

# Rapport

## Analyse av alternative driftsformer for ikke-elektrifiserte baner

2. utgave

### Forfatter(e)

Federico Zenith, Steffen Møller-Holst, Magnus S. Thomassen, Thor Myklebust, Julian R. Tolchard, Jon Hovland, Tonje W. Thomassen, Bernd Wittgens, Joakim Bustad, Andreas D. Landmark, Roman Tschentscher, Olav R. Hansen (Lloyd's Register)



SINTEF Industri og SINTEF Digital

Nye Energiøsninger, Matematikk og Kybernetikk

30. september 2019

## EMNEORD:

Ikke-elektrifiserte baner

Tog

Godstog

Hydrogen

Batteri

Diesel

Biodiesel

Biogass

Nordlandsbanen

Rørosbanen

Solørbanen

Raumabanen

Energi

Kostnader

Alternative drivstoff

Drivstoff

# Rapport

## Analyse av alternative driftsformer for ikke-elektrifiserte baner

2. utgave

**VERSJON**

30. september 2019 13:38:12 CEST

**DATO**

30. september 2019

**FORFATTER(E)**

Federico Zenith, Steffen Møller-Holst, Magnus S. Thomassen, Thor Myklebust, Julian R. Tolchard, Jon Hovland, Tonje W. Thomassen, Bernd Wittgens, Joakim Bustad, Andreas D. Landmark, Roman Tschentscher, Olav R. Hansen (Lloyd's Register)

**OPPDRAGSGIVER(E)**

Jernbanedirektoratet

**OPPDRAGSGIVERS REFERANSE**

Stephen Oommen

**PROSJEKT**

102020435

**ANTALL SIDER INKL. VEDLEGG**

119

**SAMMENDRAG**

Alternative drivstoff og framdriftsteknologier er evaluert for ikke-elektrifiserte banestrekninger i Norge med fokus på godstrafikk. Denne rapporten er en revidert utgave av en rapport som opprinnelig ble skrevet for Jernbaneverket i 2015. I rapporten er forskjellige teknologier for togframdrift beskrevet i detalj, med spesiell fokus på raskt utviklende teknologier som batterier og hydrogen, men også med grunnleggende kunnskap om dagens teknologier, diesel og kontaktledning, samt andre alternativer som biogass, biodiesel, og deelektrifisering med batteridrift. Sikkerhet og regelverk for tog med gasdrift (hydrogen og biogass) er lagt til. Godstogsimuleringer er utført med en energimodell som inkluderer brems- og akselerasjonsdynamikk; persontogsimuleringer er utført kun for Raumabanen, og benytter data for kommersielt tilgjengelige hydrogen- og batteritog. Tekno-økonomiske analyser er oppdatert med nyere kilder og vurdert i samarbeid med Michigan State University og University of California Davis, og er utført for alle ikke-elektrifiserte baner. Forventninger til teknologi- og kostnadsutvikling, innskjerping av miljøkrav, tilgjengelighet av teknologi og regelverk, samt fleksibilitet og robusthet ble evaluert for i alt ni utvalgte fremdriftskonsepser, med hensikt til å evaluere konseptenes aktualitet for implementering i det norske jernbanenettet i 2020, 2030 og 2050. Resultatene fra prosjektet viser at alternative nullutslippsfremdriftskonsepser for ikke-elektrifiserte jernbanestrekninger i Norge, der Nordlandsbanen anses som representativ for disse, vil være aktuelle allerede i 2020: biodiesel er høyt rangert allerede på kort sikt, og gjennom 2020-årene vil aktualiteten til batteridrevne tog bli størst. Mot slutten av 2020-tallet forventes regelverk og sikkerhet for hydrogen på godstog til å være godt avklart, som vil gjøre hydrogen til løsningen med størst aktualitet fra 2030. Elektrifisering med kontaktledning forblir den mest kostbare løsningen; deelektrifisering med batteridrift er riktignok billigere enn helelektrifisering, men er ikke økonomisk konkurransedyktig med helbatteri- eller hydrogendrift. Resultatene bekrefter i det alt vesentligste funnene fra tidligere rapport, med bedre belegg, oversikt og referanser.

**RAPPORTNUMMER**

2019:00997

**ISBN**

978-82-14-06371-4

**GRADERING**

Åpen

**GRADERING DENNE SIDE**

Åpen

**UTARBEIDET AV**  
Federico Zenith**KONTROLLERT AV**  
Kyrre Sundseth**GODKJENT AV**  
Ingeborg Kaus

# Innhold

<b>1</b>	<b>Introduksjon</b>	<b>3</b>
1.1	Bakgrunn og fokus for denne rapporten . . . . .	3
1.2	Trender, erfaringer og drivkrefter for alternative fremdriftsløsninger . . . . .	3
1.3	Norges jernbanenett i europeisk sammenheng . . . . .	6
1.4	Utfordringen og jernbanens bidrag til utslippsreduksjoner . . . . .	6
<b>2</b>	<b>Fremdriftsløsninger</b>	<b>14</b>
2.1	Diesel . . . . .	14
2.2	Kontaktledning . . . . .	15
2.3	Delelektrifisering med batteridrift . . . . .	16
2.4	Batterier . . . . .	16
2.5	Hydrogen . . . . .	26
2.6	Biogass . . . . .	34
2.7	Biodiesel . . . . .	37
<b>3</b>	<b>Sikkerhet og regulatorisk rammeverk for hydrogen og biogass</b>	<b>44</b>
3.1	lover, regelverk og standarder . . . . .	44
3.2	Sikkerhetsaspekter . . . . .	46
<b>4</b>	<b>Baneanalyser</b>	<b>58</b>
4.1	Bakgrunnsdata for togsimuleringer . . . . .	58
4.2	Metode for togsimuleringer . . . . .	62
4.3	Togsimuleringer . . . . .	64
4.4	Økonomi . . . . .	78
<b>5</b>	<b>Vurdering av fremdriftsløsningenes aktualitet fram mot 2050</b>	<b>92</b>
5.1	Valg av metode og faktorer for evaluering av aktualitet . . . . .	92
5.2	Definisjoner av utvalgte faktorer og drivere for endring . . . . .	93
5.3	Resultater og diskusjon . . . . .	96
<b>6</b>	<b>Konklusjoner</b>	<b>101</b>
6.1	Aktuelle konsepter for implementering i 2020 . . . . .	101
6.2	Aktuelle konsepter for implementering i 2030 . . . . .	102
6.3	Aktuelle konsepter for implementering i 2050 . . . . .	102
6.4	Sammenfatning av resultater . . . . .	102
6.5	Hovedkonklusjon . . . . .	103
	<b>Referanser</b>	<b>104</b>
	<b>Vedlegg</b>	<b>111</b>
<b>A</b>	<b>Vurdering av naturgass som alternativt drivstoff</b>	<b>111</b>
<b>B</b>	<b>Nåverdi- og annuitetsmetoden</b>	<b>113</b>
<b>C</b>	<b>Forlenget godstog</b>	<b>115</b>
<b>D</b>	<b>Kryssreferanser til NULLFIB-prosjektet</b>	<b>116</b>

## 1 Introduksjon

### 1.1 Bakgrunn og fokus for denne rapporten

Denne rapporten er en oppdatering av sluttrapporten fra prosjektet «*Alternative drivstoff for ikke-elektrifiserte baner*», som SINTEF utførte for Jernbaneverket i 2014/2015. Sluttrapporten ble levert 24. juli 2015 [1]. I det opprinnelige prosjektet for Jernbaneverket, ble det innledningsvis gjennomført en grovanalyse («fase I»), der SINTEF vurderte utnyttelsen av andre energibærere enn diesel og alternativer til elektrifisering på ikke-elektrifiserte jernbanestrekninger i Norge. Fase I la fundamentet for hvilke drivlinjer som skulle inngå og hvilke evalueringskriterier som skulle benyttes i fase II (hovedanalysen), som inneholdt to deler:

1. **Alternative konsepters aktualitet for implementering** i det norske jernbanenettet i 2021, 2027 og 2050: en nærmere gjennomgang av konseptene fra fase I mht. forventet teknologi- og kostnadsutvikling, innskjerping av miljøkrav samt tilgjengelighet av teknologi og regelverk.
2. **Energetiske og økonomiske beregninger** med fokus på utvalgte jernbanestrekninger: tekniske muligheter og estimater for total kostnader for alternative og tradisjonelle framdriftsteknologier.

I denne nyutgivelsen av rapporten (2.utgave, 2019, på oppdrag fra Jernbanedirektoratet), har vi omstrukturert innholdet for å sikre at rapporten er lesbar som et selvstendig dokument. De mest relevante deler fra Fase I og Fase II fra den opprinnelige rapporten inngår i den nye rapporten, mens mindre relevante eller redundante deler er utelatt.

Nyutgivelsen inkluderer og fokuserer på de siste 4–5 års utvikling både teknologisk og mht trender og drivkrefter. Parametre og tallmaterialet for beregningene er oppdatert og nye analyser er gjennomført. Etter Jernbanedirektoratets ønske, er naturgass erstattet av biogass, da sistnevnte anses som mer relevant gitt de siste års økende fokus på store utslippskutt av drivhusgasser. Jernbanedirektoratet har også spesifikt bedt om at det legges til kapitler om gassikkerhet og regulatorisk rammeverk for tog. Dette er å finne i kapittel 3.

Jernbanedirektoratet har et pågående utredningsarbeid som er benevnt NULLFIB (forkortelse for NULLutslippsløsninger For Ikke-elektrifiserte Baner). Prosjektet utreder batteritog og batteridrift med delelektrifisering samt fremdriftsløsninger med enten biodiesel, biogass eller hydrogen.

En form for delelektrifisering med batterier og lading under kjøring fra én 80 km lang strekning kontaktledning plassert halvveis langs banetraséen ble vurdert i 1. utgave [1]; Jernbanedirektoratet har siden vurdert et nytt konsept, der flere kortere elektrifiserte strekninger muliggjør bruk av enda mindre batterier installert i lokomotiv og persontog, som beskrevet i kapittel 2.3. Dette konseptet vil bli utredet i nærmere detalj av NULLFIB og er i utgangspunktet ikke en del av denne reviderte rapporten; den tidligere form for delelektrifisering ble derimot harmonisert med Jernbaneverkets konsept for å opprettholde relevansen av denne rapporten. Løsninger og kostnader knyttet til batteridrift med delelektrifisering er foreløpig usikre, men vil bli bedre underbygget av NULLFIB innen utgangen av 2019.

