

Norges Miljø- og Biovitenskapelige
Universitet (NMBU)
Fakultet for Miljøvitenskap og teknologi
Institutt for Naturforvaltning (INA)

Masteroppgave 2016
30 stp

Brenselcelleteknologi i
jernbanen.

Hydrogenisering - en
bærekraftig fremtid for
Nordlandsbanen?

Fuel Cell Technology in Railway
Mobility.

Hydrogenification - a
Sustainable Future for the
Nordlandsbane?

Katharina Vassaas
Masterprogrammet i fornybar energi

I. Forord

Denne masteroppgaven markerer avslutningen av mine fem studieår ved NMBU i bachelor- og masterprogrammet fornybar energi. Oppgaven ble gjennomført ved Institutt for Naturforvaltning under veiledning av Monica Havskjold.

Jeg ønsket å velge en problemstilling som reflekterer tverrfagligheten i fornybar energi- faget og valgte derfor en problemstilling med en tredelt ambisjon:

hvordan ulike elektrisitetspriser og nettleier påvirker produksjonskostnaden for hydrogen ved elektrolyse, hvilke konsekvenser som oppstår i form av eventuelle reduksjoner av CO₂- ekvivalenter ved å implementere brenselcelleteknologi på Nordlandsbanen, samt hvilke barrierer hydrogen som teknologi kan møte på.

Først må jeg takke veilederen min, Monica Havskjold, for masse god hjelp og strategiske råd og kommentarer under arbeidet. Takk til familie, venner og klassekamerater som bidro med oppmuntrende ord og støtte under en turbulent skriveprosess. Særlig takk til Ronja Pedersen, Tara B. Holm og Martin Knoop.

Jeg må også rekke en takk til Benjamin Myklebust ved Zero Emission Resource Organisation (ZERO) for formulering av problemstilling og til Åsa Grytli Tveten ved INA for simulerte elektrisitetspriser ved Balmorel-modellen.

Ås, 12.mai.2016

Katharina Vassaas

II. Sammenheng

Transportsektoren står for 32% av norske klimagassutslipp og Norge har gjennom en rekke internasjonale avtaler som Parisavtalen og EØS- avtalen forpliktet seg til å redusere klimagassutslipp. Gjennom fornybardirektivet skal Norge øke fornybarandelen, og kraftprognoser for Norden viser at vi går mot et kraftoverskudd med potensielt "flomtap" av uregulerbar fornybar kraft. Hydrogen produsert gjennom elektrolyse er et eksempel på en lav- til nullutslipps energibærer som kan produseres ved lave elpriser for senere å benyttes som drivstoff i en brenselcelle til blant annet transportformål. Elprisen utgjør over 80% av OPEX ved elektrolyse som gir potensial for lave produksjonskostnader ved lave elpriser.

Problemstillingen til denne oppgaven består av å gjøre rede for produksjonskostnader for hydrogen, kostnader for iverksetting av brenselcelleteknologi på Nordlandsbanen, besparelser i CO₂-ekvivalenter ved implementering av hydrogendrift framfor dagens dieseldrift og konvensjonell elektrifisering, samt presentere barrierer for hydrogen som teknologi. Metoden for besvarelse av oppgaven er litteraturstudie samt energiberegninger for hydrogenproduksjon basert på simulerte elpriser fra Balmorel- energisystemmodellen.

Resultatene viser at det er store besparelser i CO₂- utslipp/km av å utvikle dieseldrift samt det å ikke bygge ut infrastruktur for elektrisk drift. Hydrogen ved elektrolyse drevet av elektrisitet fra fornybare energikilder er et godt alternativ som en lavutslipps driftsform på jernbanen, men som investering kreves større forutsigbarhet med hensyn til elpriser da elprisen er utslagsgivende for hydrogenproduksjonens lønnsomhet.

Flere bilprodusenter lanserer brenselcellebiler og i Tyskland planlegges den første storsatsning av passasjertog drevet av hydrogen. Dette taler for at markedet er klart for en innføring av hydrogen som energibærer. I dagens marked risikerer hydrogenproduksjon å være ulønnsomt, men en subsidieordning med fritak av nettleie kan være et politisk/økonomisk virkemiddel for å få flere aktører på markedet og således skape større gjennomslagskraft for hydrogenteknologi. Den største ikke-teknologiske barrieren taler for å gjennomføre informasjonskampanjer for befolkningen med generell innføring av hydrogen som energibærer for å skape offentlig aksept.

III. Abstract

The transport sector is responsible for 32% of the Norwegian green house gas emissions and Norway has through various international agreements and the EEA agreement made commitments to reducing greenhouse gas emissions. Through the *Renewable Energy Directive* Norway has to increase its share of renewable energy production and forecasts for the Nordic countries show that due to the rollout of unregulated renewable power we might be experiencing a surplus of energy production. Hydrogen produced by electrolysis is an example of a low to zero emission energy carrier which can be produced when the electricity price is low to be stored and later used as a fuel in a fuel cell in for example transportation purposes.

The electricity price makes up over 80% of the electrolysis OPEX which makes hydrogen an energy alternative to produce when the electricity price is low.

The research question for this paper is to give an account of the production costs for hydrogen, the costs for implementing fuel cell technology on the Nordlandsbane, the potential reductions in CO₂ emissions by discountinuing the current use of diesel fuel and alternatively conventional electrification, as well as presenting barriers for hydrogen as a technology. The method used is litterature study as well as calculations for hydrogen production based on simulated electricity prices from the Balmorel energy system model.

The results show that there are large savings of CO₂ emissions to achieve in discountinuing operating the Nordlandsbane on diesel fuel and by not expanding an electrical infrastructure. Hydrogen by electrolysis from renewable energy sources represents a low-emission type of operation of the railway, but as an investment requires greater predictability with regards to the electricity prices as it is decisive for the profitability of hydrogen production.

Several car- manufacturers are launching fuel cell vehicles and Germany plans to enroll its first commercial fuel cell electric operated passenger trains in the course of the next 2-5 years. These fact suggests that the market is ready for the introduction of hydrogen as an energy carrier. However in today's market, hydrogen production risks being unprofitable compared to alternatives. As such it might be necessary to implement a subsidy scheme like exepmtion of grid tarrifs to incentivise more producers to enter the market and thus create a market penetration for hydrogen technology.

The main non- technological barrier is to create a public acceptance for hydrogen as an energy carrier which can be mitigated by conducting information campagins to the public.

Innholdsfortegnelse

I.	Forord.....	1
II.	Sammendrag	2
III.	Abstract	3
1.	Innledning.....	9
1.1	Politiske vedtak, planer og mål innenfor transport.....	9
1.2	Om Nordlandsbanen	12
1.2.1	Trafikk på Nordlandsbanen	13
1.2.1.1	Om dagens dieseldrift på Nordlandsbanen	14
2.	Bakgrunn	15
2.1	Betraktninger for fremdriftssystemer for tog i Norge	15
2.1.1	Finansiering og investeringsvilje	16
2.2	Dagens situasjon for hydrogen i transport.....	17
2.2.1	Relevante aktører for hydrogenproduksjon i Norge.....	18
2.3	Hydrogen i togtransport i et globalt perspektiv.....	18
2.4	Problemstilling	20
2.5	Begrensninger av oppgaven.....	21
2.6	Oppgavens struktur.....	21
3.	Teoretisk tilnærming.....	23
3.1	Fremstilling av hydrogen.....	23
3.1.1	Norske produsenter av hydrogen	24
3.2	Produksjonsmetoder for hydrogen.....	24
3.2.1	Dampreformering av gass	24
3.2.2	Elektrolyse.....	25
3.2.3	Termolyse.....	27
3.3	Lagring og distribusjon av hydrogen	28
3.3.1.	Lagring av gass under (høyt) trykk	28
3.3.2.	Lagring i flytende form	28

3.3.3. Lagring i faste materialer	29
3.5 Brenselceller	29
3.6 Pågående aktiviteter innenfor hydrogen og togmobilitet.....	32
3.6.1 Hydrogentog i Tyskland.....	32
3.7 Energikonverteringer ved hydrogenproduksjon	34
3.8 Tidligere forskning.....	36
4. Metode	38
4.1 Valg av metode	38
4.2 Utvalg.....	38
4.3 Valg av elektrolyseløsning.....	41
4.4 Balmorel, en nord-europeisk energisystemmodell.....	41
4.5 Deltagelse på hydrogenkonferanse og metode for analyse av data.....	42
5. Resultater.....	43
5.1 Simulerte elpriser for Norge i årene 2012 og 2030	43
5.2 Produksjonskostnader for hydrogen ved elektrolyse	47
5.3 Presentasjon av resultater etter fremdriftsteknologi.....	52
5.3.1 Dieseldrift og dieselforbruk for Nordlandsbanen	52
5.3.2 Elektrifisering	54
5.3.3 Brenselceller og hydrogendrift	59
6. Diskusjon	64
6.1 Betraktninger for tog	67
6.2 Argumenter for og mot bruk av hydrogen som energibærer.....	68
6.3 Forutsetninger for at man skal kunne satse på hydrogenteknologi.....	70
6.4 Feilkilder	72
6.5 Forbedringer av oppgaven	73
7. Konklusjon.....	73
8. Videre arbeid.....	74
9. Bibliografi	75
Vedlegg 1	79

Figurliste

Figur 1: <i>Utslipp i CO₂- ekv.fra transportsektoren fordelt på ulike kilder (Miljøstatus, 2016)</i>	9
Figur 2: <i>Nordlandsbanen i sin helhet, fra Trondheim til Bodø (Jernbaneverkets kartvisning, 2016)</i> ..	11
Figur 3: <i>Den lille sirkelen omkranser Nordlandsbanen Nord, fra Bjerke stasjon til Bodø endestasjon (Jernbaneverkets kartvisning, 2016)</i> .	12
Figur 4: <i>Kart over Nordlandsbanen sør fra Steinkjer stasjon til Bjerke stasjon (Jernbaneverkets kartvisning, 2016)</i> .	13
Figur 5: <i>Arealeffektiviteten til tog illustrert med hvor mange reisende i personbiler og busser som kan få plass i to togvogner (NSB, 2015)</i> .	16
Figur 6: <i>Fyllestasjon med ITM Powers elektrolyser (Power, 2016)</i>	18
Figur 7: <i>Air Liquides hydrogenfyllestasjon, her åpner de Nederlands første fyllestasjon for hydrogen (EHA, 2012)</i> .	18
Figur 8: <i>HYOPs fyllestasjon i Porsgrunn. (Himle, 2012)</i>	18
Figur 9: <i>H2 Logics hydrogenfyllestasjon (Fuelcelltoday, 2012)</i>	18
Figur 10: <i>BNSFs hybridlokomotiv med brenselceller og batteridrift (Hess et al., 2010)</i> .	19
Figur 11: <i>Prinsippskisse av BNSFs hybridlokomotiv (Hess et al., 2010)</i> .	19
Figur 12: <i>Trikk med brenselcelledrift satt i drift i Kina i 2015 (Alternative Energy, 2015)</i> .	20
Figur 13: <i>Figuren viser en rekke energikilder man kan benytte til hydrogenproduksjon bearbeidet versjon av (NOU, 2004)</i> .	23
Figur 14: <i>Enkel skissering av dampreforming av naturgass til hydrogenproduksjon, bearbeidet versjon av (OED, 2002)</i> .	25
Figur 15: <i>Enkel skissering av en PEM- elektrolyseprosess</i>	27
Figur 16: <i>Gasstanker (wsu.edu, 2016)</i>	28
Figur 17: <i>Flytende hydrogen (2016)</i>	28
Figur 18: <i>Laging i titanium og granitt (EnergieSpeicher, 2015)</i>	29
Figur 19: <i>Prinsippskisse av en brenselcelle med PEM- teknologi, bearbeidet versjon av (OED, 2004)</i> .	30
Figur 20: <i>Systemgrenser for kilde-til-hjul, kilde-til-tank, og tank-til-hjul for strøm til elbiler og hydrogenproduksjon til hydrogenkjøretøy</i> .	32
Figur 21: <i>Skisse av hvor de ulike komponentene på et tog med brenselcelledrift kan se ut (Schwab, 2016)</i>	34
Figur 22: <i>Energikjede for produksjon av hydrogen fra primærkilde til sluttbruk</i> .	34
Figur 23: <i>Enkel skissering av energikjede fra primærkilde til sluttbruk</i> .	35

Figur 24: Verdikjede for energikonvertering fra primærenergi til sluttbruk av elektrisitet og Fuel Cell Electric Vehicle (Bearbeidet versjon av Jordanger et al, 2002).	36
Figur 25: Skisse av virkningsgraden til de ulike delprosessene i fremstilling, produksjon, og bruk av hydrogen... 41	
Figur 26: Simulerte elektrisitetspriser for Norge i 2012. Prisen på y-aksen er i kr/kWh, mens enheten i x-aksen er timesoppføringer.. Balmorel-simulering gjort ved (Tveten, 2015).	43
Figur 27: Simulerte elektrisitetspriser for 2012 rangert i en varighetskurve. X-aksen viser antall oppføringer per time for 2012 og y-aksen viser pris i kr/kWh. Simulert med Balmorel-modell (Tveten, 2015).	44
Figur 28: Simulerte elektrisitetspriser for Norge i 2030. Prisen på y-aksen er i kr/kWh, mens enheten i x-aksen er timesoppføringer. Balmorel-simulering (Tveten, 2015).	45
Figur 29: Simulerte elektrisitetspriser for 2030 rangert i en varighetskurve som viser oppføringer rangert etter høyest strømpris til laveste strømpris. X-aksen viser antall oppføringer per time for 2012, og y-aksen viser pris i kr/kWh. Simulert med Balmorel-modell (Tveten, 2015).	46
Figur 30: Varighetskurver for simulerte strømpriser i årene 2012 og 2030 simulert med Balmorel-modellen. X-aksen viser antall timer i årene (8736) og y-aksen viser kr/kWh. Simulert med Balmorel-modell (Tveten, 2015).	47
Figur 31: Produksjonskostnad for hydrogen i kr/km produsert ved to strømpriser, og ved fire ulike virkningsgrader med forbruk av kWh for 465 kgH ₂ til fremdrift av Steinkjer- Bodø (Tveten, 2015), ekskludert nettleiepriser.	50
Figur 32: Produksjonskostnader for hydrogen i kr/km produsert ved 2012- strømpris (26,7 øre/kWh) med tre ulike nettleiepriser, ved fire ulike virkningsgrader for produksjon av 465 kgH ₂ for framdrift av Steinkjer- Bodø(Tveten, 2015).	51
Figur 33: Produksjonskostnad for hydrogen i kr/km med 2030- strømpris (52,5 øre/kWh) ved ulike nettleiepriser ved fire ulike innsatsnivåer for å produsere 465 kgH ₂ for fremdrift av Steinkjer- Bodø (Tveten, 2015).	52
Figur 34: Miljø og samfunnsrapport for NSBs persontog i 2014 (NSB, Miljø og samfunnsrapport, 2015)).	53
Figur 35: Kostnad for elektrisitetsbehovet for strekningen Steinkjer- Bodø ved bruk av simulerte elpriser fra Balmorelmodellen (Tveten, 2015) og nettleiepriser på 20-, 40-, og 60 øre/kWh. Beregningene er ekskludert investeringskostnader, det er kun elektrisitetskostnader som er beregnet.	58
Figur 36: Prinsippskisse av et hybridtog med hydrogentanker og brenselcellestacker på understellet av toget, og batterier på taket (East Japan Railway Company, 2006).	61
Figur 37: Et resultat av "Analyse av alternative driftsformer for ikke-elektrifiserte baner" hvor de ulike fremdriftssystemene er sammenlignet med bruk av annuitetsmetoden (Møller- Holst et al, 2015).	62
Figur 38: Sammenligning av investeringskostnader i millioner kroner for tre driftsformer.	65
Figur 39: Sammenligning av vedlikeholdskostnader i kr/km for tre driftsformer.	65
Figur 40: Sammenligning av driftskostnader for ikke- rullende materiell. Her vises kun hydrogen da hydrogendrift krever investeringer i elektrolysører og tankestasjoner.	66
Figur 41: Sammenligning over driftskostnader for rullende materiell for tre driftsformer i kr/km.	66

Tabelliste

Tabell 1: Togbanestrekninger med trafikk i Norge som ikke er elektrifisert (Simonsen M. , 2010).	11
---	----

Tabell 2: Lengde i km for tre banestrekninger innen Nordlandsbanen.	12
Tabell 3: Utvalg av relevante aktører som leverer containerløsninger for hydrogenproduksjon med elektrolysører (H2OSL, 2015).	17
Tabell 4: Energieffektivitet i prosent for ulike systemgrenser (Hagman, Assum & Amundsen, 2011).	31
Tabell 5: Oversikt over de tyske delstatene som har bestilt persontog med hydrogendrift av selskapet Alstom (Knitter, 2016).	33
Tabell 6: Oversikt over bruk av virkningsgrad for delprosesser i hydrogenproduksjonen.	39
Tabell 7: Utregning av hvor mye energi man kan utnytte av opprinnelsesenergi i et hypotetisk hydrogenproduksjonsscenario.	40
Tabell 8: Tall i et eksempel som belyser hvor stor del elektrisitetsprisen utgjør av produksjonskostnader for hydrogen (Simonsen, 2015).	48
Tabell 9: Oversikt over strømpriser, nettleiepriser og virkningsgrader for produksjonskostnader av hydrogen innenfor systemgrensen elektrolyseprosess, komprimering, kjøling og rensing.	49
Tabell 10: Totalforbruk av diesel på Nordlandsbanen for godstrafikk for årene 2014 og 2015 (Gjesbakk, 2016).	53
Tabell 11: Oversikt over dieselkostnader, vedlikeholdskostnader, og totalkostnader for strekningen Steinkjer-Bodø ved bruk av data for Cargonets godstog (Gussiaas, 2016). Dieselkostnad for Nordlandsbanen 83,03 kr/km inkluderer årlig kostnad for vedlikehold og dieselkostnad av diesellokomotiv eksklusive kostnad for nye diesellokomotiv. (Møller- Holst et al. 2015).	54
Tabell 12: Oversikt over tall brukt i beregning av utslipp i CO ₂ - ekv for bruk av elektrisitet produsert av norsk vannkraft ved elektrisk fremdrift med kontaktledning for Steinkjer- Bodø.	56
Tabell 13: Hypotetisk miljøbudsjett for bygging av infrastruktur ved elektrifisering av Nordlandsbanen fra Steinkjer- Bodø. Med grunnlag i miljøbudsjett for elektrifisering av Trønderbanen.	57
Tabell 14: Oversikt over investerings-, drift-, og vedlikeholdskostnader ved elektrifisering av Nordlandsbanen (Møller- Holst et al 2015).	58
Tabell 15: Oversikt over energibehovet for referansegodtoget i Møller- Holst et al. (2015) ved hydrogendrift uten bufferbatteri for strekningen Steinkjer- Bodø i kWh og kgH ₂	60
Tabell 16: Oversikt over kostnader for implementering av hydrogentog.	63
Tabell 17: Mulig framtidig utvikling av effektiviteten til elektrolysører (Bertuccioli, et al., 2014).	68

Formelliste

Formel 1: Fra metan til karbonmonoksid og hydrogen.	24
Formel 2: Fra karbonmonoksid og vann til karbondioksid og H ₂	24
Formel 3: Totalreaksjon, dampreforming	24
Formel 4: Reaksjon ved elektrolyseprosessen	26
Formel 5: Formel for virkningsgrad.	39
Formel 6: Virkningsgrad for energikjeden.	40

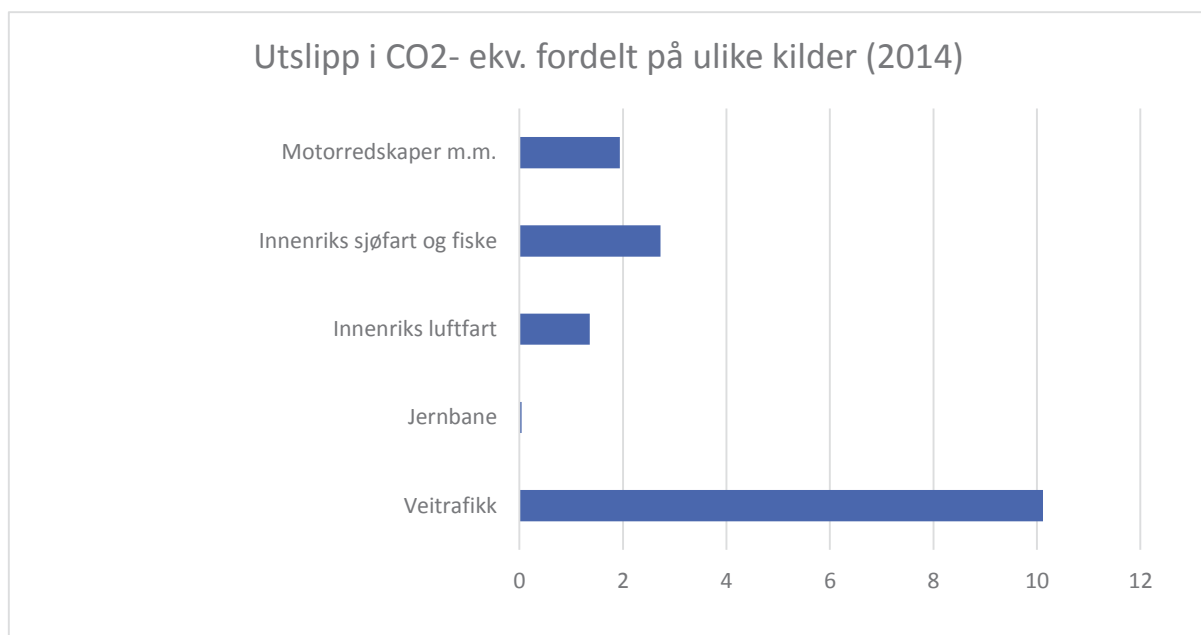
1. Innledning

1.1 Politiske vedtak, planer og mål innenfor transport

Kan hydrogen være drivstoffet som bidrar til å gjøre Nordlandsbanen lavutslipps i tillegg til å utnytte den prognoserte variable strømproduksjonen for Norge i tiårene fremover?

Norge er ved EØS- avtalen forpliktet gjennom fornybardirektivet å øke fornybarandelen, andelen elektrisitet produsert av fornybare energikilder, fra 60,1% til 67,5% innen 2020. Ved å undertegne Parisavtalen i 2015 har Norge forpliktet seg til en 40% reduksjon av klimagassutslipp innen 2030 sammenlignet med utslippsnivåene i 1990 (Traa, 2015). Innen transportsektoren har Norge sammen med andre EU- land en forpliktelse om en 10% fornybarandel innen transport innen 2020, men i 2014 var fornybarandelen i transport kun 4,8 %, inkludert biodrivstoff (Eurostat, 2016).

Transportsektoren står for 32% av norske klimagassutslipp, og utslippene fra transport økte med 30% i perioden 1990- 2013 (Miljøstatus, 2016). Veitrafikk er den største utslippskilden (Figur 1), og utslipp fra jernbanen er i følge Figur 1 så små i forhold til de andre kildene at de nesten er neglisjerbare.



Figur 1: Utslipp i CO₂- ekv.fra transportsektoren fordelt på ulike kilder (Miljøstatus, 2016).

I Nasjonal Transportplan (NTP) 2014-2023 "Et løft for miljøvennlig transport" går det fram at det i løpet av de neste ti år skal brukes 200 milliarder kroner på miljøvennlig transport i Norge.

Ambisjonen til Regjeringen er å utvikle et "moderne transportsystem gjennom økte ressurser og

effektivisering” som bidrar til at Norge omstilles til et lavutslippssamfunn. Den Nasjonale Transportplanen bevilger 168 milliarder kroner til jernbanen; noe som tilsvarer en økning på 62% fra forrige NTP (Miljøverndepartementet, 2013). NTP uttrykker at de langsiktige mål for samferdsel skal

“(…) av hensyn til framkommelighet, klima, lokalt miljø og arealknapphet (…) øke jernbanens kapasitet, slik at denne kan ta sin del av oppgaven med å håndtere transportetterspørselen rundt de største byene” (NTP, s.16/325).

Dette skal gjøres for å utnytte det faktum at

“jernbanetransport er miljøvennlig og effektivt i områder med store transportstrømmer”.

Med utgangspunkt i NTP 2014-2023 fikk Jernbaneverket i oppdrag å utrede konsekvensene av å elektrifisere gjenstående dieselstrekninger. For å svare på dette oppdraget hentet Jernbaneverket inn kunnskap fra *“Analyse av alternative driftsformer for ikke-elektrifiserte baner”* (Møller- Holst, Zenith, & Thomassen, 2015). Denne oppgaven vil presentere og analysere noen funn gjort i disse dokumentene, i tillegg til å gjøre noen beregninger for å antyde produksjonskostnader for hydrogen, samt vise til CO₂- utslipp fra dieseldrift, elektrifisering, og hydrogen.

Per i dag er det seks togstrekninger som ikke er elektrifisert, disse er illustrert i tabell 1 som oppgir banestrekninger og de respektive banelengdene i kilometer.

Tabell 1: Togbanestrekninger med trafikk i Norge som ikke er elektrifisert (Simonsen, M. 2010).

Banestrekning	Lengde (km)
Nordlandsbanen	734
Raumabanen	115
Rørosbanen	382
Solørbanen	88
Meråkerbanen¹	70
Stavne-Leangen¹	6
SUM	1395

1.2 Om Nordlandsbanen



Nordlandsbanen er Norges lengste togstrekning med 729 km fra Trondheim i Sør-Trøndelag fylke, til Bodø i Nordland fylke (Figur 2). Våren 2014 ble Nordlandsbanen delt i to strekninger; Nordlandsbanen Sør (Steinkjer til Bjerka), og Nordlandsbanen Nord (Bjerke- Bodø) (Bygd, 2015).

