolens worden geplaatst in de oranje categorie (> 7,5 m/s en < 8,0 m/s). Het maximaal subsidiale vollasturen wordt hierbij bepaald a.d.h.v. een windrapport. Als uitgangspunt wordt 2450 subsidiale uren aangenomen.

Wind	Maximum basisbedrag / fasebedrag (€/kWh)				Basisenergieprijs (€/kWh)		Max. vollasturen per jaar	Max. looptijd subsidie (Jaren)	Uiterlijke termijn ingebruikname (Jaren)
	Fase 1 Vanaf 22 maart 09.00 uur	Fase 2 Vanaf 29 maart 17.00 uur	Fase 3 Vanaf 4 april 17.00 uur	Fase 4 Vanaf 11 april 17.00 uur tot 28 april 17.00 uur	Voorlopig	correctiebedrag 2016			
Wind op land									
- ≥ 8,0 m/s	0,070	0,070	0,070	0,070	0,030	0,038	**	15	4
- ≥ 7,5 en < 8,0 m/s	0,076	0,076	0,076	0,076	0,030	0,038	**	15	4
- ≥ 7,0 en < 7,5 m/s	0,082	0,082	0,082	0,082	0,030	0,038	**	15	4
- < 7,0 m/s	0,090	0,093	0,093	0,093	0,030	0,038	*	15	4

Figuur 17: SDE+ subsidieregeling voor windmolens in 2016

De subsidie komt hiermee op (0,076 – 0,038) € 0,038 / kWh met een maximum van 2450 vollasturen.

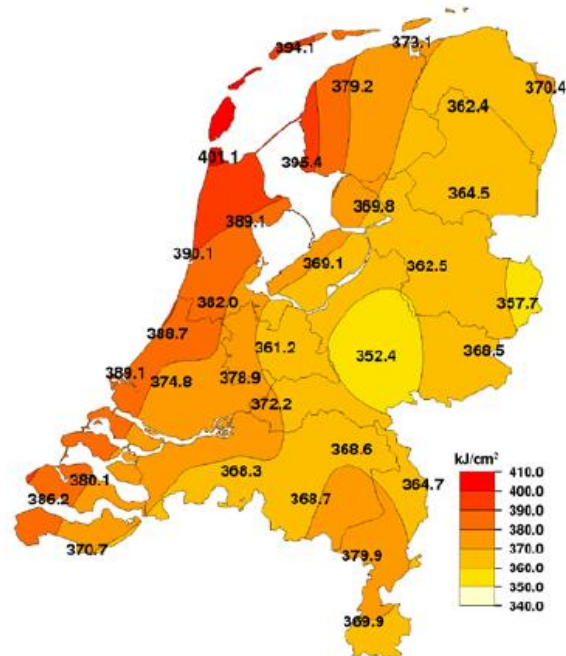
2.6.7 Zonnepanelenpark

Als alternatief voor een windmolenpark zijn zonnepanelen een mogelijke bron van duurzame energie. Door de continue prijsdalingen die in de afgelopen jaren zijn waargenomen [7] en de toegenomen efficiëntie van de panelen is het interessant om te kijken naar de mogelijkheid om zonnepanelen toe te passen.

Uitgangspunten

⁷ <http://www.rvo.nl/subsidies-regelingen/sde/wind/windsnelheid-gemeente>

Voor zonnepanelen is de locatie ook van belang om het aantal vollasturen te bepalen. In [7] is over de periode 2010-2013 gemonitord wat de potentiële opbrengst bedraagt als functie van de locatie (zie figuur). ECN gaat in haar adviesrapportage in 2016 uit van 950 vollasturen [6]. Voor de berekening wordt deze waarde ook overgenomen.



Figuur 18: Potentiële energieopbrengst van zonne-energie in Nederland.

Een windmolen van 3,2MW (geïnstalleerd vermogen) gebruikte een oppervlak van 0,14km². Qua oppervlakte aan zonnepanelen is hier 0,026 km² voor benodigd. Ervan uitgaande dat ieder paneel 5 maal het oppervlak nodig heeft aan ruimte (i.v.m. schaduwvorming) bedraagt het benodigd oppervlak 0,13km². Dit is vergelijkbaar met het grondgebruik van een windmolenpark voor eenzelfde geïnstalleerd vermogen. Merk echter op dat de opbrengst van een windmolenpark hoger ligt doordat er meer vollasturen zijn (2450 voor een windmolenpark versus 950 voor zonnepanelen). Een windmolenpark is daarentegen van grote afstand te zien.

Voor zonnepanelen wordt gerekend met een technische levensduur van 25 jaar, maar in de berekening wordt uitgegaan van een economische levensduur van 15 en 20 jaar. Hiermee rekening houdend met veroudering van PV panelen zal het rendement ook reduceren van 95% naar 80% van de oorspronkelijke capaciteit na 25 jaar.

Op basis van diverse bronnen [5] [8] [6] en [7] zijn de investeringskosten voor een zonnepanelenpark opgesteld. Hierbij is uitgegaan van een dakgebonden turn-key systeem. Door de benodigde kwantiteit is een dakgebonden systeem niet de meest voor-de-hand liggende keuze en wordt uitgegaan van een grondgebonden systeem.

In de berekening wordt uitgegaan dat de financiering voor 100% uit de markt komt met een markttrente van 5%. Door de SDE subsidieregeling en de volwassenheid van zonnepanelen is dit een reële markttrente. Aangenomen wordt dat de investering annuïtair wordt afgelost over de economische levensduur van een windmolenpark. Er wordt een vergelijking gemaakt tussen een levensduur van 15 jaar en 20 jaar.

Voor het transport van de gewonnen elektriciteit wordt de aanname gedaan dat gebruik wordt gemaakt van het elektriciteitsnet. Hiervoor zijn kosten verschuldigd. Deze kosten bedragen € 11 / kW.

Kostenoverzicht

Getallen uit verschillende bronnen zijn niet altijd in lijn met elkaar. Voor de berekening is uitgegaan van de gegevens uit [6]. De onderstaande tabel is gebruikt voor het vaststellen van de investeringskosten en jaarlijkse vaste en variabele kosten bij het benodigde vermogen aan zonnepanelen.

Tabel 5: Kosten zonnepanelen – investeringskosten en beheer en onderhoudskosten

Parameter	Eenheid	SDE+ 2014	SDE+ 2016
Installatiegrootte	[MW]	0,1	0,1
Investeringskosten	[€/kW _e]	1030	1010
Vollasturen	[uur/jaar]	1000	950
Vaste O&M kosten	[€/kW _e /jr]	17	17

Subsidie

Voor zonne-energie kan er subsidie verleend worden. Voor deze subsidieregeling is het maximaal subsidiale vollasturen 950 uur. De subsidie wordt ingedeeld in 4 fases (zie figuur).

	Fase 1 Vanaf 22 maart 09.00 uur	Fase 2 Vanaf 29 maart 17.00 uur	Fase 3 Vanaf 4 april 17.00 uur	Fase 4 Vanaf 11 april 17.00 uur tot 28 april 17.00 uur	Basisenergieprijs	Voorlopig correctiebedrag 2016	Max. vollasturen per jaar	Max. looptijd subsidie (jaren)	Uiterlijke termijn ingebruikname (jaren)
Zon	Maximum basisbedrag / fasebedrag (€/kWh)				(€/kWh)				
Zon-PV ≥ 15 kWp en aansluiting > 3 * 80 A	0,090	0,110	0,128	0,128	0,035	0,044	950	15	3

Figuur 19: SDE+ subsidieregeling 2016

Uitgaande dat de aanvraag in fase 2 wordt gedaan bedraagt de subsidie (0,11 – 0,044) = € 0,066 / kWh subsidie met een maximum van 950 vollasturen over een maximale looptijd van 15 jaar.

2.7 Veiligheid

De veiligheid van waterstof als energiebron in transportsystemen is veelvuldig beschouwd en het onderwerp is al op vele internationale symposia aan de orde geweest. In het boek van CRC Press: “Alternative Fuels for Transportation” uit 2010 [9], is bijvoorbeeld een hoofdstuk aan de veiligheid van waterstof gewijd en een reguliere symposiumserie is de “International Hydrail Conference”⁸ [2] die komende zomer in Birmingham plaatsvindt (11e bijeenkomst); de vorige (10e) was in 2015 in Mooresville (USA). Veiligheid is op die congressen vanzelfsprekend één van de issues.

Wegtransport is duidelijk intensiever onderzocht dan railtransport, maar mede met de zoekterm ‘Hyrail’ en ‘Hydrail’ is een zeer groot aantal referenties te vinden.

⁸ International Hydrail Conference, zie op www.hydrail.org.

HYDRAIL IS TO DIESEL



AS DIESEL WAS TO STEAM

Figuur 20: Illustratie Hydrail

2.7.1 Algemene informatie

Een aantal belangrijke projecten en platforms op het gebied van waterstof en transport zijn:

EU-Project HyFacts: een door de EU gesponsord grootschalig project om leerstof voor overheidsfunctionarissen op te stellen over de veiligheid van waterstof. De verzamelde informatie is divers en zeer uitgebreid, zie o.a. op hyfacts.eu. Men kan over vele onderwerpen nuttige documentatie vinden.

Verder ook: <https://h2tools.org/lessons>, bijvoorbeeld <https://h2tools.org/lessons/pressure-relief-device-fails-fueling-station>. Zie tevens op: http://cordis.europa.eu/result/rcn/149413_en.html

Een belangstellende kan bijvoorbeeld ook terugvallen op een specifiek tijdschrift: the International Journal of Hydrogen Energy (Elsevier).

H2-Platform: een koepelorganisatie die zich specifiek en zeker ook actief richt op waterstof als energiebron en aspecten als techniek, regelgeving en economie coördineert, is het "Nationaal Waterstof Platform", dat secretariaal is ondergebracht bij Deltalinqs in de Rijnmond, zie op www.nationaalwaterstofplatform.nl.

Samengevat, om vertrouwd te raken met het onderwerp kan men zich via Internet en achterliggende bronnen zeer goed inlezen. In Noord-Amerika is zelfs al een "National Hydrogen and Fuel Cell Day" in het leven geroepen, niet toevallig op 8 oktober. De datum 10-08 stemt numeriek overeen met het atoomgewicht van waterstof (1,008).

2.7.2 Praktijkontwikkelingen

In Birmingham⁹ is in universitaire kringen een waterstof-aangedreven locomotiefje bedrijfsklaar gemaakt. Deze academische exercitie is interessant uit technologisch opzicht, maar verder niet voor openbaar vervoer op grote schaal.

De eerste feitelijke railvoertuigen die waterstof als energiedrager hebben en in exploitatie komen, zijn vorig jaar maart in China gelanceerd, namelijk trams van Sifang (deel van China South Rail Corporation). Zij bouwen in licentie van Skoda uit Tsjechië, het gaat om het tramtype 15T ForCity Alfa. In 2015 zijn vele demonstratieritten uitgevoerd om potentiële kopers te interesseren. De productie-eenheid staat in Qingdao. De tram kan ongeveer 100 km op een gevulde tank afleggen; dat is daar gemiddeld drie heen- plus retourritten. Het tanken duurt 3 minuten, de topsnelheid is 70 km/uur. De tram bestaat op verzoek uit twee, drie, vier of vijf segmenten, is geheel lage-vloers, heeft 60 zitplaatsen en 320 staanplaatsen bij drie segmenten, is crashbestendig conform EN 15227 en kan een botsimpact aan van 100 MPa. De waterstoftank is extra sterk door een ontwerp uitgaande van koolstofvezel. Er is ook een hoogwaardig waterstof-lekdetectie-systeem ingebouwd. De inbouwpositie van de waterstoftank staat in de bestudeerde artikelen niet omschreven.