Det er også viktig å merke seg at tidsperspektivet i denne reviderte rapporten avviker noe fra 1. utgaven. I denne reviderte rapporten (2. utgave), er nøkkelårstallene 2020, 2030 og 2050. Det må også presiseres at vi i denne 2. utgaven benytter oppdaterte trafikk tall for banestrekningene. Disse data er mottatt fra Jernbanedirektoratet, og viser seg å avvike betydelig fra de som ble benyttet i rapportens første utgave [1].

### 1.2 Trender, erfaringer og drivkrefter for alternative fremdriftsløsninger

Da man i løpet av to tiår så hvordan diesel erstattet damplokomotivene mellom 1940 og 1960, var den primære drivkraften at diesel ga betydelige driftsmessige fordeler. Utslippene ble nok også noe redusert, men dette var det lite fokus på den gang.

I det 21. århundre finnes det en rekke drivkrefter for implementering av alternative framdriftsteknologier og drivstoff. Den sterkeste er global oppvarming grunnet transportsektorens betydelige bidrag til utslipp av klimagasser. Dette har ført til at det er en omforent oppfatning om at den forestående revolusjonen innen transportsektoren vil bli gjennomgripende og vil kunne komme til å skje raskere enn tilsvarende tidligere prosesser.

Trenden mot elektriske drivlinjer innen transport har siden 1990-tallet vært motivert av økt effektivitet. Hybridisering, der batteripakker blir installert i ulike kjøretøyer, sikrer at forbrenningsmotoren kan kjøres på en mer optimal belastning, og dermed at drivstofforbruk reduseres. Forbrenningsmotorer har ikke bare høyere effektivitet ved høy belastning og dermed lavere CO<sub>2</sub>-utslipp, de avgir også (forholdsmessig) mindre lokale utslipp (NOx og partikler) per produsert energienhet. Innfasing av biodrivstoffer som erstatter fossil diesel gjennomføres i flere transportsektorer hvor forbrenningsmotorer anvendes. Buss- og lastebilprodusenter har i økende omfang de siste årene lansert hybridversjoner (diesel-elektrisk, biodrivstoff-elektrisk, biogass-elektrisk), som er spesielt egnet for bynære strøk, der hyppig start og stopp gjør at elektriske systemer med regenerativ bremsing gir betydelige reduksjoner i drivstofforbruk (typisk 20–30 %).

Helektrifisering, i form av batteri-elektrisk eller hydrogen-elektrisk framdrift, er på sterk frammarsj. Dette er drevet av ønsket og behovet for å innfas 0-utslippsteknologi i en rekke transportsegmenter. Initielt har batteriteknologi, spesielt i noen land, inntatt en nøkkelrolle, men forståelse for at både hydrogen- og batteriteknologi er nødvendig for å nå målene for utslippsreduksjoner er stadig økende.

Politiske ambisjoner om å redusere CO<sub>2</sub>-utslippet og fjerning av fossil karbon i energisystemet, har bragt bevisstheten om hydrogen helt opp på minister og G20-nivå. I EUs nye strategi for et klimanøytralt Europa i 2050 [2] trekkes hydrogen på lik linje med (batteri-elektrisk) elektrifisering fram i flere pillarer, og spesifikt hydrogen som drivstoff i tunge kjøre- og fartøyer med lang rekkevidde.

Parallele pillarer mot en netto nullutslippstransport er flytende og gassformig drivstoffer, nødvendig både på kort og lang sikt [2]. Anvendelse i eksisterende infrastruktur og materiell er mulig med avanserte biodrivstoffer [3, kap. 4.4]. Produksjonskapasitet øker gjennom anvendelse av nye råvarestrømmer og teknologier, mens kostnader reduseres.

Kostnaden for fornybare energikilder (vind og sol) har stupe de siste årene, og utviklingen har gått raskere enn det mange så for seg for kun få år siden. Batteriteknologi har tilsvarende hatt en betydelig kostnadsreduksjon, men denne ser nå ut til å flate noe ut, da man allerede har tatt ut en del av stordriftsfordelen (masseproduksjon), og tilgangen på enkelte materialer er knapp/begrenset.

Innen hydrogenteknologi, både innen produksjon ved vannelektrolyse, lagring og sluttbruk i brenselceller, går teknologiutviklingen nå svært raskt. Kostnadsreduksjon som følge av teknologiutvikling har dominert det siste tiåret, mens det nå er produksjonsvolumet som vil bidra mest til å nå konkurransedyktige priser. Forventninger til kostnadsutvikling innen hydrogenteknologi er beskrevet nærmere i kapittel 2.5, mens tilsvarende informasjon om batterier er i kapittel 2.4.3. En EU-finansiert studie som ble nylig publisert peker på hydrogentog som en god løsning på lengre ikke-elektrifiserte strekninger (over 100 km), gjerne med lav utnyttelse (opptil 10 tog per dag) og lav elektrisitetskostnad (under 50 €/MWh); batteri kan i andre tilfeller være billigere, men vil ha begrensninger i fleksibilitet da batterikapasiteten vil gjerne skreddersys den enkelte banen [4, Final Report, s. 9].

### 1.2.1 Erfaringer med batterier i transportsektoren

Helektrifisering er en naturlig videreføring av hybridiseringstrenden for kjøretøyer og fartøyer som har moderate energibehov. Vi ser det allerede i personbilsegmentet, der omlag 50 % av nybilsalget i Norge er batterielektriske biler [5]. På verdensbasis er imidlertid salget av elbiler svært beskjedent, litt over 2 %. Trenden er imidlertid tydelig, med en høy prosentvis vekst fra år til neste, drevet av regulatoriske og politiske incentiver. Mens salget av ladbare hybrider i Norge steg kraftig noen år grunnet omlegging av engangsavgiften, er andelen nå avtagende.

Også innen tungtransport på vei er batterielektriske drivlinjer på vei inn. Flere byer verden over har tatt i bruk elektriske busser til passasjertransport, deriblant Oslo, Trondheim og Stavanger; løsninger til lading kan variere etter behov, med større batterier og lading ved depot, eller mindre batterier og lading underveis ved bruk av pantograf. Batterilastebiler er under utvikling hos flere leverandører, mest kjent er nok Tesla Semi som skal ankomme markedet innen 2020. Enkelte byer, som Nice i Frankrike, har innført batteritrikk for å kunne fjerne kontaktledningen fra sentrale strøk der den ville vært estetisk uønskelig; batteriene har gjerne lav kapasitet og lades opp direkte av kontaktledningen der denne er tilgjengelig. Batteritog er blitt rullet ut i forskjellige land, gjerne som en del av en strategi der batteritog skal lades på elektrifiserte strekninger for så å kunne kjøre på

andre som ikke er elektrifisert (såkalt *last mile*, som kan ha forskjellig betydning hos leverandørene, men typisk 5 km); flere detaljer om batteritog er i kapittel 2.4.3.

Batteridrevne skip er også blitt innført, og etter den første batterifergen Ampere på Sognefjorden er det blitt bestilt mange flere; i tillegg har Yara lansert konseptet Yara Birkeland, et autonomt lasteskip med enorm batterikapasitet (omtrent 8 MWh) som skal frakte kjemikalier og gjødsel mellom Herøya, Brevik og Larvik. Den første batterisjarken, Karoline, har vært i drift siden 2015, og etterfølgeren Sundsbøen skal leveres 2. halvår 2019. Batterier er også benyttet i Hurtigrutens Roald Amundsen, der fartøyet kan seile helt på batteriene i perioder. Felles for alle maritime anvendelser er at batterikapasitet er en begrensende faktor: enten hurtiglading er tilgjengelig med korte mellomrom (slik det er på fergeruter), eller må batteriene brukes som del i en hybridløsning med diesel, slik det er på Karoline og Roald Amundsen; batteriene kan brukes med fordel for å dekke hotelldriften, for å redusere utslipp og støy på fiskefelt eller i havn.

Avinor har uttalt stor interesse for batterifly, og har støttet innkjøpet av en Alpha Electro batterifly. Eviation i Israel har annonsert Alice, et elfly med batterier for 900 kWh som skal kunne frakte 9 passasjerer over på 1000 km med en hastighet på 440 km/h; i motsetning til Alpha Electro, har Alice ikke enda blitt demonstrert i drift. Slike fly har enda lav rekkevidde, lastekapasitet og topphastighet, og kommersialisering avhenger av en betydelig økning i batteritetthet.

### 1.2.2 Erfaringer med biodrivstoff i transportsektoren

I løpet av 2016 vedtok Regjeringen en opptrapping av anvendelse av biodrivstoff fra 7 % 2017 til 20 % innen 2020 [6]; det er delkrav at 8 % skal være avansert biodrivstoff produsert fra avfall, rester fra treforedling og agrarindustri (samt lignocellulose og celluloseholdig materiale). De største leverandører for biodiesel relevant for det norske markedet er svenske Preem og finske UPM og Neste, som produserer primært fra avfall, men cirka 30 % er basert på palmolje. I Norge er Borregaard den største produsent med andre generasjons bioetanol. Flere aktører arbeider med etablering av produksjonskapasitet i Norge, som er avhengig av rammevilkår. Anvendelse av flytende biodrivstoff er mulig med begrenset tilpasning av eksisterende infrastruktur og motormateriell. Det fleste motorleverandører har motorer tilgjengelig som kan driftes enten med rene biodrivstoffer, blandinger av fossil diesel og biodiesel eller multifuel-motorer som anvender mikser av biobaserte alkoholer og diesel. Motorer for biodrivstoff kan også kombineres med hybridløsninger.

### 1.2.3 Erfaringer med hydrogen i transportsektoren

De siste tre tiårene har det blitt lansert en rekke initiativer for å ta i bruk hydrogen som drivstoff. Dette startet med prototyper for busser allerede fra slutten av 1980-tallet i Canada (Ballard), via mindre vare- og personbiler på 1990-tallet i Europa (Daimler) til satsingen kulminerte i en hype rundt år 2000 (mer om dette i kapittel 2.5).

De senere 3–4 årene er det kommet flere initiativer for å ta i bruk hydrogen i lastebiler. I USA har Nikola Motors allerede demonstrert den første bilen på veien. I Sveits skal Hyundai teste ut den første av 1600 hydrogenlastebiler i 2019, og Scania skal levere fire lastebiler til ASKO i Norge høsten 2019.

Innen skip, har det vært demonstrert et 20-talls pilotprosjekter internasjonalt de siste to tiårene. I Norge er det nå igangsatt to fergeprosjekter, ett ledet av Fiskerstrand Holding, det andre av Norled; fergene skal ha henholdsvis gassformig og flytende hydrogen som drivstoff.