Figur 2: Nordlandsbanen i sin helhet, fra Trondheim til Bodø (Jernbaneverkets kartvisning, 2016).

¹ det er vedtatt å elektrifisere Meråkerbanen og Stavne- Leangen som del av Trønderbanen. Antatt byggestart i 2017.

Med mindre spesifisert refererer 'Nordlandsbanen' både til Nordlandsbanen nord og sør. Figur 2 viser Nordlandsbanen fra Trondheim til Bodø. Nordlandsbanen Nord (Figur 3) går fra Bjerka til Bodø (260 km) mens Nordlandsbanen Sør (Figur 4) går fra Steinkjer til Bjerka (343 km).

Tabell 2: Lengde i km for tre banestrekninger innen Nordlandsbanen.

Banestrekning	Lengde i km
<i>Trønderbanen, Trondheim - Steinkjer</i>	125,4
<i>Nordlandsbanen, Trondheim - Bodø</i>	730,0
<i>Nordlandsbanen, Steinkjer - Bodø</i>	604,6



Figur 3: Den lille sirkelen omkranser Nordlandsbanen Nord, fra Bjerke stasjon til Bodø endestasjon (Jernbaneløpene, 2016).

Togstrekningen som i dag utgjør Nordlandsbanen ble bygd i flere parseller og over en lengre tidsperiode. Den første delen var Trondheim - Hell (31 km) som åpnet for drift i 1881, opprinnelig kalt Meråkerbanen. Den siste delen, Fauske - Bodø (54 km) ble åpnet for drift 1962, og etter dette var det

ordinær drift på Nordlandsbanen fra Trondheim til Bodø (Bygd, 2015). Per 2016 er det 27 stasjoner i drift langs hele Nordlandsbanen (NSB, 2016).



**Figur 4: Kart over Nordlandsbanen sør fra Steinkjer stasjon til Bjerke stasjon
(Jernbaneverkets kartvisning, 2016).**

Terrenget på Nordlandsbanen er til dels krevende med mye variasjoner; Lange strekninger med flate partier uten kurvaturer, til bratte skråninger og bratte fjell, og skarp kurvatur. En god del av banen har dårlig underbygning- jernbanens planering og fundament - da man under byggingen brukte mye stedlig og dårlig masse. Banen har 154 tunneler på tilsammen 47,6 km, og 361 bruer. Med tanke på elektrifisering og bygging av kontaktledning må man beregne betydelige kostnader med sprengning for å utvide tunnelløp og heving av brukonstruksjoner da verken tunneler eller bruer per i dag har tilstrekkelig høyde til å implementere konvensjonell elektrifisering (Møller- Holst, Zenith, & Thomassen, 2015). Disse egenskapene er sentralt i valg av driftsform på togbanen.

1.2.1 Trafikk på Nordlandsbanen

Nordlandsbanen benyttes av NSB for persontransport, og Cargonet for godstransport. Cargonet er et datterselskap i NSB-konsernet. Nordlandsbanen er svært viktig for godstrafikken mellom nord og sør i landet med godsterminaler i Mosjøen, Mo i Rana, Fauske og Bodø, hvor cirka 80% av godstrafikken mellom Trondheim og Bodø går på bane. Det er betydelig lokaltrafikk mellom Rognan, Fauske og Bodø, og foruten gjennomgående dag- og nattog som kjører hele strekninger, er det også regionale togruter mellom Bodø og Mosjøen, og mellom Mo i Rana og Trondheim.

Det er lang avstand mellom krysningsspor av tilstrekkelig lengde; noe som begrenser kapasiteten i

godstrafikken, men det er planlagt nye kryssningsspor på Saltfjellet og ved Røkland i Saltdalen. For framtiden er det store utviklingsmuligheter for både gods- og persontrafikken, med størst potensial på strekningen Trondheim- Steinkjer, men det er også et betydelig potensial for økt persontrafikk mellom Bodø- Rognan. På Nordlandsbanen går det 3 persontogpar Trondheim- Bodø, i tillegg 19 togpar Trondheim- Steinkjer, og cirka 8 togpar Mosjøen/Rognan/Fauske- Bodø. Det går 3 gjennomgående godstogpar (containergods) på hele strekningen og 5 malmtogpar Ørtfjell- Mo. Det er vanskelig å si hvordan forventet trafikkvekst vil utfolde seg, men *Trafikkøkonomisk Institutt* (TØI) prognoserer at frem mot 2020 vil hele jernbanenettet oppleve en trafikkvekst for godstrafikk på 40%. For persontrafikk regner man med en vekst på 27% (Kleven, et al., 2007). Denne økningen er i tråd med Regjeringens strategi og gjeldende Nasjonal Transportplan (NTP) 2014-2023 om å få mer gods fra veg til bane og sjø grunnet de miljømessige fordelene av togtransport. Neste avsnitt gir en kort innføring dieseldrift for tog.

1.2.1.1 Om dagens dieseldrift på Nordlandsbanen

I dette avsnittet presenteres fordeler og ulemper med dieseldrift. Det finnes to typer diesellokomotiver. *Dieselektriske*, det vil si at dieselmotoren driver en generator som produserer elektrisitet, og fremdriften ivaretas av elektriske motorer, og *dieseltog* med hydraulisk kraftoverføring for fremdrift slik man finner i større dieselbiler med hydraulisk girkasse. Fordelene med diesel er høy tilgjengelighet på drivstoffet og lang rekkevidde. Ulempene derimot er knyttet til lavere trekkraft og lavere akselerasjon enn elektriske tog, utslipp av NO_x-er og partikler, og høyere drivstoff- og vedlikeholdskostnader enn elektriske lokomotiver (Møller- Holst, 2015). Ved fortsatt dieseldrift er det ikke nødvendig med ny infrastruktur, foruten en eventuell utskifting av foreldet togmateriell. Kostnadsbildet for diesel inkluderer derfor blant annet drivstoffkostnader, samt indirekte kostnader for miljø og samfunn ved utslipp av klimagasser. Man kan kategorisere potensielt skadelige utslipp fra dieseltog i tre grupper:

- Klimagasser, CO₂, CH₄, N₂O,
- Forsurende gasser, SO₂ og NO_x, og
- Helseskadelige stoffer NMVOC, CO og partikler.

Av de dieseldrevne togstrekningene for persontog i Norge, står strekningen Trondheim- Bodø for det største dieselforbruket.

2. Bakgrunn

2.1 Betraktninger for fremdriftssystemer for tog i Norge

Jernbaneverket spesifiserer en rekke egenskaper som legger føringer for strategiske valg av togmateriell og fremdriftssystemer. For de ikke-elektrifiserte banene gjelder det at

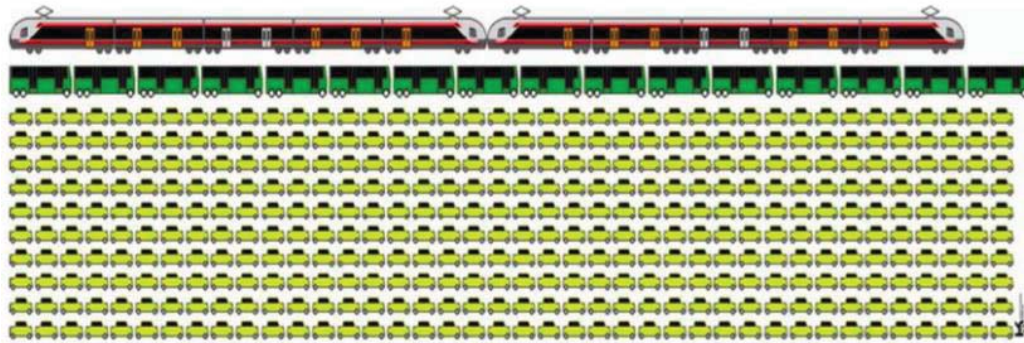
- *"interoperabilitet mellom banestrekninger og for materiell"*, det skal være en viss grad av standardisert utstyr med hensyn til infrastrukturen og materiell slik at det er enklere å trafikkere flere strekninger med samme materiell for å redusere kostnader og tidsbruk for togoperatører;
- *"ivaretagelse av nødvendig grad av redundans"*, det skal være mulig å bruke alternative kjøreturer og materiell for å bidra til fleksibilitet i avvikssituasjoner ved for eksempel brudd på en strekning grunnet flom, ras og lignende;
- *"utvikling av konkurransedyktige baner"*, valg av driftsform bør bidra til å øke konkurransedyktighet og bruk hvor kostnader og attraktivitet for togoperatører og transportbrukere er viktige variable;
- *"tidshorisont for teknologiutvikling og tidspunkt for endring av driftsform"*, teknologi- og kostnadsutvikling er svært viktig for valg av driftsform da det skal være samfunnsøkonomisk lønnsomt å investere i en type driftsform. Her er betraktninger som en driftsforms levetid en viktig variabel da det "å låse seg" til en driftsform med lang økonomisk levetid kan være ulønnsomt i et lengre perspektiv (Jernbaneverket, 2015).

Disse egenskapene vil påvirke begrunnelse for valg av fremdriftssystem på norske baner hos beslutningstakere i NSB og Jernbaneverket. Men hvorfor taler NTP for større satsning på togtrafikk?

Fordeler ved togtransport

Personreiser med togtransport har en mye større arealeffektivitet enn reiser med personbil og/eller buss. Dette illustreres godt med Figur 5 som viser antall reisende med bil og buss som kan få plass i to togvogner. I NSBs Miljø- og samfunnsrapport for 2014 oppgis at togreisende sparte samfunnet for 290 497 tonn CO₂ dersom alternativet hadde vært å kjøre bil (NSB, 2015). Ved elektrisk tog opererer NSB med en opprinnelsesgaranti for at elektrisiteten kommer fra vannkraft eller andre fornybare kilder (Ruud & Remme, 2015). Ved

plassering av togstasjoner på knutepunkt i tettsteder og byer kan man oppnå mindre veitrafikk og dermed redusere utslipp fra veitrafikken. Ved å plassere kontorer og arbeidsplasser i nærhet av togstasjoner og kollektivruter kan man spare de reisende mange bilturer og kjørekilometer med bil per døgn (NSB, 2015).



Figur 5: Areal effektiviteten til tog illustrert med hvor mange reisende i personbiler og busser som kan få plass i to togvogner (NSB, 2015).

2.1.1 Finansiering og investeringsvilje

Erfaringer fra Europa viser at finansiering av hydrogeninfrastruktur forutsetter et privat-offentlig samarbeid. Støtteordninger må benyttes for å få brenselcelleteknologi ut i markedet, og det kreves betydelig forskning og utvikling for å øke virkningsgrader og forbedre energiverdikjedene slik at energibruken kan reduseres. Det er et stort behov for å forbedre brenselceller og finne alternativer til edelmetaller som i dag benyttes som katalysator i brenselcellene. Det innen EU opprettet et fond på €1,33 milliarder (2016) som er øremerket prosjekter innenfor hydrogenteknologi. Dette kan være både teknologiprojekter som for eksempel forbedring av elektrolysører samt ikke- teknologiske prosjekter som eksempelvis opplysnings- og informasjonskampanje overfor befolkningen (Giron, 2016).

I Norge er det ENOVA som deler ut støtte til tiltak og prosjekter innenfor fornybar energi. Angående støtte til hydrogenteknologi og finansiering har ENOVA uttalt at

“(...) vi kan ikke sette i gang noen storstilt støtte til hydrogen, før vi ser en betydelig interesse for dem som eier store transportflåter med kjøretøy” (uttalt av kommunikasjonsdirektør Eiliv Flakne, 2015) (Larsen, 2015).

ENOVA er teknologinøytral, som vil si at de ikke favoriserer visse fornybare energiprosjekter, men har uttalt at

“vi må se at våre investeringer fører til reelle markedsendringer”, noe som setter press på at private investorer som Reitan-gruppen og Spetalen må entre markedet.

2.2 Dagens situasjon for hydrogen i transport

I dette delkapittelet vil oppgaven redegjøre for et utvalg aktører for hydrogenproduksjon i Norge med fordypning av én aktør, samt presentere dagens situasjon for hydrogen i togtransport.

2.2.1. Relevante aktører for hydrogenproduksjon i Norge

For tanking av hydrogenbiler finnes det fem stasjoner i sør- øst Norge. Fyllestasjonene som vist i Figur , Figur , Figur , og Figur benyttes per i dag for biler, men selve elektrolyse- og containerløsningene kan også brukes for tog og er derfor tatt med for å illustrere dette. For fyllestasjoner har man blant annet følgende aktører som leverer ”nøkkelferdige” containerløsninger av ulik størrelse og dagsproduksjon:

Tabell 3: Utvalg av relevante aktører som leverer containerløsninger for hydrogenproduksjon med elektrolysører (H2OSL, 2015).

Aktør	Dagsproduksjon	Type elektrolyser	Størrelse på container
HYOP (norsk)	300 kg/døgn	PEM	150 m ²
Air Liquide (internasjonal)	100 kg/døgn	Alkalisk	50 m ²
ITM Power (UK)	100 kg/døgn	PEM	30 m ²
H2 Logic (dansk/norsk)	100 kg/ 3.time	Alkalisk	10 m ²

Mer om H2 Logic

H2 Logic er et dansk selskap som i mai 2015 ble kjøpt opp av norske NEL Hydrogen. H2 Logic (Hydrogen Fueling Solutions) leverer fyllestasjoner for biler og busser, og leverte blant annet den første offentlige fyllestasjonen på Reykjavik i 2003. I Danmark har selskapet bygd fem fyllestasjoner,

og videre seks er planlagt i 2015/2016, hvor hydrogenet som blir produsert er 100% fornybart med bensinprisparitet (Simonsen, B. (2015).

Det er stadig flere fylker og kommuner som undersøker muligheter for å satse på hydrogen innenfor industri og transport. Blant disse har Sogn og Fjordane satt i gang arbeid med å kartlegge aktører innenfor maritim sektor som kan benytte eksisterende hydrogenteknologi (Strømgren, 2015), og selskapet Hellenes AS utviklet en case for hvordan de kan produsere hydrogen til transportformål ved bruk av lokal vannkraft. Hellenes AS ser positivt på mulighetene for å tilby teknologien ved alkalisk elektrolyse med elektrisitet produsert av lokal vannkraftproduksjon for deretter å frakte hydrogenet til Førde for bruk i blant annet busstransport.



Figur 6: Fyllestasjon med ITM Powers elektrolysør (Power, 2016)



Figur 7: Air Liquides hydrogenfyllestasjon, her åpner de Nederlands første fyllestasjon for hydrogen (EHA, 2012).



Figur 8: HYOPs fyllestasjon i Porsgrunn (Himle, 2012).



Figur 9: H2 Logics hydrogenfyllestasjon (Fuelcelltoday, 2012).

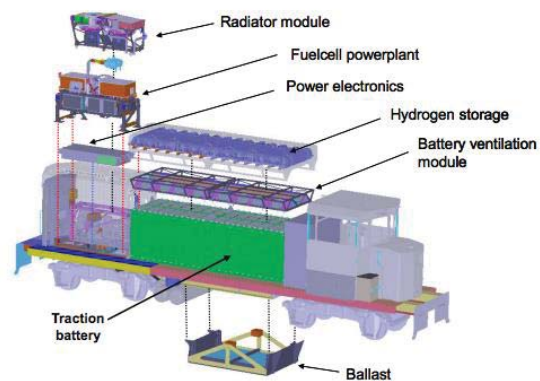
2.3 Hydrogen i togtransport i et globalt perspektiv

Hydrogenbiler kjører på veiene i blant annet Japan, Frankrike, Tyskland, Nederland, USA og Danmark, for å nevne noen. I Oslo (ved Ruter AS) har man en prøveordning med busser som går på hydrogengass, og Nederland og Tyskland har planer om å utvide sine transporttilbud med hydrogen til større markeder. I Nederland har man for eksempel fem hydrogenbusser, og med

nullutslippsplaner ønsker man å legge til rette for større satsning på hydrogen og hydrogenkjøretøy. I Nederland er cirka 90% av jernbanen elektrifisert, og myndighetene ønsker å gjøre den resterende delen mer klimavennlig ved å skifte ut dieseldriften. Men med en kostnad på €1-2 millioner (2016) per kilometer i infrastruktur for elektrifisering ønsker myndighetene å finne en mindre kostbar løsning. Nederlenderne ser derfor til brenselceller og hydrogen som et alternativ til elektrifisering (Hable, 2016).



Figur 10: BNSFs hybridlokomotiv med brenselceller og batteridrift (Hess et al., 2010).



Figur 11: Prinsippskisse av BNSFs hybridlokomotiv (Hess et al., 2010).

Per dags dato er det ingen passasjertog eller godstog som går på hydrogen. Det har vært flere testprosjekter i USA, men det har ikke blitt etablert kommersiell drift enda. Figur 10 og figur 11 viser testprosjektet i California i USA hvor man konstruerte en togvogn med brenselceller og batteri. Erfaringer fra prosjektet viste at en hybridløsning med brenselceller og batteri har et stort potensial i togtransport, særlig med regenerativ bremsing, men kapitalkostnader og volum til hydrogenet utgjør en utfordring i forhold til fylling av tankene (Hess et al., 2010). Kina satte sin første hydrogenrevet trikk i drift mars 2015 (Figur) som et steg i å redusere forurensende utslipp og driftskostnader (Alternative Energy, 2015).



Figur 12: Trikk med brenselcelledrift satt i drift i Kina i 2015 (Alternative Energy, 2015).

I Tyskland har regionale myndigheter og togprodusenten Alstom gjennomført planer for å implementere passasjertog som går på hydrogen. Dette er verdens første, større satsning på brenselcelleteknologi i togtransport, og kan dermed utgjøre et viktig førstesteg i etableringen av erfaringer for denne teknologien. Se mer under kapittel 3.6 om de tyske planene for hydrogentog.

2.4 Problemstilling

Problemstillingen for denne oppgaven er å kartlegge mulige konsekvenser i form av fordeler og ulemper ved å ta i bruk brenselcelleteknologi og hydrogendrift på Nordlandsbanen i forhold til dagens situasjon som er dieseldrift, og eventuell elektrifisering. Oppgaven vil kartlegge de kostnadmessige og miljømessige aspektene ved hydrogen og brenselcelledrift som driftsform i forhold til diesel- og elektrisk drift.

Delproblemstillinger som søkes oppklart er følgende:

- Hvilke kostnader vil det innebære å implementere og drifte brenselcellelokomotiv på Nordlandsbanen?
- Hva vil utslipp i form av CO₂- ekvivalenter være for hydrogen som energibærer i forhold til andre driftsformer som konvensjonell elektrifisering og dagens dieseldrift?
- Hva er barrierer for hydrogen som teknologi, både teknologiske og ikke-teknologiske?

2.5 Begrensninger av oppgaven

Denne oppgaven vil se på konsekvenser av å implementere brenselcelleteknologi på Nordlandsbanen. Den vil kun undersøke hydrogen produsert gjennom elektrolyse. Oppgaven har tatt utgangspunkt i hydrogenstasjoner som produserer hydrogen gjennom alkalisk elektrolyse eller PEM-elektrolyse med produksjon på stedet. Elektrolyseprosessen er valgt fordi det gir muligheter å produsere hydrogen ved bruk av elektrisitet fra fornybare energikilder som blant annet sol-, vind-, og vannkraft. Andre alternativer som rørgater eller hydrogen transportert via veg eller bane blir ikke behandlet i denne oppgaven.

Oppgaven ser på brenselceller som drives av hydrogen, såkalte hydrogenceller. Jeg ser kun på utslipp av CO₂-ekvivalenter for dieselbruk, produksjon av hydrogen ved elektrisitetsproduksjon, og bygging av infrastruktur for elektrifisering. Videre vil denne oppgaven kun se på hydrogen produsert via vannelektrolyse da dette kan gjennomføres ved hjelp av fornybare energikilder; noe som gir en mer klimavennlig produksjon fordi det ikke benyttes fossile energikilder.

Denne oppgaven ser kun på hydrogen produsert på stedet og kun hydrogen som drivstoff i brenselceller.

2.6 Oppgavens struktur

Oppgavens målsetting er tredelt:

- Å vise hvilke besparelser i CO₂-utslipp vi kan forvente ved en overgang fra dieseldrift til et driftssystem med fornybar energi
- Å estimere hvor mye hydrogen som er nødvendig for å drifte strekningen Trondheim – Bodø, samt potensielle produksjonskostnader for energibehovet
- Å belyse hvilke barrierer vi kan møte ved implementering av brenselcelleteknologi

Jeg drøfter hvordan brenselceller kan tas i bruk for togtransport og hvilke konsekvenser dette har med hensyn til klimagassutslipp. I første del av oppgaven gis en kort innføring i hvordan hydrogen fremstilles og hvordan det brukes i en brenselcelle. Videre presenteres simulerte elpriser for Norge i 2012 og 2030, og disse benyttes for å danne et bilde på hva produksjonskostnader for hydrogen ved elektrolyse ser ut ved ulike elektrisitetspriser.

For hvert av driftsformene presenteres investerings og drift- og vedlikeholdskostnader, i tillegg til

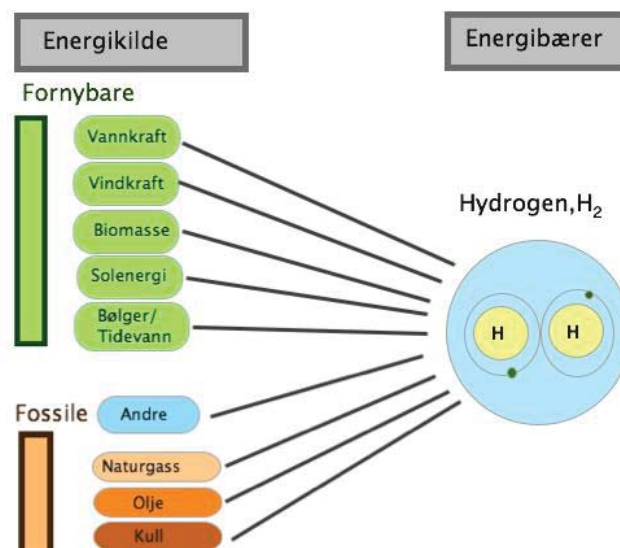
miljøpåvirkning ved utslipp av CO₂. Tilslutt for hydrogen presenteres barrierer som kan oppstå ved implementering av brenselcelleteknologi.

3. Teoretisk tilnærming

3.1 Fremstilling av hydrogen

Hydrogen er det vanligste grunnstoffet i verden, og utgjør cirka 75% av universets totale masse (Vik, 2016). Det er en luktfri gass og det enkleste grunnstoffet i verden med atomnummer 1, og det første grunnstoffet i det periodiske system. Hydrogen finnes i store mengder i atmosfæren, og kan fremstilles av samtlige energikilder (Figur). Hydrogen reagerer lett med andre stoffer, og finnes derfor nesten bare i kjemiske forbindelser med andre grunnstoffer som oksygen og/eller karbon, i henholdsvis vann og ulike hydrokarboner. Hydrogen i fri gassform (H_2) reagerer raskt når det kommer i kontakt med oksygen og danner (H_2O). Dette er årsaken til at hydrogen ikke finnes i fri form, og ren hydrogen må produseres ved hjelp av andre energikilder, samt holdes atskilt fra oksygen under lagring og transport (Jordanger, Møller- Holst, Maurstad & Breivik, 2002). Hydrogen må videre fremstilles til en energibærer gjennom ulike prosesser for å kunne utnytte molekylets energi.

Hydrogengass har spesielle egenskaper. Den volumetriske energitettheten (kWh/m^3) er lav, selv ved høye trykk, mens energiinnholdet per vektenhet for hydrogen er omtrent 3 ganger høyere enn i bensin og diesel. En stor utfordring er derimot knyttet til lagring og transport i og med at hydrogenmolekylet er svært lite og diffunderer derfor lett gjennom andre materialer (Jordanger et al., 2002).



Figur 13: Figuren viser en rekke energikilder man kan benytte til hydrogenproduksjon bearbeidet versjon av (NOU, 2004).

3.1.1 Norske produsenter av hydrogen

Norsk Hydro Electrolyzers (nå Yara) produserer hydrogen ved anlegg på Herøya ved Porsgrunn. Hydrogen blir også produsert som biprodukt ved kloralkaliproduksjonsanleggene på Rafnes og Stenungsund som benyttes til energiformål til de aktuelle industrianleggene (Aam, et al., 2004). Fyllestasjonen i Porsgrunn får hydrogenet transportert via rørledning fra Rafnes. Siden 1997 er det blitt fremstilt hydrogen i forbindelse med metanolproduksjon ved Statoils anlegg på Tjeldbergodden i Møre og Romsdal, samt raffinerianlegget på Mongstad i Hordaland (Statoil, 2007). De vanligste måtene å produsere hydrogen på er ved dampreforming, elektrolyse og termolyse. I tillegg har NEL Hydrogen planer om å bygge flere hydrogenfyllestasjoner for biler med sin H2 Logic- teknologi.

3.2 Produksjonsmetoder for hydrogen

I dette kapitlet vil jeg presentere tre ulike produksjonsmetoder for hydrogen.