⁹ <http://phys.org/news/2013-11-hydrogen-regional-railways.html>



Figuur 21: Tram van Sifang (China).

De Europese leverancier Alstom is in de praktijk ver gevorderd met de invulling van het ontwerp-vraagstuk: in Duitsland zijn plannen al in uitvoering om van de bestaande Coradia Lint-modellen (regiotreinen) naast de dieseltypen ook een waterstofvariant te bouwen (zie ook 2.4.4). Hiertoe hebben ze in 2014 een contract met de firma Hydrogenics gesloten (leverancier van de zogeheten HyPM® HD fuel cell), met de intentie om 100 treinen met de waterstof brandstofcel te gaan bouwen in de komende tien jaar.

3 BEANTWOORDING ONDERZOEKSVRAGEN

3.1 Haalbaarheid

De hoofdvraag van het onderzoek betreft de haalbaarheid van de batterij-waterstoftrein.

a. Op welke termijn is het rijden van treinen in een reguliere exploitatie op een combinatie van batterijen en waterstof mogelijk? (vraag a uit de uitvraag)

Deze termijn is afhankelijk van de volgende zaken:

- (om)bouw van materieel
- Bouw van faciliteiten (tankstation en eventuele energieopwekking en omzetting)
- Toelating (papier, testen, proefbedrijf)
- Periode tot volledige levering en indienststelling van het materieel en faciliteiten

Kijkende naar de periode die bijvoorbeeld in Duitsland nu loopt dan is daar de volgende tijdspanne van toepassing:

- Mei 2015: overeenkomst getekend; start ontwikkeling
- Eind 2016: 2 prototypes gereed
- 2016: start toelating en testen
- 2018: start bouw serietreinstellen
- 2022: serie van vijftig treinstellen in dienst

Het voordeel is dat op deze ontwikkeling kan worden meegelift, waardoor er vanaf circa 2020 al treinstellen kunnen instromen en in 2022 – 2024 een volledige exploitatie kan worden uitgevoerd. Hierbij is wel de aanname dat eventuele problemen tijdens de ontwikkeling opgelost kunnen worden. Daarnaast committeert dit pad zich aan één enkele leverancier.

Bij een succes of mogelijk al eerder bestaat de kans dat ook andere partijen dergelijke treinen gaan aanbieden. In dat geval neemt de keuze toe, maar de vraag is of dat op eenzelfde termijn is.

Ombouwen van bestaande treinstellen scheelt in de totale bouwtijd, maar vraagt om de engineering van dit concept, waardoor een vergelijkbaar tijdspad voorzien is.

De faciliteiten vragen een relatief hogere capaciteit dan tot op heden gebruikelijk, maar dat is op te lossen door de leveranciers. Daar er gebruik wordt gemaakt van componenten die ook bij het wegtransport worden gebruikt, kent dit een kortere doorlooptijd. Net als bij een eventuele eigen productie van duurzame energie kent dit een kortere ontwikkelingstijd, maar komen daar de vergunningen bij.

Concluderend kan worden gesteld dat het mogelijk is om op de middellange termijn te komen tot een exploitatie met de batterij-waterstoftrein. Hierbij moet worden opgemerkt dat men dat vooraan in de cyclus zit en er zowel technische (veiligheid en bedrijfszekerheid), financiële als politieke risico's aan verbonden zijn.

3.2 Rijkarakteristieken

In deze studie is het uitgangspunt geweest dat een batterij-waterstoftrein vergelijkbare eigenschappen zou moeten hebben als de huidige regionale treinen.

b. Zijn de rijkarakteristieken minimaal gelijkwaardig ten opzichte van de huidige regionale treinen?

- I. *Heeft een batterij-waterstoftrein minimaal dezelfde optreksnelheid als de huidige regionale treinen (beter, gelijk of slechter)?*
- II. *Heeft een batterij-waterstoftrein minimaal dezelfde afremsnelheid als de huidige regionale treinen (beter, gelijk of slechter)?*

De batterij-waterstoftrein heeft een vergelijkbare rijkarakteristiek (optreksnelheid, remsnelheid) ten opzichte van het huidige materieel.

Om de dienstregeling te kunnen halen moeten de rijtijden vergelijkbaar zijn. Het vermogen dat geleverd wordt tijdens de aanzet moet van eenzelfde omvang zijn.

De topsnelheid en de remming kunnen variëren afhankelijk van het concept van de waterstoffrein. Indien de remenergie zoveel mogelijk wordt teruggewonnen kan het zijn dat de maximale elektrodynamische remcapaciteit van de tractiemotoren of de maximale laadstroom van de energieopslag wordt benut. Het remmen op de remschijven waarbij de remenergie wordt omgezet in warmte moet voorkomen worden en dat kan effecten hebben op de remcurve. Indien de tractiemotoren met een bepaald maximaal vermogen kunnen remmen kan de remcurve meer gaan lijken op de karakteristieken van de aanzet. Om de effecten op de rijtijd te mitigeren moet hierbij de aanzet versneld worden en is er een hoger vermogen in de trein nodig. Het hogere vermogen is zowel mogelijk met extra capaciteit van de brandstofcel of vanuit de energieopslag, waarbij die laatste de voorkeur geniet vanwege het energieverbruik.

III. *Kan een batterij-waterstoffrein een snelheid halen van 140 km/uur of meer en dit ook op langere trajecten volhouden?*

Het rijden van hogere snelheden (140 kilometer per uur) is mogelijk en vol te houden op lange trajecten, maar veroorzaakt een sterke toename van de ondervonden weerstand en als zodanig op het verbruik. Een mogelijke keuze hierbij is om met een lagere snelheid te gaan rijden; zoals bijvoorbeeld 100 of 120 kilometer per uur in plaats van 140 kilometer per uur. Om de effecten op de rijtijd te mitigeren moet hierbij eveneens het acceleratievermogen in de trein worden verhoogd. Een snelheid van 140 kilometer per uur wordt als bovengrens beschouwd.

IV. *Welke afstand kan worden gereden op één tank vol met waterstof en eenmaal 's nachts opladen van de batterijen? Is deze afstand groter, gelijk of kleiner dan de maximale afstand die nu per dag door een regionale trein wordt afgelegd op een volle tank?*

Uitgaande van een gemiddeld verbruik van 0,20 - 0,25 kg per kilometer en een 'tank' met ongeveer 180 kilogram waterstof, bedraagt de afstand die kan worden gereden 720 tot 900 km. De batterijen worden dan volledig opgeladen met energie afkomstig van de brandstofcel.

Dit is kleiner dan de maximale afstand die een regionale trein op een dag aflegt. Dit betekent dat de trein niet een hele dag op één volle tank waterstof kan rijden en een aantal treinen tussendoor moet tanken¹⁰.

Dit is overigens ook kleiner dan de afstand die een GTW 2/6 dieseltrein op een volle tank kan rijden. Een volle tank diesel is ongeveer 1300 liter en hiermee kan naar schatting 1300 km of meer worden gereden.

V. *Gaat het toepassen van batterijen in combinatie met waterstof in vergelijking met de huidige treinen ten koste van het aantal zitplaatsen, kan het aantal zitplaatsen gelijk blijven of wordt er zelfs extra zitplaatsruimte gecreëerd?*

Het uitgangspunt voor de GTW 2/6 is dat het aantal zitplaatsen niet verandert door de ruimte die vrij komt in de aandrijvingsmodule door het verwijderen van de dieseltrein wordt gebruikt om de brandstofcel en batterijen kwijt te kunnen. De brandstof tanks zullen daarbij in ieder geval op het dak moeten worden geplaatst.

Ook bij het treinstel dat Alstom aan het ontwikkelen is blijft het aantal zitplaatsen gelijk.

¹⁰ Niet alle treinen rijden evenveel kilometers. Een deel van de treinen zal meer rijden, een deel zal minder rijden. Met een totaal verbruik aan waterstof van ruim 11 000 kg per doordeweekse dag en 71 treinen in exploitatie, wordt per doordeweekse dag gemiddeld bijna een volledige tankinhoud (155 kg ofwel 86%) per trein verbruikt.

- VI. *Wat is het effect van het toepassen van batterijen in combinatie met waterstof op de lengte, breedte of de hoogte van de trein in vergelijking met de huidige treinen?*

De afmetingen blijven ongeveer gelijk. De hoogte zou iets hoger kunnen worden, door de brandstoftanks op het dak. Uitgangspunt is wel dat de trein hiermee binnen het PVR blijft.

- VII. *Is een batterij-waterstoftrein in gewicht zwaarder, gelijk of lichter en hoeveel? En welk effect heeft dit op de Gebruikersvergoeding van ProRail? Dit dient in de exploitatiekosten meegenomen te worden*

De verwachting is dat het gewicht vergelijkbaar of iets lichter is dan dat van de huidige treinen. Hiermee blijft ook de Gebruikersvergoeding van ProRail vergelijkbaar met de huidige Gebruikersvergoeding.

Opmerking: dit kan in de toekomst uiteraard veranderen als gebruik van groene energie wordt gestimuleerd.

Opmerking: vergeleken met elektrificatie is er geen toeslag voor het gebruik van de tractievoorzieningen verschuldigd is (die momenteel € 0,008 per kWh bedraagt).

c. Indien de rijkarakteristieken slechter zijn dan die van de huidige treinen welk effect heeft dit op het aantal benodigde treinstellen bij een gelijkblijvende frequentie van de treindiensten. Uitgaande van dienstregeling 2020 Programma Noord Nederland.

In deze studie is het uitgangspunt geweest dat een batterij-waterstoftrein vergelijkbare eigenschappen zou moeten hebben als de huidige regionale treinen. Ook Alstom mikt op vergelijkbare karakteristieken als de huidige treinen (aanzet vergelijkbaar met een dieselelektrisch treinstel en geluidsemisatie en remmen zoals een elektrisch treinstel).

3.3 Kosten

d. Wat zijn de investeringskosten van een batterij-waterstoftrein (eenmalig en jaarlijkse afschrijvingskosten)? Wat zijn de beheer, onderhoud en vervangingskosten van een batterij-waterstoftrein en is dit hoger, gelijk of lager dan de huidige regionale treinen.

[Met getallen onderbouwen en houd daarbij ook rekening met het mogelijk vervangen van de fuel cell en de batterij i.v.m. levensduur. Hierbij graag de kosten inzichtelijk door alles in een eenmalig investeringsbedrag aan te geven en alles in een bedrag per jaar aan te geven bij een afschrijving in 15 jaar en in een bedrag per jaar bij een afschrijving in 20 jaar en bij een afschrijvingstermijn van de levensduur van een dergelijke trein.]

De investeringskosten voor een batterij-waterstoftrein ten opzichte van de bestaande regionale treinen wordt gevormd door de brandstofcel en de supercaps. De prijzen van batterij-waterstoftreinen zijn nog niet bekend en voorlopig is Alstom de enige leverancier. Daarom is hier gekeken naar de verwachte kosten voor de aanpassing van de treinen.

Uitgaande van het voorzien van 75 treinen van het type GTW 2/6 (GTW 2/6 en GTW 2/8) van een brandstofcel met een vermogen van 500kW en 4 respectievelijk 6 supercaps modules (die ieder 95kW kunnen leveren gedurende 30s), bedragen de investeringskosten per trein respectievelijk ongeveer 1,3 en 1,4 miljoen euro. Dit komt voor 75 treinen (waarvan circa 2/3^e GTW 2/8), gebaseerd op de bouwkosten met opslagen, neer op een investering van ruim 102 miljoen euro.