Hydrogentoget Coradia iLint ble nylig introdusert av Alstom og er nå i bruk på en ikke-elektrifisert strekning i Tyskland; hydrogentog er nærmere beskrevet i kapittel 2.5.4.

Det er også flere prosjekter og initiativer for å ta i bruk hydrogen som drivstoff i fly; lengst erfaring er det hos DLR i Tyskland, som i 2016 demonstrerte en 4-seters prototype i Stuttgart med rekkevidde på omtrent 1000 km ved 145 km/h. Nylig demonstrerte amerikanske ZeroAvia en modifisert 6-seter, med planer om å utvikle en 20-seter med rekkevidde på 800 km innen 2022; selskapet har allerede vært i kontakt med Widerøe og Avinor.

### 1.3 Norges jernbanenett i europeisk sammenheng

Det er viktig å erkjenne at Norge og det norske jernbanenettet utgjør en meget beskjeden del av det Europeiske jernbanenettet, og at Norge og norske aktører i stor grad vil måtte følge krav og føringer internasjonalt på området. Det vil derfor i liten grad legges premisser i Norge for utviklingen som finner sted, hverken innen rullende materiell eller infrastruktur.

Det norske jernbanenettet skiller seg fra det Europeiske på en rekke områder, ikke minst teknisk. Norge har f.eks. kun én strekning som regnes med innen kategorien høyhastighetstog (Gardermobanen mellom Oslo S og Eidsvoll). Lav befolkningstetthet, lange distanser mellom større byer, høy andel enkeltsporede strekninger og kupert terreng er også faktorer som gjør Norge atypisk i en internasjonal kontekst.

De føringer som legges i Europa vil spesielt gjennom direktiver påvirke rammebetingelsene for jernbanen i Norge. Gjennom en ambisiøs klimapolitikk vil imidlertid norske aktører kunne være blant de første som tar i bruk ny teknologi. Krevende nordisk klima kan derimot utgjøre en barriere for de teknologier som fremdeles er på utviklingsstadiet.

Norge kan velge å innta en pionerrolle for implementering av ny teknologi, og dette vil kunne skje f.eks. i nært samarbeid med internasjonalt ledende leverandører av rullende materiell og aktører innen produksjon og salg av alternative drivstoff. Krevende nordisk klima vil også kunne være et argument for å få leverandører til å teste ut nye konsepter i Norge. Det er naturligvis en viss risiko ved å engasjere seg innen slike aktiviteter, da de kan resultere f.eks. i redusert punktlighet.

Nye nullutslippsteknologier som kan innføres på norske ikke-elektrifiserte jernbaner blir ikke nødvendigvis særnorske løsninger. Kun 25 % av verdens jernbaner er elektrifisert, og halvparten av verdens jernbanetransport foregår på ikke-elektrifiserte strekninger. Selv om Sovjetunionen investerte mye i elektrifisering (hele den transsibiriske jernbanen ble elektrifisert på over 70 år), er halvparten av det russiske jernbanenettet fortsatt ikke elektrifisert. Canada opererer nesten ingen elektrifiserte jernbaner (mindre enn 0,3 %), i et 50 000 km langt jernbanenett, og fokuserer sterkt på godstransport. USA har også nesten ingen elektrifiserte jernbaner, men unntak av Northeast Corridor og deler av Keystone Corridor i New England. Det finnes altså et stort marked i verden for nye løsninger innen godstransport på ikke elektrifiserte baner.

For persontransport, er det mange mindre regionale ikke-elektrifiserte strekninger i Europa som kan måle seg med norske kapasitetsbehov, for eksempel på Sardinia eller i trekanten mellom Magdeburg, Harz-fjellene og Halle i Tyskland.

### 1.4 Utfordringen og jernbanens bidrag til utslippsreduksjoner

Innen jernbanen har man grovt sett følgende tre måter å angripe miljø- og klimautfordringen på:

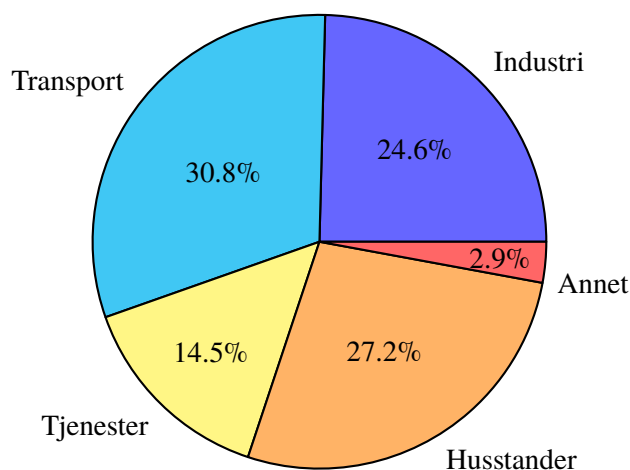
1. Effektivisering av drivlinjene for å redusere energi- og drivstofforbruket, derunder hybridisering,
2. Elektrifisering av banestrekninger der man i dag benytter diesel,
3. Innfasing av alternative energibærere basert på ikke-fossile energikilder.

En rekke nye, mer effektive fremdriftsteknologier og alternative drivstoff er nå tilgjengelige. Disse er beskrevet i kapittel 2 i denne rapporten. Klimapolitiske virkemidler og industriens engasjement vil være viktige drivkrefter i overgangen til lav- og nullutslippsløsninger, og disse er beskrevet i påfølgende kapitler.

#### 1.4.1 Drivkrefter og politisk engasjement globalt, i Europa og nasjonalt

Miljøkrav for transport ble initiert av Clean Air Act i California i 1990, og var opprinnelig fokusert på lokal forurensning i storbyer som Los Angeles. Man startet med å stille krav om å installere katalysator i personbiler. Som et ledd i arbeidet for å redusere luftforurensningen ble det videre innført restriksjoner for dieseldrevne lastebiler i California. Mot slutten av 1990-tallet økte fokuset på global oppvarming og dette har siden i betydelig grad dominert den internasjonale energi- og klimadebatten.

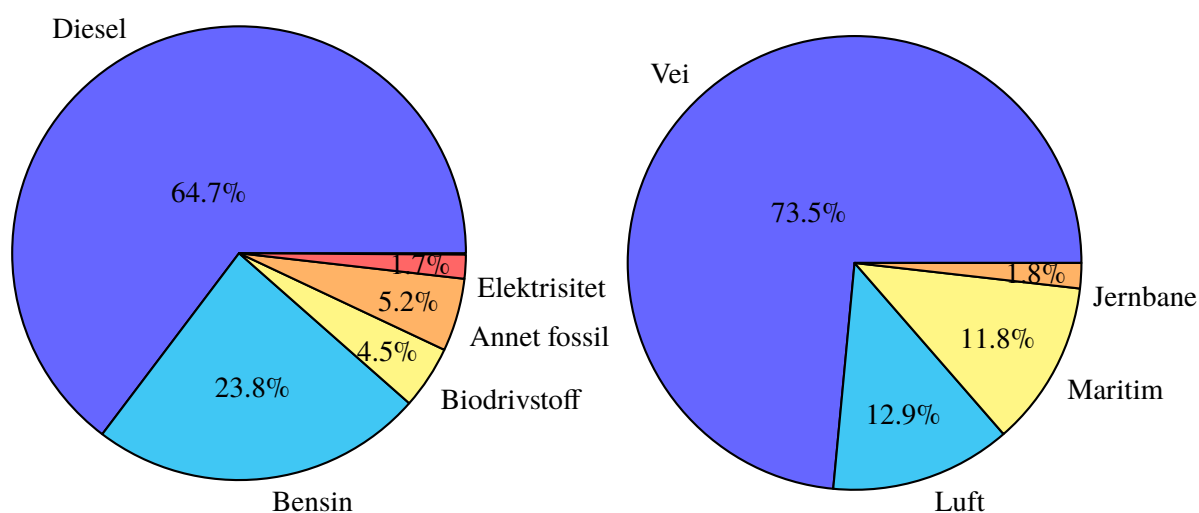




**Figur 1: Energiforbruk per sektor i EUs 28 medlemsland i 2017 [8].**

I 2016 var det globale energiforbruket i transportsektoren 31 958 TWh [7] og det totale CO<sub>2</sub>-utslippet omlag 7.87 milliarder tonn. Transportsektoren står dermed for omtrent 29 % av energiforbruket og 24 % av det globale CO<sub>2</sub>-utslippet. I EU utgjorde transport 30,8 % av energiforbruket i 2017, den største enkeltposten i Eurostats regnskap [8], som vist i figur 1.

Når vi ser på EUs totale energibehov til transport, er det vegtransporten som langt overgår de andre segmentene, med 73,5 % av totalen, som vist i figur 2 til høyre. Jernbanetransport utgjør kun 1,8 %, hvorav igjen cirka to tredjedeler forsynes av elektrisitet [9].



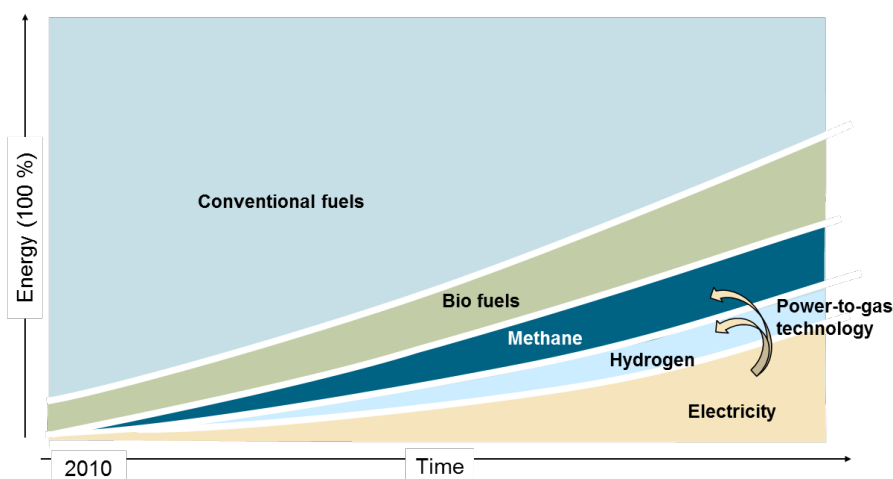
**Figur 2: EUs energiforbruk i transportsektoren fordelt på ulike drivstoff (til venstre) [8] og fordelt på transportsegmenter (til høyre) [9].**

Import av fossile energikilder til Europa er en formidabel utgiftspost<sup>1</sup> som har ført til sterkt politisk engasjement for å fase inn fornybare energikilder (sol og vind) og alternative drivstoff i transport. Direktivet for alternative drivstoff ble i så måte innført både for å redusere avhengigheten av oljeimport og motvirke de negative miljøkonsekvensene fossilbasert transport har.