3.2.1 Dampreforming av gass

Den mest kostnadseffektive produksjonsmåten verden over er ved *dampreforming av naturgass* hvor man benytter nikkel som en katalysator, og utsetter naturgass og vanndamp for en temperatur mellom 700-1000° C. Denne metoden utgjør cirka 95% av all produksjon (Andresen, 2015). I Figur er dampreformeringsprosessen, med de kjemiske reaksjonene illustrert som formler nedenfor. Først produseres hydrogen og CO, fra metan og vanndamp,

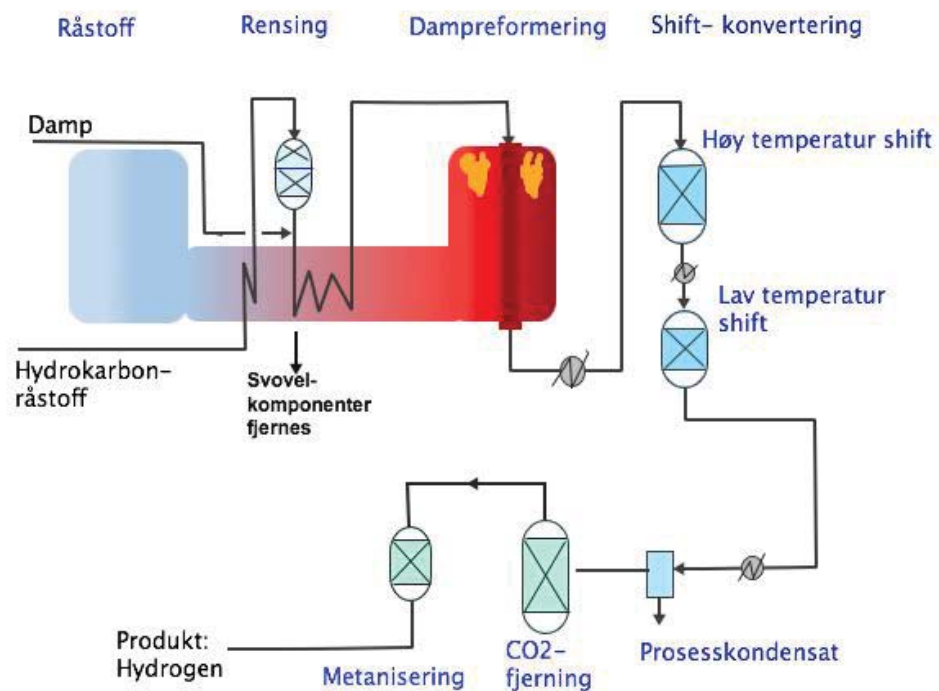
Formel 1: $(\text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO} + 3\text{H}_2)$ *Fra metan til karbonmonoksid og hydrogen*

deretter senker man temperaturen til 350° C og tilfører mer vann som produserer hydrogen- og karbondioksidgass,

Formel 2: $(\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2)$ *Fra karbonmonoksid og vann til karbondioksid og H₂*

dette gir totalreaksjonen fra metan og vann til karbondioksid og hydrogen

Formel 3: $(\text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O} + \text{energi} \rightarrow \text{CO}_2 + 4\text{H}_2)$ *Totalreaksjon, dampreforming*



Figur 14: Enkel skissering av dampreforming av naturgass til hydrogenproduksjon, bearbeidet versjon av (OED, 2002).

Virkningsgraden i denne prosessen ligger rundt 75-90% avhengig av kjel (Fornybar.no, 2016), (Stark, 2016), og mesteparten av hydrogenet som blir produsert brukes til ammoniakk-, metanolproduksjon, næringsmiddelindustrien, og oppgradering av olje i oljeraffineri (hydrogen.no, 2016). Denne metoden er problematisk da den produserer en rekke klimagassutslipp som CO, CO og NO_x-er (Saur, 2008). CO₂-fangst og deponering senker virkningsgraden, men gjør dampreforming mer CO₂-nøytralt. For Norge er det interessant med distribuerte løsninger for å unngå langdistanse transportere av hydrogenet, og der er elektrolyse mer aktuell fordi den er skalerbar i desentraliserte produksjonssituasjoner.

3.2.2 Elektrolyse

Hydrogen produsert via vannelektrolyse har potensial til å være lavutslipp eller nullutslipp dersom man benytter elektrisitet produsert av fornybare energikilder som blant annet vann-, sol-, eller vindkraft. Potensielt skadelige utslipp av klimagasser vil da hovedsakelig være assosiert med lagring, transport og distribusjon av hydrogenet. Ved elektrolyse spalter man et vannmolekyl ved å tilføre elektrisitet, og får en reaksjon som illustrert i Formel 4. Elektrolyse er som regel den minst

forurensende måten å produsere hydrogen på (Zoulias, Varkaraki, Lymberopoulos, Christdoulou, & Karagiorgis, 2004).

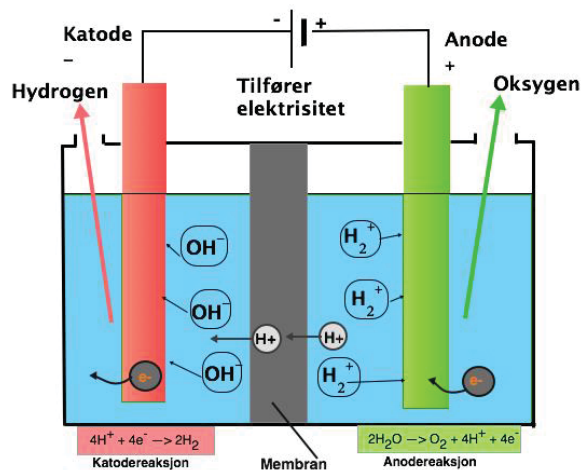
Formel 4: $(2 \text{ H}_2\text{O} + \text{energi} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2)$ Reaksjon ved elektrolyseprosessen

Norsk Hydro har framstilt hydrogen til ammoniakkproduksjon ved vannelektrolyse fra 1928 til slutten av 70-tallet, da man gikk over til reformering av naturgass.

Det finnes hovedsakelig to elektrolysører; *alkaliske* (flytende basisk elektrolytt) og elektrolysører basert på *Proton Exchange Membrane* også kalt *Polymer Electrolyte Membran* (PEM).

Alkalisk elektrolyse er en moden teknologi med mange kommersielle aktører som har dominert storskala hydrogenproduksjon. Navnet kommer fra den alkaliske elektrolytten i systemet, ofte en kaliumhydroksidløsning (KOH). Virkningsgraden for alkalisk elektrolyse varierer med blant annet hvor stor last elektrolysøren kjøres med, men virkningsgraden avtar generelt ved økende last. Ser man på de tekniske spesifikasjonene for NEL Hydrogens største elektrolyserløsning på 301-485 Nm³ H₂ per time, ligger virkningsgradene på henholdsvis 78% og 68%. Renheten til hydrogenet er på 99,8%, og kan økes til 99,9998% ved å fjerne vann og oksygen. Høy renhet på hydrogenet kan være påkrevd for å unngå skade, redusert ytelse eller forkortet levetid på brenselcellen (Klif, 2002). Levetid varierer, men ligger på omlag 90 000 driftstimer, som tilsvarer cirka 10 år (H2OSL, 2015).

Proton Exchange Membrane (PEM)- elektrolysørene kan gi 5- 10 ganger høyere hydrogenproduksjon per elektrolyservolum, og har fordeler ved at systemet er mer kompakt og enklere i drift enn alkaliske systemer. Vannelektrolyse ved PEM- teknologi ble første gang demonstrert av General Electric Company i 1966 til bruk i romfart. Teknologien har historisk sett vært dyrere enn alkalisk elektrolyse, cirka 2-3 ganger dyrere (H2OSL, 2015), og har derfor vært mindre brukt. I PEM- benytter man en protonledende membran av tynn polymer for å drive elektrolyseprosessen (Figur). Driftstemperaturen ligger på 60-80° C, men produksjon av hydrogen kan foregå helt fra oppstart ved romtemperatur (20-22° C). Renheten er tilsvarende alkalisk, men virkningsgraden har vært mindre, fra 48-65% (Jordanger, Møller- Holst, Maurstad, & Brevik, 2002).



Figur 15: Enkel skissering av en PEM- elektrolyseprosess

3.2.3 Termolyse

Termolyse, også kalt *high-temperature electrolysis* eller *dampelektrolyse*, er spalting av hydrogenforbindelser ved svært høye temperaturer (2000- 3000° C). Fordelen ved termolyse er at virkningsgraden for hydrogenproduksjon øker med økende temperatur, men det forutsetter at varmeenergiens opprinnelse har en god virkningsgrad.

Andre produksjonsmetoder inkluderer andre versjoner av dampreformering og elektrolyse:

- Biogass eller gassifisert biomasse som reformeres og renses, på samme måte som reformering av naturgass
- Gassifisering av kull
- Direkte splitting av vann ved fotoelektroder ved å benytte fotospenning generert av en fotoelektrode som utnyttes for å drive elektrolyse
- Bruke solvarme til å splitte sinkoksid (ZnO) til ren sink (Zn) og fremstille hydrogen ved å la sinken reagere med vann til sinkoksid og hydrogen (H₂).

Samt nyere teknologier under utvikling som:

- Hydrogen produsert av alger

3.3 Lagring og distribusjon av hydrogen

Hydrogen har høy energitetthet per kilogram, men på grunn av dets lave energitettheten per volum er lagring en av de største tekniske utfordringene. Andre viktige betraktninger for lagring er det faktum at hydrogen kan forårsake sprøhet og brudd i enkelte metaller som begrenser materialvalget. I tillegg er hydrogenmolekylet så lite at det kan oppstå lekkasjer selv gjennom de minste sprekker. Dette setter høye krav til sikkerhet hva gjelder materialbruk for lagring. I hydrogenbiler lagres hydrogengassen i tanker på 700 bar, som gir en rekkevidde på 50-70 mil. I busser er det bedre plass til drivstoff og 350 bars trykk tilstrekkelig (Valmot, 2015). På tog benyttes tanker på 350 bars trykk (Møller- Holst, Zenith, & Thomassen, Rapport, 2015).

Det er hovedsakelig tre måter å lagre hydrogen på;

3.3.1. Lagring av gass under (høyt) trykk

Ved lagring under høyt trykk er det vanlig å komprimere gassen under 300-350 bar for busser, tog og større kjøretøy, og 700 bar for personbiler. Denne prosessen krever energi, og reduserer virkningsgraden til energikonvertering ved produksjon av hydrogen. Man kan dele inn lagringstanker for stasjonære og mobile anvendelser. For stasjonære applikasjoner er det mest vanlig å lagre hydrogenet som komprimert gass. Kravet til energitetthet er generelt lavere for denne typen anvendelser, hvor hydrogen kan lagres i tanker med et trykk på cirka 200 bar. I transportsektoren spiller vekt- og tankvolum stor rolle for kjøretøyets ytelse. De fleste demonstrasjonskjøretøyene har blitt utstyrt med høytrykkskomposittanker på inntil 700 bar for komprimert eller flytende (- 253 °C) hydrogen.



Figur 16: Gasstanker (wsu.edu, 2016)

3.3.2. Lagring i flytende form

Ved å kjøle hydrogenet ned til -253 °C går det over til væskeform. Lagring i flytende form er en godt utviklet metode, og benyttes blant annet til romfart. Avhengig av størrelsen på produksjonsanlegget varierer energitapet, men generelt går omtrent 30 % av energien i hydrogengassen tapt i prosessen. Denne lagringsmetoden blir derfor lite brukt annet enn til romfart.



Figur 17: Flytende hydrogen (2016).

3.3.3. Lagring i faste materialer

Hydrogen kan lagres ved kjemisk adsorpsjon i porøst stoff, som fast form i metallhybrider, eller ved adsorpsjon på overflaten av ulike stoffer (Guddingsmo, Fløttre & Bøhle, 2016). Dette er en lovende teknologi bortsett fra at disse materialene er svært tunge (Ryvik, 2009). Virkningsgraden for metallhybrider ligger rundt 30-35% (forskningsrådet.no, 2006).



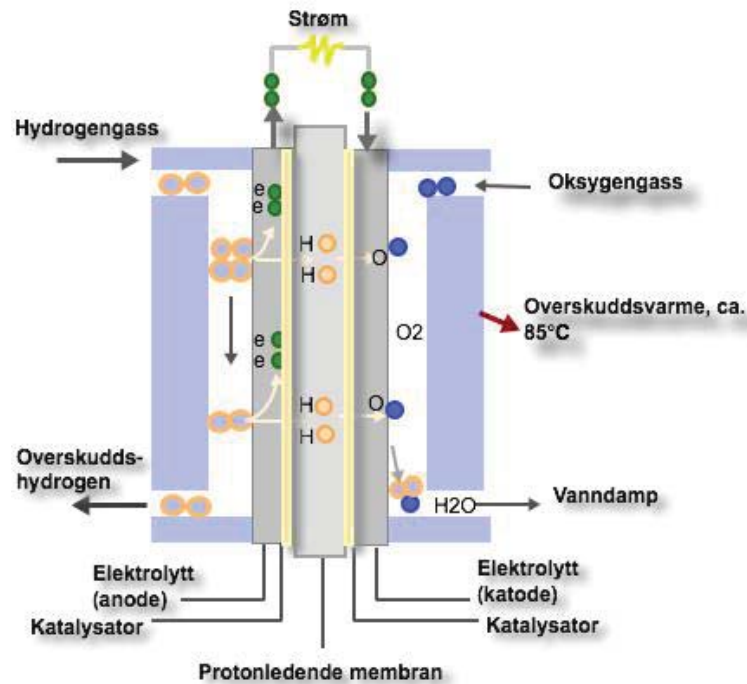
Figur 18: Lagring i titanium og granitt
(EnergieSpeicher, 2015)

Når det gjelder distribusjon kan hydrogen produseres på lokasjonen, eller transporteres med vegtransport, eller i rørgater.

3.5 Brenselceller

Dette avsnittet vil se på hvordan hydrogenet kan drive et brenselcellekjøretøy, og hvordan virkningsgraden til hydrogendrift er i forhold til andre driftsformer.

Hydrogenbiler er i prinsippet en elektrisk bil utstyrt med en brenselcelle, ofte kalt en *hydrogencelle*. I brenselcellen produseres strøm og varme ved at man utnytter den kjemiske reaksjonen mellom hydrogen og oksygen som produserer vann, hydrogendioksid. En PEM- brenselcelle utnytter en protonledende membran (Figur 18) med et lag elektrolytter og katalysator på hver side av membranen. Det er ulike typer brenselceller avhengig av hvordan de er bygd opp, arbeidstemperatur, og hvilket drivstoff de bruker. Drivstoffet kan være hydrogen, hydrokarboner eller alkohol.



Figur 19: Prinsippskisse av en brenselcelle med PEM- teknologi, bearbeidet versjon av (OED, 2004).

En ulempe med brenselceller er at de er kostbare å produsere. Toyota har i løpet av de siste 10-12 årene redusert prisen på brenselcellebiler med mer enn 95%, men brenselcellesystemet for en personbil koster fremdeles rundt 8000 dollar (Dalløkken P. E., Teknisk ukeblad, 2014). Det finnes flere ulike typer brenselceller. I PEM- brenselcellen benyttes ofte edelmetallet platina som katalysator. Platina er en sjelden metallsort, og man regner med at det finnes cirka 30 ganger mer gull enn platina i verden i dag. Dersom man bruker platina stiger produksjonskostnaden til en hydrogenbil en del i forhold til prisen på andre personbiler. Dette gjelder også for brenselceller for tog.

Energieffektiviteten til et kjøretøy varierer avhengig av motorutstyr og fremdriftsformer. Den prosentvise effektiviteten for ulike systemgrenser illustreres i tabell 4, og antyder hvordan valg av systemgrenser påvirker effektiviteten til produksjon, distribusjon og motor. I tabell 4 er det elbil med strøm fra vannkraft som kommer best ut. Brenselcellebiler kommer noe dårligere ut, men med en "kilde-til-hjul"- systemgrense, kommer brenselcellebilen bedre ut enn hybridbiler.

Tabell 4: Energieffektivitet i prosent for ulike systemgrenser (Hagman, Assum & Amundsen, 2011).

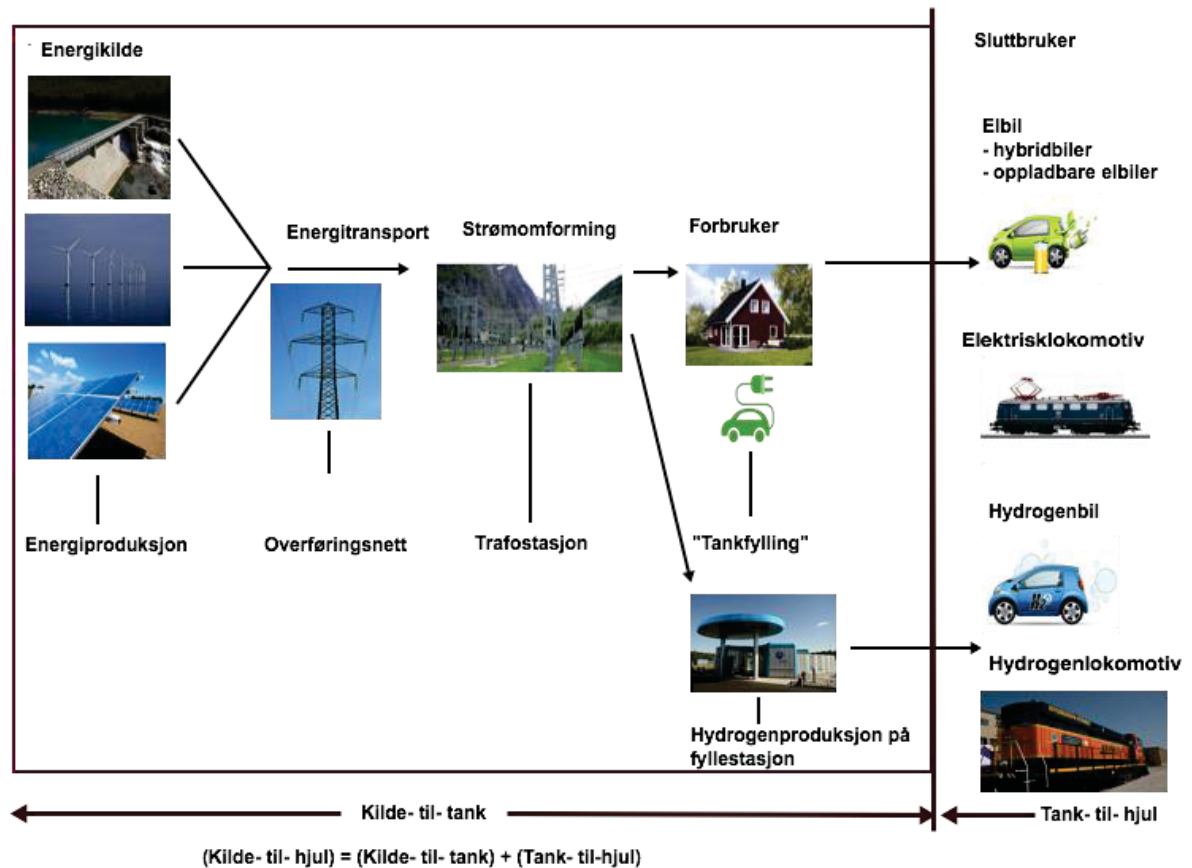
Virkningsgrader i %	"Kilde- til-tank"	"Tank- til-hjul"	"Kilde-til-hjul"
Elbil (strøm fra vannkraft)	90	85	77
Hybridbiler (elektrisk + forbrenningsmotor)	90	40	36
Oppladbare hybridbiler	90	58	52
Brenselcellebiler	70	60	42

Systemgrensen "kilde- til-tank" omfatter energitapet og utslipp gjennom verdikjeden fra uttak av råvare til energien fylles på tanken av kjøretøyet. For en elektrisk bil vil dette innebære fra elektrisiteten produseres ved et vannkraftverk transporteres via overføringsnett for strøm med lokalkonvertering til en stikkontakt for lading av elbil"tanken". For elbiler er det energitap på 10%, mens for brenselcellebilen 30% av opprinnelsesenergien.

Ved systemgrensen "tank-til-hjul" illustreres energieffektiviteten fra strømmen i elbilens batteri til framdrift av kjøretøyet. For elbiler er det i følge Tabell 4 et energitap på 15%, mens for brenselcellebiler er energitapet 40%.

Ved systemgrensen "kilde-til-hjul" har man tatt hensyn til alle energitap som skjer langs verdikjeden fra råvareuttak til framdrift i kjøretøyet motor eller fremdriftssystem. For elbiler er energitapet for hele systemet 23%, mens for brenselcellebiler er energitapet hele 58%. Hagman, Assum og Amundsen (Tabell 5) har kommet fram til de ulike virkningsgradene ved å se på ulike systemgrenser for energikonvertering. Forutsetningene Hagman, Assum og Amundsen har for de ulike systemgrensene kan illustreres som i Figur 20 hvor hvert bilde representerer en prosess som krever og reduserer sluttenergien, og hver pil representerer transport av energien med et energitap.

For hvert av bildene og pilene i bildet under mistes energi som følge av overføringstap og energikonverteringer.



Figur 20: Systemgrenser for kilde-til-hjul, kilde-til-tank, og tank-til-hjul for strøm til elbiler og hydrogenproduksjon til hydrogenkjøretøy.

Virkningsgraden til en brenselceller varierer mellom 40-85% avhengig av størrelse og bruksbetingelser som lastkjøring, samt renheten til hydrogenet (Mekhilef, Saidur, & Safari, 2012). Til sammenligning er virkningsgraden til en forbrenningsmotor cirka 30-35% for bensinmotorer, og 33-45% for dieselmotorer (Hagman, Assum, & Amundsen, 2011). En enkelt brenselcelle leverer likestrøms elektrisitet med spenning på cirka 0,5-0,7 V. For å øke kapasiteten kobler man brenselceller sammen i serie, såkalt *brenselcellestack*. Jeg skal nå presentere hva slags prosjekter som planlegges innen hydrogentog.

3.6 Pågående aktiviteter innenfor hydrogen og togmobilitet

I påfølgende avsnitt presenteres eksisterende planer for bruk av hydrogen i togtrafikken med fokus på et prosjekt i Tyskland.

3.6.1 Hydrogentog i Tyskland

Utvikling av hydrogentog har hatt lite fokus sammenlignet med satsningen på personbiler og busser. Det er mange grunner til at interessen for hydrogen har vokst de siste årene; Strengere utslippskrav, høyere ambisjoner om utslippskutt for et bedre klima, høyere drivstoffkostnader for fossile energikilder er blant annet årsaker for at både politikere og forskningsmiljøer ønsker å satse på hydrogenteknologi. I tillegg har faktorer som høy energitetthet og nullutslipp vært grunnleggende for at verdens første persontog er under utvikling av togprodusenten Alstom i Niedersachsen, Tyskland. Under InnoTrans- messen i september 2014 undertegnet Alstom en intensjonsavtale med fire delstater (Tabell 5) i Tyskland; Niedersachsen, Nordrhein- Westfalen, Hesse, og Baden- Württemberg, at to tog skal bygges innen utgangen av 2018, og at cirka 40 slike togsett skal settes i drift innen 2020. Hvorfor ønsker tyskerne å investere mange penger i en relativt ukjent teknologi?

Tabell 5: Oversikt over de tyske delstatene som har bestilt persontog med hydrogendrift av selskapet Alstom (Knitter, 2016).

Delstat	Antall tog
Niedersachsen	12 tog inkludert prototyper innen 2018
Nordrhein- Westfalen	10 tog innen 2020, pluss eventuelt 5 til
Hesse	20 tog innen 2021
Baden- Württemberg	10 tog i 2021, pluss eventuelt 5 til

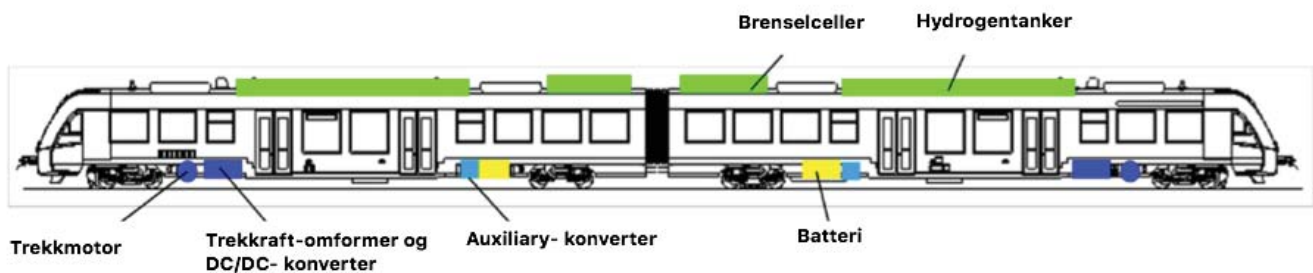
Argumentene og bakgrunn for satsningen

Intensjonsavtalen kommer av at Tyskland som medlem av EU, og undertegnede av Paris-avtalen har forpliktet seg til store reduksjoner i CO₂- utslipp. Slik Norge har forpliktet seg, må også Tyskland slippe ut 20% mindre CO₂ sammenlignet med 1990, øke energieffektiviteten med 20% og forsikre at 20% av energien er fra fornybare energikilder. I tillegg har Tyskland egne mål fram mot 2020 med 40% mindre CO₂- utslipp sammenlignet med 1990, samt en 80% fornybarandel av energiforbruk innen 2050.

Når det gjelder kostnader for togsystemene var dette til dels hemmeligholdt og vanskelig å få tak i. Det er likevel sannsynlig at togenes hydrogensystem koster mer enn konvensjonell diesel og elektriske tog, men besparelser vil komme direkte i form av besparte dieselkostnader og lavere utbyggingskostnader av elektrisk kontaktledningsnett, og indirekte ved forbedrede miljøpåvirkninger ved redusert bruk av fossile brensler. Hvordan vil togene se ut?

Togene

Togene som produseres av Alstom er av samme type som er blitt brukt for dieseldrift, av typen *Coradia iLint*, men her har de byttet ut dieselteknologien med et fremdriftssystem drevet av hydrogen (Figur 21). Brenselcellestacken og hydrogentankene er plassert på taket, mens batteriet og trekkmotoren er plassert på understellet av toget.