Qua beheer en onderhoud is de inschatting dat de kosten vergelijkbaar zijn met die voor een dieselmotor. De batterij-waterstoftrein bevat minder bewegende delen, echter de technologie is complexer.

In de berekening wordt uitgegaan dat de financiering voor 100% uit de markt komt met een marktrente van 5%. Aangenomen wordt dat de investering annuïtair wordt afgelost over de gevraagde afschrijvingstermijnen.

Echter, aangezien voor de verwachte levensduur van de componenten wordt uitgegaan van 15 jaar zou afschrijven in 20 jaar te optimistisch zijn. Voor een afschrijfstermijn van 15 jaar wordt het bedrag per jaar 9,8 miljoen euro.

De vervangingstermijn van materieel en aanpassingen verschilt. Voor de levensduur van het materieel kan worden uitgegaan van 25 jaar. Voor de componenten wordt uitgegaan van een verwachte levensduur van 15 jaar. In het bestaande materieel zou dit precies passen, bij nieuw materieel houdt dat een vervanging van brandstofcel en supercaps in voor het einde van de levensduur is bereikt.

3.4 Omgeving

e. Is er bij een batterij-waterstoftrein sprake van Zero Emissie aan de uitlaat? Met andere woorden wat is de uitstoot die deze trein nog produceert?

l. Wat zijn de milieu effecten van het rijden op batterij-waterstoftreinen ten opzichte van de huidige dieselelektrische treinen?

Het enige product dat bij de 'uitlaat' van de batterij-waterstoftrein wordt geproduceerd is waterdamp. Bij de batterij-waterstoftrein is er dus sprake van Zero Emissie (in de zin van CO₂, NOx, etc.) aan de uitlaat. Bij het rijden op diesel bestaat de emissie uit verbrandingsgassen. Rijden op batterij-waterstoftreinen heeft dus een positief effect op de emissies, aangezien deze tot 0 (nul) worden gereduceerd.

Merk echter op dat er bij de productie van waterstof mogelijk wel sprake is van emissies, afhankelijk van de wijze van produceren. Een veel gebruikte manier om waterstof te maken is namelijk uit koolwaterstoffen als aardgas (stoom reforming).

f. Wat zijn de geluidsemissies in decibels van een batterij-waterstoftrein (zowel t.a.v. de reiziger in de trein als ook voor de omgeving) zowel tijdens het rijden als in stilstand op een station. Is dit beter, gelijk of slechter dan de huidige regionale treinen?

Ten opzichte van de bestaande dieselelektrische treinstellen neemt de geluidsemissie sterk af doordat de brandstofcel met supercaps geen geluidsemissie kent. De benodigde koeling kent een beperkte geluidsemissie die te verwaarlozen is in vergelijking met het omgevingsgeluid. Het geluidsprofiel is te vergelijken met dat van een elektrisch treinstel. Geluid wordt geproduceerd door de tractiemotoren, compressor, deuren en andere treingebonden installaties. Daarnaast zijn er de vaste geluidsemissies die worden veroorzaakt door het wiel-rail contact en op hogere snelheid door de luchtverplaatsing.

3.5 Hoeveelheden – Waterstof

g. Hoeveel waterstof (kg) is er in totaal per dag, per jaar en gemiddeld per kilometer nodig om de dienstregeling uit te voeren?

Op basis van de berekeningen is per dag een waterstofhoeveelheid van ongeveer 11000 kg per dag nodig, wat neer komt op 3,5 miljoen kilogram per jaar. Het gemiddeld gebruik is naar verwachting 0,20 tot 0,25 kg per km.

Merk nogmaals op (zie ook 2.5) dat de berekeningen zijn gebaseerd op dienstregeling 2020 Programma Noord Nederland, waarin de gehele dag door met meerdere gekoppelde treinstellen wordt gereden.

Ervan uitgaande dat de waterstof wordt opgewekt via elektrolyse;

l. Hoeveel elektrolyse apparatuur is nodig? Op hoeveel locaties (Groningen, Fryslân en/of Niedersachsen). Wat zijn de totale kosten die nodig zijn voor de spoorlijnen Leeuwarden – Groningen Europapark en Groningen en Bremen en geëxtrapoleerd naar het totaal van de regionale treindiensten [deze kosten graag in een totaal eenmalig investeringsbedrag en in een bedrag per jaar bij afschrijving in 15 jaar, bij afschrijving in 20 jaar en afschrijving over de totale levensduur van de apparatuur]

De kosten voor de elektrolyse apparatuur om 11000 kg per dag te maken bedragen ongeveer 28 miljoen euro.

Voor het eenmalig investeringsbedrag wordt 28 miljoen euro aangehouden. Deze apparatuur zou in Groningen en Leeuwarden kunnen worden geplaatst nabij de tankinstallaties (zie verderop). Beheer- en onderhoudskosten zijn niet bekend en niet meegenomen.

Voor de lijnen Leeuwarden – Groningen Europapark en Groningen – Bremen zou dit voor een hoeveelheid van 6300 kg per jaar een investering van ruim 16 miljoen betekenen.

Tabel 6: Investeringskosten elektrolyse installatie voor waterstofopwekking

Parameter	Eenheid	Electrolyser
Investering	[M€]	28
Marktrente	[%]	5
Afschrijving 15 jaar (alleen investering)	[M€/jaar]	2,7
Afschrijving 20 jaar (alleen investering)	[M€/jaar]	2,3

ii. *Hoeveel tankinstallaties en ander infrastructuur zijn nodig op hoeveel locaties? Wat zijn de totale kosten die nodig zijn voor de spoorlijnen Leeuwarden – Groningen Europapark en Groningen en Bremen en geëxtrapoleerd naar het totaal van de regionale treindiensten [deze kosten graag in een totaal eenmalig investeringsbedrag en in een bedrag per jaar bij afschrijving in 15 jaar, bij afschrijving in 20 jaar en bij afschrijving in de levensduur van de infrastructuur.]*

Er wordt uitgegaan van minimaal 2 tanklocatie nabij de opstelreinen in Groningen en Leeuwarden.

Voor de spoorlijnen Leeuwarden – Groningen Europapark en Groningen Bremen zou de benodigde capaciteit zo'n 6300 kg per dag bedragen (van de 11000 kg per dag).

Voor het totaal aan regionale treindiensten zou de benodigde capaciteit per tanklocatie zo'n 5000 kg per dag bedragen.

Uitgaande van [4] uit 2013 zijn de investeringskosten geëxtrapoleerd naar tankplaatsen in Groningen en Leeuwarden. Hierbij is uitgegaan van een capaciteit van respectievelijk 8000 kg/dag en 2000 kg/dag. De inschatting voor de (all-in) bouwkosten voor de tankplaatsen in Groningen en Leeuwarden worden hiermee respectievelijk zo'n 25 miljoen en 10 miljoen euro, resulterend in een investeringsbedrag van 45,6 miljoen euro. Bij afschrijving in respectievelijk 15 en 20 jaar (annuïteit in de markt tegen 5%) levert dit een bedrag op van 4,4 miljoen euro en 3,7 miljoen euro per jaar.

Tabel 7: Investeringskosten tanklocaties

Parameter	Eenheid	Tanklocaties
Investering	[M€]	45.6
Beheer en onderhoud	[M€/jaar]	1.75
Marktrente	[%]	5
Afschrijving 15 jaar (alleen investering)	[M€/jaar]	4,4
Afschrijving 20 jaar (alleen investering)	[M€/jaar]	3.7

III. *Hoeveel stroom is nodig om middels elektrolyse de benodigde waterstof te genereren?*

De benodigde hoeveelheid energie om de waterstof op te wekken bedraagt ongeveer 70 kWh per kilogram waterstof (inclusief compressie van de waterstof naar een hogere druk van 350 tot 700 bar). Hiermee komt de hoeveelheid stroom op 14 tot 17,5 kWh per kilometer (uitgaande van 0,20 tot 0,25 kg/km) en 770 MWh per doordeweekse dag (uitgaande van 11000 kg waterstof) en iets meer dan 240 GWh per jaar¹¹ (uitgaande van 3,5 miljoen kg waterstof).

1. *Wat zijn de energiekosten per dag, per jaar en per kilometer wanneer via het huidige elektriciteitsnet groene energie wordt afgenomen?*

De kosten voor afname van niet-groene energie door grootverbruikers bedraagt (2014) ongeveer € 0,066 per kWh. De kosten voor afname van groene energie door grootverbruikers bedraagt (2014) ongeveer € 0,092 per kWh (inclusief belasting). (Bron ECN). De kostprijs van de opwekking met windenergie (zie vragen verderop) bedraagt 6 tot 7 cent per kWh. Voor de berekening wordt hier daarom uitgegaan van € 0,076 per kWh.

Tabel 8: Benodigde energiehoeveelheid en energiekosten voor waterstofopwekking

	Hoeveelheid waterstof (kg)	Energievraag	Energiekosten (groen)
Per km	0,20 – 0,25	14 – 17,5 kWh	1,1 – 1,3 €
Per dag	11 000	770 MWh	58,5 k€
Per jaar	3,5 miljoen	240,9 GWh	18,3 M€

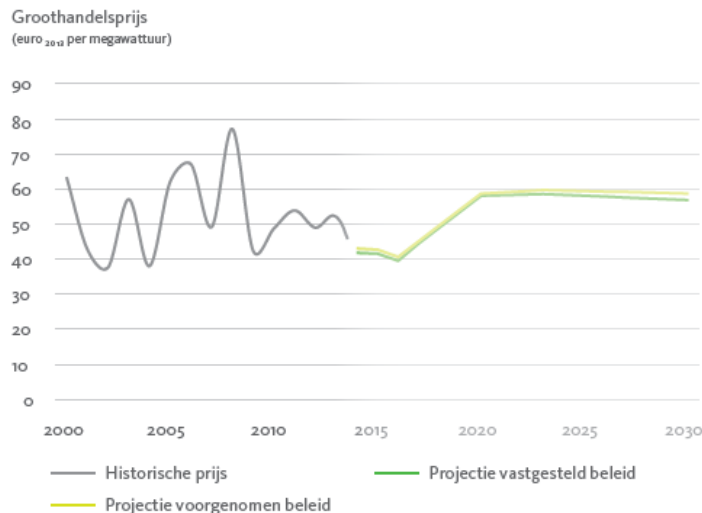
2. *Wat is de te verwachten toekomstige ontwikkeling van deze kosten?*

De ontwikkeling van deze kosten hangt af van verschillende zaken. In [10] wordt de verwachting van de groothandelsprijs voor grijze energie gegeven. Er is te zien dat deze relatief stabiel blijft op het niveau van € 0,06 per kWh. De verwachting is dat ook de prijs voor groene energie relatief stabiel zal blijven (€ 0,076 per kWh).

Tot 2020 is er verder een overproductie van energie in Duitsland. Daarnaast is de verwachting dat met het klimaatakkoord van Parijs duurzame (groene) energie verder gestimuleerd gaat worden. Dit zou kunnen door subsidies, waardoor er steeds meer groene energie beschikbaar komt.

In de studie voor de Provincie Overijssel wordt in 2010 nog € 0,20 per kWh aangehouden, wat met de huidige energieprijzen aan de conservatieve (hoge) kant lijkt. Hierdoor komen de inschattingen daar hoger uit.

¹¹ Merk op dat het energieverbruik van NS (inkoop voor alle vervoerders) ongeveer 1,4 TWh bedraagt. Dit is echter de elektrische energie die de elektromotoren aandrijft. Bij de omzetting van elektriciteit naar waterstof en weer naar elektriciteit hoort een efficiëntie van typisch 30 tot 50% (brandstofcel rendement: 55%).