En annen viktig faktor som vil virke inn på politiske føringer er de ulike transportsegmentenes andel oljebaserte drivstoff. Nær alle drivstoff benyttet i sjøtransport er fremdeles petroleumsbaserte—men her har det skjedd mye de siste 20 årene. Norge ligger i forkant og leder an i utviklingen mot reduserte utslipp innen skipsfarten.

<sup>1</sup>Europa importerte fossile energikilder for nesten 1 milliard euro hver dag i 2018 [10].





**Figur 3: Veikart for fremtidig erstatning av konvensjonelle med alternative drivstoff [3, fig. 2.1].**

Lavere drivstofforbruk har vært oppnådd både gjennom innovativ design (bedre skrog og propeller) og mer effektive fremdriftssystemer. Den norske, maritime industrien har mer enn 25 års erfaring med hybridisering, i første omgang i form av dieselelektrisk-, og senere LNG-elektrisk fremdrift. Helelektrifisering har de siste fire-fem årene revolusjonert det norske fergemarkedet. Statens vegvesen, som har ansvaret for rundt 100 fergesamband, har i sine anbudsprosesser pushet på i utviklingen mot nullutslipp. Gode erfaringer med den første batterielektriske fergen, M/F Ampere, samt krav og incentiver, har ført til ordrer på om lag 70 nye batterielektriske ferger de kommende to-tre årene. Og det stopper ikke der; i neste runde vil innfasing av hydrogenteknologi kunne sikre at Norge beholder forspranget. Det vil danne grunnlag både for økt verdiskaping og nullutslipp i flere segmenter av maritim transport. De politiske ambisjonene er allerede på plass, og embetsverket legger nå stadig bedre til rette for innfasing av nullutslippsløsninger i form av batteri-elektrisk framdrift og hydrogen som drivstoff.

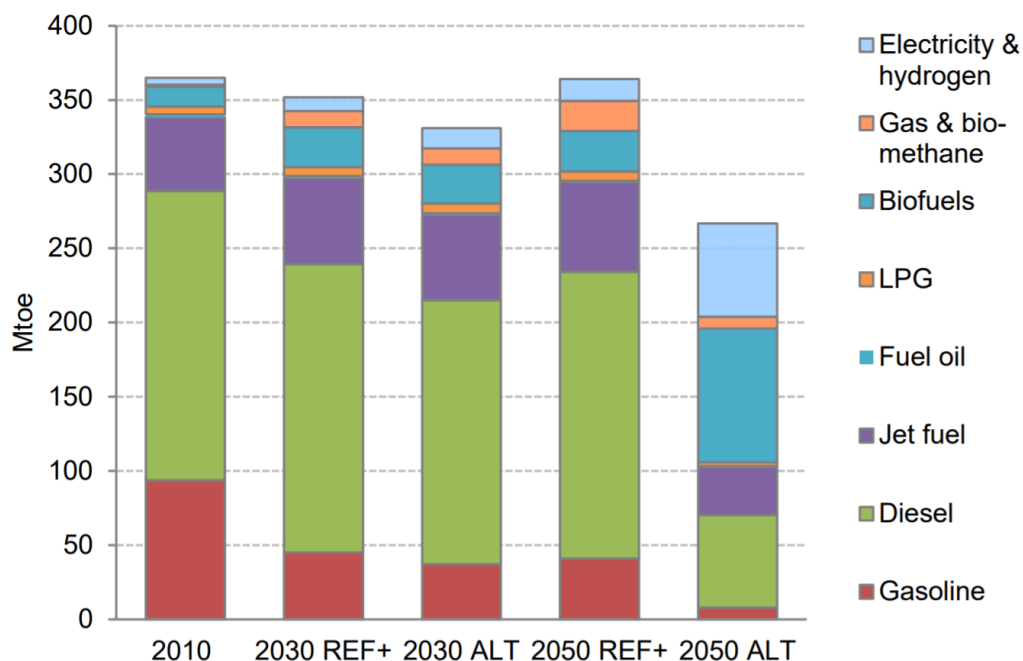
Til sammenlikning er 94 % av energibruk innen vegtransport basert på oljeprodukter, mens den fossilbaserte energibruken i jernbanedrift er omlag 40 % [9].

Den europeiske arbeidsgruppen for energi og miljø i NGVA og ERTRAC har gjort seg følgende refleksjoner rundt bruk av alternative drivstoff fram mot 2050 [3, tab. 4.5]:

- For luftfart, som er aller mest avhengig av olje, er biomasse ansett å bli hovedalternativet til parafin.
- For veg- og sjøtransport finnes det flere egnede alternativer så som flytende naturgass (LNG), GTL<sup>2</sup>, biomasse og fornybare kilder som sol og vind som via elektrisitet kan lade batterier eller omdannes til hydrogen.
- For internasjonal **sjøtransport** er flytende naturgass per dags dato den eneste alternative løsningen, og selv her finnes det barrierer som må overkommes. For kystnær sjøtransport er det også potensiale for hybridisering og elektrifisering.
- For **vegtransport** kan alle alternative drivstoff benyttes i ulike kjøretøyer, både i forbrenningsmotorer, i hybride drivlinjer i kombinasjon mellom forbrenningsmotorer og elektriske motorer, i brenselceller og i rene batteri-elektriske fremdriftssystemer.
- For **jernbanedrift** anses de primære alternative løsningene å bli elektrisitet og løsninger basert på biomasse.

Nordens utslippsbilde er ganske likt Europas, med et totalt energiforbruk i transportsektoren på 322,5 TWh i 2010 av totalt 1177 TWh, eller omtrent 27 %, men hele 36 % av CO<sub>2</sub>-utslippet [12, kap. 5]. Norge skiller

<sup>2</sup>Gas to Liquids, samlebegrep for prosesser for produksjon av flytende drivstoff med utgangspunkt i gassformige hydrokarboner. Eksempler er naturgass til metanol, naturgass til diesel (Fischer Tropsch-syntese) osv.



**Figur 4: Energibruk i MegaTonn Olje-Ekvivalenter (MTOE) til landtransport gitt dagens trender og etablert politikk og under scenariet om å oppnå 60 % reduksjon (ALT) i klimagassutslipp innen 2050, EU28 [11, fig. 2.4].**

seg ut med spesielt lave CO<sub>2</sub>-utslipp fra stasjonær energiforsyning (3 %), betydelige utslipp knyttet til olje- og gassutvinning (26 %) og høy andel av utslipp fra transport (33 %), alle tall for 2012.

Innenlands utslipp fra transport utgjorde 15,8 mill. tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter i 2017, hvorav veitransport bidro med 8,8 mill. tonn (56 %), sjø- og lufttransport tilsammen med 4,2 mill. tonn (27 %). Jernbanedrift bidro med rundt 50 000 tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter i 2017 (se figur 5).

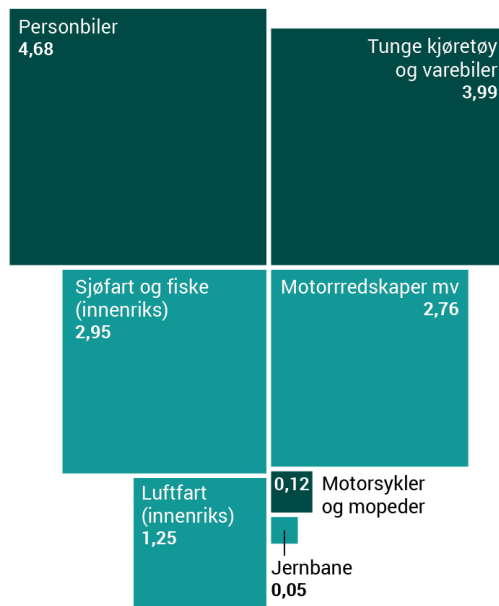
Miljøkrav har fra politisk hold vært fokusert på personbilsegmentet i flere tiår, mens maritim transport og utslipp fra togtransport har vært underlagt mindre strenge regler. Likevel har organisasjoner som International Maritime Organization (IMO), International Union of Railways (UIC) og the Community of European Railway and Infrastructure Companies (CER) engasjert seg betydelig innen miljø. De to sistnevnte organisasjonene forpliktet seg i 2008 «to reduce by 2020 the exhaust emissions resulted from the railway traction by 30 % at the level of the entire railway transport sector» og utslippene følges nøye fra år til år. I 2013 lanserte de studien «Moving towards Sustainable Mobility: European Rail Sector Strategy 2030 and beyond» [14].

#### 1.4.2 Direktiver og utslippskrav i Europa

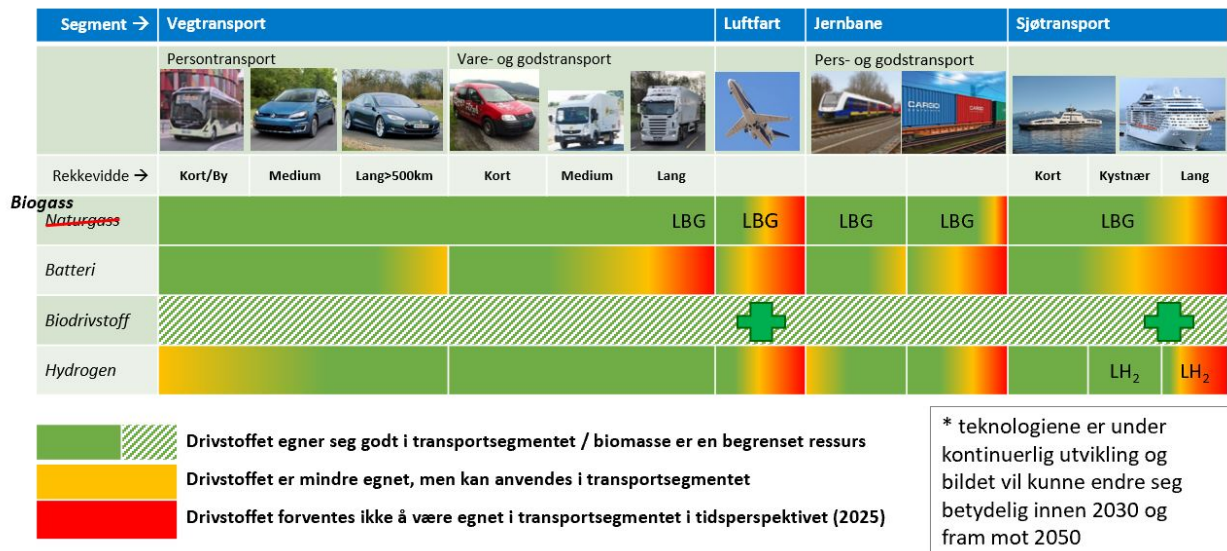
Det er bred politisk enighet i Europa om at transportsektoren må realisere betydelige utslippskutt fram mot 2050. Ekspertgruppen for alternative drivstoff i Europa, en rådgivende gruppe som støtter EU-Kommisjonen, ser for seg implementering av naturgass, elektrisitet (batterier), biodrivstoff og hydrogen (figur 6).