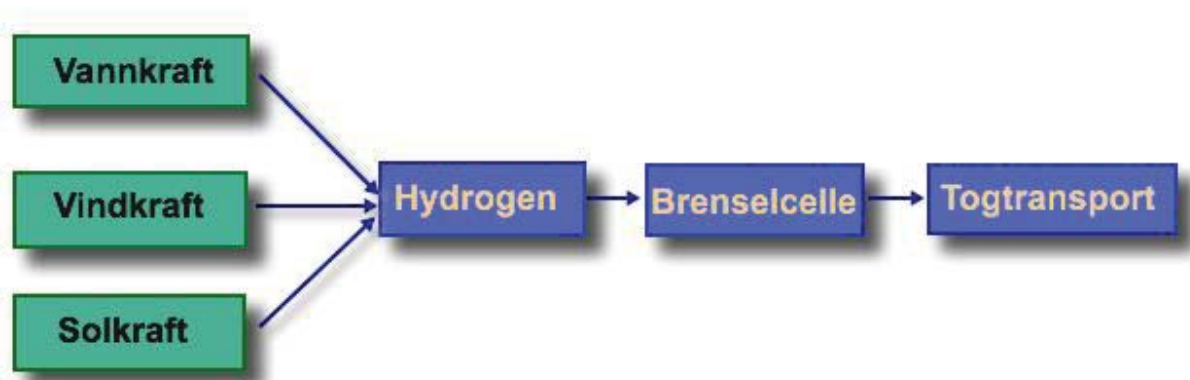


Figur 21: Skisse av hvor de ulike komponentene på et tog med brenselcelledrift kan se ut (Schwab, 2016).

Videre skal jeg presentere hvordan energiverdikjeden ser ut for hydrogenproduksjon og hvilke virkningsgrader de ulike prosessene har.

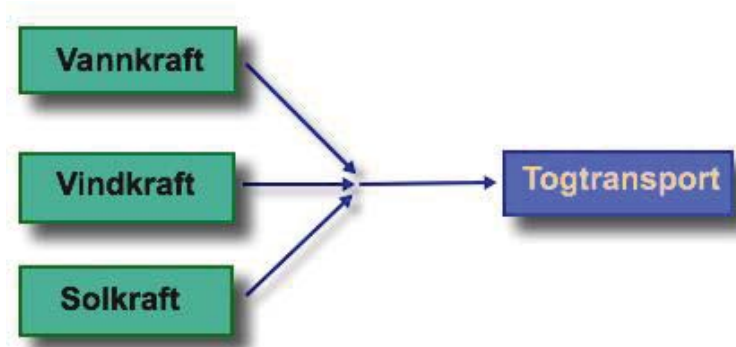
3.7 Energikonverteringer ved hydrogenproduksjon

I dette delkapittelet vil jeg undersøke hvordan energikonverteringer og delprosesser påvirker virkningsgraden og produksjonskostnaden for hydrogen.



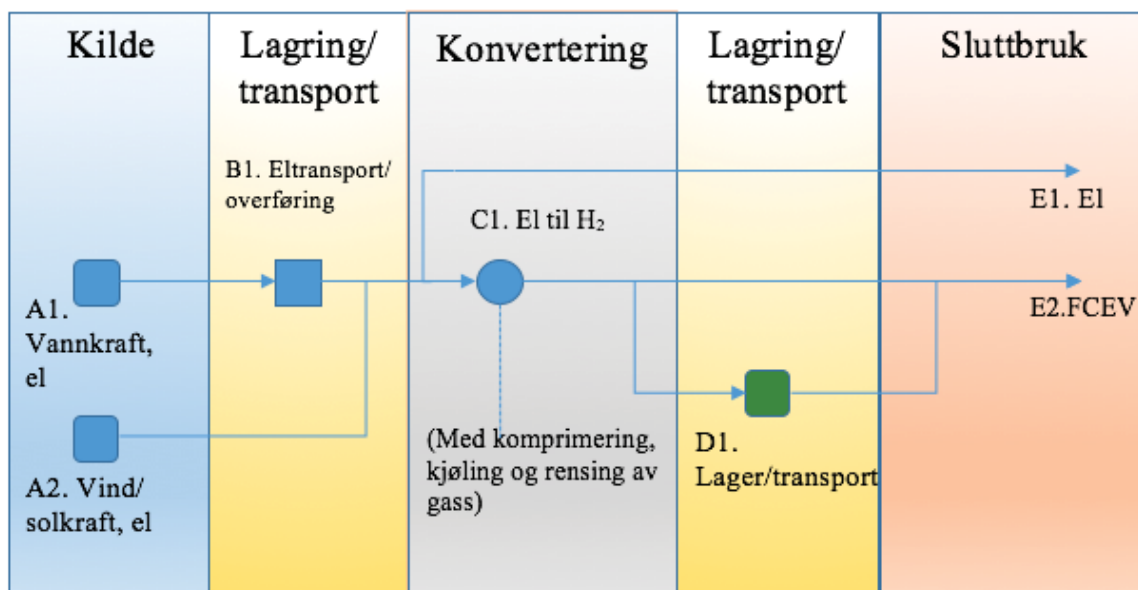
Figur 22: Energikjede for produksjon av hydrogen fra primærkilde til sluttbruk.

Ved produksjon av hydrogen må man først produsere elektrisitet for så å benytte denne elektrisiteten til å drive en elektrolyseprosess hvor produktet er hydrogen. Dette er drivstoffet. Videre må dette drivstoffet fraktes til en tankstasjon, dersom det ikke produseres på tankstedet. Hydrogenet fylles i et brenselcellekjøretøy for framdrift (Figur 22). Dersom primærkilden blir brukt direkte som elektrisitet eller direkte hos sluttbruker vil energikjeden se annerledes ut. Bruken av primærkilden direkte i en elmotor har en høyere virkningsgrad enn bruken av primærkilden i en brenselcellemotor. Figur 23 illustrerer energikjeden fra primærkilde til sluttbruker ved bruk av elektrisitet uten konvertering til hydrogen og videre bruk i en brenselcelle.



Figur 23: Enkel skissering av energikjede fra primærkilde til sluttbruk.

Figur 22 og Figur 23 illustrerer energikjeden for sluttbruk av henholdsvis hydrogen og direkte bruk av energien. For at energien i Figur 22 skal komme til gode hos en stasjonær eller mobil sluttbruker av hydrogen, må energien gjennomgå en konvertering fra elektrisitet til hydrogen for deretter å komprimeres og kjøles før bruk (Figur 24). Hvert trinn i energikonverteringene medfører et energitap, og jo lavere virkningsgrad, desto høyere kan produksjonskostnadene bli.



Figur 24: Verdikjede for energikonvertering fra primærenergi til sluttbruk av elektrisitet og Fuel Cell Electric Vehicle (Bearbeidet versjon av Jordanger et al, 2002).

Ved produksjon av elektrisitet kreves det overføring fra eksempelvis vannkraftverk/vindturbin (A1/A2) til forbruker. Dette skjer via overføringsnettet (B1) som medfører et lite tap på omtrent 5%. Dersom denne elektrisiteten brukes til å fremstille hydrogen ved elektrolyse skjer det et videre tap av primærenergi i elektrolyseprosessen (C1). Avhengig av faktorer som blant annet om elektrolysørene kjører på maksimal eller lavere last, oppgir NEL Hydrogen at deres elektrolysører har en virkningsgrad på opp mot 95%. Dette er et svært høyt anslag mens andre kilder antyder at tallet ligger i området 50-70% (Zoulias, Varkaraki, Lymberopoulos, Christodoulou, & Karagiorgis, 2004). Dersom hydrogenet produseres på lokasjonen, kan det fylles direkte på tanken til et brenselcellekjøretøy (E2). Dersom hydrogenet ikke fremstilles på stedet, må det fraktes (D1) enten via vei, bane eller rørgate til fyllestasjon eller sluttbruker (E2).

3.8 Tidligere forskning

I rapporten *Energy Technology Perspectives (ETP)* fra the International Energy Agency (2012) oppgis det at i et langtidsperspektiv kan “hydrogen blir særlig viktig” (p.233) som energibærer. Nøkkelfunn i rapporten for hydrogen som energiteknologi inkluderer at “hydrogen er en fleksibel energibærer med potensial for bruk på alle typer sluttbruker-sektorer”, at hydrogen kan “spille en viktig rolle i et lavtutslipps transportsystem”, i tillegg til det faktum at en storskala hydrogen energilagring “kan bidra til å ta i bruk store mengder variable fornybar energibruk i fremtiden” (IEA, 2012).

I en annen artikkel av Pütz og Nørbechs med tittelen *The way ahead for hydrogen in transport in Norway* fra 2012 nevner forfatterne at med tanke på avbøting av klimagassutslipp fra transportsektoren er innføringen av hydrogenbiler i kombinasjon med batteridrevne kjøretøy et godt virkemiddel. Implementeringen av fornybardirektivet er antatt å føre til et signifikant overskudd av elektrisk kraftproduksjon som kan bli bedre utnyttet ved å satse på teknologi som hydrogen som kan lagre store mengder energi som et batteri. Artikkelen indikerer videre at Norge hadde kommet godt ut ved å innføre samme type fritak for hydrogenbiler som for elektrisk- batteridrevne biler for å etablere et større marked for hydrogen.

I rapporten til Hess et al. (2010) beskrives et prosjekt som ble gjennomført i Los Angeles i USA av en forening av aktører som utviklet et prototype hybridlokomotiv drevet av hydrogenceller og batterier for bruk i offentlig og militært sammenheng. Prototypen var planlagt å føre til kommersielle lokomotiver inkludert godstog for blant annet å bidra til redusert luft- og støyforurensning, øke energisikkerheten til jernbanesystemet ved å benytte hydrogen som drivstoff, redusere klimagassutslipp, og bidra som en mobil reserveenergikilde for kritisk infrastruktur for militære baser. Testgjennomføringen var en suksess. Lokomotivet ble testet ut i én måned i Los Angeles-området i California, USA, og var da det ble bygd det sterkeste hydrogendrevne kjøretøyet med 70 kilograms hydrogentanker lagret på taket med nok drivstoff til å utføre arbeid i 8-16 timer avhengig av type arbeid. Uttestingen fant at hybride løsninger med batterier har potensial å minimalisere investeringskostnader i tillegg til å frigjøre plass for hydrogentanker. Driftsformen med variable energibehov i løpet av togturen med større energikrav når toget kjører fra perrongen koblet med perioder med mindre energikrav samt perioder hvor toget kan gjenvinne energi ved bremsing gjør en hybridløsning fordelaktig på grunn av lastkjøringen. Komprimert hydrogen viste seg å være den enkleste måten å frakte hydrogenet på. Rapporten konkluderte med at lokomotivet har de miljømessige fordelene til et elektrisk lokomotiv og de lavere infrastrukturkostnader til et diesel- elektrisk lokomotiv. Ved å benytte hydrogen representerer drivformen et lavutslippsalternativ ved produksjon fra fornybare energikilder. Prosjektet la grunnlaget for en videre utvikling av brenselcellekraftverk som en pådriver i jernbanebruk. Utfordringer som gjenstår for kommersiell implementering av hydrogentog viste seg å være kostnader for brenselcellestackene og drivstoffet.

4. Metode

4.1 Valg av metode

Dette kapittelet tar for seg metodene som er benyttet for å produsere og analysere datamaterialet for oppgaven. Jeg har hovedsakelig benyttet litteraturstudie som metode. Jeg valgte litteraturstudium da jeg ønsket å lære mer om hydrogenteknologi og dagens situasjon for planer om satsning på området. Siden det ikke er mange prosjekter med hydrogen innen togtransport var undersøkelser i eksisterende dokumenter den beste måten å oppsøke informasjon på.

En metode er et redskap og en fremgangsmåte som blir bruk når en ønsker å undersøke noe (Dalland, 2007). Et litteraturstudie er et studie hvor en finner grunnlaget for problemstillingen i allerede publisert forskning (Befring, 2007). Et litteraturstudie går ut på en systematisk gjennomgang og sammenligning av publikasjoner på et valgt område og ut ifra disse komme fram til konklusjon(er) som synes være gyldig(e). Fordeler ved et litteraturstudie er at man tar utgangspunkt i et teoretisk perspektiv og fundament, man samler informasjon fra et stort utvalg, og kan si noe om "det store bildet" fremfor én liten del.

Ulemper er derimot at man må bruke litteratur som allerede eksisterer og ikke alltid kan få en egen vinkling på temaet (Øvern, 2014) da forfatteren ofte subjektivt drar konklusjoner og på denne måten former resultatene. Utfordringen for denne oppgaven var å finne relevante rapporter og dokumenter, i tillegg til å finne forskning av god kvalitet og nyere dato. Tidspunktet for oppgaven utspiller seg hvor implementering av hydrogentog er under planlegging, men ikke gjennomført. Lite informasjon medfører at man må undersøke eksisterende litteratur og gjøre en del forutsetninger for å besvare problemstillingen. I situasjoner jeg ikke fant spesifikk informasjon om hydrogenteknologi for tog har jeg benyttet tall for elektriske tog eller andre hydrogenkjøretøy.

4.2 Utvalg

I denne oppgaven er det valgt ut elpriser fra Balmorel-simuleringer, kostnadskalkyler fra NEL Hydrogen i kombinasjon med andre virkningsgrader for elektrolysører og hydrogenproduksjonen for større kvalitetssikring.

For elektrisitet benyttes en gjennomsnittlig verdi av 2,28 gram CO₂/kWh norsk vannkraft produsert. For utregninger av dieselforbruk og CO₂- utslipp er det benyttet data fra godstog gjennom kontakt med Cargonet. Ved kostnader for hydrogenproduksjon benytter oppgaven hovedsakelig informasjon fra produsentene H2Logic og NEL Hydrogen.

Denne oppgaven vil kun se på hydrogen lagret i gassform, men alternative lagringsmuligheter nevnes

punktvis. Da det er lite informasjon om bruk av hydrogen i tog blir det brukt informasjon om hydrogen og brenselceller for biler.

Ved beregning av energitap benyttes følgende virkningsgrader:

Tabell 6: Oversikt over bruk av virkningsgrad for delprosesser i hydrogenproduksjonen.

Prosess	Virkningsgrad
Strøm produsert av vannkraft	94%
Tap i overføringsnett	5%
Elektrolyseprosess	75%
Komprimering, rensing og kjøling	12-20% (for hhv. 300- 700 bar) ²
Bruk i brenselcellebil	55-60%

$$\text{Formel 5} \quad \text{virkningsgrad} = \eta = \frac{P_{ut}}{P_{inn}} \quad \text{Formel for virkningsgrad}$$

Virkningsgraden (η) til en prosess er et tall uten enhet som beregnes ved å dele energien man får ut (P_{ut}) på energien man må putte inn (P_{inn}). Det er et tall mellom 0 og 1, og ved å gange med 100 får man virkningsgraden i prosent. Siden tog bruker gass under 350 bar trykk kan regnestykket for energitap beregnes ved formel 6. For kraftproduksjonens virkningsgrad menes hvor energieffektiv eksempelvis vannkraftproduksjon er. For virkningsgraden i overføringsnett menes energitapet som oppstår ved frakt og distribusjon av elektrisitet produsert ved et vannkraftverk til produksjonsanlegget. Virkningsgraden i elektrolyseprosessen omfatter energieffektiviteten til elektrolyseren, virkningsgraden til komprimering, rensing og kjøling omfatter energibruken som går med i de tre nevnte prosessene, mens virkningsgraden i en brenselcelle omfatter hvor energieffektiv brenselcellemotoren er (Formel 6).

² Energibehov for komprimering på lokasjon for H₂- produksjon er mellom 1,7 – 6,4 kWh/kgH₂ (Gardiner, 2009).

Formel 6: Virkningsgrad for energikjeden til hydrogenproduksjon.

$$\eta_{\text{systemet}} = \eta_{\text{kraftproduksjon}} * \eta_{\text{tap i overføringsnett}} * \eta_{\text{elektrolyseprosess}} * \eta_{\text{komprimering, rensing, kjøling}} * \eta_{\text{brenselcelle}}$$

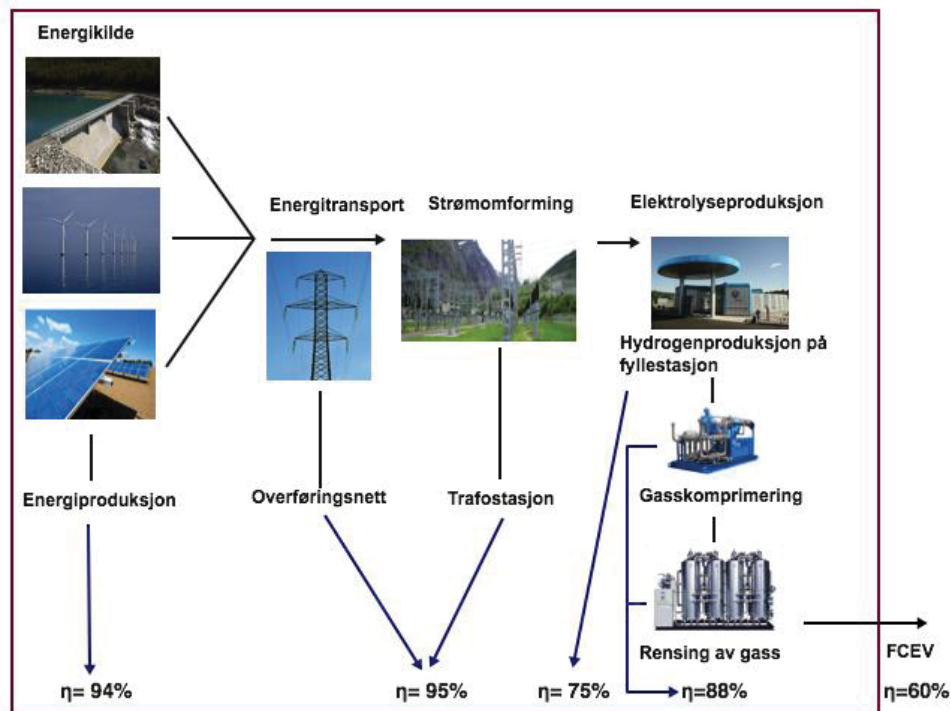
Med utgangspunkt i virkningsgradene i Tabell 6 kan man regne seg frem til hvor mye energi sluttbruker kan utnytte i forhold til primærenergien. Dette vil tilsvare virkningsgraden for hele energiprosessen for hydrogenproduksjon (Tabell 7).

Tabell 7: Utregning av hvor mye energi man kan utnytte av opprinnelsesenergi i et hypotetisk hydrogenproduksjonsscenario.

	kWh
Opprinnelsesenergi	100³
Gjenstående energi etter tap i vannkraftproduksjon (%)	94
Gjenstående energi etter tap i overføringsnett (%)	89,3
Gjenstående energi etter virkningsgrad elektrolyseprosess (75 %)	67
Gjenstående energi etter virkningsgrad for komprimering, kjøling og rensing (%)	59
Virkningsgrad brenselcelle (%)	35,36

Utregningen viser at sluttforbruker kan utnytte omlag 35% av primærenergien ved hydrogenproduksjon. Denne prosessen skildres med virkningsgrader i Figur 25 og disse benyttes ved senere beregninger i oppgaven.

³ 100 kWh er valgt som et eksempel, et rundt tall som enkelt illustrerer beregningen.



Figur 25: Skisse av virkningsgraden til de ulike delprosessene i fremstilling, produksjon, og bruk av hydrogen.

4.3 Valg av elektrolyserløsning

For beregninger av produksjonskostnader for hydrogen har jeg benyttet tall på virkningsgrad og innsatsfaktor fra NEL Hydrogen. Produksjonskostnadene for hydrogen er estimert ut i fra blant annet produksjonskalkylen til norske NEL Hydrogens hydrogenproduksjon. Disse benyttes med moderasjon med andre kilder for å gi et mer generelt anslag og større kvalitetssikring.

4.4 Balmorel, en nord-europeisk energisystemmodell

Balmorel er en lineær programmeringsmodell som simulerer kapasitetsutviklingen i elektrisitets- og varmesektoren i et internasjonalt perspektiv. Det er en bottom-up modell som er laget for å modellere endringer i energisystemet og elektrisitetspriser ved elektrisitetsproduksjon i Norge, Sverige, Danmark, Nederland, Tyskland og Finland. I denne oppgaven er det benyttet et datasett som ble kjørt i 2015 av postdoktor Åsa Grytli Tveten ved Institutt for Naturforvaltning (INA) ved Norges Miljø- og Biovitenskapelige Universitet (NMBU). Modellen er kalibrert til et "base year" i 2012 med scenarioer for kapasiteter, forbruk og overføringskapasiteter fram mot 2030. Av datasettet vil oppgaven kun benytte elpriser for det norske markedet for årene 2012 og 2030 for å estimere produksjonskostnadene for hydrogen.

Modellene består av 8736 timesoppføringer da den baserer seg på uker heller enn dager for året. Strømpriser for 2012 og 2030 er brukt for å antyde hva produksjonskostnaden var for hydrogen.

4.5 Deltagelse på hydrogenkonferanse og metode for analyse av data

For å få større innblikk i Tysklands planer for hydrogenteknologi deltok jeg på konferanse for brenselcelleteknologi, *Symposium "Brennstoffzellen- Elektromobilität im Schienenverkehr"* i Berlin 10.februar.2016. I tillegg til de tyske planene for hydrogentog, var det andre foredragsholdere som presenterte planer og ambisjoner for hydrogen i EU. Konferansen var svært interessant med foredragsholdere innen politikk samt forskning og utvikling for teknologi, transport og finans for både Tyskland og andre regioner av EU.

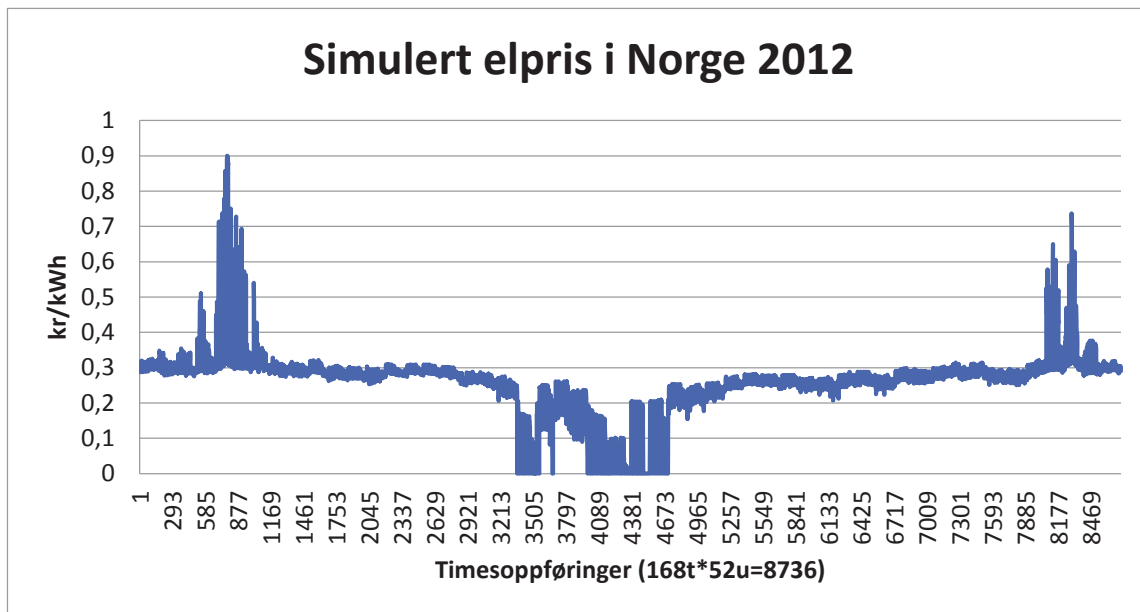
Data for elpriser og virkningsgrader er brukt til å beregne hypotetisk produksjonskostnad for hydrogen ved diverse virkningsgrader. De ulike virkningsgradene er valgt for å belyse hvordan energieffektiviteten påvirker produksjonskostnaden for hydrogenproduksjon.

5. Resultater

I følgende avsnitt presenteres hovedfunnene fra de simulerte elprisene ved Balmorel-dataene for årene 2012 og 2030, beregninger av produksjonskostnader for hydrogen, og kostnader og CO₂-utslipp ved de tre driftsformene diesel, elektrifisering og hydrogen.

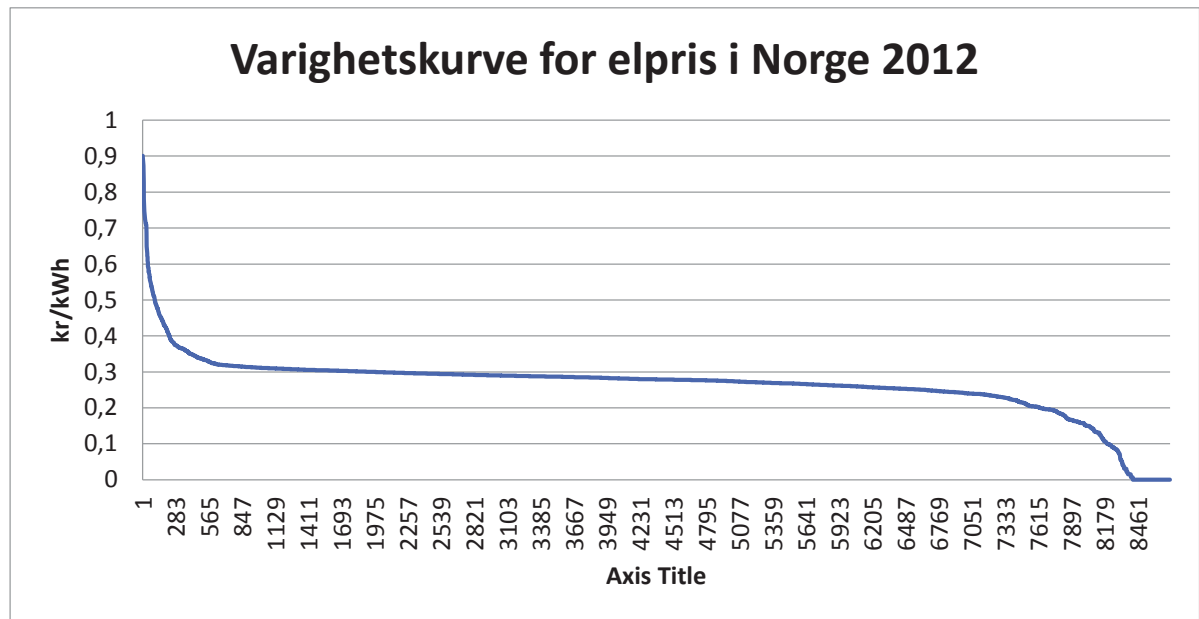
5.1 Simulerte elpriser for Norge i årene 2012 og 2030

De simulerte elprisene for 2012 og 2030 presenteres her i grafer.