Figuur 22: Verwachte ontwikkeling van de energieprij (grijze stroom) volgens [10] (figuur 4.21 uit [10]).

3.6 Hoeveelheden – Batterijen

h. Wat is het volume van de benodigde batterijen om in combinatie met de waterstof de dienstregeling uit te kunnen voeren? In totaal per dag; per jaar en gemiddeld per kilometer?

Dit volume aan batterijen (supercaps) bij ombouw is 4 tot 6 supercaps per trein (zie 2.4.3), met een verwachte levensduur van 15 jaar. Alstom gebruikt een groot volume accu's om (nog) meer remenergie terug te kunnen winnen en minder waterstof te verbruiken per km.

Hoeveel kWh is nodig per dag, per jaar en gemiddeld per kilometer vanuit het elektriciteitsnet aan de batterijen?

- i. Wat zijn de kosten van deze energie per dag, per jaar en gemiddeld per kilometer wanneer via het huidige elektriciteitsnet groene energie wordt afgenomen?*
- ii. Hoeveel oplaadpunten voor het opladen van de batterijen zijn nodig? De kosten graag in een eenmalige investering (uitgaande van een levensduur van 20 jaar dus dat zou kunnen dat de batterijen een paar keer vervangen moeten worden) en in een bedrag per jaar bij afschrijving in 15 jaar en in 20 jaar.*

De batterijen worden geladen met elektriciteit afkomstig uit de brandstofcel, dus de kosten zitten reeds verwerkt in de kosten van de waterstof en zijn niet apart aan te geven. Er zijn dus ook geen aparte oplaadpunten benodigd.

3.7 Hoeveelheden – Energie

- i. Indien de energie die in totaal nodig is, zoals bedoeld bij g.III en h opgeteld, zou worden opgewekt door*

Voor de totale energiebehoefte is uitgegaan van 240 GWh op jaarbasis.

A. Windmolens

- i. Hoeveel windmolens zouden nodig zijn om de benodigde energie te leveren?*

Op basis van de simulaties en extrapolatie is een totale hoeveelheid energie benodigd van 240,9GWh. Uitgaande van 2450 vollasturen is er dan een geïnstalleerd vermogen nodig van ruim 98 MW. Met een vermogen van 3,2 MW per windmolen betekent dit dat er 31 windmolens nodig zijn om de benodigde hoeveelheid elektrische energie op te wekken. Deze molens beslaan een oppervlak van minimaal 4,3 km².

- 1. Wat zijn de kosten van deze windmolens qua investering en beheer & onderhoud? Dit zowel in een eenmalig investeringsbedrag als in een bedrag per jaar bij een afschrijving in 15 jaar en bij een afschrijving in 20 jaar.*

Qua kosten is gerekend met de gegevens uit SDE+ 2016 [6]. In de verdere berekening zal worden uitgegaan van de getallen voor 2016. De investeringskosten komen neer op een (eenmalige) investering van bijna 127 miljoen euro en de jaarlijkse beheer en onderhoudskosten bedragen ongeveer 5 miljoen euro. Indien het investeringsbedrag wordt afgeschreven in 15 jaar (annuïteit tegen een marktrente van 5%), bedraagt het jaarbedrag 12,3 M€ en bij afschrijving in 20 jaar 10,2 M€ per jaar. Dit is weergegeven in onderstaande tabel. De subsidie bedraagt € 0.038 per kWh, wat neerkomt op ruim 9,1 miljoen euro per jaar¹².

Tabel 9: Kosten windmolens om de benodigde energie te leveren

Parameter	Eenheid	Gebaseerd op SDE+ 2016
Energiebehoefte	[GWh]	240.9
Vollasturen	[u]	2450
Benodigd geïnstalleerd vermogen	[MW]	98.4
Aantal windmolens ¹³	[-]	30.75
Investering	[M€]	126.9
Beheer en onderhoud	[M€/jaar]	4.6
Marktrente	[%]	5
Afschrijving 15 jaar (alleen investering)	[M€/jaar]	12.3
Afschrijving 20 jaar (alleen investering)	[M€/jaar]	10.2
Subsidiebedrag	[M€/jaar]	9.1
Kostprijs per kWh* (afschrijving 15 jaar)	[€/kWh]	0.072
Kostprijs per kWh* (afschrijving 20 jaar)	[€/kWh]	0.064
Subsidie per kWh	[€/kWh]	0.038

* exclusief subsidie

B. Zonne-energie

i. Hoeveel zonnepanelen zouden nodig zijn om de benodigde energie te leveren?

Op basis van de simulaties is een totale hoeveelheid energie benodigd van 240,9GWh. Uitgaande van 950 vollasturen is er dan een geïnstalleerd vermogen nodig van bijna 254 MW. Uitgaande van een opbrengst van 0,123kW/m² is hier een oppervlak aan zonnepanelen (d.w.z. de panelen zelf) voor nodig van 2 km². Het benodigd grondoppervlak (5x zoveel om niet in de schaduw te raken) bedraagt dan minimaal 10 km².

¹² De verwachte toekomstige ontwikkeling van de subsidiemogelijkheden is niet onderzocht.

¹³ Uitgaande van een vermogen van 3.2MW per windmolen.

1. *Wat zijn de kosten van deze zonnepanelen qua investering en beheer & onderhoud? Dit zowel in een eenmalig investeringsbedrag als in een bedrag per jaar bij een afschrijving in 15 jaar en bij een afschrijving in 20 jaar.*

Qua kosten is gerekend met de gegevens uit SDE+ 2016 [6]. De investeringskosten komen neer op een (eenmalige) investering van ruim 256 miljoen euro en de jaarlijkse beheer en onderhoudskosten bedragen ongeveer 4,4 miljoen euro. Indien het investeringsbedrag wordt afgeschreven in 15 jaar (annuïteit tegen een marktrente van 5%), bedraagt het jaarbedrag 24,7 M€ en bij afschrijving in 20 jaar 20,6 M€ per jaar. Dit is weergegeven in onderstaande tabel. De subsidie bedraagt € 0.066 per kWh, wat neerkomt op ruim 15,9 miljoen euro per jaar¹⁴.

Tabel 10: Kosten zonnepanelen om de benodigde energie te leveren

Parameter	Eenheid	Gebaseerd op SDE+ 2016
Energiebehoefte	[GWh]	240.9
Vollasturen	[u]	950
Benodigd geïnstalleerd vermogen	[MW]	253.6
Oppervlakte zonnepanelen	[km ²]	2.1
Oppervlakte grondgebruik	[km ²]	10.4
Investering	[M€]	256.2
Beheer en onderhoud	[M€/jaar]	4.4
Marktrente	[%]	5
Afschrijving 15 jaar (alleen investering)	[M€/jaar]	24.7
Afschrijving 20 jaar (alleen investering)	[M€/jaar]	20.6
Subsidiebedrag	[M€/jaar]	15.9
Kostprijs per kWh* (afschrijving 15 jaar)	[€/kWh]	0.120
Kostprijs per kWh* (afschrijving 20 jaar)	[€/kWh]	0.103
Subsidie per kWh	[€/kWh]	0.066

* exclusief subsidie

C. Aansluiting elektriciteitsnet

1. *Welke investeringen zijn er noodzakelijk om de onder A) en B) aan te sluiten op het openbare elektriciteitsnet?*

De aansluitkosten bedragen €11 per kW per jaar. Het geïnstalleerd vermogen aan windmolens bedraagt 98 MW en daarmee worden de aansluitkosten iets minder dan 1,1 miljoen euro per jaar.

¹⁴ De verwachte toekomstige ontwikkeling van de subsidiemogelijkheden is niet onderzocht.

Het geïnstalleerd vermogen aan zonnepanelen bedraagt 254 MW en daarmee worden de aansluitkosten bijna 2,8 miljoen euro per jaar. Deze bedragen zaten reeds verwerkt in de bovengenoemde investeringskosten van beide oplossingen.

D. Industrie

i. Wat zijn de kosten indien de waterstof als restproduct van de industrie (bijvoorbeeld Akzo) kan worden gebruikt. Rekening houdend met in dat geval benodigde tankinfrastructuur en het eventueel vervoeren van de waterstof naar de goede locaties om de treinen te tanken (tubetrailers?; waarschijnlijk zullen niet alle treinen in verband met omlopen in Delfzijl getankt kunnen worden])

Zoals ook eerder aangegeven is waterstof een bijproduct van de chloorproductie, onder andere bij Akzo Nobel in Delfzijl. De maximaal beschikbare waterstof bij Akzo in Delfzijl komt ongeveer overeen met de benodigde hoeveelheid die hiervoor is genoemd. In [1] wordt een inkoopprijs van € 0 tot € 3.80 per kilogram genoemd. Nihil is echter niet realistisch, dus bij de genoemde afname wordt uitgegaan van een inkoopprijs van € 2,= per kg. Hierbij komen nog kosten voor het comprimeren, transport en tanken van de waterstof.

De inschatting is dat de kosten van waterstof van deze bron (exclusief tanken, inclusief transport en comprimeren) ongeveer € 5,= kunnen gaan bedragen. Hiervan wordt ook uit gegaan in de berekeningen. Dit komt overeen met de prijs die ECN op de langere termijn aanhoudt in diverse presentaties [2] [3].

De kosten voor het tanken zijn ook bij het zelf opwekken van de energie nodig en zijn elders beschouwd.

Gezien de relatief hoge kosten voor transport over grotere afstanden is er wel een risico als Akzo Nobel stopt met de productie. Dan moet een andere leverancier worden gevonden, wat kan leiden tot hogere kosten. Ontvangen informatie gaat dan uit van waterstof uit de industriële sector met klasse 5.0 voor € 7.90 / kg excl. BTW incl. transport.

3.8 Veiligheid

a. Zijn batterij-waterstoftreinen veilig voor de reiziger en het treinpersoneel? Hoe wordt de veiligheid geborgd?

c. Zijn batterij-waterstoftreinen veilig voor de omgeving? Hoe wordt de veiligheid geborgd?

Vraag 'a' staat uiteraard bovenaan bij het beoordelen van de veiligheidsaspecten van waterstoftreinen, maar is te algemeen gesteld om direct te kunnen beantwoorden. De bewering dat een bepaald type trein 'veilig' is, kan nooit zonder meer worden gedaan. Het is een gegeven dat treinen betrokken kunnen raken in incidenten, ook in zwaardere ongevallen. Het letterlijke antwoord op de vraag kan daarom geen 'ja' zijn. Uiteraard is de interpretatie van de vraag een nuance: krijgt de reiziger of het treinpersoneel er onveiligheid bij? En: is de aanwezigheid van waterstof verantwoord, gezien de nabijheid van reizigers en personeel?

Het antwoord op deze vragen valt of staat met de gekozen constructie van de installaties, in combinatie met de plaats waar deze wordt ingebouwd en het volume van de tank (de zogeheten waterinhoud). Hoofdkeuzes zijn daarbij:

- In- of uitwendige installaties (van hoofdtank, leiding(en) en brandstofcel/batterij)
- Type, constructie en materiaal van de installaties.
- Hoeveelheid waterstof aan boord.
- Veiligheidsvoorzieningen en –regels.

Omdat het – mondiaal zowel als regionaal/nationaal – een techniek-in-ontwikkeling is, is er nog onvoldoende standaardisering op dit vlak en kan hooguit bij afzonderlijke leveranciers worden geïnformeerd, tot welke keuzes men komt bij het tegemoetkomen aan eisen en wensen van zowel veiligheid als andere factoren (zoals geluid, rijprestatie, comfort, ruimtelijke indeling, inbouw toiletten, aantal deuren enz.).