EU-kommisjonen etablerte i mars 2011 det såkalte «Transport 2050 roadmap» [16] som setter ulike målsetninger for ulike reisetyper innen byer, mellom byer og for langdistanse [17]. Prosessen startet med at Kommisjonen lanserte Clean Fuel Strategy og har kulminert i fatningen av Clean Fuel for Transport-direktivet. Målsettingen er nedfelt i EU-kommisjonens White Paper fra 2011, og sier at man i Europa innen 2050 skal:

- Fase ut konvensjonelle biler med fossilbaserte drivstoff i byer
- Oppnå 40 % bruk av bærekraftige (lav-karbon) drivstoff innen luftfart og minst 40 % reduksjon i utslipp fra maritim transport
- Flytte 50 % av mellomdistanse passasjer- og godstransport fra veg til jernbane og sjø

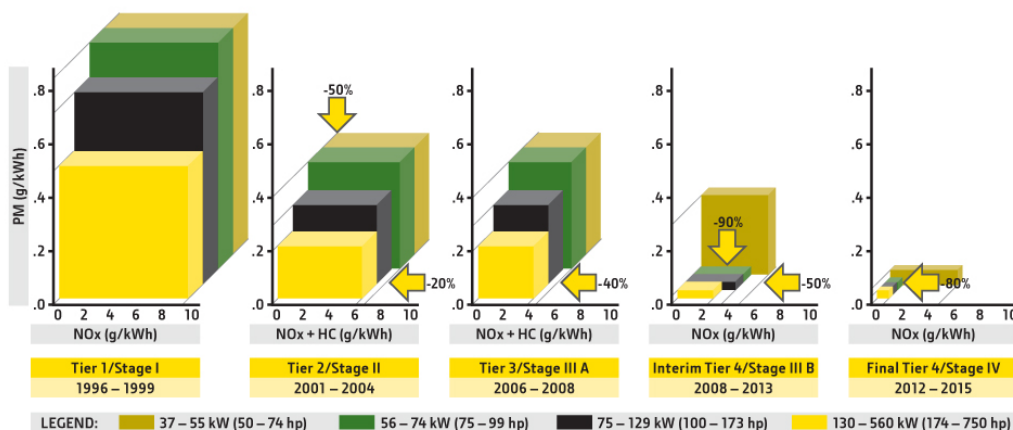


Figur 5: Utslipp i millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter til transport i Norge i 2017 [13].



Figur 6: SINTEFs syn på hvor ulike alternative drivstoff forventes å kunne få innpass; figuren er videreutviklet av SINTEF fra en tilsvarende etablert av EUs ekspertgruppe for alternative drivstoff i 2011 [15, tab. 2].

EPA and EU nonroad emissions regulations: 37 – 560 kW (50 – 750 hp)



**Figur 7:** Figuren viser innskjerpingen i utslippskrav for «non-road applications» opp til 560 kW [19], derunder motorvognsett fra 1996 til 2015, for ulike effektklasser.

**Tabell 1:** Forslag til innskjerping av utslippskrav som vil gjelde for alle effektklasser, derunder også større lokomotiver for godstog. Kravene forventes å bli satt i kraft fra 2021 [18].

Kategori	CO	HC	NO <sub>x</sub>	PM	PN
	..... g/kWh .....				kWh <sup>-1</sup>
RLL-v/c-1 (Lokomotiver)	3,50	4,00 (HC+NO <sub>x</sub> )		0,025	–
RLR-v/c-1 (Vogner)	3,50	0,19	2,00	0,015	1 · 10 <sup>12</sup>

for derigjennom å bidra til 60 % reduksjon i utlipp fra transport innen 2050.

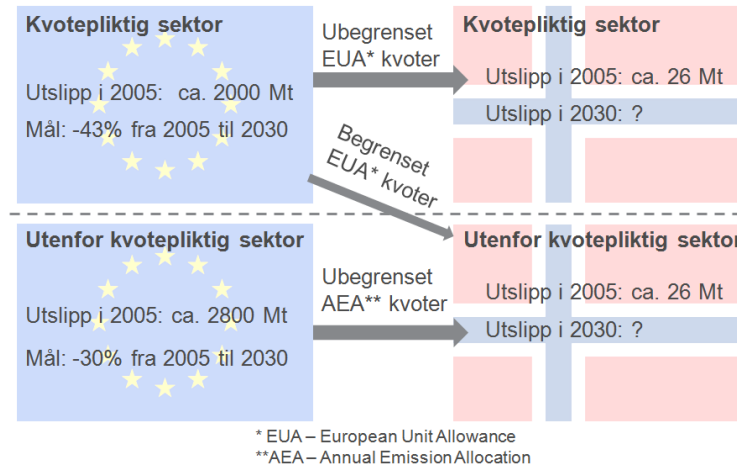
Dieseltog har siden 1950-tallet vært det dominerende konseptet på ikke-elektrifiserte baner. Dieselelektriske tog (som er referanseteknologi i dette prosjektet) er de senere årene blitt underlagt krav for lokale utlipp, som omfatter NO<sub>x</sub>, NO<sub>2</sub>, SO<sub>2</sub>, partikler (PM<sub>10</sub>). EU innførte i 2012 krav til utlipp fra tog under utslippsstandarden Stage IIIB [18], som er en betydelig innskjerping i forhold til Stage IIIA-kravene for uforbrente hydrokarboner (HC) og Nitrogenoksid (NO<sub>x</sub>). Standarden Stage IV trådte i kraft i 2014, men denne gjelder ikke trekraft for tog. Stage III og IV gjelder kun nytt rullende materiell. De foreslåtte Stage V-kravene skal gjelde lokomotiver og motorvogner uavhengig av ytelse (effekt) og skal etter planen innføres i 2021, se tabell 1.

Det har siden midten av 1990-tallet vært restriksjoner på utlipp også for såkalte non-road-applications, som vist i figur 7.

### 1.4.3 Norges forpliktelser og ambisjoner om utslippsreduksjoner

Frem mot 2030 legger Regjeringen opp til at Norge knytter sine utslippsforpliktelser nærmere til EU [20]. EUs mål for 2030 er å kutte klimagassutslippene med 40 % sammenliknet med et 1990-nivå. Utslippene kan grovt sett deles i de som er omfattet av kvoteplikt og de som ikke er det. Ikke-kvotepliktig sektor omfatter samferdsel, oppvarming, jordbruk og avfall [21], der samferdsel desidert er den største bidragsyteren. Norge har vært en integrert del av EUs kvotehandelssystem [22] siden 2005 [20] og det er dermed klart at vi fortsetter å følge innstrammingene for de områder som er omfattet av kvoteplikt mot 2030 på 43 % sammenliknet med et 1990-nivå.

Det er imidlertid ikke gitt hva Norges bidrag skal være i ikke-kvotepliktig sektor, som samferdsel er en del av; EU skal kutte utslippene med 30 % i ikke-kvotepliktig sektor for unionen som helhet, med referanseår 2005 (se figur 8). Det mest sannsynlige er at byrdefordelingen (basert på bruttonasjonalprodukt) som gjelder innad i EU



**Figur 8: Skisse som viser hvordan utslipp innenfor og utenfor kvotepliktige sektorer vil bli regulert [21].**

også vil gjelde Norge. Dette betyr at vi får et krav om 40 % kutt nasjonalt. Noen av disse kuttene kan imidlertid gjennomføres ved kjøp av kvoter i EUs kvotesystem (én gang i perioden før 2020) og/eller ved gjennomføring av klimatiltak i andre EU-land. Både fordi det er vanskelig å vite hvor kostbart det vil bli å benytte seg av de fleksible mekanismene og fordi det generelt er vanskelig å anslå hvor store forbedringer vi får i teknologi, er det svært vanskelig å si noe absolutt i dag om hvor krevende det blir å oppfylle EUs mål frem mot 2030.

I tiden etter 2030 er det et uttalt mål både i EU og Norge at vi skal fortsette å legge opp til utslippskutt i samsvar med IPCCs 2-gradersbane [20], noe som innebærer at landene må redusere utslippene i størrelsesorden 50–80 % sammenliknet med et 1990-nivå i 2050.

Stortinget har dessuten nylig vedtatt at Regjeringen skal sørge for at kollektivtrafikken i 2025 som hovedregel benytter null- eller lavutslippsteknologi eller klimanøytralt drivstoff. Dette vil også omfatte jernbanedriften.