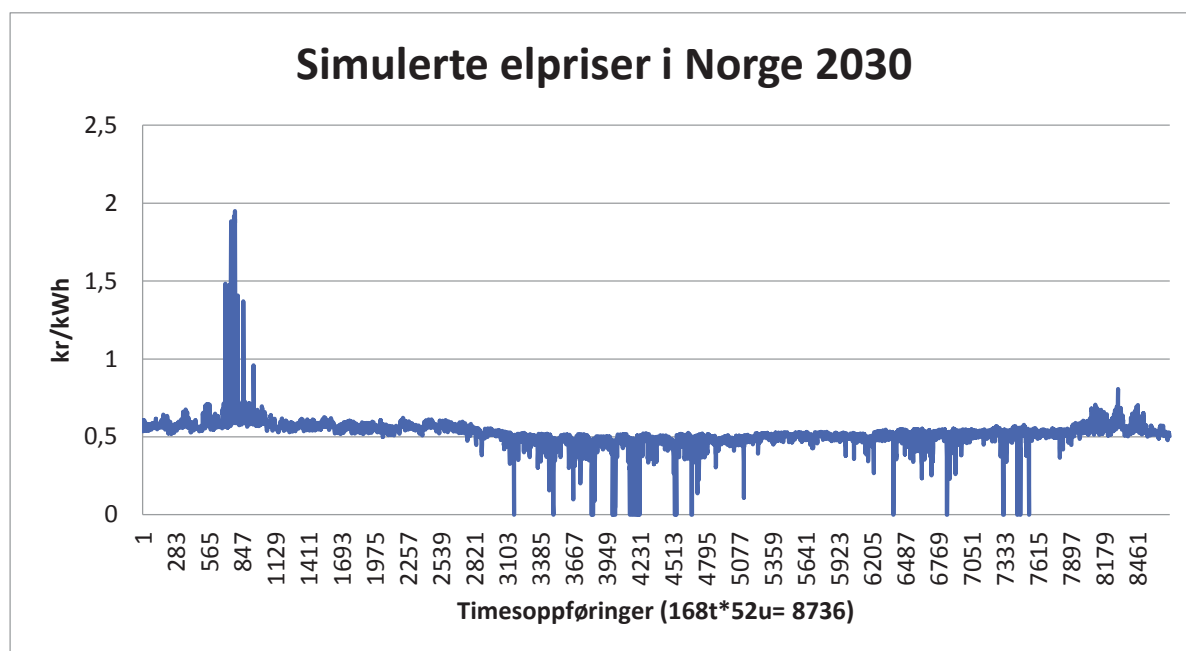
Figur 26: Simulerte elektrisitetspriser for Norge i 2012. Prisen på y-aksen er i kr/kWh, mens enheten i x-aksen er timesoppføringerne. Balmorel-simulering gjort ved INA (Tveten, 2015).

De simulerte strømprisene for Norge i 2012 viser at strømprisene var høye i vintermånedene januar og februar samt steg igjen i november og desember. I sommermånedene mai, juni og dels juli var strømprisene lave og svært lave. For å illustrere variasjonen i strømpris bedre, ble dataene fra Figur 26 sortert i en varighetskurve (Figur 27). Grafen består av 8736 oppføringer som er antall timer per uke i 52 uker (24timer*7dager*52uker). Grafens timer er resultat fra en Balmorelmodell-simulering av kraftsystemet i Norge for året 2012. Med et gjennomsnitt av valutakursen i 2012 på 7,50 krone/euro utgjør dette omtrent **24,7 øre/kWh** med Balmorel-dataene. Denne prisen vil jeg senere bruke for å beregne kostnad for hydrogenproduksjon.



Figur 27: Simulerte elektrisitetspriser for 2012 rangert i en varighetskurve. X-aksen viser antall oppføringer per time for 2012 og y-aksen viser pris i kr/kWh. Simulert med Balmorel-modell (Tveten, 2015).

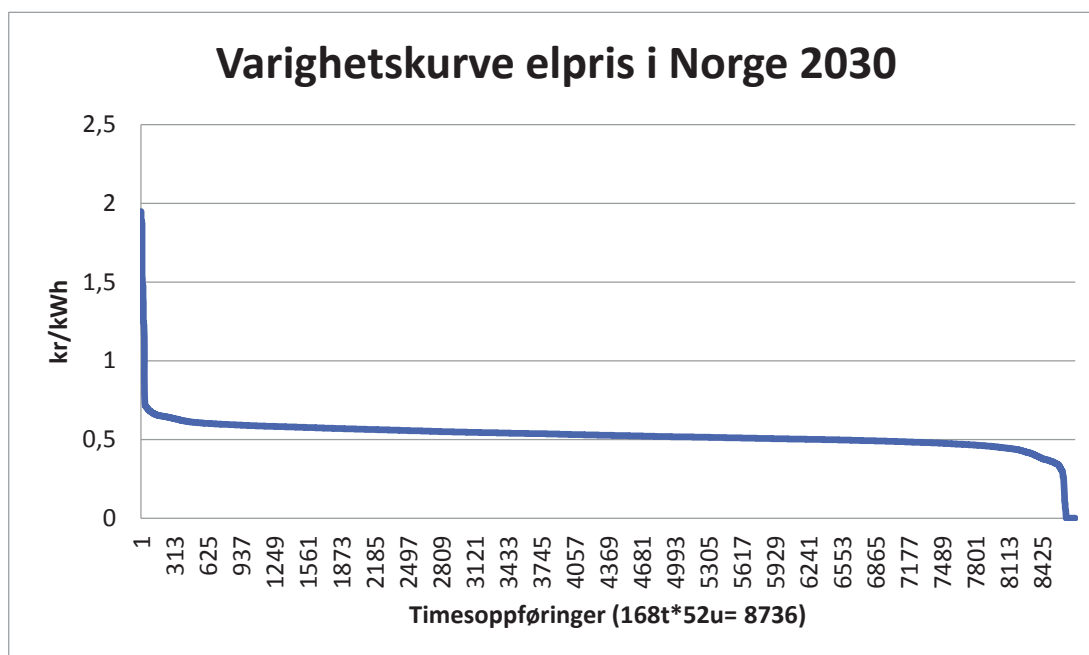
Strømprisene i 2012 varierte i løpet av året. I 1950 timer av året var strømprisen over 30 øre/kWh. I omtrent 6000 timer av 2012 er strømprisen mellom 15-30 øre/kWh, mens i omtrent 370 timer er strømprisen mellom 1- 15 øre/kWh, og i 333 timer er prisen under 1 øre/kWh. For å illustrere hvordan strømprisene i 2012 utfolder seg, er de satt i en varighetskurve (Figur 27). Y-aksen viser pris i kr/kWh og x-aksen viser antall timer i året 2012. Kurven viser hvor mange timer i 2012 strømprisen er til en viss pris. For å si noe om hvordan produksjonskostnader forløper seg i fremtiden, benytter jeg datasett med strømpriser for 2030.



Figur 28: Simulerte elektrisitetspriser for Norge i 2030. Prisen i y-aksen er i kr/kWh, og x-aksen viser timesoppføringer for 2030. Balmoresimulering (Tveten, 2015).

De simulerte elektrisitetsprisene for Norge i 2030 (Figur 28) er noe annerledes enn 2012. For det første var den gjennomsnittlige strømprisen jevnt over høyere enn året 2012, og for det andre var det kun en pristopp ved de første vintermånedene, februar og mars i forhold til 2012 som hadde to pristopper. Videre var det større variasjoner med lavere strømpriser enn gjennomsnittet på 52,5 øre/kWh utover sommermånedene (timene 3000 – 5000) og senhøsten (timene 6500-7500). Grafen består av 8736 oppføringer som er antall timer per uke i 52 uker (24timer*7dager*52uker). Grafens timer er resultat fra en Balmoresimulering av kraftsystemet i Norge for året 2030. Den gjennomsnittlige prisen for elektrisitet i Norge i 2030 var 55,2 euro/MWh. Med dagens valutakurs (04.04.2016) på 9,51 kroner/euro tilsvarer det omtrent **52,5 øre/kWh**.

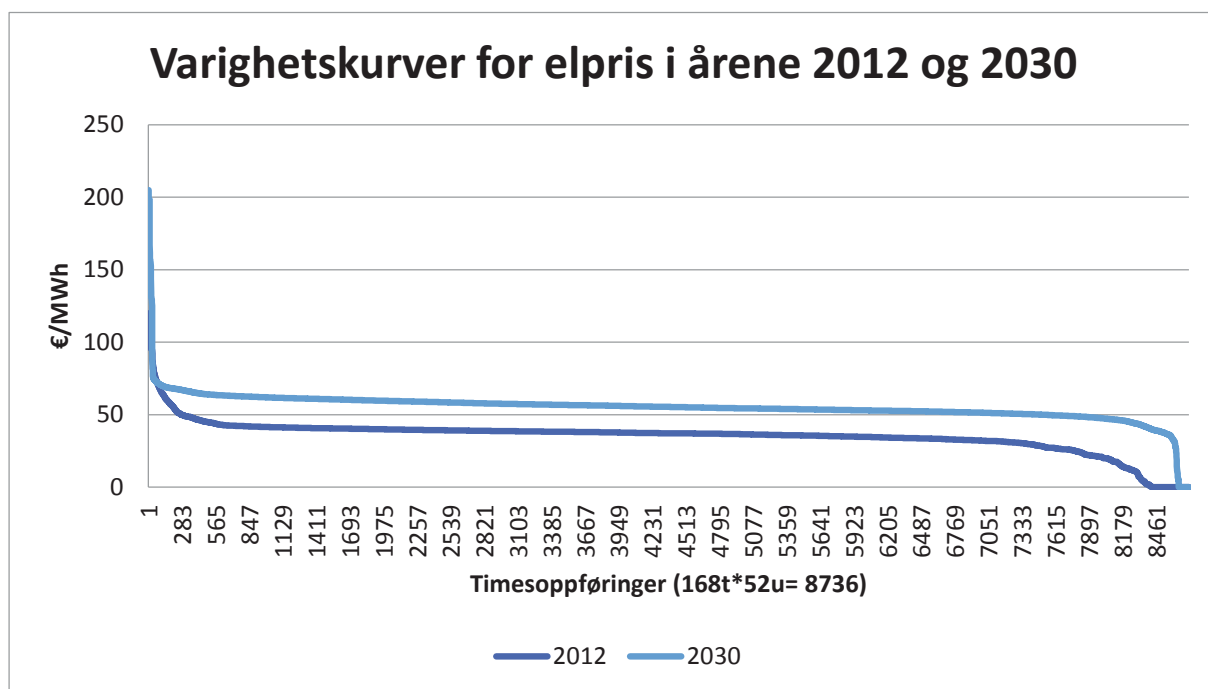
Strømprisene varierte mer i løpet av året 2030 enn strømprisene varierte for året 2012 som skyldes prognoserte utbygging av mer variabel fornybar kraftproduksjon.



Figur 29: Simulerte elektrisitetspriser for 2030 rangert i en varighetskurve som viser oppføringene rangert etter høyest strømpris til laveste strømpris. X-aksen viser antall oppføringer per time for 2012, og y-aksen viser pris i kr/kWh. Simulert med Balmorel-modell (Tveten, 2015).

I 7373 timer var prisen over 30 øre/kWh. I omtrent 1030 timer var strømprisen under 30 øre/kWh, og i omtrent 105 timer var strømprisen under 0 øre/kWh. Figur 29 viser hvordan strømprisene for 2030 rangerte seg fra høyeste pris til laveste pris i løpet av det simulerte årets 8736 timer.

Strømprisene for 2012 og 2030 utløpte seg ulikt. Dette er illustrert i Figur 30 som viser hvordan strømprisene for 2012 utløpte seg (mørkeblå kurve) og hvordan strømprisene for 2030 utløpte seg (lyseblå kurve). Siden gjennomsnittsprisen for strøm er høyere i 2030 enn 2012, er også varighetskurven for 2030 generelt høyere enn for året 2012. Varighetskurven for året 2030 viste en brattere nedgang i pris som følge av større variasjon i kraftproduksjon.



Figur 30: Varighetskurver for simulerte strømpriser i årene 2012 og 2030 simulert med Balmorel-modellen. X-aksen viser antall timer i årene (8736) og y-aksen viser kr/kWh. Simulert med Balmorel-modell (Tveten, 2015).

Det er ikke lett å se av grafen, men det er betydelige flere nullprisscenarioer i 2030- simuleringen enn i 2012- simuleringen, se tabellen i Vedlegg 1. Dette fenomenet skyldes utbyggingen av mer variabel fornybar kraftproduksjon.

5.2 Produksjonskostnader for hydrogen ved elektrolyse

Hvordan påvirker strømprisene produksjonskostnadene for hydrogen? I dette avsnittet viser jeg hvordan strømpriser og nettleiepriser påvirker produksjonskostnaden for hydrogen ved en virkningsgrad på 60%. Produksjonskostnaden består hovedsakelig av kostnader til energiforbruk hvorav elektrisitetsprisen utgjør omtrent 80% av OPEX (Simonsen, 2015). Følgende tabell 8 viser et eksempel på salgspris av hydrogen hvor elektrisitetsprisen utgjør 83% av OPEX. De resterende 17% av OPEX er drift- og vedlikeholdskostnader for elektrolysøren og fyllestasjonen.

Tabell 8: Tall i et eksempel som belyser hvor stor del elektrisitetsprisen utgjør av produksjonskostnader for hydrogen (Simonsen, 2015).

Strømpris	40 øre/kWh
CAPEX, fyllestasjon og elektrolysør	~15 millioner kr
OPEX (elektrisitetsprisen) for hydrogenprod.	24 kr/kg
OPEX (drift- og vedlikeholdskostnader) for fyllestasjonen og elektrolysøren	~5 kr/kg
Andel av OPEX elektrisitetsprisen utgjør	<u>24 kr/kg</u> 29 kr/kg * 100% = ~83%
Kapasiteten til fyllestasjonen	200 kg/dag
Salgspris	90 kr/kg

Dette tilsier at ved lave strømpriser vil produksjonskostnaden være lav. Varierende, fornybar strømproduksjon (her: vind- og solenergi) gir varierende strømpriser som potensielt kan gi lavere produksjonskostnader ved å produsere ved lav elpris.

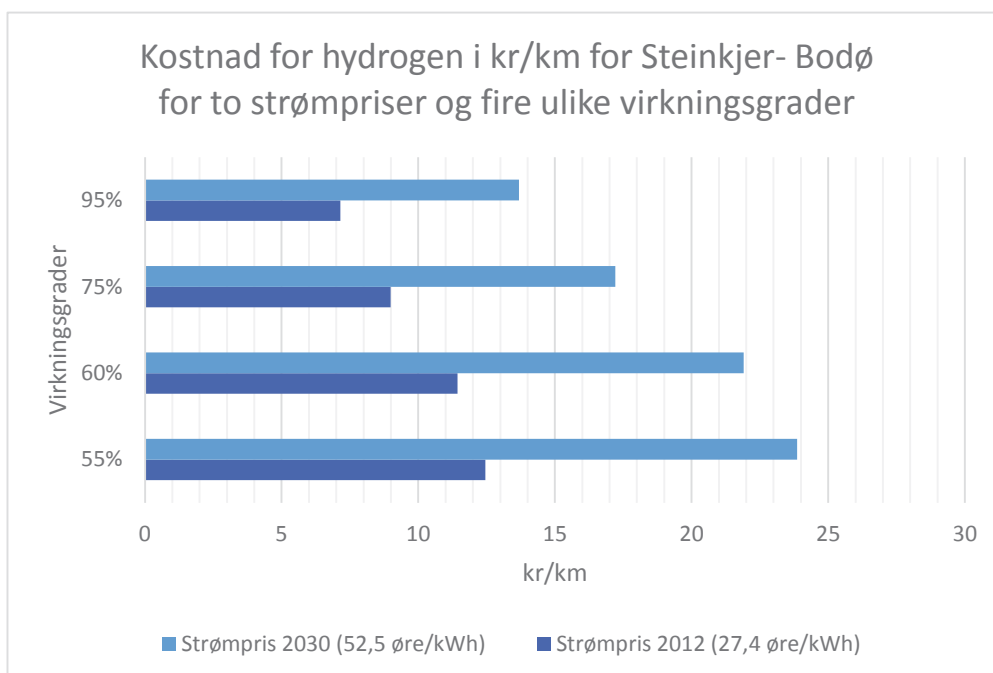
Under optimale omstendigheter kreves det 39,4 kWh strøm og 8,9 L vann for å produsere 1 kgH₂ ved høyere brennverdi. (Saur, 2008). I følge Saur (2008) er den maksimale virkningsgrad_{LHV} 82% mens den teoretiske maksimale virkningsgrad_{HHV} er 100%. Den maksimale effektiviteten nås vanligvis ikke fordi prosessen er aldri perfekt jamfør termodynamikkens første og andre naturlov. Følgende data er brukt i beregningene som eksempel på ulike produksjonsscenarioer:

Strømpriser fra Balmorel-simuleringene i året 2012 med et gjennomsnitt på 27,4 øre/kWh og 2030 med et gjennomsnitt på 52,5 øre/kWh. Det er brukt tre nettleiepriser for å reflektere dagens situasjon hvor nettleien gjennomsnittlig ligger rundt 20 øre/kWh som er situasjonen i dagens marked, og 40 og 60 øre/kWh for å reflektere prognoser over økt nettleie for fremtiden for å finansiere utbygging av kapasitetsnett i Norge. For elektrolyseprosessen er det brukt fire virkningsgrader for å belyse hvordan produksjonskostnaden endrer seg med energieffektiviteten til elektrolysørene innenfor systemgrensen elektrolysør, komprimering, kjøling og rensing.

Tabell 9: Oversikt over strømpriser, nettleiepriser og virkningsgrader for produksjonskostnader av hydrogen innenfor systemgrensen elektrolyseprosess, komprimering, kjøling og rensing.

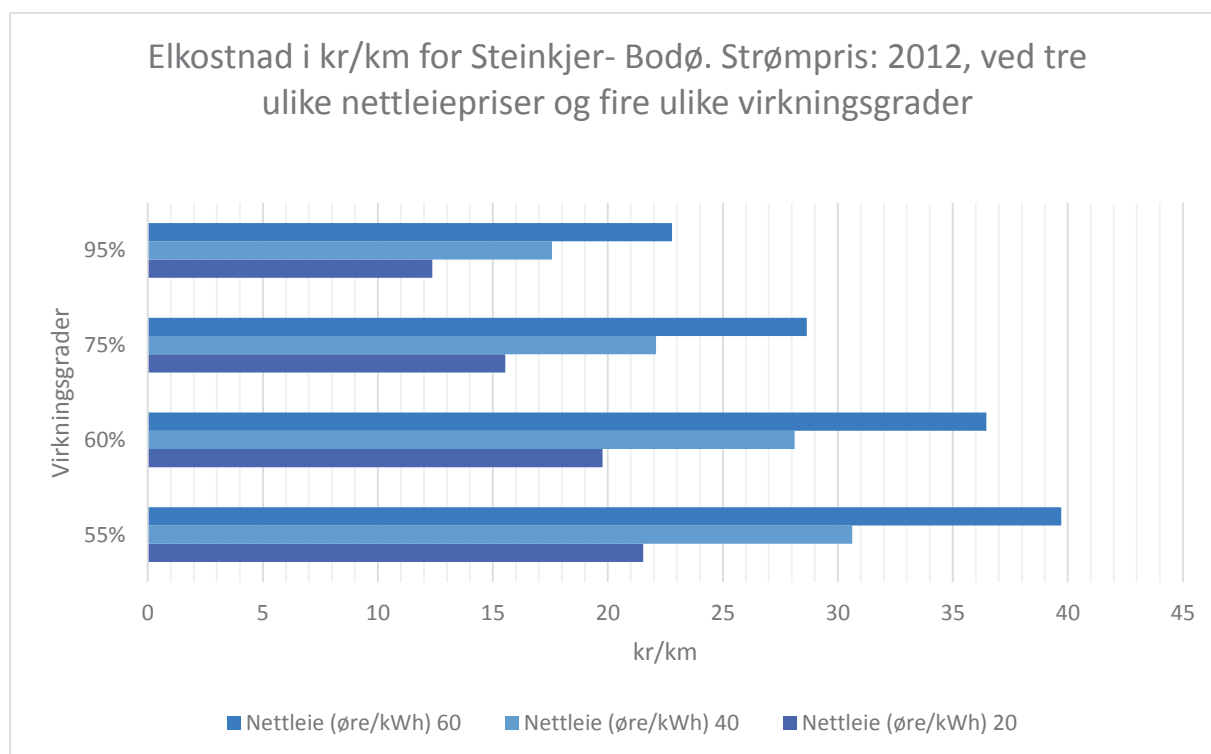
Strømpriser (øre/kWh)	Nettleiepriser (øre/kWh)	Virkningsgrader for elektrolyseproduksjonen (%)
2012: 27,4	20	55
2030: 52,5	40	60
	60	75
		95

Ved ulike virkningsgrader for elektrolysørene trenger man ulike mengder kWh/kgH₂. En høyere virkningsgrad gir en mer energieffektiv produksjon med lavere innsatsfaktor i kWh/kgH₂ (Figur 31). En økende virkningsgrad medfører en tilsvarende synkende produksjonskostnad for hydrogen. De mørkeblå stolpene er beregninger gjort med en 2012- strømpris, mens de lyseblå stolpene er beregninger gjort med 2030- strømpris. Den gjennomsnittlige strømprisen i 2030 var høyere enn 2012, og produksjonskostnadene er høyere for 2030-pris enn 2012-pris. Følgende beregninger har ikke inkludert investeringskostnader eller driftskostnader for hydrogenproduksjon.



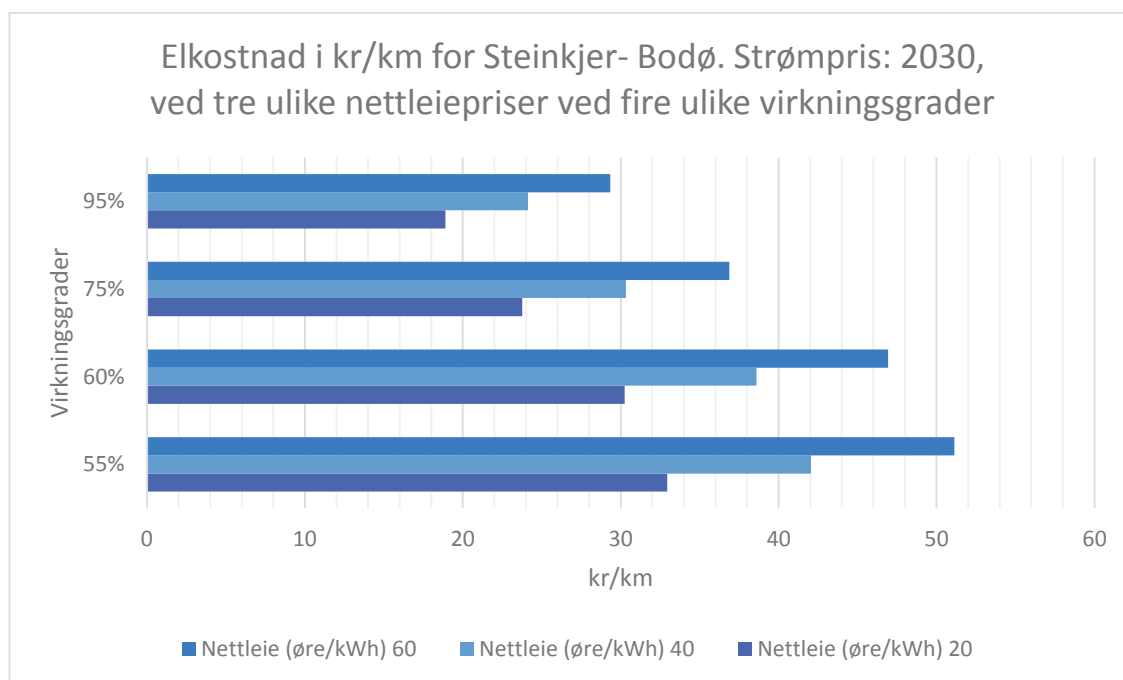
Figur 31: Produksjonskostnad for hydrogen i kr/km produsert ved to strømpriser, og ved fire ulike virkningsgrader med forbruk av kWh for 465 kgH₂ for fremdrift av Steinkjer- Bodø (Tveten, 2015), ekskludert nettleiepriser.