Om vervolgens een oordeel te kunnen geven over de veiligheid is het nodig om scenario's te kiezen die tot het vrijkomen van de waterstof kunnen leiden. Immers, zolang de waterstof binnen de installatie blijft (tank, leiding(en), brandstofcel) gaat het om een latent gevaar, en niet om een daadwerkelijk effect of nadeel.

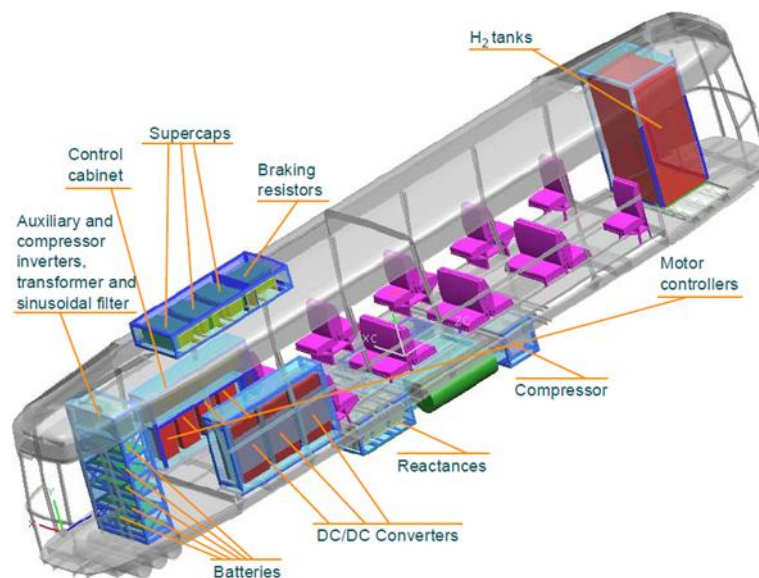
De volgende scenario's zijn fictief, maar wel voorstelbaar of in een gedachte-experiment te beschouwen:

- Grote beschadiging waterstoftank door een zware fysieke impact (denk aan aanrijding/botsing, ontsporing, instorting/val van zwaar extern object e.d.)
- Bedreiging waterstoftank door een brand in of vlak naast de trein
- (Te) langdurige blootstelling aan hitte, trilling of andere invloed van een nabij, ander voertuigonderdeel
- Kleine lekkage vanuit het waterstofsysteem
- Bedieningsfout, ergens in het raakvlak trein <-> brandstofsysteem
- Constructiefout of materiaal-falen
- Vrijkomen waterstof bij het tankproces

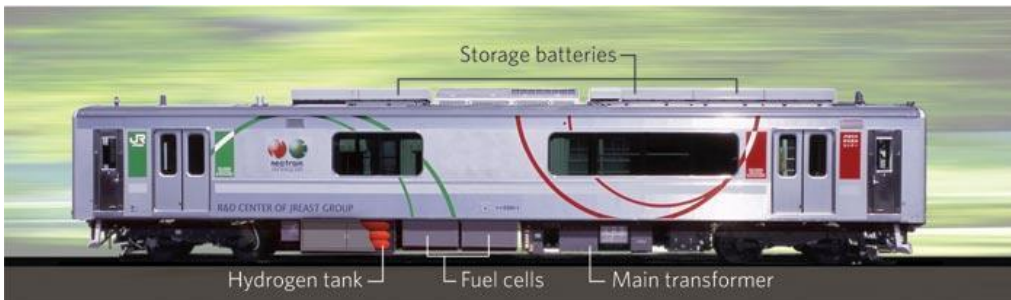
Ieder scenario heeft een eigen karakter, en de kans op, of het gevolg van het scenario is afhankelijk van diverse factoren. Bijvoorbeeld, wanneer de waterstoftank uitwendig, op het dak is bevestigd (hetgeen niet uitgesloten is, denk ook aan bestaande voorbeelden in de bus-sector, ook al zit er nog een dakbeplating bovenop).

Het spreekt voor zich, dat plaatsing op het dak voordelen biedt bij aanrijdingen (van welke zijde dan ook), maar ongunstig is wanneer een zwaar object op de tanks valt. Of, wanneer het tankproces wordt beschouwd, maakt het nogal uit of dit altijd bij lege treinen geschiedt, of ook bij treinen met reizigers. Tenslotte, minieme lekkages zijn eerder regel dan uitzondering. Waterstofgas is moeilijk hermetisch af te sluiten, dat vergt bovenmatige precisie en apparatuur/appendages.

Bij de bekende ontwikkelingen in tram- en treinvoertuigen waarin men waterstoftanks wil installeren of al definitief ontworpen heeft, is een ruime verscheidenheid te vinden. We geven twee voorbeelden:



Figuur 23: Tram in Spanje (Asturië)



Figuur 24: Trein in Japan (East Japan Railway co.)

Voor zover bekend heeft Alstom bij het herontwerpen van de Coradia Lint (waar de dieseltanks bovenin de constructie zitten) de bedoeling om de waterstoftanks op een vergelijkbare positie te houden.

De variatie in inbouwposities is voornamelijk aanwezig en niet afgebakend in wet- en regelgeving. Dat is een belangrijke waarneming. Het komt in dit verband te pas om een onderzoeksrapport van de Onderzoeksraad voor Veiligheid (OvV) [11] te bekijken en te citeren:

Bij de introductie van alternatieve motorbrandstoffen moet goed worden geïnventariseerd in hoeverre er specifieke veiligheidsrisico's aan verbonden zijn, niet alleen voor de inzittenden en de andere weggebruikers, maar ook voor de omgeving. Die omgevingsrisico's kunnen bijvoorbeeld betrekking hebben op grote steekvlammen bij een busbrand, die in het geval van waterstof bovendien onzichtbaar zijn. Het is primair zaak dat de beheersing van die risico's door adequate voertuigvoorschriften dwingend wordt voorgeschreven. Verder dienen zowel de fabrikanten als de exploitanten van dergelijke voertuigen – meer dan nu het geval is geweest – te beseffen dat er inherente risico's verbonden zijn aan het feit dat het om een innovatie gaat. Zij mogen zich niet zonder meer op de voertuigvoorschriften verlaten, maar moeten op grond van een eigen kritische afweging zo nodig aanvullende maatregelen treffen. Ook moeten de betrokken overheden kritisch beoordelen in welke situaties c.q. onder welke voorwaarden de nieuwe technologie met het oog op de resterende omgevingsrisico's verantwoord kan worden ingezet.

Ze verwijzen en passant ook naar (EU) No 406/2010, implementing Regulation (EC) No 79/2009 of the European Parliament and of the Council on type-approval of hydrogen-powered motor vehicles.

Deze zijstap brengt ons bij een ander hoofdpunt van de veiligheid: hoe beschermen we het waterstofsysteem zo perfect mogelijk tegen brand (in of naast een reizigerstrein). Een brand die begint bij een krantje of een omgevallen flesje spiritus kan escaleren en uiteindelijk de waterstofinstallatie aantasten en bedreigen. Het is goed om daarover nagedacht te hebben.

De Brandweer van Amsterdam-Amstelland heeft zich reeds zeer intensief in mogelijke waterstofincidenten verdiept en er een ter zake kundige Handreiking [12] over gemaakt. Deze is zeer informatief, maar ook dusdanig recht-toe-recht-aan dat men inzag krijgt in de omvang die een noodlottig ongeval kan opleveren. We geven hier enkele van de tabellen weer om de aard en omvang van een kleine of grote waterstoflekkage te schetsen:

Tabel 11: Effectafstanden waterstofincidenten uit [12]

Druk H ₂	Lengte fakkel (meter)		Hittestraaling 35 kW/m ² (in meter) [→letaal effect]		Hittestraaling 3 kW/m ² (in meter)	
	Gatgrootte 10 mm	Gatgrootte 100 mm	Gatgrootte 10 mm	Gatgrootte 100 mm	Gatgrootte 10 mm	Gatgrootte 100 mm
100	7	56	8	63	13	95
200	10,5	85	11	95	19	137
300	13,5	105	14	121	25	170
400	14,5	125	16	140	29	200
500	17,5	145	19	158	34	216
600	19,5	160	21	175	37	240
700	21,5	170	23	190	39	260

De Handreiking geeft ook waarden voor een BLEVE-scenario (ontploffing van het gas). Ter illustratie, bij een tank van 200 kg H₂ is de berekende diameter van de vuurbal 33 meter, en de hittestraaling van 35 kW/m² op 85 meter.

Een ander belangrijk naslagwerk, weliswaar primair voor wegverkeer, is opgesteld door KIWA [13].

De kernvraag, namelijk of waterstoffreinen veilig zijn voor reiziger, treinpersoneel en omgeving is alleen te beantwoorden, wanneer een ontwerp wordt gemaakt dat voldoet aan een groot aantal voorwaarden en dat door onafhankelijke specialisten op professionele en uitgebreide wijze is beoordeeld en akkoord bevonden. Bij een tekort aan veiligheidsrelevante afwegingen en dito maatregelen bij het ontwerpproces en bij de realisatie is in de exploitatiefase een risico op incidenten aanwezig en is een dergelijke trein dus niet inherent veilig voor reiziger, treinpersoneel en omgeving. Op dit moment ontbreekt (in Europa) de garantie dat een objectief, breed geaccepteerd treinontwerp met waterstofinstallaties ‘veilig’ is - of wordt - bevonden.

Het grote verschil met de huidige dieseltreinen zit vooral in de veiligheidscontouren bij een incident, zoals het bezwijken van de brandstoftank, die bij diesel als brandstof kleiner zijn (en daar is uiteraard bij het ontwerp van de waterstoftanks op ingespeeld qua robuustheid). Een belangrijke stap naar een objectief, breed geaccepteerd treinontwerp met waterstofinstallaties dat ‘veilig’ is – of wordt – bevonden is in overleg treden met de toelaten instanties als ILT en andere stakeholders.

d. Welke stappen zijn nodig om de treinen ook bij/door ILT toegelaten te krijgen op het spoor in Noord Nederland?

Dit is één van de meest cruciale thema’s. Niet in het minst omdat de ILT in het ‘Fyra-dossier’ en de bijbehorende parlementaire enquête zelf onderwerp van inspectie en doorlichting is geweest, met serieuze consequenties voor toelatingsprocessen. Het is geen geheim dat toelatingsprocessen voor nieuwe treintypen of –systemen in de komende jaren zorgvuldig, streng en uitgebreid zullen zijn. Het is voorzienbaar dat dit aan de orde is. Vermoedelijk is de in-house kennis bij ILT over waterstoffreinen op dit moment niet heel groot. Het is aannemelijk dat zij onder meer de expertise bij RDW (wegvervoer) zullen inschakelen en dat zij in Duitsland met de evenknie op spoorgebied (de EBA) volop in overleg gaan over de bevindingen aldaar.

De stappen die nodig zijn:

- In een vroeg stadium bij ILT aankondigen dat de intentie bestaat om dergelijke treinen te laten rijden in Noord Nederland. Daarbij zoveel mogelijk zinvolle referenties aangeven, bijvoorbeeld over Alstom en/of Stadler.
- Aan ILT vragen, welke stappen in welke volgorde worden verlangd. Het is goed om dit zelf enigszins voor te bereiden en de meest essentiële documenten/regelingen te screenen, waaronder de Europese TSI's voor materieel (Rolling stock) en voor veiligheid (o.a. CSM-REA).
- Uitvoeren van de door ILT gevraagde stappen.