I Norge er miljømålene i gjeldende Nasjonal transportplan (NTP) 2018–2029 som følger:

*«Nasjonal transportplan 2018—2029 vil legge til rette for betydelige kutt i klimagassutslippene fra sektoren. Ny teknologi og biodrivstoff vil være viktig for å nå målet om å bli et lavutslippssamfunn i 2050. Gods-, kollektiv- og gang- og sykkeltiltak vil også bidra til å redusere utslipp fra sektoren.*

*Norge har påtatt seg en betinget forpliktelse om minst 40 pst. reduksjon i klimagassutslippene i 2030 sammenliknet med 1990. I tillegg har Norge et mål om å bli et lavutslippssamfunn i 2050.»*

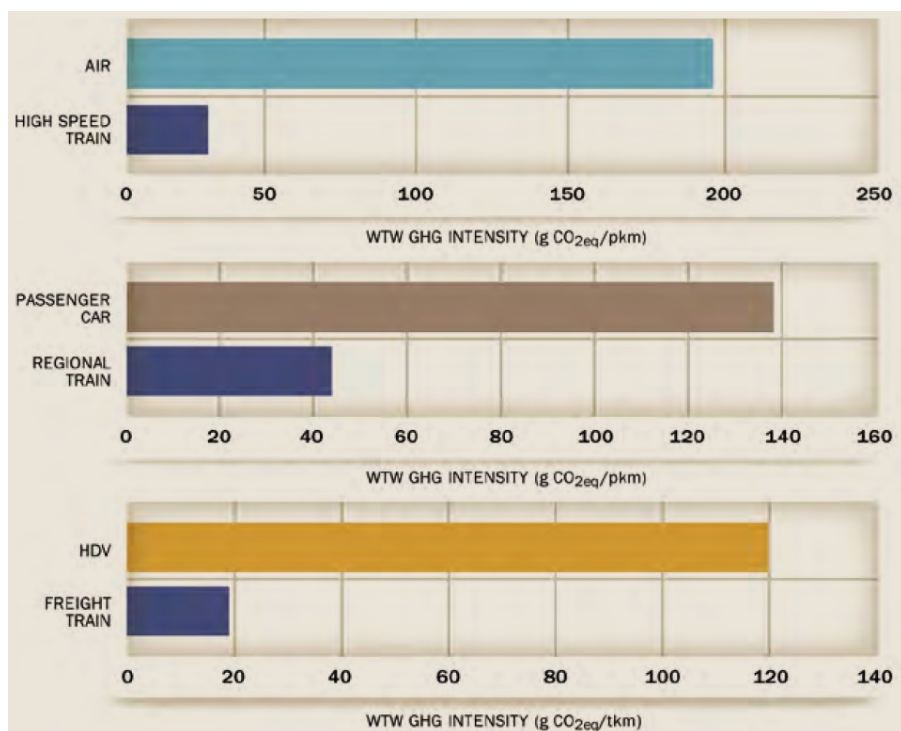
Jernbanens bidrag i utslipp er relativt lave<sup>3</sup> og kommer i hovedsak fra diesellokomotiver. Vare- og gods-transporten forventes å øke med 40 % fram mot 2030 og det er i tråd med Regjeringens strategi og gjeldende NTP å få mer gods fra veg til bane og sjø. En slik overføring er et viktig klimatiltak i seg selv, uavhengig av om strekningen er elektrifisert eller ikke, da jernbane er en langt mer energieffektiv transportform enn de løsninger som i dag benyttes både for vegtransport og i luftfart (se figur 9). Dette er spesielt viktig for å redusere klimagassutslippene knyttet til godstransport. Økt andel godstransport på bane gir i så måte langt større klimagasseffekt enn investeringer rettet mot persontransport på bane.

I gjeldende NTP skrives det videre:

*«Produsenter av jernbanemateriell har startet utvikling og testing av jernbane-kjøretøy utstyrt med brenselcelle. F. eks. skal det leveres 50 hydrogentogsett til tyske togselskaper fra og med 2018. Samtidig utvikles også bimodale batteri-elektriske persontogsett. Regjeringen ønsker å legge til rette for at ny teknologi kan testes og ev. tas i bruk i Norge. Regjeringen vil at nullutslippsløsninger skal legges til grunn i alle fremtidige offentlige materiellanskaffelser på jernbanen.»*

Jernbanedirektoratets overordnede miljømål er til enhver tid gitt av etappemålene for miljø i gjeldende NTP. Teknologiutviklingen for transportmidler går ikke raskt nok i forhold til klimamålene. I inneværende NTP un-

<sup>3</sup>Cirka 50 000 tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter/år, se figur 5.



**Figur 9: Jernbanens fotavtrykk i form av klimagassutslipp sammenliknet med veg- og lufttransport. Tallene er for Europa, der 40 % av energibruken til jernbanen er dekket av diesel [23, fig. 16]. HDV står for «Heavy-Duty Vehicle» (lastebil eller vogntog).**

derstrekkes viktigheten av å overføre godstransport til mer miljøvennlige alternativer og å elektrifisere der det er kostnadseffektivt (jfr. figur 9).

Forutsetning i denne analysen er altså at, gitt de ambisiøse overordnede miljømålene, skal Jernbanedirektoratet legge til grunn **nullutslipp** ved innføring av ny teknologi.

SINTEF tolker dette dithen at fokus for arbeidet i prosjektet «Alternative drivstoff for ikke-elektrifiserte baner» legges på alternative framdriftskonsepser som går i retning av nullutslipp, derunder batteri- og hydrogenteknologi. Alternativer som ikke gir nullutslipp (så som naturgass, biogass og biodiesel) vies tilsvarende mindre oppmerksomhet.



## 2 Fremdriftsløsninger

Her er de ulike fremdriftsløsningene beskrevet med fokus på deres karakteristika, fordeler og ulemper. De ulike løsningenes forventede teknologi og kostnadsutvikling fram mot 2030 er også omtalt. Vi starter med de konvensjonelle, som i denne studien utgjør de to referansekonseptene (diesel og KL-anlegg), og fortsetter med andre, alternative fremdriftsløsninger i form av biodiesel, biogass, batteri-elektrisk, hybrider og hydrogen/brenselceller.

Da de alternative fremdriftsløsningene har ulik teknologisk modenhet, har SINTEF bevisst valgt å beskrive de nye løsningene mer i detalj enn de konvensjonelle. Dette fordi referansekonseptene allerede produseres i et betydelig omfang i dag, teknologiene har vært optimalisert over mange tiår og kostnadene redusert gjennom volumproduksjon. Hydrogen- og brenselcelleteknologi er kun tatt i bruk i et begrenset antall (drøye ti tusen personbiler og noen hundre busser), undergår rask utvikling og har stort potensial for kostnadsreduksjoner når produksjonsvolumet øker. Batteriteknologi har også fremdeles potensial for teknologiske forbedringer, men har allerede dratt nytte av en viss volumproduksjon. Da denne studien skal vurdere de ulike løsningenes egnethet fram mot 2030, er det derfor påkrevd å ta hensyn til forventninger til teknologiutvikling (læringskurver). Da kostnadsutvikling for nye teknologier er nært knyttet til produksjonsvolum, er det også valgt å beskrive hvilke drivere SINTEF ser vil ha betydning for markedsutviklingen; SINTEF benytter i så måte de mest anerkjente kilder til forventet teknologi- og markedsutvikling.

### 2.1 Diesel

Dieseldrift er den enerådende teknologien på ikke-elektrifiserte baner i Norge og verden over. Diesellokomotiver er i dag vanligvis dieselelektriske, dvs. at dieselmotoren driver en generator som produserer elektrisitet, og fremdriften ivaretas av elektriske motorer; dette reduserer dieselforbruket sammenlignet med hydraulisk drift, der kraftoverføring foregår ved hydraulisk girkasse, slik man finner i større dieselmotorene; dette er mer vanlig for skiftelokomotiver. CargoNets lokomotiver, f.eks. CD 312 (avbildet i figur 10) er diesel-elektriske.



Figur 10: Dieselelektrisk lokomotiv Vossloh Euro4000, som er i bruk i Norge med betegnelse CD 312.

Fordelene med diesel er at drivstoffet er lett tilgjengelig og at rekkevidden er lang; de krever minimal ytterligere infrastruktur i tillegg til selve sporet. Diesellokomotiver er gjerne tyngre enn sine elektriske motparter, og har dermed større starttrekkraft, selv om makseffekten utfra motoren er lavere: de kan altså trekke en tyngre last, men til lavere hastighet.

Andre ulemper er utslipp ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{NO}_x$ , svevestøv...) og betydelig høyere drivstoff- og vedlikeholdskostnader enn elektriske lokomotiver.

Allerede fra midten av 1980-tallet demonstrerte den tsjekkosllovakiske produsenten ČKD et dieselhybridlokomotiv; toget var i drift i 10 år, men mangel på batteriproduksjonskapasitet i større skala hindret videre utbredelse. Det første Japan Rail Goods Class HD300 skiftelokomotiv med hybriddrift ble levert av Toshiba i 2010 [24, s. 44–45]. Lokomotivet er det første som benytter Li-ion-batterier, og reduserer drivstofforbruk med 36 %,  $\text{NO}_x$ -utslipp med 61 % og støy med 22 dB sammenliknet med de til da benyttede Class DE10 diesellokomotivene [25]. Dieselhybrider er også utviklet og tatt i bruk i Polen, Russland, Storbritannia og Nord-Amerika.



Det er 1395 km jernbane i Norge hvor dieseldrevne tog er eneste mulighet, ikke medregnet sidespor og baner som ikke er i bruk. Banene er ulike med hensyn til hvilke tog som trafikkerer der i dag, noen med diesel-elektriske lokomotiver, andre med diesel-elektriske motorvognsett.

Dieselektriske lokomotiver er velprøvde og driftssikre. De produseres per i dag i et antall som gjør ytterligere økning i produksjonsvolum ikke i vesentlig grad vil slå ut på produksjonskostnaden. Innskjerpning av utslippskrav fører til at konvensjonelle dieselmotorer må ta i bruk renseteknologier, hvilket gjør dem enda mer kompliserte. SINTEF forventer at dette oppveier den mulige kostnadsreduksjonen som teknologiforbedringer kan bidra til. SINTEF har derfor antatt at kostnaden for diesellokomotiver forblir uendret i tiden framover.

Diesellokomotiver vil alltid slippe ut forurensning og forbruke oksygen under drift; dette kan være spesielt utfordrende ved tunnelarbeid på en ikke-elektrifisert bane, der arbeiderne vil være utsatt for eksos som regnes som sannsynligvis kreftfremkallende [26] og som er påvist forårsake lungesykdommer [27]. Bruk av diesellokomotiver i en tunnel, spesielt hvis samme tunnel benyttes av passasjertransport, stiller strenger krav til ventilasjon, både under normal drift og ved nødsituasjoner [28].

## 2.2 Kontaktledning

Konvensjonell elektrisk framdrift med kontaktledning (KL) er dominerende i Norge i dag. Tilsammen 2500 km av det statlige jernbanenettet er elektrifisert og omlag 80 % av jernbanetrafikken i Norge skjer med elektriske tog. Energiforbruket tilsvarer rundt 500 GWh per år (omlag 0,5 % av Norges elforbruk).

Elektriske lokomotiver har en rekke fordeler, derunder høyere motoreffekt og hastighet enn diesellokomotiver (jfr. 5,58 MW for elektriske CE 119 med 3,2 MW for dieseldrevne CD 312), samt betydelig lavere drifts- og vedlikeholdsutgifter. De er også langt mer effektive og gir ingen utslipp av miljøfiendtlige gasser. Den elektriske energien tilføres lokomotivet gjennom KL; motoren i de elektriske lokomotivene fungerer som generator under oppbremsing, og typisk 10–20 % av den elektriske energien som toget mottar mates tilbake gjennom KL (noe lavere for godstog [29]).