Dersom man benytter strømprisen for 2012 og beregner produksjonskostnadene må man også ta høyde for nettleie. Ved høyere nettleie øker produksjonskostnadene, og produksjonskostnadene er høyest ved lavest virkningsgrad for elektrolysørene og produksjonsprosessen. Av Figur 31 ser vi at produksjonskostnadene øker proporsjonalt dersom man produserer ved en nettleie på 20-, 40-, og 60 øre/kWh. De lilla stolpene viser produksjonskostnadene med en strømpris på 27,4 øre/kWh og nettleie på 20 øre/kWh for de ulike virkningsgradene. De lyseblå stolpene viser produksjonskostnaden for en nettleie på 40 øre/kWh, mens de mørkeblå viser kostnadene for en nettleie på 60 øre/kWh.



Figur 32: Produksjonskostnader for hydrogen i kr/km H₂ produsert ved 2012- strømpris (26,7 øre/kWh) med tre ulike nettleiepriser, ved fire ulike virkningsgrader for produksjon av 465 kgH₂ til fremdrift av Steinkjer- Bodø (Tveten, 2015).

For 2030 er den gjennomsnittlige strømprisen høyere enn 2012, og ved en hydrogenproduksjon med denne strømprisen blir også kostnaden høyere. Ved nettleiepriser på 20-, 40-, og 60 øre/kWh stiger produksjonskostnadene proporsjonalt. Figur 33 viser hvordan produksjonskostnadene utløper seg under gitte forutsetninger. De lilla stolpene er produksjonskostnaden ved strømpris på 52,5 øre/kWh og en nettleie på 20 øre/kWh ved fire ulike virkningsgrader. De lyseblå stolpene er produksjonskostnaden ved strømpris 52,5 øre/kWh og nettleie på 40 øre/kWh. Ved en nettleie på 60 øre/kWh er produksjonskostnaden illustrert med de mørkeblå stolpene.



Figur 33: Produksjonskostnad for hydrogen i kr/km med 2030- strømpris (52,5 øre/kWh) ved ulike nettleiepriser ved fire ulike innsatsnivåer for å produsere 465 kgH₂ for fremdrift av Steinkjer- Bodø (Tveten, 2015).

5.3 Presentasjon av resultater etter fremdriftsteknologi

I dette avsnittet fremstilles resultatene etter teknologi for å besvare delproblemstillingene om kostnader og CO₂- utslipp ved driftsformene. Først presenteres dieseldrift, deretter elektrifisering, og sist hydrogendrift.

5.3.1 Dieseldrift og dieselforbruk for Nordlandsbanen

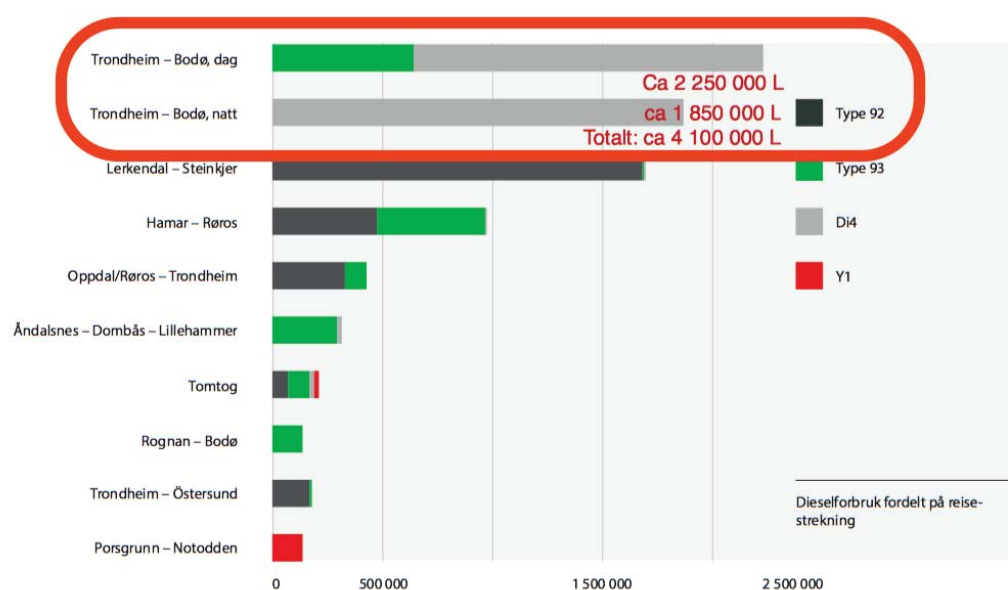
Effektivisering av togdriften medførte at CO₂- utslippet for godstrafikk på Nordlandsbanen ble redusert fra 10,8 kg CO₂/km – 10,0 kg CO₂/km fra 2014 til 2015 (Tabell 10) tross større dieselforbruk i 2015 i forhold til 2014. Totalforbruket av diesel for godstog var i 2015 på 3,504 millioner liter. Dette tilsvarer et CO₂- utslipp på 9 322 tonn.

Tabell 10: Totalforbruk av diesel på Nordlandsbanen for godstrafikk for årene 2014 og 2015 (Gjesbakk, 2016).

År	Totalforbruk diesel, mill. L	Totale mill. km kjørt	Dieselforbruk i L/km	Totalt CO ₂ -utslipp, tonn	kgCO ₂ /km
2014	3,492	0,86	4,06	9291	10,8
2015	3,504	0,93	3,76	9322	10,0

Dieselforbruket for året 2014 var på om lag 2, 250 millioner L for dagtog, og om lag 1, 850 millioner L for nattog. Tilsammen blir dette om lag 4, 100 millioner L (Figur 34). Med et CO₂- utslipp på 2,66 kg per liter (Civitas, 2009) gir 4,1 mill L diesel et utslipp på omtrent 11 000 tonn CO₂ for 2014.

Godstrafikken driftes av Cargonet AS og samlet drift- og vedlikeholdskostnader er 43,62 kr/km (Tabell 11).



Figur 34: Miljø og samfunnsrapport for NSBs persontog i 2014 (NSB, Miljø og samfunnsrapport, 2015).

Dieselskostnad for Nordlandsbanen er ifølge Møller- Holst et al. (2015) 83,03 kr/km. Totalkostnaden for strekningen Trondheim- Bodø er med dette tallet 60528 kr.

Tabell 11: Oversikt over dieselkostnader, vedlikeholdskostnader, og totalkostnader for strekningen Steinkjer- Bodø ved bruk av data for Cargonets godstog (Gussiaas, 2016). Dieselkostnad for Nordlandsbanen 83,03 kr/km inkluderer årlig kostnad for vedlikehold og dieselkostnad av diesellokomotiv eksklusive kostnad for nye diesellokomotiv. (Møller- Holst et al. 2015).

Kostnad diesel-lokomotiv	25,1 mill. kr
Dieselkostnad (4 liter/km)	21,20 kr/km
Vedlikeholdskostnader	22,42 kr/km
Dieselavgift for godstog	20,72 kr/MWh ⁴
Dieselavgift for persontog	1,55 kr/km ⁴
Dieselkostnad for Nordlandsbanen	83,03 kr/km⁴

Oppsummert var kostnader eksklusive diesellokomotiv omtrent: 83 kr/km, og CO₂- utslipp var 10 kgCO₂/km.

5.3.2 Elektrifisering

Kostnader for å elektrifisere Nordlandsbanen

Den største utfordringen knyttet til elektrifisering av jernbaner er høye investeringskostnader ved bygging av kontaktledning. For elektrifisering av Trønder- og Meråkerbanen er bevilgningen på 3,9 milliarder NOK for en strekning på tilsammen 207 km, omtrent 19 millioner NOK/km. På Nordlandsbanen er de topografiske forholdene annerledes, og kostnaden for elektrifisering av den 604 km lange strekningen fra Steinkjer til Bodø er estimert til minst 8 milliarder NOK (Møller- Holst et al. 2015) drøye 13 millioner kr/km. Denne kostnaden inkluderer kostnader som luftledninger, konverteringsstasjoner for strøm, autotransformatorer og fjernkontroll, profilutvidelse av tunneler og veiskjæringer, samt nye elektriske togvogner (Toutain, Taarneby & Selvig, 2008). Kostnader av elektrifisering er et viktig ankepunkt, et annet er utslipp av klimagasser under utbygging av infrastruktur.

⁴ Møller- Holst et al (2015)

Miljø og klimagasser

I dette avsnittet skal jeg utrede hvor miljøvennlig elektrisk togdrift er i forhold til dieseldrift.

I Norge er det vanlig å anta nullutslipp ved bruk av elektrisk jernbane fordi vi stort sett er selvforsynt med elektrisitet fra vannkraftverk. Ved import og noe egenproduksjon vil elektrisitetsforbruket alltid være forbundet med utslipp av klimagasser. Ved importert kraft eller norsk gasskraft som kilde vil det være en betydelig miljøpåvirkning å benytte elektrisitet (Toutain, Taarneby & Selvig, 2008).

Jernbaneverket opplyser derimot på sine nettsider at

”All energi til [elektriske] tog i Norge er levert med opprinnelsesgaranti som som stadfester at energien er produsert i vannkraftverk” (Ruud & Remme, 2015).

Norsk vannkraft er per definisjon en fornybar og en svært ren energikilde, men fører i et livssyklusperspektiv til klimagassutslipp ved utbygging, drift og vedlikehold av vannkraftverk. Jeg vil nå beregne omtrentlige utslipp i CO₂- ekv. ved vannkraft som energikilde for elektrisk drift på Nordlandsbanen ved bruk av tall i Tabell 12.

Tabell 12: Oversikt over tall brukt i beregning av utslipp i CO₂- ekv for bruk av elektrisitet produsert av norsk vannkraft ved elektrisk fremdrift med kontaktledning for Steinkjer- Bodø.

Gjennomsnittlig utslipp fra norsk vannkraft	0,0023 kg CO ₂ -ekv. per kWh ⁵
Energibehovet for strekningen Steinkjer- Bodø	14 MWh
Tap i overføringsnettet	5%
Virkningsgrad i vannkraftverket	95%
Virkningsgrad i kontaktledning	81% ⁶
Energibehov fra primærkilde	~ 19 MWh
Utslipp for 19 MWh elektrisitet fra norsk vannkraft (19 MWh * 0,0023 kg CO ₂ - ekv/kWh)	~ 44 kg CO ₂ -ekv.
Utslipp per km	~ 0,07 kg CO ₂ -ekv.

I tillegg til utslipp ved elektrisitet som energikilde, medfører utbygging av infrastruktur for en elektrifisering av Nordlandsbanen utslipp av klimagasser ved uttak av råvarer som metaller, samt utslipp fra anleggsmaskiner, og inngrep i natur omkringliggende jernbanen. Med utgangspunkt i rapporten *Elektrifisering Trønder- og Meråkerbanen* (Garmann, 2014) har jeg satt opp et hypotetisk regnestykke for Nordlandsbanen (Tabell 13). Rapporten er en livsløpsanalyse for etablering av infrastruktur for elektrifisering, og viser at miljøpåvirkning fra bygging, drift, vedlikehold og avhending for Trønder- og Meråkerbanen medfører CO₂-utslipp på totalt 24 600 t. Dette tilsvarer et utslipp på 1 610 kg CO₂-ekv per km og år. Ved å benytte tallet 1 610 kg CO₂- ekv/km, og gange med lengden til Nordlandsbanen fra Steinkjer – Bodø (siden strekningen Trondheim- Steinkjer er planlagt elektrifisert), får vi:

⁵ (Arnøy, 2006). Systemgrensen for dette tallet inkluderer bygging av vannkraftverk med 30-60 års levetid og er mer omfattende enn avgrensningen til denne oppgaven tilsier. Men dette tallet blir benyttet til å beregne CO₂- utslipp ved elektrisitet produsert av vannkraft.

⁶ Møller- Holst et a. (2015)

1 610 kg CO₂ –ekv/km * 604,5 km = 973 245 kg CO₂ –ekv. Dette tilsvarer om lag 1000 tonn CO₂ –ekv for utbygging assosiert med elektrifisering av banen.

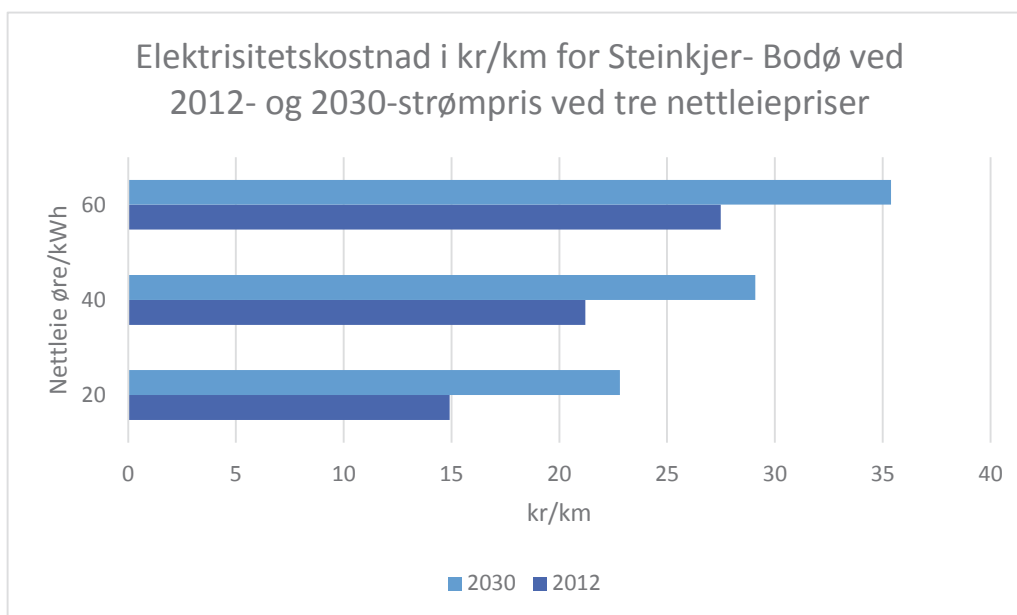
Nordlandsbanen har andre forutsetninger for utbygging enn Trønderbanen som gjør at banestrekningen krever mer omfattende utbygging for å muliggjøre en elektrifisering. Med 154 tunneler og over 300 broer vil en tilrettelegging av elektrifisering kreve flere arbeidstimer og dermed medføre større miljøpåvirkning. For å ta høyde for dette illustreres en potensiell prosentvis økning i miljøpåvirkning fra Trønderbanens miljøbudsjett i Tabell 13. Den høyre kolonnen viser økningen i miljøpåvirkning i tonn CO₂ med økt prosentendring.

Tabell 13: Hypotetisk miljøbudsjett for bygging av infrastruktur ved elektrifisering av Nordlandsbanen fra Steinkjer- Bodø. Med grunnlag i miljøbudsjett for elektrifisering av Trønderbanen.

Prosentendring	Utslipp i CO ₂ - ekv. Utgangspunkt:1000 tonn. (tonn CO ₂)
1	1010
2,5	1025
5	1050
7,5	1075
10	1100
15	1150
20	1200
25	1250

Driftskostnader ved elektrisk drift kan beregnes ved å bruke Balmorel-simuleringene for elpris i 2012 og 2030 i kombinasjon med virkningsgrader i tabell 12.

Ved et energibehov på omtrent 19 MWh (elektrisitet) vil elektrisitetsprisene for Nordlandsbanen variere med ulike strømpriser og nettleiepriser.



Figur 35: Kostnad for elektrisitetsbehovet for strekningen Steinkjer- Bodø ved bruk av simulerte elpriser fra Balmorelmodellen (Tveten, 2015) og nettleiepriser på 20-, 40-, og 60 øre/kWh. Beregningene er ekskludert investeringskostnader, det er kun elektrisitetskostnader som er beregnet.

Ved en strømpris på 27,4 øre/kWh varierte elektrisitetskostnaden fra 15 kr/km- 27,5 kr/km med nettleiepris på henholdsvis 20- 60 øre/kWh (Figur). Med en strømpris på 52,5 øre/kWh varierte elektrisitetskostnaden fra 22,5 kr/km til 35 kr/km for henholdsvis 20-60 øre/kWh i nettleiepris. I tillegg til denne kostnaden i kr/km kommer utgifter i drift og vedlikehold som er anslått til:

Tabell 14: Oversikt over investerings-, drift-, og vedlikeholdskostnader ved elektrifisering av Nordlandsbanen (Møller- Holst et al 2015).

Investeringskostnader	Minst 13 mill kr/km
Driftskostnader i elektrisitetskostnader og nettleie	fra 15- 35 kr/km avhengig av elpris
Vedlikehold/ år for el-lokomotiv	25,78 kr/km
Vedlikehold/ år for kontaktledningsnett	50000 kr/km

Oppsummert var kostnader for elektrisk drift 13 millioner kr/km i investeringskostnader,

driftskostnader i elektrisitet fra 15- 35 kr/km avhengig av elpris og nettleie, samt vedlikeholdskostnader på 25,78 kr/km for lokomotivet og 50 000 kr/km i vedlikeholdskostnader for kontaktledningsnettet.

CO₂- utslippet var relatert til bygging av infrastruktur fra 1670- 2070 kg CO₂/km og utslipp relatert til vannkraftproduksjon på 0,0023 kg CO₂-ekv./kWh.

5.3.3 Brenselceller og hydrogendrift

Bruken av hydrogenteknologi kan deles inn i to undergrupper:

- a.) Ren hydrogendrift med hydrogendrift og brenselceller
- b.) Bruk av hydrogengass og brenselceller, kombinert med bufferbatteri

Ren hydrogendrift med brenselceller

Møller- Holst et al. (2015) anslår energibehovet for Trondheim- Bodø tur-retur å være omtrent 15,5 MWh. Med PEM- brenselceller vil et tog som kan trekke et godstog Trondheim- Bodø med en total trekkraft på 5400 kW kreve 27 brenselcelleenheter på 200 kW hver, med en totalvekt på 22 tonn. Disse brenselcellene kan plasseres i én godsvogn med rom til overs. Det vil antageligvis være behov for hydrogentanker på litt over 30 tonn som gir en rekkevidde på 1000 km. Av disse 30 tonnene er drøye 3 tonn hydrogen. Dette gir behov for to vogner for hydrogentankene og brenselcellene (Holst-Møller et al. 2015). Dette er innenfor betraktningene med at Nordlandsbanen er ensporet og kravet om at tog lengde må være innenfor 600 meter for at kryssende tog skal kunne benytte kryssningssporet.

CO₂- utslipp relatert til elektrisitetsproduksjon for hydrogenproduksjon:

$15,5 \text{ MWh} / 0,95 / 0,95 / 0,81 = 21,2 \text{ MWh}$

$(21,2 \text{ MWh} * 1000 \text{ kWh/MWh}) * 0,0023 \text{ kgCO}_2/\text{kWh} = 48,767 \text{ kgCO}_2$

Per km blir det: $48,767 \text{ kgCO}_2 / 604 \text{ km} = 0,08 \text{ kgCO}_2/\text{km}$.

Dette tallet er forbundet med en del usikkerhet og kan ikke brukes som en klar konklusjon.

Tabell 15: Oversikt over energibehovet for referansegodtoget i Møller- Holst et al. (2015) ved hydrogendrift uten bufferbatteri for strekningen Steinkjer- Bodø i kWh og kgH₂.

Energibehov Steinkjer- Bodø (uten bufferbatteri)	15,5 MWh ⁷
Energiinnhold i 1 kg hydrogengass	33,33 kWh ⁸
15 000 kWh/33,33 kWh/kg	465 kgH ₂
Hydrogenbehov per km for strekningen Steinkjer- Bodø (604 km)	0,77 kgH ₂ /km

Det er behov for 465 kg hydrogen hver vei fra Steinkjer- Bodø (Tabell 15). Dette forutsetter en fyllestasjon for hydrogen på endestasjonen i Bodø og i Trondheim for å dekke energibehovet ved å fylle på hydrogentankene. Møller- Holst et al (2015) beregner at man kan få plass til nok hydrogen for tur-retur Trondheim- Bodø på to togvogner, som reduserer behovet for fyllestasjon på ett av stedene.

Ved et hydrogenbehov på 465 kgH₂ varierte kostnaden med en strømpris på 27,4 øre/kWh fra 13 – 41 kr/kg avhengig av nettleiepris og virkningsgraden til hydrogenproduksjonssystemet (Figur og Figur).

Med en strømpris på 52,5 øre/kWh varierte kostnaden fra 20-53 kr/kg avhengig av nettleiepris og virkningsgraden til hydrogenproduksjonssystemet (Figur og Figur).

Hybridisering med hydrogendrift og bufferbatteri

Regenerativ bremsing

Ved investering i batterikapasitet kan man gjenbruke energi ved bremsing. Under bremsing går bevegelsesenergi over som varme i bremsene, og det er denne energien man kan gjenvinne for senere bruk til framdrift, såkalt *regenerativ bremsing*. For Nordlandsbanen anslås det at regenerativ bremsing på vei ned fra Saltnfjellet kan redusere energibehovet for turen med 10%, cirka 1 MWh

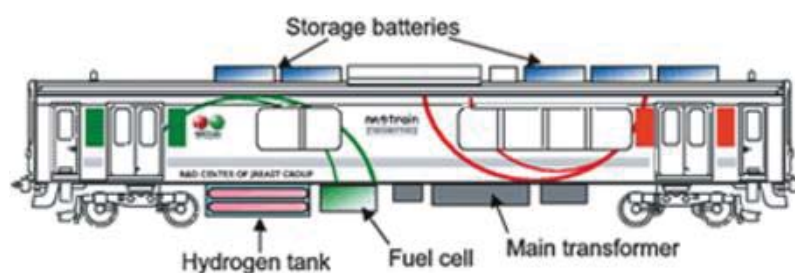
⁷ Møller- Holst et al. (2015)

⁸ (HyWeb, 2000).

(Møller- Holst, Zenith, & Thomassen, 2015). Regenerativ bremsing kan bidra til større virkningsgrad ved at man kan gjenvinne energi ved bremsing.

Variierende last kan redusere levetiden til brenselceller, dette taler for fordelene av å benytte et bufferbatteri slik at batteriene kan levere ekstra effekt og/eller lagre overskuddet som produseres ved regenerativ bremsing. Ved å benytte batterier kan man kjøre brenselcellene på konstant last og på den måten redusere slitasje på brenselcellene.

Dersom man utstyker toget med et bufferbatteri som kan ta opp energien som oppstår ved bremsing (regenerativ bremsing), kan man potensielt gjenvinne 1 MWh på veien ned fra Saltfjellet. Dette senker energibehovet for turen Trondheim- Bodø fra 15 MWh til 14 MWh. Ved en hybridløsning kan lokomotivet se ut som Figur 36 under. Bildet er fra East Japan Railway Company og deres demonstrasjonsmodell av en togvogn med brenselcelledrift og batteriløsning.



Figur 36: Prinsippskisse av et hybridtog med hydrogentanker og brenselcellestacker på understellet av toget, og batterier på taket (East Japan Railway Company, 2006).

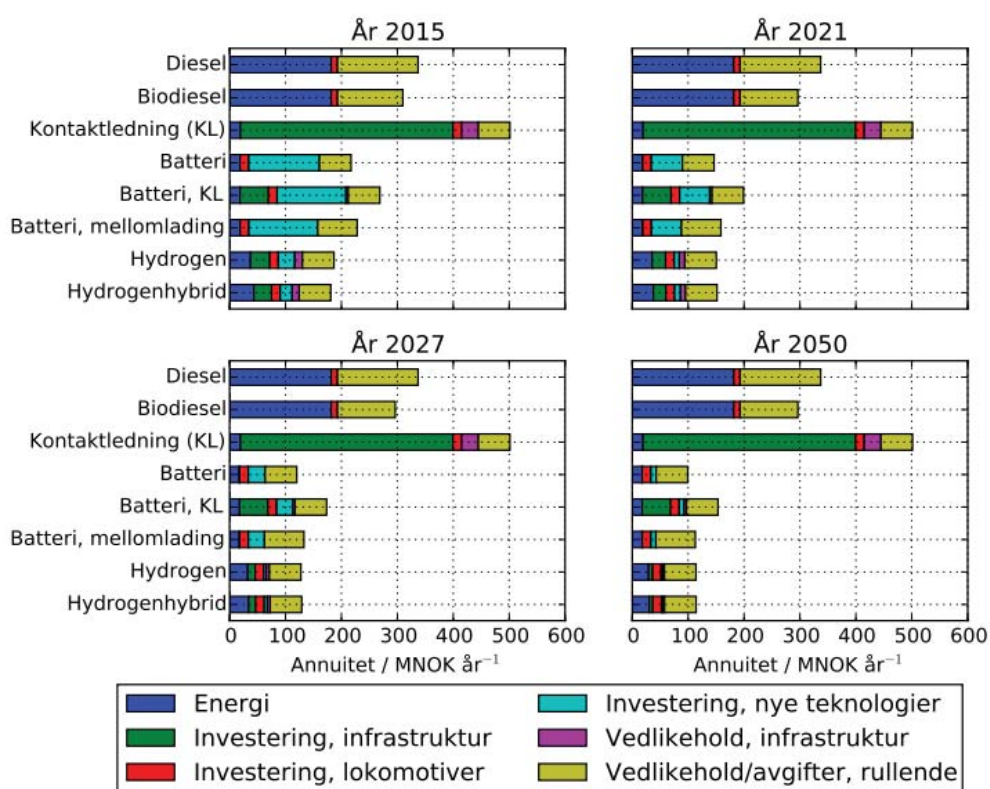
Møller- Holst et al. (2015) sammenligner ulike driftsformer, og antyder at en hybrid løsning med batteridrift kan være en god løsning;

“siden brenselcellene er en kostbar del av systemet, er det økonomisk gunstig å erstatte en del av deres effektkapasitet med batterier” (s. 69/111).