Twee adviezen onzerzijds zijn de volgende:

- Geef steeds alle informatie die er toe doet, ook vertrouwelijke informatie en ook ongunstige informatie.
- Vraag actief inzage in de lopende ontwikkelingen in Duitsland. Als de EBA overtuigd is of zal zijn over de veiligheidsaspecten van de in Duitsland gekozen waterstofsysteem en hun posities in het voertuig (denk aan de Alstom Coradia Lint), dan is de route bij ILT aanzienlijk korter te houden. Het oordeel van de EBA zal zwaar wegen.

e. Hoe veilig is het tanken van waterstof door personeel van de vervoerder? Hoe kan de veiligheid worden geborgd?

f. Hoe veilig is de waterstoftankinstallatie voor de omgeving? Hoe kan de veiligheid worden geborgd?

i. Waar aan het spoor kan bijvoorbeeld getankt worden?

1. Kan op de emplacementen in Leeuwarden en Groningen worden getankt?

Een werkgroep van deskundigen van overheden en bedrijfsleven heeft de Nederlandse praktijkrichtlijn voor waterstoftankstations (NPR 8099 [14] [5]) samengesteld. Deze norm is bedoeld voor installatiebedrijven die waterstoftankstations bouwen en Wabo-vergunningverleners een omgevingsvergunning gaan verlenen voor een waterstoftankstation.



Figuur 25: Waterstoftankzuil

In deze fase van de Groningse waterstoffrein-plannen zijn er nog geen waterstoftankstations (voor wegvervoer) in de Provincie aanwezig. Een ondernemer die hier wel voor aan de weg timmert is Stefan Holthausen in Hoogezand; hij heeft bekendgemaakt om in Groningen een geschikte locatie te zoeken voor zijn ambities die zijn neergelegd in het 'Holthausen NRG Point'. Hoewel de ontwikkeling binnen Nederland voor tankstations waar waterstof kan worden getankt (voor het wegverkeer) nog in een pril stadium verkeert, is er inmiddels een openbaar tankstation gerealiseerd door Air Liquide, in Rhooen bij Rotterdam.

Voor deze locatie is gekozen omdat het vlakbij de bestaande waterstofpijpleiding Antwerpen-Rotterdam ligt. Die leiding loopt een paar honderd meter van het waterstof-station. Het vulpunt ligt aan de Groene Kruisweg, een belangrijke doorgaande weg in het gebied. Bovendien is het station hemelsbreed enkele honderden meters verwijderd van snelweg A15. De gebruikers van het station in Rhooon, ten zuiden van Rotterdam, moeten betalen met een soort tankpas bij de betaalzuil van Tokheim. Het vulpistool wordt vervolgens vrijgegeven. De autorijder stopt het in de tank van de auto, waarna eerst een zogeheten 'lektest' plaatsvindt. Daarbij kijkt het systeem of er een gesloten verbinding is tussen de nozzle en het voertuig. Zo niet, dan kan er om veiligheidsredenen niet getankt worden.



Figuur 26: Impressie van waterstoftankstation in Rhooon bij Rotterdam

Tebodin heeft in 2013 een risicoanalyse [15] uitgevoerd voor het tankstation. In het beschrijvende deel staat onder meer “De ontstekingsenergie van waterstof is bijzonder laag (hoog reactieve stof). Dit betekent dat het waarschijnlijk is dat waterstof ontsteekt zodra dit vrijkomt. In de berekening is er derhalve uitgegaan van directe ontsteking. De maximale effectafstanden worden daardoor al bereikt voordat de doorstroombegrenzer ingrijpt. Voor het berekenen van het risico van de inrichting heeft de doorstroombegrenzing dan ook geen positieve gevolgen. Daarom wordt de doorstroombegrenzer niet opgenomen in de QRA”.

De voorraadtanks in dit tankstation zijn tweeledig: MP voor bussen, HP voor personenauto's.

De MP-buffer (450 bar; omgevingstemperatuur) heeft twee cilinders, elk met waterstofinhoud 1000 liter, de HP-buffer heeft 16 cilinders, elk van 50 liter waterstofinhoud: gezamenlijk 2000 + 800 liter = 2800 liter. De QRA-berekening met SAFETI-NL (BEVI/REVI-wetgeving) levert een 10-6 contour op van ca. 28 meter en een 10-7 contour van ca. 125 meter. Het GR blijft op de gekozen plek (buiten de bebouwde kom) op hooguit 0,1 x OW (geen probleem). Dergelijke risicowaarden maken het in de praktijk niet moeilijk om elders ook vergelijkbare installaties te kunnen plaatsen.

Het station in Rhooen is niet echt het eerste waterstoftankstation in Nederland. Naast private stations voor enkele busbedrijven (o.a. GVB in Amsterdam) is er op de Oldebarneveldstraat in Arnhem gedurende twee jaar een H₂-tankstation in bedrijf geweest, als een soort pilot.

Een tweede openbaar tankstation staat in Helmond (Auto-campus) en in een ver gevorderde staat van realisatie zijn onder meer initiatieven in Arnhem, Breda en Den Haag.

In het opbouwen van kennis, het opstellen van specifieke regelgeving en brancherichtlijnen (denk aan NPR 8099 [14] en PGS-35 [16]) is een zodanige grote stap gezet dat het bouwen van private en publieke waterstoftankinstallaties de fase van experimenteren en pionieren voorbij is. Risico's in technische zin zijn al geminimaliseerd. Het punt van instructies aan personeel, procedures enzovoort, moet dan worden geborgd in het Veiligheidsmanagementsysteem van de vervoerder(s).

Of er op Leeuwarden en Groningen kan worden getankt, is nu te vroeg om te beantwoorden. Op deze locaties kan momenteel wel diesel getankt worden en daar is de omgevingsvergunning voor verleend en ingericht. Bij de aanleg van een waterstoftankinstallatie is een herziene vergunning beslist noodzakelijk. Zie verder bij onderstaande vraag g.

g. Welke vergunningen zijn noodzakelijk om een waterstoftankinstallatie te kunnen bouwen en te opereren? Wat zijn de doorlooptijden van het vergunningetraject? Vallen de waterstoftanks van de batterij-waterstoftrein onder de regelgeving van "het transport gevaarlijke stoffen"?

De vergunningen die voorop staan zijn omgevingsvergunningen. Voor spoorterreinen (emplacements, rangeerterreinen) is een overall-vergunning gebruikelijk, waarin een installatie met milieu- of veiligheidsrelevantie een plek krijgt in de beschrijving en afspraken. De organisatie die vergunningen aanvraagt en beheert is ProRail. Het bouwen van een installatie op een plaats die niet tot het grondgebied van ProRail hoort is niet zo logisch, omdat een trein er dan niet rechtstreeks kan tanken.

Naast een omgevingsvergunning is voor het bouwen onder meer een bouwvergunning nodig, en zullen aspecten als brandveiligheid de aandacht van de Veiligheidsregio trekken en tot overleg leiden.

De regelgeving voor het spoorvervoer van gevaarlijke stoffen (het internationale RID, in Nederland rechtstreeks geïmplementeerd in het VSG) is niet van toepassing op de energiebron, in dit geval de batterijen en tanks, van reizigerstreinen. Waterstof is op zich als stof in het RID opgenomen (UN-nummer 1049, GEVI-code 23), maar wordt in het nationale spoorvervoer nooit in bulk vervoerd. Ketelwagens en tankcontainers met waterstof zijn geen praktijk. Het kan sporadisch voorkomen dat een kleine cilinder met gecompriëerd waterstofgas voor een chemisch laboratorium per spoor wordt vervoerd, maar verder is het geen usance.

4 TOTALE INVESTERINGSKOSTEN

4.1 Inleiding

In het voorgaande zijn alle kosten op een rijtje gezet. Voor de volledigheid worden alle componenten hier nog eens herhaald en samengevoegd. Steeds is uitgegaan van een marktrente van 5%. Er is geen inflatie meegenomen, maar ook geen prijsdalingen en -stijgingen.

4.2 Kosten

4.2.1 Algemene kosten

Algemene kosten zijn kosten die voor alle varianten van toepassing zijn.

4.2.1.1 Materieel

De kosten voor ombouw van het materieel zijn:

Tabel 12: Investeringskosten ombouw materieel

Ombouw materieel (totaal 75x)	Eenheid	Bedrag
Investering	[M€]	102,1
Afschrijving 15 jaar (alleen investering)	[M€/jaar]	9,8
Afschrijving 20 jaar (alleen investering)	[M€/jaar]	n.v.t.

Zoals bij de beantwoording van de vragen beschreven: Qua beheer en onderhoud is de inschatting dat de kosten vergelijkbaar zijn met die voor een dieselmotor. Deze kosten zijn niet meegenomen in bovenstaande bedragen.

4.2.1.2 Tankvoorzieningen

De kosten voor de aanleg van de tankvoorzieningen zijn:

Tabel 13: Investeringskosten tankvoorzieningen

Tankvoorzieningen (totaal 2x)	Eenheid	Bedrag
Investering	[M€]	45,6
Beheer en onderhoud	[M€/jaar]	1,75
Afschrijving 15 jaar (alleen investering)	[M€/jaar]	4,4
Afschrijving 20 jaar (alleen investering)	[M€/jaar]	3,7

4.2.1.3 Samenvatting algemene kosten

Tabel 14: Investeringskosten materieel en tankvoorzieningen

Materieel en tankvoorzieningen	Eenheid	Bedrag
Investering	[M€]	147,7
Beheer en onderhoud	[M€/jaar]	1,75
Afschrijving 15 jaar (alleen investering)	[M€/jaar]	14,3
Afschrijving 20 jaar	[M€/jaar]	n.v.t.

(alleen investering)

4.2.2 Inkoop waterstof

De kosten voor inkoop van waterstof bedragen naar verwachting € 5,= per kg inclusief transport. Dit komt jaarlijks neer op:

Tabel 15: Kosten waterstofverbruik per jaar

Waterstof	Eenheid	Bedrag
Jaarverbruik	[M€/jaar]	17.2

4.2.3 Elektrolyse van waterstof

4.2.3.1 Elektrolyse installatie

Voor alle volgende manieren van opwekken is een elektrolyse installatie benodigd.

Tabel 16: Kosten elektrolyse installatie

Elektrolyse installatie	Eenheid	Bedrag
Investering	[M€]	28
Afschrijving 15 jaar (alleen investering)	[M€/jaar]	2,7
Afschrijving 20 jaar (alleen investering)	[M€/jaar]	2,3

Beheer- en onderhoudskosten zijn niet bekend en niet meegenomen.

4.2.3.2 Opwekken energie met groene energie, wind en zon

De tabellen van het gebruik van groene energie en het opwekken van duurzame energie met wind en zon is gecombineerd in onderstaande tabel.

Tabel 17: Kosten energie

Energie	Eenheid	Groene energie*	Wind	Zon
Investering	[M€]	-	126.9	256.2
Beheer en onderhoud	[M€/jaar]	-	4.6	4.4
Jaarverbruik	[M€/jaar]	18.3	-	-
Afschrijving 15 jaar (alleen investering)	[M€/jaar]	-	12.3	24.7
Afschrijving 20 jaar (alleen investering)	[M€/jaar]	-	10.2	20.6
Subsidiebedrag	[M€/jaar]	-	9.1	15.9

* Gebaseerd op € 0,076 per kWh

4.3 Samenvatting kosten regionale lijnen

4.3.1 Kosten materieel en tankvoorzieningen

Door de voorgaande tabellen samen te voegen volgt het overzicht.