Hovedutfordringer knyttet til konvensjonell elektrifisering av ikke-elektrifiserte baner (i form av KL) er svært høye investeringskostnader. Installasjon av KL krever også omfattende arbeid som med dagens dieseldrevne maskiner og utstyr vil medføre betydelige utslipp, samt utstrakt bruk av betong. Dette utslippet utgjør omtrent en tiendedel av utslippene forbundet med selve banebyggingen [30]; tilpasning av tunneler og broer kan øke dette ytterligere.

For elektrifisering av Trønder- og Meråkerbanen har Bane NOR budsjettet med 3 milliarder NOK for 200 km [31]; dette er lavt sammenlignet med andre prosjekter, som for eksempel CalMod-prosjektet for elektrifisering av jernbanen mellom San Francisco og Sacramento, som har et budsjett på 1,9 milliarder dollar for 82 km (riktignok dobbeltsporet og inklusiv innkjøp av elektriske togsett) [32].

På ikke-elektrifiserte baner i Norge er de fleste tunneler og broer for lave til å benytte standard KL-anlegg, og merkostnadene for å øke høyden på tunneler og broer er betydelige. Ifølge Storbritannias Network Rail [33] er kostnadene for tilpasning av broer og tunneler høyere enn for selve KL-anlegget.

Trønder- og Meråkerbanen har bare 6 tunneler, alle ganske korte med unntak av Gjevingåstunnelen ved Hell som er 4,5 km lang, men som ble bygd med rom til KL og som derfor ikke vil kreve ytterligere tilpasninger. Derimot har Nordlandsbanen nord for Steinkjer hele 154 tunneler [34]. For Nordlandsbanen ble kostnaden for elektrifisering av den resterende delen (604 km fra Steinkjer til Bodø) estimert til minst 8 milliarder NOK i tidligere samtaler med Jernbaneverket, men ethvert slikt estimat er veldig usikkert.

Et annet usikkerhetsmoment er klimatiske forhold på enkelte delstrekninger, som f.eks. på Saltfjellet, der banen og KL-anlegget er utsatt for sterk vind og ising. Isdannelse på KL kan bidra til flere KL-utfall i tillegg til vanlige årsaker som nedringing, feil på strømvaktter og alminnelig slitasje; disse vil kreve rask utbedring i et spesielt værutsatt og isolert område.

Kontaktledning kan være problematisk ved godsterminaler og jernbanestasjoner, der ledningen kan være i vei for lasting og lossing av containere; av den grunn mangler det KL over mange spor på ellers elektrifiserte godsterminaler, og skiftelokomotiver er oftest dieseldrevet. På større jernbanestasjoner krever kontaktledning mer kompliserte løsninger som kan redusere påliteligheten og vanskeliggjøre vedlikeholdet, på grunn av bl.a.

sporveksler, nærvær av publikum, begrensninger på ikke-ioniserende stråling, arkitektoniske krav, osv. Sveitsiske SBB, som drifter et nesten 100 % elektrifisert jernbanenett, vurderer nå å fjerne KL fra de største jernbanestasjoner i Sveits og innføre lokomotiver med mindre batteripakker for å forbedre pålitelighet og redusere vedlikeholdskostnader<sup>4</sup>.

Både elektriske lokomotiver og KL er kommersielle teknologier, i likhet med diesellokomotiver og tilhørende infrastruktur. SINTEF har derfor antatt at kostnaden for disse forblir uendret i tiden framover.

### 2.3 Delelektrifisering med batteridrift

Jernbanedirektoratet har vurdert delelektrifisering med kortere segmenter KL og batteridrift mellom disse med spesiell fokus på Nordlandsbanen, som ble valgt fordi det er den mest krevende ikke-elektrifiserte banestrekningen i Norge. Konseptet baserer seg på elektriske motorvogner, lokomotiver eller arbeidsmaskiner der strømmen kan hentes fra batterier installert i kjøretøyet eller fra kontaktledning. Samtidig er mengden batterier i kjøretøyet kun cirka 15 % av det som ville vært nødvendig for å kjøre hele strekningen på kun batterier.

Nordlandsbanen kan elektrifiseres på cirka 7 delstrekninger, hver med lengde på cirka 30 km. Det benyttes enten banestrøm 15 kV/16<sup>2</sup>/3 Hz (som på andre elektrifiserte baner i Norge), eller 25 kV/50 Hz. Uavhengig av det tekniske valget skal kjøretøyene også kunne hente strøm fra konvensjonell kontaktledning med 15 kV/16<sup>2</sup>/3 Hz, og derfor fungere på hele banenettet i Norge; dette er en normal spesifisering brukt for nyere kjøretøy.

Batteriene skal lades under kjøring og ta opp bremseenergi både ved retardasjon og nedstigning. Det er vurdert at en batterimengde på cirka 2,4 MWh ikke krever egne batterivogner. Det vurderes om man kan benytte samme type lokomotiver både for persontog og for gods; for persontog med motorvognsett er det mulig å finne egnede kjøretøy i markedet eller å ombygge eksisterende bimodale kjøretøy, men det finnes ikke elektriske lokomotiver med nevnte batterimengde. Det er under ekstern vurdering om batterimengden på 2,4 MWh kan få plass med hensyn på volum og vekt i et 4-akslet eller alternativt et 6-akslet elektrisk lokomotiv.

På Nordlandsbanen har vi 161 tunneller og 107 overgangsbruer. Fordelen av å benytte batteridrift med delelektrifisering er at kontaktledning kan bygges på delstrekninger som er valgt ut med hensyn på å redusere kostnadene. Ved delelektrifisering ville bare cirka 30 % av banen elektrifiseres, med betydelige ytterligere besparelse fordi man kan unngå å elektrifisere tunneler, som utgjør 30–40 % av elektrifiseringskostnadene [33, tab. 3.2]. Hvis det er uunngåelig å bygge KL-anlegg i et område med tunneler, er det mulig å føre kraften gjennom tunnelen i isolert kabel og opp igjen til fortsettelsen av kontaktledningen.

Konseptet gjør det mulig å unngå bygging av kontaktledning i vanskelig terreng og det skal kartlegges hvilke overgangsbruer som må heves eller endres. Konseptet muliggjør en rasjonell bygging over flere år hvor banen kan være operativ for dieselmateriell i byggeperioden, da ingen tunneler behøver å stenge for å bli utvidet. Eventuelle brudd kan planlegges sammen med andre prosjekter på banen.

Et slikt system vil normalt ha én nettilknytning med omformerstasjon per ladestrekning; omformerstasjonene blir dimensjonert for ladestrekninger på cirka 15–40 km. Saltfjellet blir spesielt vurdert med hensyn på stor stigning både fra sør og nord, infrastruktur, nettilgang og ivaretagelse av regenerert bremseenergi. Fem lange strekninger som hver er på cirka 100 km vil ikke kreve noen inngrep eller infrastrukturendringer, da disse vil bli kjørt med batteridrift.

Da togene vil ikke bare benytte KL til framdrift, men også til batterihurtiglading, vil effektbehovet økes tilsvarende. Med kun 30 % av banen utstyrt med KL, vil KL måtte levere cirka 3,3 ganger større effekt til hvert tog; da gjennomsnittlig effekt for et godstog er 2 MW, blir dette et behov på cirka 6,6 MW. Med antatt maksimalt to tog samtidig på samme KL-segment, er dimensjonerende effekt for kontaktledningen 13 MW, som er innenfor effekten en vanlig KL kan levere ifølge data fra Norske Tog.

### 2.4 Batterier

Som nevnt innledningsvis i dette kapitlet, har SINTEF valgt å beskrive de nye alternative fremdriftsløsningene mer i detalj enn de konvensjonelle. Dette fordi noen av teknologiene fremdeles er under utvikling, og at ytelsen og kostnadene med stor sannsynlighet kommer til å endre seg i det tidsperspektivet som studien omfatter.

<sup>4</sup>Kilde er direkte kommunikasjon mellom SBB og SINTEF.

Batteriteknologi er blant dem vi derfor vier mer plass til i denne rapporten, i form av at ulike Li-baserte batterikjemier beskrives, deres teknologiske status og forventede prisutvikling omtales, samt at deres levetid og ytelse ved ulike temperaturer og opp/utladingsforhold diskuteres.

Batterier lagrer energi som kjemisk energi og leverer elektrisk energi på forespørsel. Et batteri består av en katode, anode og elektrolytt. Katoden og anoden er også referert til som elektroder. De to elektrodene er koblet til en lukket krets av en ekstern elektrisk krets og en elektrolytt. Det er to hovedkategorier av batterier: primære celler og sekundære celler. Primærceller kan bare utlades, mens sekundære celler kan også lades opp. Batterier har en endelig mengde med kjemiske reaktanter og kan derfor bare levere elektrisk energi i en begrenset periode før de er fullstendig utladet. For å kunne levere mer elektrisk energi må batteriene lades opp med en ekstern tilførsel av elektrisitet. Til sammenligning kan brenselceller levere elektrisk energi så lenge de får tilført reaktanter fra utsiden. I sekundære battericeller vil reduksjon og oksidasjonsreaksjonene forekomme på begge elektrodene og for å unngå uklarheter blir ofte positiv elektrode og negativ elektrode brukt i stedet for katode og anode. Den positive elektroden er definert som katoden under utladning, mens den negative elektroden er anoden under utladning. Når det henvises til ulike batterikjemier er det materialene som anoden og katoden er bygget opp av som beskrives.

En rekke oppladbare batteriteknologier har blitt utviklet og kommersialisert de siste 150 årene. Den første (fra 1859) er blybatteriet som fortsatt er i storskala bruk i applikasjoner som trenger høye, men korte strømpulser. Videre har vi nikkell-kadmium- (1899) og nikkell-metallhydrid-batteriene (1967). Litium har vært kjent fra 1913 å ha det høyeste reduksjonspotensialet for alle metaller og at det derfor kunne vise til den høyeste batterispenningen. Kommersialisering av det første «Li-ion»-batteriet var i 1986 av Asahi Chemical, som ble etterfulgt av det mer berømte Sony-batteriet i 1990. Av disse teknologiene er det Li-ion som har den høyeste energitettheten både med hensyn på vekt og volum og som er den mest aktuelle batteriteknologien for transportsektoren; derfor vil den videre diskusjonen i denne rapporten rundt batterier begrense seg til Li-ion batterier.

#### 2.4.1 Teknologistatus for Litiumbatterier

Li-batterier har i de siste 30 årene vært inne i en rivende utvikling, mye drevet av behovet for bedre batterier for forbrukerelektronikk og i de siste 5–10 årene også for bruk i transportsektoren. Litium-ion batterier er nå ansett som den mest lovende batteriteknologien for bruk i transportsektoren basert på sin høye spesifikke energitetthet, lange levetid og potensielt lave kostnad. Det er solgt flere millioner personbiler i verden i dag med Li-ion batterier som energilagring og produksjonen av battericeller og pakker skaleres opp betydelig over hele verden.