Ved å erstatte deler av fremdriftssystemet kan man øke effektiviteten og virkningsgraden til systemet ved å benytte regenerativ bremsing for gjenbruk av bremseenergi. I forhold til hydrogenproduksjon vil bruk av et bufferbatteri senke kostnadene fordi man trenger mindre hydrogen til fremdrift. For å oppnå tilstrekkelig rekkevidde må toget lastes med et visst antall tanker,

brenselcellestacker, og batterier; noe som igjen fortrenger tilgjengelig lastekapasitet for gods og passasjerer. En utfordring ved å benytte batterier i tillegg til brenselceller og hydrogendrift, er at batterienes vekt medfører at nyttelasten reduseres. Batteriets tyngde øker proporsjonalt med effektbehovet som fraktes. Dette øker energibehovet for å få fraktet toget framover. Dette kan kompenseres for ved å kun utstyre toget med batterikapasitet i samsvar med hvor mye strøm toget kan regenerere ved bremsing.

Hydrogen er miljøvennlig i det hensyn at det eneste utslippet fra bruk av hydrogen som drivstoff er varmeenergi og vanndamp, (H_2O). Jmfør Figur 13 (s.23) må dette utsagnet sees i sammenheng med hvilken energikilde som er benyttet for å produsere hydrogenet. Utsagnet ovenfor holder stand dersom man benytter fornybare energikilder som sol- og vannkraft. I en slik situasjon vil utslipp være knyttet til bygging av kraftverk, samt transport og distribusjon av elektrisitet og hydrogengass.



Figur 72: Økonomisk vurdering av forskjellige teknologier for Nordlandsbanen. Alle kostnader er i 2015-kroner.

Figur 37: Et resultat av "Analyse av alternative driftsformer for ikke-elektrifiserte baner" hvor de ulike fremdriftssystemene er sammenlignet med bruk av annuitetsmetoden (Møller- Holst et al, 2015).

I Figur 37 ser vi et resultat fra en rapport av Møller- Holst et al. (2015). Figuren viser fire stolpediagram som sammenligner åtte ulike fremdriftssystemer med bruk av annuitetsmetoden.

Møller- Holst et al. (2015) vurderer den største delen av kostnadene for fortsatt dieseldrift å være *energikostnader*, altså kostnader knyttet til dieselet. For elektrifisering med kontaktledning utgjør investeringskostnader i infrastruktur den største kostnadskomponenten. For hydrogen og hydrogenhybrid er kostnadsbildet mer komplekst, men grovt sett kan man stadfeste at de største kostnadskomponentene er energi- og vedlikeholdskostnader og avgifter på rullende materiell.

Tabell 16: Oversikt over kostnader for implementering av hydrogentog.

Investering i elektrolysør	12 – 18 millioner kr
Driftskostnader elektrolysør (10% av CAPEX)	120 000- 180 000 kr
(El-)lokomotiv	34,9 millioner kr
(El-)vedlikeholdskostnader	25,78 kr/km
Energikostnader knyttet til elpriser	13- 53 kr/km

Oppsummert er kostnader for hydrogenteknologi på Nordlandsbanen estimert til investering i togmateriell (anta samme kostnad som el-lokomotiv): 34,9 millioner kr/lokomotiv, anta samme vedlikeholdskostnad som for el-lokomotiv: 25, 78 kr/km, samt energikostnader som varierer med elpriser, fra 13-53 kr/km. CO₂- utslipp er estimert til 0,0023 kg CO₂/kWh som er utslipp per kWh for norsk vannkraft som tilsvarer omtrent

6. Diskusjon

I denne delen diskuterer jeg resultatene fra kapittel 5. Resultater. Resultatene viser at produksjonskostnaden for hydrogen varierer med varierende strømpriser. Dette henger godt sammen med kunnskap om at over 80% av OPEX utgjøres av elektrisitetsprisen. I grafene som viser produksjonskostnaden for hydrogen er det tatt høyde for ulike virkningsgrader mens investeringskostnader og andre drifts- og vedlikeholdskostnader er ekskludert. Dette er en svakhet ved resultatene som gjør det vanskeligere å sammenligne med de andre driftsformene. Det er både en styrke og en svakhet at jeg bruker ulike virkningsgrader. Styrken er at man belyser produksjonskostnadene ut i fra elektrolyserers varierende energieffektivitet mens svakheten er at det blir vanskeligere å dra en klar konklusjon av resultatene.

Spørsmål stilt innledningsvis var:

- Hvilke kostnader vil det innebære å implementere og drifte brenselcellelokomotiv på Nordlandsbanen?

For hydrogendrift viste resultatene at den største kostnadskomponenten er produksjonskostnaden til hydrogen. Det viste seg vanskelig å få tak i finansielle tall på kostnader for hydrogenlokomotiv da de er under utvikling. Men dersom man antar samme vedlikeholdskostnad og pris for hydrogenlokomotiv som for elektriske lokomotiver har jeg regnet frem til at de største kostnadene utgjør energikostnader for hydrogen. I forhold til elektrifisering vil man da spare ressursene man måtte benyttet for å bygge infrastruktur til elektrifisering. Det er min mening at disse midlene burde blitt benyttet for implementering av brenselcelleteknologi på Nordlandsbanen som et lavutslippsalternativ. I tillegg kan denne satsningen bidra til større kunnskaper og erfaringer av hydrogen og brenselcelleteknologi som stiller Norge sterkere i forhold til andre land som etter hvert satser på hydrogenteknologi. Et ankepunkt for hydrogenproduksjon er derimot at de variable strømprisene både utgjør en styrke og svakhet ved hydrogenproduksjon: Styrken er at lave strømpriser gir lave produksjonskostnader, men det utgjør samtidig en usikkerhet dersom prisene strømprisene er høye. Ettersom jernbanen er avhengig å få produsert hydrogen for å drive passasjer- og godstransport kan driften bli ulønnsom ved høye strømpriser.

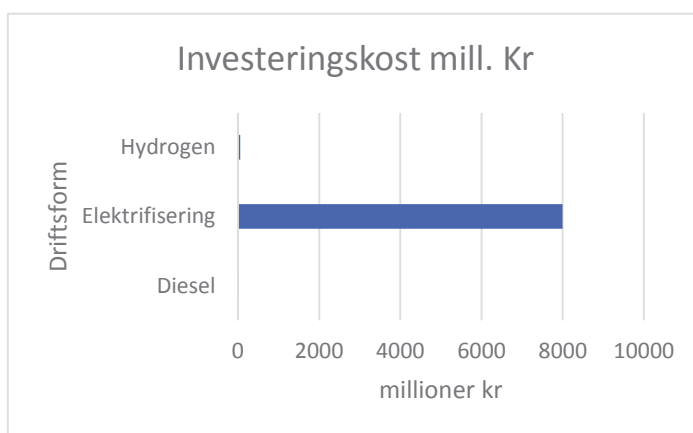
- Hva vil utslipp i form av CO₂- ekvivalenter være for hydrogen som energibærer i forhold til andre driftsformer som konvensjonell elektrifisering og dagens dieseldrift?

Resultatene viser at hydrogen har potensial til å være en lavutslipps energibærer avhengig av energikilden. CO₂- utslipp for hydrogen er i denne oppgaven begrenset til utslipp fra vannkraft som energikilde, men grundigere undersøkelser kunne blitt gjennomført for å kartlegge et større aspekt

av utslipp i forhold til innsatsfaktorer for å få på plass fyllestasjon med stor nok kapasitet for å forsyne Nordlandsbanen med hydrogen. Dette er en svakhet som antyder at hydrogenproduksjonens oppstrøms klimapåvirkning her ikke er godt nok utredet. Hydrogendrift har et CO₂- utslipp på 0,08 kgCO₂/km i forhold til elektrifisering med 0,07 kgCO₂/km og 1670- 2070 kgCO₂/km for bygging av infrastruktur, og dieseldrift på 10 kgCO₂/km (som ikke inkluderer uttak av råvare, kun dieseldrift på jernbanen). Disse tallene er riktignok knyttet til stor usikkerhet på grunn av utregningsmetoden.

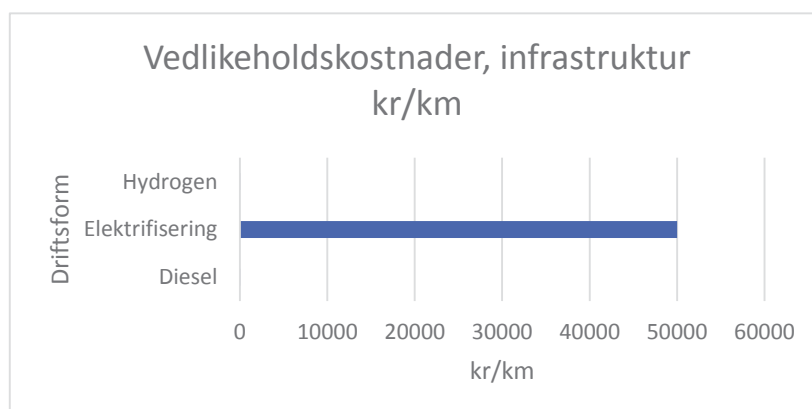
- Hva er barrierer for hydrogen som teknologi, både teknologiske og ikke-teknologiske?

Jeg har vist at en viktig ikke- teknologisk barriere er å få innført mer utbredte politisk/økonomiske støtteordninger samt å gjennomføre informasjonskampanjer for å få offentlig aksept for bruken av hydrogen som energibærer.



I forhold til elektrifisering vil hydrogen kreve betydelig mindre kostbare investeringskostnader. Figur viser at investeringskostnadene for elektrifisering er høye på grunn av utbygging av kontaktledningsnett. Siden hydrogen "kun" krever togmateriell og fyllestasjoner for hydrogen blir kostnadene mindre.

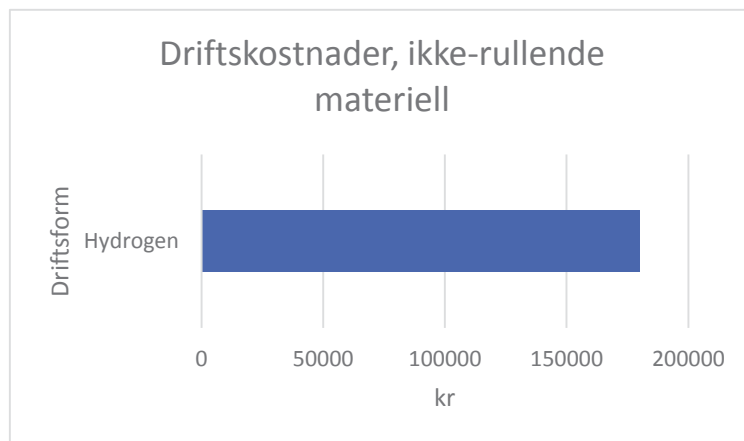
Figur 38: Sammenligning av investeringskostnader i millioner kroner for tre driftsformer.



Vedlikeholdskostnadene for elektrifisering blir høye grunnet kontaktledningsnettet. For hydrogen er disse betydelig lavere. Figur kan dog være feilaktig da hydrogenteknologi er en ny og usikker teknologi som kan medføre uforutsette

kostnader. Dette har ikke figur 39 tatt høyde for.

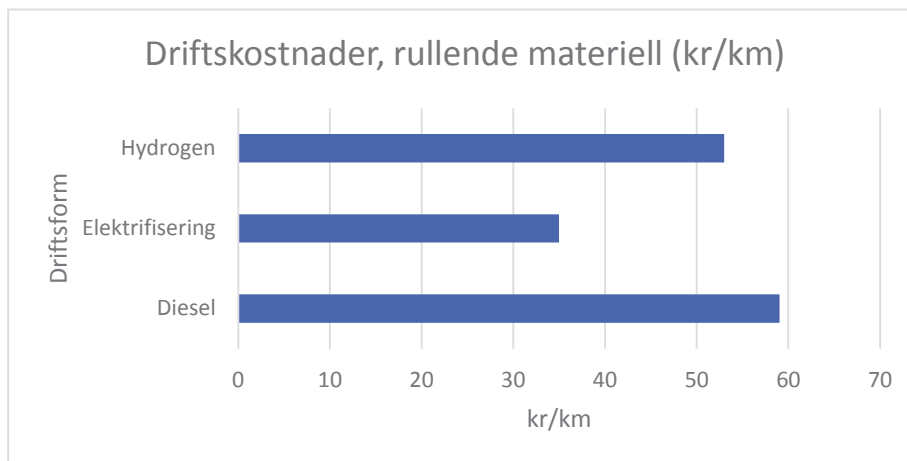
Figur 39: Sammenligning av vedlikeholdskostnader i kr/km for tre driftsformer.



Figur 40 viser at driftskostnader for ikke-rullende materiell er høyt for hydrogen. Dette er forårsaket av produksjonskostnadene for hydrogenet. Denne kostnaden kan være feilaktig da det er avhengig av hvor stort elektrolyseanlegg man investerer i. Figur 40 viser en kostnad på 180 000 som er den største

antatte kostnaden for NEL Hydrogens største elektrolyser på 2,2 MW.

Figur 40: Sammenligning av driftskostnader for ikke- rullende materiell. Her vises kun hydrogen da hydrogendrift krever investeringer i elektrolysører og tankeasjoner.



Driftskostnader for rullende materiell viser at hydrogen er dyrere enn elektrisk drift, men billigere enn dieseldrift. Dette resultatet er noe mangelfullt da tall for investeringer og vedlikeholdskostnader

burde inngått i én figur for lettere å sammenligne resultatene. Man kan likevel slå fast i fra figur 41 at hydrogen er bedre enn dagens dieseldrift med hensyn til kr/km for driftskostnader i rullende materiell.

Figur 41: Sammenligning over driftskostnader for rullende materiell for tre driftsformer i kr/km.

6.1 Betraktninger for tog

Ved elektrifisering av Nordlandsbanen (729 km) uten kontaktledning trengs det 3 vogner med batterier med dagens teknologi for å drive toget, og toget forlenges med 60 meter som har implikasjoner på krysningsspor. Ved utvikling i batteriteknologi er et optimistisk scenario at det blir behov for 2 ekstra batterivogner, som gjør at toget blir cirka 40 meter lengre, framfor 60 meter. Togets totale lengde kan ikke overskride 600 m som er standard krysningssporlengde. Man kan dermed ikke uten videre forlenge togets lengde ved å legge ved mange vogner med drivstoff. Møller-Holst et al. (2015) regner med en teknologiutvikling som gir kostnadsreduksjoner og økte virkningsgrader for batterier som gjør batteridrift en rimelig løsning i et lengre tidsperspektiv (tabell 17). Dette løser derimot ikke problemstillingen med hvilken driftsform man skal velge i dag, men legger avgjørelsene opp til beslutningstakere.

Det er mange forutsetninger og aspekter som gjør at en vurdering av hvilken driftsform som er "best" for Nordlandsbanen er en kompleks oppgave. Som nevnt ovenfor ble 8 parametere brukt i SINTEF- rapporten. Pålitelighet i forhold til hvor tilgjengelig ressursen er (som hydrogen som drivstoff), samt tilgjengeligheten av tekniske løsninger til gjennomførbarheten og totalkostnaden, er alle viktige punkter som må veies opp mot hverandre. En utbygging av kontaktledningsnett er et svært dyrt tiltak, men gir lave CO₂- utslipp ved elektrisk togframføring. Hydrogen- og batteriteknologi utgjør en god løsning med muligheter for å lagre store mengder energi samtidig som det også er miljøvennlig. For bruk i tog og annen samferdsel er teknologien i en tidlig utviklingsfase og har derfor stor usikkerhet når det gjelder pålitelighet.

Neste avsnitt diskuterer jeg hvordan brenselcelleteknologi stiller i forhold til kravene for drift til Jernbaneverket. Som nevnt under kapittel 2.1 i " Betraktninger for fremdriftssystemer for tog i Norge", stiller Jernbaneverket en rekke egenskaper for valg av fremdriftsteknologi.

1.) Interoperabilitet, *"det skal være en viss grad av standardisert utstyr med hensyn til infrastruktur og materiell"*. Brenselcelleteknologi er en ny teknologi og utgjør dermed en usikkerhet med en viss grad av risiko når det kommer til uforutsette kostnader og feil i utstyr.

2.) *Det skal være mulig å bruke alternative kjøreturer og materiell for å bidra til fleksibilitet i avvikssituasjoner.* Et el-drevet tog kan ikke kjøre på togbane som ikke er utstyrt med kontaktledning, men et tog utstyrt med brenselceller, batteri, eller en kombinasjon av disse kan kjøre på togbaner uten at det er bygd overføringskabler og kontaktledning.

4.) *Tidshorisont for teknologiutvikling og tidspunkt for endring av driftsform*
Teknologi- og kostnadsutviklingen er svært viktig for valg av driftsform da det skal være

samfunnsøkonomisk lønnsomt. Som nevnt under punkt 1.) utgjør hydrogenteknologi en usikkerhet ved at det er en ny satsing. Det er planer om å i driftsette passasjertog drevet av hydrogen i Tyskland, men siden prosjektene enda ikke er gjennomført, har ikke Norge noe konkret eksempel å dra erfaringer fra noe

Et ledd av usikkerhet er den framtidige utviklingen av effektiviteten til elektrolysører.

Tabell 17 under viser en forventet utvikling i effektiviteten til elektrolysører. Med effektivitet menes energien som kreves i kWh/kgH₂ i forhold til energien man får ut av prosessen.

Innsatsfaktoren i kWh/kgH₂ inkluderer strømmen og tørking, men ikke komprimering, rensing eller lagringskostnader. Kostnader for disse prosessene vil komme i tillegg. Tallene inkluderer produksjon ved høy last, og elektrolysørene vil ha større effektivitet ved redusert lastkjøring.

Tabell 17: Mulig framtidig utvikling av effektiviteten til elektrolysører (Bertuccioli, et al., 2014).

Electricity input ⁽¹⁾			Today	2015	2020	2025	2030
kWh _e /kg _{H₂}	Alkaline	Central	54	53	52	51	50
		Range ⁽²⁾	50 - 78	50 - 73	49 - 67	48 - 65	48 - 63
	PEM	Central	57	52	48	48	47
		Range ⁽²⁾	50 - 83	47 - 73	44 - 61	44 - 57	44 - 53

⁽¹⁾ at system level, incl. power supply, system control, gas drying (purity at least 99.4%). Excl. external compression, external purification and hydrogen storage

⁽²⁾ some outliers excluded from range

Med større effektivitet i elektrolyseprosessen vil kostnadene reduseres, og hydrogenproduksjonen blir mer lønnsom.

6.2 Argumenter for og mot bruk av hydrogen som energibærer

Det er flere som argumenterer for at Norge har gode forutsetninger for å satse på utvidet hydrogenproduksjon samt innføre brenselcelleteknologi innen transport. SINTEF- miljøet og NTNU i Trondheim omtales å være størst på FoU innen hydrogen i Norden, og Steffen Holst-Møller i SINTEF uttrykker at Midt-Norge har et stort potensial for å opparbeide et tidligmarked for hydrogenteknologi. Denne uttalelsen refererer til privatbilismen, men Nordlandsbanen vil kunne generere kunnskaper innen hydrogenteknologi også for tog. Potensialet begrunnes med den økende tilgang på fornybar energi fra vind, økende behov for energilagring grunnet begrensninger i overføringsnettet, teknologiske kompetansemiljøer og innovativt næringsliv, samt demografisk og politisk engasjement (Møller- Holst, Jämtland & Trøndelag som fossilfri energiregion?, 2014). I skrivende stund har nåværende olje- og energiminister, Tord Lien, uttalt at vi har for mye

kraftproduksjon i Norge, samt at den grønne sertifikatordningen burde avsluttes. Med denne uttalelsen om et kraftoverskudd støtter olje- og energiministeren argumentet for at hydrogen kan benyttes som et grønt batteri for senere bruk, for miljøvennlig samferdsel. Etter min oppfatning bør ikke en overskuddssituasjon være et problem, det burde sees på som en mulighet med enormt potensial for en grønnere samferdsel.

Ved å satse på utvikling av ny teknologi har man mulighet å stille med kunnskap og teknologi som eksportmulighet. I den tid denne oppgaven skrives er det store nedkuttinger i oljebransjen, og norsk økonomi har begynt å merke konsekvensene av en lavere oljepris. Denne situasjonen illustrerer nødvendigheten av å akselerere satsning på fornybar energi og andre teknologier for å omstille norsk industri til det grønne skiftet slik at Norge kan tilby fornybare og miljøvennlige produkter på verdensmarkedet.

For Nordlandsbanen er det uttalt at:

“det er tydelig at kontaktledningsanlegg ikke er økonomisk forsvarlig på grunn av de store investeringskostnadene” (Møller-Holst et al. 2015).

Dette tilsier at det er nødvendig å ha et langsiktig tidsperspektiv for å kunne sikre lønnsomhet på lengre sikt samtidig som vi øker omstillingen i norsk industri fra olje/gass til mer fornybare industrier. Så er spørsmålet hvor mye usikkerhet man skal godta når det gjelder ny teknologi og en eventuell, forventet teknologiutvikling. Det er vanskelig å kvantifisere den mulige fordelene av å satse på en ”umoden” teknologi. Umoden i den forstand at det fortsatt er høye kostnader knyttet opp mot brenselcellesystemer, samt at det fortsatt gjenstår mye utvikling for å finne alternative komponenter til eksempelvis edelmetaller som katalysator i brenselcellen.

Med ambisiøse mål for nullutslippskjøretøy samt planene for brenselcelletog i Tyskland kan det være sannsynlig at satsing på hydrogen og brenselceller ikke er langt unna i Norge. Ser man dette i lys av at batteri- og hydrogenteknologi utgjør alternativene av driftsformer som har lavest annuitet i 2015, 2021, 2027 og 2050 (Møller-Holst et al. 2015) taler mange argumenter for en satsing på hydrogen. Den nye hydrogenfyllestasjonen for biler på Bærum skal blant annet benytte overskuddsenergi produsert av solceller på kontorlokaler i nærheten (Dalløkken P. E., Uno- X- stasjon i Bærum, 2016). Dette er en av argumentene for å satse på produksjon av hydrogen som et lagringsmedium når prisene for elektrisitet er lave eller negative, og i dette tilfellet når det er overproduksjon.

I denne oppgaven er det sett på elektrolyseprosessen. Elektrolyse er en fleksibel produksjonsprosess som på enkelt vis kan settes i gang når strømprisene er lave, og kan produsere hydrogen med lave

CO₂- utslipp. Hydrogen betraktes som et alternativ fordi det ved elektrolyseproduksjon kan være en nullutslippsenergibærer. En av de største utfordringene ved bruk av hydrogen er det assosierte energitapet. Figur i kapittel 4.2 viser energikonverteringene som må til for å få omgjort den elektriske primærenergien til for å få produsert hydrogen samt benyttet denne. For hvert steg i verdikjeden går energi tapt i samsvar med termodynamikkens 1. og 2. hovedsetning. Ved å konvertere elektrisk energi til hydrogen for så å benytte den kjemiske energien i hydrogen som drivstoff i en brenselcelle, mister man mer av primærenergien enn om man hadde benyttet elektrisiteten direkte i en el-motor. Energitapet som følge av de mange energikonverteringene er et motargument. Noen vil si at siden det kreves mye elektrisitet for å fremstille hydrogen ved elektrolyse ville det vært bedre å utnytte elektrisiteten direkte som drivkraft i en elektrisk drivmotor.

Det er i tillegg generelt lite informasjon og bevissthet rundt hva hydrogen som energibærer og drivkraft er i dag med dagens teknologi, i forhold til hva det var for eksempel i 1937 da zeppelin *Hindenburg* eksploderte trolig grunnet hydrogengasslekkasje (Kruse, 1999).

To usikre momenter som taler mot satsing av hydrogendrift er det faktum at det ikke er gjennomført hydrogendrift på verken persontog eller godstog tidligere. Kunnskap og erfaringer om drift er begrenset som øker risikoen for ulønnsomme investeringer. Det er også lite informasjon tilgjengelig om hvordan hydrogendriften av toget vil påvirke eventuelle ulykker ved kollisjoner enten i friluft eller i tunneler. Hydrogen er en høyt reaktiv gass som kan skape store skader ved uhendig oppbevaring. Bilprodusenter argumenterer i mot dette ved å vise til utallige kollisjonstester og bruk av blant annet sikkerhetsventiler som korrigerer og avstenger hydrogentilførsel til brenselcelle ved eventuelle feilmeldinger.

6.3 Forutsetninger for at man skal kunne satse på hydrogenteknologi

Det oppgaven har kartlagt av eksisterende litteratur på et framtidig, europeisk/norsk hydrogenmarked er at det er helt avgjørende at Norge har statlige, økonomiske virkemidler og incentiver som avlaste risiko og som støtter introduksjon av ny teknologi i markedet. Dette er blant annet finansielle insentiver og subsidier (Holm, 2011) som for eksempel Miljøteknologiordningen i Innovasjon Norge samt ENOVAs virkemidler.

Per dags dato er hydrogenproduksjon for kostbart til å drive lønnsomt uten privat-offentlige støttebidrag blant annet grunnet hvordan hydrogen må lagres. De potensielle fordelene ved å støtte en slik utvikling er vanskelig å kvantifisere, men med tanke på at store bilprodusenter satser på hydrogenkjøretøy, samt politiske mål om nullutslippskjøretøy, er det grunnlag å argumentere for at det kan være et godt marked for hydrogen som drivstoff og energibærer ved lagring av overskudds

kraftproduksjon.

Det ble nevnt på brenselcellekonferansen i Berlin, at dersom en storsatsing på en hydrogenøkonomi gjennomføres er det viktig at det parallelt utføres informasjons- og opplysningsarbeid for offentligheten og befolkningen. Det er slått fast ved forskning (Andersen, 2006) at kunnskapen om hydrogenkjøretøy og hydrogenteknologi er lav, og som så kan være en av de viktigste ikke-teknologiske barrierene for å få gjennomslag for teknologien.