Eenmalig investeren met energiekosten (investering) niet in de exploitatiekosten (wel beheer en onderhoud):

Alleen geldig zolang de eenmalige investering niet vervangen hoeft te worden.

Tabel 18: Materieel en tankvoorzieningen – eenmalig investeren

Materieel en tankvoorzieningen	Eenheid	Bedrag
Investering	[M€]	147,7
Jaarlijkse exploitatiekosten	[M€/jaar]	1,75

Kosten voor energie (investering + beheer en onderhoud) verwerkt in de exploitatiekosten:

Alleen geldig zolang de eenmalige investering niet vervangen hoeft te worden.

Tabel 19: Materieel en tankvoorzieningen – alles in een jaarlijks bedrag

Materieel en tankvoorzieningen	Eenheid	Bedrag
Jaarlijkse exploitatiekosten (15 jaar)	[M€/jaar]	16,1

4.3.2 Kosten waterstof (inkoop en elektrolyse)

Door de voorgaande tabellen samen te voegen volgt het overzicht.

Eenmalig investeren met energiekosten (investering) niet in de exploitatiekosten (wel beheer en onderhoud):

Alleen geldig zolang de eenmalige investering niet vervangen hoeft te worden.

Tabel 20: Kosten waterstof – eenmalig investeren

Energie	Eenheid	Waterstof inkoop	Groene energie	Wind	Zon
Investering eenmalig	[M€]	-	28	154.9	284.2
Jaarlijkse exploitatiekosten Excl. Subsidie	[M€/jaar]	17.2	18.3	4.6	4.4
Jaarlijkse exploitatiekosten Incl. subsidie	[M€/jaar]	17.2	18.3	-4.5*	-11.5*

* een negatief bedrag is een overschot (veroorzaakt door de subsidies)

Kosten voor energie (investering + beheer en onderhoud) verwerkt in de exploitatiekosten:

Alleen geldig zolang de eenmalige investering niet vervangen hoeft te worden.

Tabel 21: Kosten waterstof – alles in een jaarlijks bedrag

Energie	Eenheid	H ₂ inkopen	Groene energie	Wind	Zon
Jaarlijkse exploitatiekosten (15 jaar) Excl. subsidie	[M€/jaar]	17.2	21.0	19.5	31.8
Jaarlijkse exploitatiekosten (20 jaar) Excl. subsidie	[M€/jaar]	17.2	20.5	17.0	27.2
Jaarlijkse exploitatiekosten (15 jaar) Incl. subsidie	[M€/jaar]	17.2	21.0	10.4	15.9
Jaarlijkse exploitatiekosten (20 jaar) Incl. subsidie	[M€/jaar]	17.2	20.5	7.9	11.3

4.3.3 Totale kosten

Voor de volledigheid zijn de kosten van zowel de aanpassing van materieel en tankvoorzieningen samengevoegd met de verschillende manieren om aan waterstof te komen.

Eenmalig investeren met energiekosten (investering) niet in de exploitatiekosten (wel beheer en onderhoud):

Alleen geldig zolang de eenmalige investering niet vervangen hoeft te worden.

Tabel 22: Totale kosten – eenmalig investeren

Totale kosten	Eenheid	Waterstof inkopen	Groene energie	Wind	Zon
Investering eenmalig	[M€]	147.7	175.7	302.6	431.9
Jaarlijkse exploitatiekosten Excl. Subsidie	[M€/jaar]	19.0	20.1	6.35	6.15
Jaarlijkse exploitatiekosten Incl. subsidie	[M€/jaar]	19.0	20.1	-2.75*	-9.75*

* een negatief bedrag is een overschot (veroorzaakt door de subsidies)

Deze bedragen kunnen worden vergeleken met de huidige exploitatiekosten bij continuering met de huidige dieseltreinstellen. Uitgaande van de hier gebruikte dienstregeling is de inschatting dat de jaarlijkse exploitatiekosten 13,7 miljoen euro bedragen (ook exclusief beheer- en onderhoudskosten voor het materieel).

Kosten voor energie (investering + beheer en onderhoud) verwerkt in de exploitatiekosten:

Alleen geldig zolang de eenmalige investering niet vervangen hoeft te worden.

Tabel 23: Totale kosten – alles in een jaarlijks bedrag

Totale kosten	Eenheid	H ₂ inkoop	Groene energie	Wind	Zon
Jaarlijkse exploitatiekosten (15 jaar) Excl. subsidie	[M€/jaar]	33.2	37.0	35.5	47.8
Jaarlijkse exploitatiekosten (20 jaar) Excl. subsidie	[M€/jaar]	30.8	34.1	30.6	40.8
Jaarlijkse exploitatiekosten (15 jaar) Incl. subsidie	[M€/jaar]	33.2	37.0	26.4	31.9
Jaarlijkse exploitatiekosten (20 jaar) Incl. subsidie	[M€/jaar]	30.8	34.1	21.5	24.9

4.4 Kosten voor de spoorlijnen Leeuwarden – Groningen Europapark en Groningen – Bremen

Voor de spoorlijnen Leeuwarden – Groningen Europapark en Groningen – Bremen is de benodigde hoeveelheid waterstof 6300 kg per dag van de in totaal voor alle regionale treindiensten benodigde 11000 kg per dag. De kosten voor de spoorlijnen Leeuwarden – Groningen Europapark en Groningen – Bremen kunnen daarom worden gebaseerd op de kosten van alle spoorlijnen en vermenigvuldigd met de factor (63/110 ofwel ongeveer 0.57).

4.5 Conclusie

Voor alle varianten van waterstof levering of productie is een investering in materieel en infrastructuur (tankinstallaties) vereist. De prijs voor waterstof is daarmee maatgevend. Waterstof kan ofwel afgenomen van derde partijen ofwel geproduceerd worden met behulp van ingekochte of zelf geproduceerde energie (wind of zon).

Uit voorgaande tabel blijkt dat, zonder rekening te houden met subsidies, inkoop van waterstof het aantrekkelijkst is bij afschrijving in 15 jaar en dat inkoop van waterstof en het zelf opwekken van windenergie vrijwel gelijke exploitatielasten komen bij afschrijving in 20 jaar.

Echter, rekening houdend met de huidige subsidies worden de laagste jaarlijkse kosten gerealiseerd door te investeren in het zelf opwekken van windenergie, gevolgd door zonnepanelen.

5 CONCLUSIES EN AANBEVELINGEN

5.1 Samenvatting

Dit onderzoek was gericht op het inzicht krijgen in de effecten op de exploitatie alsmede de consequenties met betrekking tot de investeringen van exploitatie met waterstof en batterijen.

Om vergelijkbare prestaties te behalen als met het huidige materieel is bekeken wat de benodigde capaciteit van de waterstof brandstofcel en batterijen (in dit geval supercaps) is. Op basis daarvan is de energiebehoefte in kg waterstof per dag (en per jaar) vastgesteld voor zowel de spoorlijnen Leeuwarden – Groningen Europapark en Groningen –Bremen als de overige regionale treindiensten. De benodigde hoeveelheid waterstof komt dan voor de eerstgenoemde lijnen neer op 6300 kilogram per dag en voor alle regionale treindiensten op ongeveer 11000 kilogram per dag. Deze 11000 kilogram per dag komt overeen met 3,5 miljoen kilogram per jaar.

Op tankplaatsen kan deze waterstof in de treinen worden getankt. Tankplaatsen zijn in ieder geval voorzien nabij de opstelterreinen in Groningen en Leeuwarden. De capaciteit van deze tankplaatsen is vergeleken bij de bestaande tankplaatsen (wereldwijd) voor waterstof zodanig groot dat een nader onderzoek naar de veiligheidsaspecten van de opslag van waterstof en de tankplaatsen wordt aangeraden.

Waterstof kan worden verkregen als (rest)product van de industrie, of (ter plaatse) worden opgewekt met behulp van elektrolyse apparatuur en elektriciteit. Als waterstof wordt verkregen van de industrie is in ieder geval transport naar de tanklocaties nodig en (voldoende) opslag ter plaatse. De benodigde hoeveelheid waterstof is zodanig dat dit ongeveer de maximaal beschikbare capaciteit van een leverancier in de Noordelijke provincies betreft. Gezien de benodigde grote hoeveelheden waterstof, de nog afwezige mogelijkheden voor waterstoftransport per spoor en de beperkte transportcapaciteit van tubetrailers is in het transport van waterstof naar de tanklocaties nog een optimalisatie te behalen.

Als waterstof wordt opgewekt met behulp van elektrolyse apparatuur, dan is energie benodigd die kan worden verkregen als groene energie uit het elektriciteitsnet of door zelf duurzame energie op te wekken met windmolens of zonnepanelen.

5.2 Conclusies

Uit het onderzoek blijkt dat het rijden van de treinen op een combinatie van waterstof en supercaps mogelijk is, maar zich nog in de voorfase bevindt. Qua planning is de verwachting dat er vanaf circa 2020 al treinstellen in kunnen stromen en in 2022 – 2024 een volledige exploitatie kan worden uitgevoerd.

Voor alle varianten van treinen op waterstof is een investering in materieel en infrastructuur (tankinstallaties) vereist. De beschouwde varianten (inkoop waterstof, opwekken waterstof met energie uit verschillende energiebronnen) verschillen daarmee uiteindelijk alleen in de prijs van de waterstof.

Waterstof kan ofwel afgenomen van derde partijen ofwel geproduceerd worden met behulp van ingekochte of zelf geproduceerde energie (wind of zon).

Bij de berekening van de kosten blijkt dat, zonder rekening te houden met subsidies, inkoop van waterstof het aantrekkelijkst is bij afschrijving in 15 jaar en dat inkoop van waterstof en het zelf opwekken van windenergie vrijwel gelijke exploitatielasten komen bij afschrijving in 20 jaar.

Echter, rekening houdend met de huidige subsidies worden de laagste jaarlijkse kosten gerealiseerd door te investeren in het zelf opwekken van windenergie, gevolgd door zonnepanelen.

5.3 Aanbevelingen voor verder onderzoek

In vervolgonderzoek is het aan te bevelen:

- De veiligheidsaspecten van de opslag van waterstof en de tankplaatsen nader te onderzoeken, omdat dit een beperkende impact kan hebben op de exploitatie van de treindienst met waterstof.
- De mogelijkheden voor efficiënt en veilig transport van waterstof nader te onderzoeken, om de tankplaatsen zowel qua aantal transportbewegingen en veiligheid optimaal te kunnen bevoorraden.
- In gesprek te gaan met potentiële waterstof leveranciers in de regio.
- De mogelijkheden (en kosten) voor zowel tankplaatsen als elektrolyse (opwekking) van waterstof meer in detail te beschouwen, omdat deze installaties een zeer grote capaciteit hebben vergeleken met de huidige praktijk.

5.4 Dankwoord

Graag bedanken wij de volgende organisaties en personen voor hun bijdrage aan het beantwoorden van vragen (op alfabetische volgorde):

- AEP Hybrid Power; Daniel Vermeij, Sales Engineer.
- Akzo Nobel; Joost Sandberg, Renewable Energy Development Manager.
- Alstom; Erik Geensen, Sales Manager.
- Arriva; Frank van Setten, Adjunct-directeur Trein.
- ECN; Marcel Weeda, Senior researcher Hydrogen Transition & Infrastructure.
- Hydrogenics; Guy Verkoeyen en Mark Kammerer, sales managers.
- Nedstack; Alex Blaj, Electrical Specialist Nedstack PEM fuel cells.
- Stadler; Michael Schwarz en Michael Kling, Director Marketing & Sales The Netherlands, UK, Scandinavia, Finland respectievelijk Head of Product- and Tender Engineering.