Møller- Holst et al (2015) så på ulike driftsformer for de ikke-elektrifiserte togbanene i Norge. Blant disse har SINTEF- rapporten trukket fram **hybridisering** som et alternativ som kommer godt fram med hensyn til ulike parametere. Hybridisering er interessant fordi det kan øke systemets totale virkningsgrad; Jo høyere belastning på brenselcellen, dess mer reduseres brenselcellens virkningsgrad. Ved full belastning er brenselcellens virkningsgrad 50% eller mindre. Med et batteri kan man jevne ut effekttoppene og øke virkningsgraden til over 60%. Med batteri kan man i tillegg gjenbruke energi ved å ta i bruk regenerativt bremsing. Som for tog, kan batterikonseptet regenerere bremseenergien som ellers ville gått tapt. SINTEF- rapporten anslår implementeringen av hydrogen- og batteridrift som et rimelig alternativ i analysens fire tidsscenarioer. Usikkerhet tillegges teknologiutvikling samt ikke-teknologiske faktorer som framtidig politisk bruk av virkemidler i form av finansielle fordeler for hydrogenproduksjon og – teknologi.

De viktigste ikke-teknologiske barrierene utgjør

1.) finansielle støtteordninger for hydrogen som teknologi. Strømpris og nettleie utgjør størstedelen av produksjonskostnadene for hydrogen, og varierende strømpriser utgjør derfor et usikkerhetsmoment for hydrogenproduksjon. Ved lave strømpriser er hydrogenproduksjon svært gunstig, men dersom strømprisen og nettleien er høy, blir produksjonskostnadene høyere. Dette medfører at hydrogen som energibærer blir mindre konkurransedyktig i forhold til andre energibærere som diesel. Det er viktig å presisere at denne reduserte konkurransedyktigheten utgjør størst usikkerhet i begynnelsen av satsing på hydrogenteknologi. Det er derfor flere som argumenterer for at hydrogenprodusenter burde bli fritatt nettleie som en subsidie for satsning på hydrogen.

2.) andre politiske virkemidler som nasjonale målsetninger og ambisjoner om større satsning på hydrogenteknologi som en renere energibærer.

3.) offentlig støtte og aksept

Hydrogen er et høyst reaktivt stoff, og ved å lese kommentarfelt av diverse artikler om hydrogenbiler

og - teknologi i tidsskrift som *Teknisk Ukeblad* opplever man at for å få støtte for hydrogen som teknologi må man bruke noe tid og ressurser på å informere befolkning om energibæreren. Ved ny teknologi kan det oppstå skepsisme relatert til sikkerhet, egnethet og generelle spørsmål knyttet til hvorfor nettopp denne teknologien er verdt å satse på. Opplysnings- og informasjonskampanjer er muligens nødvendig for å sikre offentlig gjennomføring av teknologien. Ved bruk i kollektivtransport og samferdsel må offentligheten få forsikringer om at hydrogen som energibærer er en pålitelig teknologi. Frykt, usikker og mangel på kunnskap må imøtekommes ved at myndighetene og aktørene sprer faktabasert informasjon om hydrogen som teknologi og energibærer.

6.4 Feilkilder

Elektrisitetsprisene fra de simulerte Balmorel- datasettene kan ikke sies å være 100% sannsynlige, men snarere en hypotetisk estimering. Oppgaven er videre basert på mange antagelser og forutsetninger som ikke nødvendigvis reflekterer virkeligheten. Tallberegninger med både over- og underestimerte størrelser gjør at beregninger ikke er fullstendig korrekte, men heller en teoretisk, hypotetisk situasjon. Dette gir rom for feil som kan gi store utslag. Bruk av informasjon om virkningsgrader og produksjonskostnader for aktøren NEL Hydrogen kan være satt i lys som er fordelaktige for deres rykte og markedspotensiale. Dette utgjør dermed et usikkerhetsmoment ved at denne informasjonen ikke er like reliabel som andre vitenskapelige kilder. *Hydrogenisering* av togbane er ikke utført i kommersiell skala og medfører derfor noe spekulasjon med hensyn til mulige alternativer og hvordan den operasjonelle hverdag kan se ut ved drift.

6.5 Forbedringer av oppgaven

Problemstillingen for denne oppgaven ble klar ganske sent i skriveprosessen. Det tok lang tid før jeg egentlig forstod hva jeg ville skrive om, og på grunn av dette har jeg ikke fått utarbeidet et godt nok kapittel om tidligere forskning.

Oppgavens resultater og konklusjon er basert på en rekke forutsetninger og antagelser. Dette gjør at oppgavens resultater er relativt hypotetiske, og må av den grunn vurderes kritisk. Hverken Alstom Norge eller Alstom Tyskland har hatt mulighet til å dele viktig informasjon om prosjektene som foregår med hydrogen i passasjertog i Tyskland. Dette er prosjekter under iverksetting og omfattes av stor konfidensialitet for å sikre selskapenes forretningshemmeligheter.

Videre kunne jeg tenkt meg å gjort større beregninger for å vise annuiteter og gjøre en grundigere utregning av kostnad i kr/km for de ulike løsningene.

7. Konklusjon

Analysen viste at økte virkningsgrader og reduserte kostnader for hydrogenproduksjonen vil kunne medføre større gjennomslagskraft for bruken av hydrogen. Driftskostnader er svært avhengig av strømpris da strømprisen utgjør over 80% av produksjonskostnadene. Brenselcelleteknologi eliminerer behovet for elektrifisering av Nordlandsbanen, som har en antatt prislapp på minst 8 milliarder kroner. Ulemper er at ved hydrogenproduksjon av elektrolyse fra fornybare energikilder sitter sluttbruker igjen med mindre av primærenergien enn dersom elektrisiteten ble brukt direkte i en el-motor.

Simulerte elpriser fra Balmorelmodellen antyder at det vil oppstå endel timer med en lav strømpris eller nullpriser for 2030. Fordeler ved hydrogendrift er at man kan lagre denne overskuddsenergi som ellers ville gått tapt samt produsere når strømprisen er lav og dra utbytte av slike situasjoner. Andre fordeler er at en satsning på hydrogen vil kunne stimulere til vekst i hydrogenøkonomien, og gi en spill over- effekt for andre bruksområder av hydrogen som bilisme. Med flere aktører på markedet som produserer hydrogen oppstår konkurranse og økt forskning og utvikling, og prisene reduseres deretter. Mye tyder på at hydrogendrift på Nordlandsbanen kan være lønnsomt i et lengre tidsperspektiv, avhengig av utviklingen og den politiske/økonomiske satsningen som skjer nå. Lønnsomheten er avhengig av offentlige og private støtteordninger, og det argumenteres for at man i starten må etablere fritak for en rekke avgifter. Et eksempel på dette er å frigjøre hydrogenprodusenter for nettleie. Elektrisitetsprisene er avgjørende for produksjonskostnaden til hydrogen ved elektrolyse og vil være utslagsgivende for lønnsomheten til hydrogenproduksjon.

I forhold til andre transportsektorer er det lite potensial for utslippskutt for jernbanen, men med hensyn til kostnad av fremdriftssystemer kan det være et godt valg å satse på brenselcelleteknologi fordi det sammen med batteriteknologi utgjør ett av de rimeligste alternativer jamfør Sintef-rapporten til Møller- Holst et al. (2015).

Det er knyttet usikkerhet til bruken av tallmateriale for oppgaven. En svakhet er at beregningene ikke inkluderer alle kostnadskomponentene for å gjøre driftsformene sammenlignbare i kr/km. Resultatene og metoden som er blitt brukt ble gjennomført med mange forutsetninger og antagelser som gjør resultatene usikre og vanskelig å dra konklusjoner av. Men resultatene kan brukes som utgangspunkt for videre arbeid innen feltet.

8. Videre arbeid

- Se på hvordan ulike nettleiepriser påvirker kostnader for hydrogenproduksjon, og hvordan dette er et politisk virkemiddel for å støtte satsning på hydrogen som energibærer.
- Undersøke miljøvennligheten til ulike elektrolyseprosesser, for eksempel se hvordan termolyse kan gjennomføres med gjenvinning av varmeenergi fra industri.
- Undersøke hvordan fremtidige prognoser for forbedringer i elektrolysører og brenselcelleeffektivitet senker kostnader for produksjon av hydrogen.

9. Bibliografi

- Alternative Energy. (2015). Hydrogen-powered tram developed in China. *Alternative Energy News*. Hentet 02.02.2016 fra <http://www.alternative-energy-news.info/hydrogen-powered-tram/>
- Aam, S., Gjølborg, O., Hagen, E. F., Lekva, H., Kismul Hansdatter, A., & Riis, T. (2004). *Hydrogen som fremtidens energibærer*. Oslo: Statens forvaltningstjeneste Informasjonsforvaltning.
- Andersen, O. (2006). *Ikke- teknologiske barrierer for hydrogen som energibærer i transport. Hva kan vi lære av CUTE, ECTOS og HySociety?* Sogndal: Vestlandsforskning.
- Andresen, B. (2015). *Produksjon av hydrogen*. ZEG Power - mer energi og mindre utslipp. PDF- fil hentet 10.03.2016 fra <http://www.komvekst.no/files/dmfile/Bjrg%20Andresen%20ZEG%20Power%20Samferdselskonferansen%202015-05-21.pdf>.
- Arnøy, S. (2006). *Environmental Declaration ISO 14025/ISO21930. Vannkraft fra E4 kraftverk*. Østfoldforskning. The Norwegian EPD Foundation.
- Bertuccioli, L., Chan, A., Hart, D., Lehner, F., Madden, B., & Standen, E. (2014). *Development of Water Electrolysis in the European Union*. E4Tech Sàrl with Element Energy Ltd , Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. E4Tech Sàrl with Element Energy Ltd .
- Bruhn, P. (2016, Mars 09). Antall nye kjøretøy som går på hydrogen i Norge siden 2007-2015. *Opplysningsrådet for Veitrafikken AS*. (K. Vassaas, Intervjuer)
- Bygd, J. (2015). *Vedlikeholdsstrategi på Nordlandsbanen*. Institutt for bygg, anlegg og transport. Trondheim: NTNU.
- Civitas. (2009). *Jernbaneverket - Klimakur 2020. Elektrifisering av jernbanestrekninger hvor det i dag kun er dieseldrift*. Vegvesen.
- Dalløkken, P. E. (2014). På 12 år har Toyota senket kostnaden på brenselcellebiler med 95 prosent. *Teknisk ukeblad*.
- Dalløkken, P. E. (2015). Her kommer de nye hydrogenstasjonene. *Teknisk Ukeblad*.
- Dalløkken, P. E. (2016). Slik blir den første Uno- X- hydrogenstasjonen. Lager hydrogen lokalt av overskuddsenergi fra plusshus. *Teknisk Ukeblad*.
- East Japan Railway Company. (2006). *Development of the World's First Fuel Cell Hybrid Railcar*. Hentet April 28, 2016 fra East Japan Railway Company: <http://www.jreast.co.jp/e/press/20060401/>
- EHA. (2012). Hentet 04.03.2016 fra <http://www.h2euro.org/2012/air-liquide-to-open-its-first-hydrogen-filling-station-in-the-netherlands/>
- EnergieSpeicher. (2015). Hentet 19.04.2016 fra http://forschung-energiespeicher.info/en/storing-heat/project-list/project-details/108/Metallhydride_speichern_schneller_mit_Graphit/
- Eurostat. (2016). *Share of energy from renewable sources*. Hentet 16.03.2016 fra Eurostat: <http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do>
- Fornybar.no. (2016). *Hydrogen - Produksjon*. Hentet 16.02.2016 fra <http://www.fornybar.no/andre-teknologier/hydrogen/produksjon>
- Forskningsrådet.no (2006). Hentet 29.04.2016 fra http://www.forskningsradet.no/prognett-hydrogen/33_Hydrogen_fra_vann/1234130630483.
- Fuelcelltoday (2012) hentet 27.03.2016 fra <http://www.fuelcelltoday.com/news-archive/2012/august/h2-logic-publishes-hydrogen-refuelling-performance-data>
- Gardiner, M. (2009). *DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record*. hentet fra https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/9013_energy_requirements_for_hydrogen_gas_compression.pdf

- Garmann, C. (2014). *Elektrifisering Trønder- og Meråkerbanen. Miljøbudsjett. Livsløpsanalyse for etablering av infrastruktur*. Norconsult. Jernbaneverket.
- Giron, E. (2016). Europäische Perspektive, Schienenverkehr Im Fuel Cell and Hydrogen Joint Undertaking 2. *Conference on Fuel Cell Mobility in Railway Transport*. Berlin: Alstom, NOW et co.
- Gjesbakk, R. (2016). Totalforbruk diesel for godstrafikk på Nordlandsbanen for 2014 og 2015. Stilling: *Materiell direktør i NSB*. Personlig kommunikasjon via epost.
- Guddingsmo, Å., Fløttre, N., H., Bøhle, K. (2016). *Lagring og bruk av hydrogen*. Hentet 27.03.2016 fra <http://ndla.no/nb/node/4030>
- Gussiaas, O. (2016). Dieselskostnad, godstog. Personlig kommunikasjon via epost.
- Hable, A. (2016). H2- Einsatz im Schienenverkehr in den Niederlanden. *Conference on Fuel Cell Electromobility for Rail Transport*. Berlin 10.02.2016.
- Hagman, R., Assum, T., & Amundsen, A. H. (2011). *Strøm til biler*. Transportøkonomisk Institutt Stiftelsen Norsk senter for samferdselsforskning. Oslo: Transportøkonomisk institutt.
- Himle, Å. (2012). hentet 04.03.2016 fra <http://ezedison00.ezpublish16.no.ezdeal.no/layout/set/print/Aktuelt/HYOP-AS-overtar-Statols-hydrogenstasjoner>
- H2OSL. (2015). *H2OSL Forprosjekt. Sluttrapport*. Sluttrapport av mulighetsstudie, Kunnskapsbyen Lillestrøm.
- Hess, K. S., Miller, A., R., Erickson, T., L., Dippe, J., L. (2010). Demonstration of a hydrogen fuel cell locomotive. Canada: BNSF Railway.
- Holm, M. (2011). Satser på hydrogenbiler i Oslo. Hentet 29.03.2016 fra <http://forskning.no/alternativ-energi-bil-og-trafikk/2011/12/satser-pa-hydrogenbiler-i-oslo>
- HYOP. (2016). *Om Stasjonene*. Hentet 02.02.2016 fra HYOP: <http://hyop.no/stasjoner/>
- HyWeb. (2000). Hentet 19.04.2016 fra <http://www.h2data.de>
- Jernbaneverket. (2015). *Strategi for driftsform på ikke- elektrifiserte baner*. Jernbaneverket.
- Jernbaneverket. (2016). Jernbaneverkets Kartvisning. *Kartvisning*. Hentet 16.01.2016 fra Geodataonline: <http://customapps2.geodataonline.no/Jernbaneverket/kartinnsyn/>
- Jordanger, E., Møller- Holst, S., Maurstad, O., & Brevik, D. A. (2002). *Hydrogen som energibærer. Energi- og utslippsregnskap for utvalgte energikjeder*. Rapport utarbeidet for SFT og Enova SF. Trondheim: SINTEF.
- Kleven, O., Tvetene, Ø., Hammer, L., Ørbeck, E., Johansen, K., & Abrahamsen, I. (2007). *Sammendragsrapport - Grunnprognoser for person- og godstransport*. Statens vegvesen Vegdirektoratet, Sekretariatet for Nasjonal transportplan. Oslo: Statens Vegvesen.
- Klif. (2002). *Hydrogen som energibærer*. (SINTEF, Produsent) Hentet fra Miljødirektoratet.
- Knitter, A. (2016). Conference on Fuel Cell Electromobility for Rail Transport. *Hydrogen as a key to emission-free rail transport* (s. 12). Berlin: Alstom.
- Kruse, B. (1999). Hindenburg- ulykken. *Bellona*. Hentet 24.04.2016 fra <http://bellona.no/nyheter/energi/1999-02-hindenburg-ulykken>
- Langås, H. (2016, April 14). Produksjonskostnader hydrogen. Personlig kommunikasjon via epost. Stilling: Salgsdirektør i NEL Hydrogen.
- Larsen, M. H. (2015). Her vil de ha hydrogenstasjon. *Sysla Grønn*. Hentet 23.03.2016 fra http://sysla.no/2015/09/08/syslagronn/her-vil-de-ha-hydrogenstasjon_59884/

- Møller- Holst, S. (2014). Hydrogen; produksjon og bruk. Jämtland & Trøndelag som fossilfri energiregion!? *Energiseminar*. Stjørdal: SINTEF.
- Møller- Holst, S., Zenith, F., & Thomassen, M. (2015). *Analyse av alternative driftsformer for ikke-elektrifiserte baner*. SINTEF, SINTEF MK og SINTEF IKT. Trondheim: SINTEF.
- Mekhilef, S., Saidur, R., & Safari, A. (2012). Comparative study of different fuel cell technologies. 16(1), 9.
- Miljøstatus. (2016). *Klimagassutslipp fra transport*. (Miljødirektoratet, Produsent) Hentet 02.01.2016 fra Miljøstatus: <http://www.miljostatus.no/tema/klima/norske-klimagassutslipp/utslipp-av-klimagasser-fra-transport/>
- Miljøverndepartementet. (2013, April 12). *Regjeringen*. Nasjonal Transportplan 2014- 2023- et løft for miljøvennlig transport: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/nasjonal-transportplan-2014-2023---et-lo/id722910/>
- Norheim, B. (2006). *Grunnprognoser for persontransport NTP 2010- 2019*. Hentet fra Urbanet Analyse: <http://www.urbanet.no/document-manager/grunnprognoser-for-persontransport-ntp-2010-2019>
- NOU. (2004). *Hydrogen som fremtidens energibærere*. Olje- og energidepartementet.
- NSB. (2015). *Miljø og samfunnsrapport NSB Persontog 2014*. NSB. NSB.
- NSB. (2016). Hentet 17.02.2016 fra <https://www.nsb.no/reisemal/regionstrekninger/nordlandsbanen>
- OED. (2002). *Nye miljøvennlige teknologier og anvendelser av naturgass*. Regjeringen, Olje- og energidepartementet. Oslo: OED.
- OED. (2004). *Hydrogen som fremtidens energibærere*. Olje- og energidepartementet. OED.
- Power, I. (2016). Hentet 09.04.2016 fra <http://www.itm-power.com/product/hfuel>
- Pütz, K., Nørbech, T. (2012). *The way ahead for hydrogen in transport in Norway. Which lessons can be learned from the successful implementation of battery electric vehicles?* Transnova. <http://www.oecd.org/futures/the%20way%20ahead%20for%20hydrogen%20in%20transport%20in%20norway.pdf>
- Ruud, A., & Remme, H. (2015). *Energiforbruk til togfremføring*. Hentet fra Jernbaneverket: <http://www.jernbaneverket.no/Jernbanen/Miljo/Miljopavirkning/Energiforbruk/>
- Ryvik, H. (2009). *Mer effektiv hydrogenlagring*. (Norges forskningsråd) Hentet 29.01.2016 fra <http://forskning.no/alternativ-energi-bil-og-trafikk/2008/12/mer-effektiv-hydrogenlagring>
- Saur, G. (2008). *Wind-To-Hydrogen Project: Electrollyzer Capital Cost Study*. National Renewable Energy Laboratory. Colorado, USA: National Renewable Energy Laboratory.
- Schwab, W. (2016). Technocal development of the new H2 vehicle category. (s. 11). Konferanse 10.02.2016 i Berlin: Alstom.
- Simonsen, B. (2015). Selskapspresentasjon om Nordnet og NEL ASA Hydrogen. Er du klar for hydrogenbølgen? Youtube, Oslo, Oslo. *NEL Hydrogen* [Film]. Norge, Oslo. hentet 04.02.2016 fra https://www.youtube.com/watch?v=_vs3INRVQBE
- Simonsen, M. (2010). *Persontransport Jernbane*. Vestlandsforskning. Vestlandsforskning.
- Stark, C. Reducing Energy Cost Through Boiler Efficiency. USA, North Carolina: North Carolina State University. Hentet 09.04.2016 fra https://www.ncsu.edu/project/feedmill/pdf/E_Reducing%20Energy%20Cost%20Through%20Boiler%20Efficiency.pdf
- Strømgren, T. (2015). *Hydrogen i maritim sektor*. Hentet 16.03.2016 fra Sogn og Fjordane Fylkeskommune: <http://www.sfj.no/hydrogen-i-maritim-sektor.5793616-339467.html>
- Toutain, J. E. (2008). Fly bruker 4 ganger så mye energi som tog. *Energiforbruk og klimagassutslipp i transportsektoren 1994, 1998 og 2004*.

- Toutain, J. E., Taarneby, G., & Selvig, E. (2008). *Energiforbruk og utslipp til luft fra innenlandsk transport*. SSB. Oslo-Kongsvinger: SSB.
- Traa, K. (2015). *Veikart for reduksjon i norske utslipp av klimagasser fram til 2030*. Hentet Mars 15, 2016 fra Energi og Klima: <http://energiogklima.no/kommentar/veikart-for-reduksjon-i-norske-utslipp-av-klimagasser-fram-til-2030/>
- Tveten, Å. G. (2015). *Renewable energy in Northern European power markets: effects, challenges and integration options*. Institutt for Naturforvaltning, Avdeling for økologi og naturforvaltning. Ås: Norges Miljø- og Biovitenskapelige Universitet.
- Valmot, O. R. (2015). Trosser virkningsgraden: Derfor produserer japanerne hydrogenbiler. *Teknisk Ukeblad*.
- Vik, K. E. (2016). Hydrogen og brenselceller- gir nullutslippstransport! *Blue Move*. OREEC.
- wsu.edu. (2016). *Hydrogen storage*. Hentet 08.04.2016 fra <https://hydrogen.wsu.edu/hydrogen-storage/>
- Zoulas, E., Varkaraki, E., Lymberopoulos, N., Christodoulou, C. N., & Karagiorgis, G. N. (2004). *A Review on Water Electrolysis*.

Vedlegg 1

Tabellen viser sortert elpriser for årene 2012 og 2030. Den nest øverste cellen helt til venstre (timesoppføring = 8649) og den påfølgende (timesoppføring= 8650) viser hvor elprisen for 2030 går fra 4,81 kr/kWh til 0,00 kr/kWh.

Timesoppføring	Elpris (2012) øre/kWh	Elpris (2030) øre/kWh
8649	6,07219E-05	4,81
8650	6,07219E-05	0,00
8651	6,07219E-05	0,00
8652	6,07219E-05	0,00
8653	6,07219E-05	0,00
8654	6,07219E-05	0,00
8655	6,07219E-05	0,00
8656	6,07219E-05	0,00
8657	6,07219E-05	0,00
8658	6,07219E-05	0,00
8659	6,07219E-05	0,00
8660	6,07219E-05	0,00
8661	6,07219E-05	0,00
8662	6,07219E-05	0,00
8663	6,07219E-05	0,00
8664	6,07219E-05	0,00
8665	6,07219E-05	0,00
8666	6,07219E-05	0,00
8667	6,07219E-05	0,00
8668	6,07219E-05	0,00
8669	6,07219E-05	0,00
8670	6,07219E-05	0,00
8671	6,07219E-05	0,00
8672	6,07219E-05	0,00
8673	6,07219E-05	0,00
8674	6,07219E-05	0,00
8675	6,07219E-05	0,00
8676	6,07219E-05	0,00
8677	6,07219E-05	0,00
8678	6,07219E-05	0,00
8679	6,07219E-05	0,00

8680	6,07219E-05	0,00
8681	6,07219E-05	0,00
8682	6,07219E-05	0,00
8683	6,07219E-05	0,00
8684	6,07219E-05	0,00
8685	6,07219E-05	0,00
8686	6,07219E-05	0,00
8687	6,07219E-05	0,00
8688	6,07219E-05	0,00
8689	6,07219E-05	0,00
8690	6,07219E-05	0,00
8691	6,07219E-05	0,00
8692	6,07219E-05	0,00
8693	6,07219E-05	0,00
8694	6,07219E-05	0,00
8695	6,07219E-05	0,00
8696	6,07219E-05	0,00
8697	6,07219E-05	0,00
8698	6,07219E-05	0,00
8699	6,07219E-05	0,00
8700	6,07219E-05	0,00
8701	6,07219E-05	0,00
8702	6,07219E-05	0,00
8703	6,07219E-05	0,00
8704	6,07219E-05	0,00
8705	6,07219E-05	0,00
8706	6,07219E-05	0,00
8707	5,29289E-05	0,00
8708	5,29289E-05	0,00
8709	5,29289E-05	0,00
8710	5,29289E-05	0,00
8711	5,29289E-05	0,00
8712	5,29289E-05	0,00
8713	5,29289E-05	0,00
8714	5,29289E-05	0,00
8715	5,29289E-05	0,00
8716	5,29289E-05	0,00
8717	5,29289E-05	0,00
8718	5,29289E-05	0,00
8719	5,29289E-05	0,00
8720	5,29289E-05	0,00
8721	5,29289E-05	0,00
8722	5,29289E-05	0,00
8723	5,29289E-05	0,00
8724	5,29289E-05	0,00

8725	5,29289E-05	0,00
8726	5,29289E-05	0,00
8727	4,81525E-05	0,00
8728	4,81525E-05	0,00
8729	4,81525E-05	0,00
8730	4,81525E-05	0,00
8731	4,81525E-05	0,00
8732	4,81525E-05	0,00
8733	3,36897E-05	0,00
8734	2,28061E-05	0,00
8735	1,50131E-05	0,00
8736	1,50131E-05	0,00