6 VERWIJZINGEN

- [1] Crystal Energy Projects BV, „Haalbaarheidsonderzoek: "Wat is er in Overijssel nodig om het rijden op waterstof te realiseren",” Enschede, 2010.
- [2] ECN, „Large-scale rollout of hydrogen powered fuel cell cars in the Netherlands,” 17 March 2010.
- [3] ECN, „Economic analysis of HRS network build-up in the Netherlands,” 3 July 2015.
- [4] National Renewable Energy Laboratory, „Comparing Hydrogen Station Cost Calculator Results with other Recent Estimates,” September 2013.
- [5] ECN, „Eindadvies basisbedragen SDE+ 2014,” September 2013.
- [6] ECN, „Eindadvies basisbedragen SDE+ 2016,” April 2015.
- [7] Stichting Monitoring Zonnestroom i.o.v. Agentschap NL, „Inventarisatie PV markt Nederland; Prijsontwikkelingen in 2013,” Stichting Monitoring Zonnestroom, 2013.
- [8] ECN i.o.v. Ministerie van Economische Zaken, „Berekening basisbedragen hernieuwbare elektriciteit,” ECN, 2008.
- [9] R. Gupta, Hydrogen Fuel: Production, transport & storage, CRC Press, 2008.
- [10] ECN, „Nationale Energieverkenning 2014,” 2014.
- [11] Onderzoeksraad voor Veiligheid, Brand in een aardgasbus, Sept 2013.
- [12] Brandweer Amsterdam-Amstelland, Handreiking voor optreden tijdens incidenten met waterstoftoepassingen, 2010.
- [13] KIWA, Inventarisatie risico's rijden met waterstofvoertuigen, Sept 2011.
- [14] NEN, NPR 8099-2010: Waterstoftankstations – Richtlijn voor de brandveilige, arbeidsveilige en milieuveilige toepassing van installaties voor het afleveren van waterstof aan voer- en vaartuigen, Aug 2010.
- [15] Tebodin, H2 refuelling station/Air Liquide, doc.nr. 3413547, Mei 2013.
- [16] NEN/PGS-programmaraad, „PGS 35: "Waterstof: afleverinstallaties voor wegvoertuigen" versie 1.0 en het begeleidend schrijven "Report: Internal safety distances for PGS 35".,” April 2015.
- [17] ECN, „Conceptadvies basisbedragen SDE+ 2015 voor marktconsultatie,” ECN, 2014.
- [18] Pondera Consult in opdracht van Agentschap NL, „Kosten en baten windpark op land,” Ministerie van Economische Zaken, 2009.
- [19] C. E. J. M. T. Neumann, „Study on the Current Cost Situation of Wind Energy Use in Germany 2002,” *DEWI*, p. 9, 2002.

BIJLAGE A BEPALING AANTAL TREINSTELLEN

Treindienst	Rijtijd	Frequentie	Omlopen	Treinen	Totaal treinen	Opmerkingen
Roodeschool – Winschoten	210	2	7	2	14	
Delfzijl – Veendam	150	2	5	2	10	Krappe keertijden (5 + 3)
Leeuwarden – Groningen Europapark	90	2	3	3	9	Sneltrain
Leeuwarden – Groningen	120	2	4	2	8	Stoptrein
Leeuwarden – Harlingen	180	1	3	2	6	
Leeuwarden – Sneek	60	2	2	2	4	
Leeuwarden – Stavoren	120	1	2	2	4	
Groningen – Zuidbroek	120	1	2	2	4	
Groningen – Bremen Hbf	360	1	6	2	12	Keertijd Bremen 48 minuten
Totaal voor exploitatie					71	
Exploitatieve reserve					4	
Totaal aantal treinen GTW 2/8						Bestaande materieelpark 51 treinstellen 75 (16 GTW 2/6 en 35 GTW 2/8)

BIJLAGE B INVESTERINGSKOSTEN AANPASSING MATERIEEL

CROW SSK-Rekenmodel

Arcadis - Team Kostenmanagement

Project: Onderzoek Batterij-waterstofrein - Projectnr: - Opdr.gever: Provincie Groningen		ARCADIS <small>Ontwerp & Constructie voor vervoer met bus en fiets</small>		Prijspeil raming: 01-01-16	
Versie raming: 1.0 - Status: Definitief - Opgesteld door: M.M.T. Veldhuis				Datum raming: 04-05-16	
Deelraming Aanpassingen treinen				Versie 3.05a (18 juni 2014)	
Deelraming aan				Totaal	
Code	Omschrijving post	Hoeveelheid	Eenheid	Prijs	Totaal
Investeringskosten:		Hoeveelheid	Eenheid	Prijs	
	Uitgangspunten:				€ -
	Rapport Batterij-waterstofrein versie A definitief				€ -
					€ -
	500 kW brandstofcel voor een trein (incl. indirecte bouwkosten, engineering, excl kosten opdrachtgever)	75,00	st	€ 875.000,00	€ 65.625.000
	95 kW supercaps (30s 95kW) (incl. indirecte bouwkosten, engineering, excl kosten opdrachtgever)	400,00	modules	€ 30.000,00	€ 12.000.000
					€ -
00-BDBK	Benoemde directe bouwkosten				€ 77.625.000
00-NTDBK	Nader te detailleren bouwkosten (%)	10,00%	%	€ 77.625.000	€ 7.762.500
00-DBK	Directe bouwkosten				€ 85.387.500
00-VBK	Voorziena bouwkosten				€ 85.387.500
00-NBORBK	Niet benoemd objectrisico bouwkosten (%)	15,00%	%	€ 85.387.500	€ 12.808.125
00-RBK	Risico's bouwkosten	15,00%			€ 12.808.125
00-RBK					€ 12.808.125
00-BK	Bouwkosten Deelraming Aanpassingen treinen				€ 98.195.625
00-BDVK	Benoemde directe vastgoedkosten				€ -
00-DVK	Directe vastgoedkosten				€ -
00-IVK	Indirecte vastgoedkosten				€ -
00-VVK	Voorziena vastgoedkosten				€ -
00-RVK	Risico's vastgoedkosten				€ -
00-VK	Vastgoedkosten Deelraming Aanpassingen treinen				€ -
	Engineeringkosten opdrachtgever (%)	1,00%	%	€ 85.387.500	€ 853.875
00-BDEK	Benoemde directe engineeringkosten				€ 853.875
00-DEK	Directe engineeringkosten				€ 853.875
00-VEK	Voorziena engineeringkosten				€ 853.875
00-NBOREK	Niet benoemd objectrisico engineeringkosten (%)	15,00%	%	€ 853.875	€ 128.081
00-REK	Risico's engineeringkosten	15,00%			€ 128.081
00-EK	Engineeringkosten Deelraming Aanpassingen treinen				€ 981.956
Code	Overige Bijkomende Kosten (%)	3,00%	%	€ 85.387.500	€ 2.561.625
00-BDOBK	Benoemde directe overige bijkomende kosten				€ 2.561.625
00-DOBK	Directe overige bijkomende kosten				€ 2.561.625
00-VOBK	Voorziena overige bijkomende kosten				€ 2.561.625
00-NBOROBK	Niet benoemd objectrisico overige bijkomende kosten (%)	15,00%	%	€ 2.561.625	€ 384.244
00-ROBK	Risico's overige bijkomende kosten	15,00%			€ 384.244
00-OBK	Overige bijkomende kosten Deelraming Aanpassingen treinen				€ 2.945.869
00-IVV	Investeringskosten Deelraming Aanpassingen treinen				€ 102.123.450
	Investeringskosten Deelraming Aanpassingen treinen (contante waarde)				€ 102.123.450

BIJLAGE C INVESTERINGSKOSTEN TANKSTATIONS

CROW SSK-Rekenmodel

Arcadis - Team Kostenmanagement

Project: Onderzoek Batterij-waterstofrein - Projectnr: - Opdr.gever: Provincie Groningen		ARCADIS		Prijspeil raming:	01-01-16
Versie raming: 1.0 - Status: Definitief - Opgesteld door: M.M.T. Veldhuis				Datum raming:	04-05-16
Deelraming Aanpassingen Infrastructuur					Versie 3.05a (18 juni 2014)
Deelraming aan					Totaal
Code	Omschrijving post	Hoeveelheid	Eenheid	Prijs	
Investeringskosten:		Hoeveelheid	Eenheid	Prijs	
	Uitgangspunten:			€	-
	Extra pompstation te Leeuwarden en Groningen, op eigen terrein (geen grondaankopen nodig). Prijs is all-in			€	-
	Rapport Batterij-waterstofrein versie A definitief			€	-
	Installatie pompstation Groningen geschikt voor capaciteit 8000 kg/dag	1,00	st	€ 25.000.000,00	€ 25.000.000
	Installatie pompstation Leeuwarden geschikt voor capaciteit 3000 kg/dag	1,00	st	€ 10.000.000,00	€ 10.000.000
00-BDBK	Benoemde directe bouwkosten				€ 35.000.000
00-NTDBK	Nader te detailleren bouwkosten (%)	10,00%	%	€ 35.000.000	€ 3.500.000
00-DBK	Directe bouwkosten				€ 38.500.000
00-VBK	Voorziena bouwkosten				€ 38.500.000
00-NBORBK	Niet benoemd objectrisico bouwkosten (%)	15,00%	%	€ 38.500.000	€ 5.775.000
00-RBK	Risico's bouwkosten	15,00%	t.o.v. voorz. bouwkosten		€ 5.775.000
00-BK	Bouwkosten Deelraming Aanpassingen Infrastructuur				€ 44.275.000
00-BDVK	Benoemde directe vastgoedkosten				€ -
00-DVK	Directe vastgoedkosten				€ -
00-IVK	Indirecte vastgoedkosten			t.o.v. directe vastgoedkosten	€ -
00-VVK	Voorziena vastgoedkosten				€ -
00-RVK	Risico's vastgoedkosten			t.o.v. voorziena vastgoedkosten	€ -
00-VK	Vastgoedkosten Deelraming Aanpassingen Infrastructuur				€ -
00-BDEK	Benoemde directe engineeringkosten				€ -
00-DEK	Directe engineeringkosten				€ -
00-IEK	Indirecte engineeringkosten			t.o.v. directe engineeringkosten	€ -
00-VEK	Voorziena engineeringkosten				€ -
00-REK	Risico's engineeringkosten			t.o.v. voorz. engineeringkosten	€ -
00-EK	Engineeringkosten Deelraming Aanpassingen Infrastructuur				€ -
Code	Overige Bijkomende Kosten (%)	3,00%	%	€ 38.500.000	€ 1.155.000
00-BDOBK	Benoemde directe overige bijkomende kosten				€ 1.155.000
00-DOBK	Directe overige bijkomende kosten				€ 1.155.000
00-VOBK	Voorziena overige bijkomende kosten				€ 1.155.000
00-NBOROBK	Niet benoemd objectrisico overige bijkomende kosten (%)	15,00%	%	€ 1.155.000	€ 173.250
00-ROBK	Risico's overige bijkomende kosten	15,00%	t.o.v. voorz. overige bijk. kosten		€ 173.250
00-OBK	Overige bijkomende kosten Deelraming Aanpassingen Infrastructuur				€ 1.328.250
00-INV	Investeringskosten Deelraming Aanpassingen Infrastructuur				€ 45.603.250
	Investeringskosten Deelraming Aanpassingen Infrastructuur (contante waarde)				€ 45.603.250

Arcadis Nederland B.V.

Postbus 220
3800 AE Amersfoort
Nederland
+31 (0)88 4261261

www.arcadis.com

Projectnummer: D04021.000555

Onze referentie: 078901169 B