**Batterienes hovedtrekk** De mest relevante egenskapene til et batteri er dets spesifikke energi og effektitetthet, levetid, sikkerhet og pris. Den spesifikke energitettheten til et Li-ion batteri avhenger av materialene som katoden og anoden er bygget opp av og designet av cellen (porøsitet, tykkelse). Nåværende kommersielle Li-ion-batterier dekker et bredt spekter av spesifikke energitetthet, omtrent 90–250 Wh/kg. Spesifikk energitetthet er en av de sentrale utviklingskriteriene i Li-ionbatterier, spesielt for mobile applikasjoner, noe som har resultert i en generell oppadgående trend de siste årene. Den maksimale effekten et Li-ionbatteri kan levere vil også avhenge av hvilke materialer som benyttes og designen på cellen. Den spesifikke effekten er ofte beskrevet som forholdet mellom effekt og energi (P/E), dvs. hvor mye effekt i kW batteriet kan levere per kWh kapasitet. Effektkravene avhenger av applikasjonen og er avgjørende for valg av batterikjemi og celledesign. For eksempel trenger batterier for hybridbiler (HEV/PHEV) et mye høyere P/E-forhold enn rene elektriske biler og bruker derfor batterier med flere, men tynnere katoder og anoder. Dette muliggjør et høyere effektuttak, men bidrar også til økte kostnader og en lavere energitetthet.

**Li-ion batterityper** Det er flere typer Li-ion-batterier. De er i hovedsak klassifisert ved hvilket katodemateriale de benytter seg av, da anodematerialet i hovedsak er grafitt av ulike typer. Det er imidlertid også mulig å kombinere ulike katodematerialer med andre anodematerialer slik som  $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$  (ofte forkortet LTO) som endrer egenskapene til batteriene. Mer informasjon om LTO er gitt senere.

**Litium Mangan Nikkel Kobolt Aluminium Oksid (LCO, NMC, NCA):** Dette er en familie av batterikjemier som alle har en lagdelt krystallstruktur. De har det høyeste litiuminnholdet av alle kommersialiserte metalloksider, som også gir de høyeste kapasitetene, med energitettheter i området 150–260 Wh/kg, avhengig av om cellen er optimert for effekt eller kapasitet (se tabell 2). Sammensetningen er uttrykt som  $\text{LiMO}_2$ , hvor M kan være Ni, Mn, Co, Al. De mye brukte akronymene LCO, NMC og NCA korresponderer til  $\text{LiCoO}_2$ ,  $\text{Li}(\text{NiMnCo})\text{O}_2$  og  $\text{Li}(\text{NiCoAl})\text{O}_2$ . I alle tilfeller er Li:M forholdet 1:1. Det er vanlig å se NMC materialene sammen med tall som beskriver den detaljerte sammensetningen, som for eksempel «NMC-111» som betegner et 1:1:1 forhold av Ni, Mn og Co (som tilsvarer følgende kjemiske sammensetning:  $\text{LiNi}_{0,33}\text{Mn}_{0,33}\text{Co}_{0,33}\text{O}_2$ ), «NMC-811» betegner sammensetningen  $\text{LiNi}_{0,8}\text{Mn}_{0,1}\text{Co}_{0,1}\text{O}_2$ , osv. NCA har vanligvis en sammensetning av  $\text{LiNi}_{0,8}\text{Co}_{0,15}\text{Al}_{0,05}\text{O}_2$ . Variasjoner av innholdet av Ni, Mn, Co og Al vil endre kapasitet, spenning, syklusstabilitet og termisk stabilitet av materialet og dermed batteriet. Generelt vil et høyere nikkelinhold gi høyere potensial og energitetthet, men lavere levetid og termisk stabilitet. Den høyeste energitettheten ligger i NCA, men sammen med NMC er dette sammensetningen som har de største utfordringene med sikkerhet.

LCO ble i 1991 den første kommersielle Li-ion kjemien, og er laget av en  $\text{LiCoO}_2$ -katode og en grafitanode. Høy energitetthet (150–190 Wh/kg) og teknologisk modenhet gjør LCO til et populært valg for elektronikk som mobiltelefoner og bærbare datamaskiner. Levetiden er normalt 500–1000 fulle sykluser, eller noen få år, som er akseptabelt for slike enheter. Hovedutfordringen ved LCO-batteriet er sikkerhet; på grunn av den lave stabiliteten til koboltoksid kan selvoppheting starte allerede ved 150 °C. Ulykker med denne batteritypen (blant annet i Boeing 787 Dreamliner) har begrenset dens anvendelse i transportsektoren. I tillegg til sikkerhetsproblemer er levetiden relativt beskjeden og langsiktig markedsvekst kan begrenses av tilgangen til kobolt.

LMO-batteriet ble først kommersialisert i 1996.  $\text{LiMn}_2\text{O}_4$  brukes som katode og krystallstrukturen i dette materialet favoriserer Li-ion-transporten i elektroden, noe som resulterer i lav indre motstand og dermed relativt høy spesifikk effekt. LMO-katodene er kombinert med grafit- eller LTO-anoder. LMO-batterier har lengre levetid enn LCO, vanligvis i området 1000–1500 fulle sykluser, men har til gjengjeld en lavere energitetthet (100–140 Wh/kg). På grunn av den høyere termiske stabiliteten til manganoksid, er LMO-batterier tryggere: selvoppheting oppstår ved ca. 250 °C. Videre er batteriet koboltfritt og består av lett tilgjengelige og relativt miljøvennlige materialer. LMO-batterier brukes hovedsakelig i el-sykler, elektroverktøy og medisinsk utstyr.

NCA-batteriets kjemi ble kommersielt introdusert i 1999. Det er laget av en  $\text{LiNiCoAlO}_2$ -katode og en grafitanode. Vanligvis bruker NCA-katoder en blanding av 80 % nikkel, 15 % kobolt og 5 % aluminium, og derfor er avhengigheten av kobolt relativt moderat når det sammenlignes med LCO-batterier. NCA-batterier har en høy spesifikk energi (200–260 Wh/kg), så vel som høy spesifikk effekt, og kan levere rundt 1000–1500 hele sykluser. NCA-batterier brukes i elektriske biler, blant annet Tesla, og for stasjonære applikasjoner.

NMC-batterier er laget av en  $\text{LiNiMnCoO}_2$ -katode og en grafitanode. Sammenlignet med NCA, har NMC-batteriet lavere energitetthet, vanligvis i området 140–200 Wh/kg, mens levetiden er noe høyere (1000–3000 fulle sykluser). Forholdet mellom nikkel, mangan og kobolt kan varieres for å påvirke batteriets egenskaper og dermed skreddersy løsninger for spesifikke bruksområder. Ved å øke andelen av nikkel økes den spesifikke energitettheten, mens en økningen av andelen av mangan øker spesifikk effekt. Selv om NMC-batteriet først ble kommersialisert så sent som i 2004, dominerer det i dag bruken i elektriske biler og det brukes også i en rekke andre anvendelser. De fleste bilfabrikanter bruker denne batterikjemien, noen ganger med en komposittelektrode som også inneholder LMO. På grunn av de store og økende produksjonsvolumene av denne batteritypen er dette sannsynligvis det rimeligste batteriet (per energiinnhold), selv med et relativt høyt innhold av kobolt.

LFP-batteriet har  $\text{LiFePO}_4$  som katodemateriale, mens grafit for det meste brukes som anodemateriale. Dette batteriet ble først kommersialisert i 1999 og ble tidlig betraktet som en lovende teknologi på grunn av dets holdbarhet, sikkerhet og bruk av lett tilgjengelig miljøvennlig materiale. De nåværende LFP-batteriene har levetid på opptil 2000 fulle sykluser, og levetiden kan høyst sannsynlig økes ytterligere. Batteriet tolererer drift med et bredt SOC-vindu (15–100 %), og cellen viser konstant spenning innenfor dette området, noe som innebærer konstant ytelse. Disse fordelene ved LFP-batteriet gjorde det i utgangspunktet til en interessant kandidat for elektriske biler, men den lave spesifikke energitettheten (90–140 Wh/kg) setter en rekke begrensninger. LFP-batteriet har i dag en marginal rolle i elektriske biler, mens det opplever bedre suksess i el-sykler. Dets kjemi har også et stort potensiale for bruk i stasjonære energilagringssystemer.

**Tabell 2: Oversikt over kommersielle batterikjemier. Verdier er for enkeltceller og er hentet fra produktblad fra Altair Nano [35], Kokam [36], Leclanché [37], Panasonic [38, 39], XALT [40], Lithium Werks [41] og A123 [42]. Sykluslevetid er for 25 °C, 100 % DoD ved 1 C, 80 % feilrate.**

Batteritype	Energitetthet		Ladehastighet	Sykluslevetid sykluser
	Wh/kg	Wh/l		
LTO	75-100	150-175	opp til 6C	>25000
NMC/NCA - grafitt (Høy kapasitet)	200-260	450-500	opp til 2C	>3600
NMC/NCA - grafitt (Høy effekt)	150-200	400-450	opp til 3C	>5000
LFP - grafitt	10-130	235-250	opp til 4C	>7000

LTO-batterier er betegnelsen på batterier hvor det mest vanlige anodematerialet, grafitt, er byttet ut med et litium-titanoksid;  $\text{Li}_4\text{Ti}_5\text{O}_{12}$  eller  $\text{Li}_2\text{TiO}_3$ . På katoden benyttes ulike oksidmaterialer som er beskrevet over. Dette anodematerialet har en helt annen oppførsel enn grafitt, som endrer egenskapene til batteriet vesentlig. LTO har en spinelstruktur hvor Li-ioner raskt kan gå inn og ut av strukturen uten at det medfører volumendringer i elektroden. Oksidstrukturen gjør også at dette materialet ikke reagerer med elektrolytten slik som grafitt gjør og nyter derfor godt av en betydelig lengre potensiell levetid enn grafittanoder. Siden LTO i liten grad reagerer med elektrolytten kan også mindre partikler benyttes. Dette øker hastigheten som Li kan gå inn og ut av materialet, og dermed lade- og utladningshastigheten til batteriet. LTO interkalerer Li på et høyere potensial (cirka 1,5 V) enn grafitt (cirka 0 V), noe som reduserer spenningen på batteriet og dermed også energitettheten. Denne egenskapen muliggjør imidlertid også en økt ladehastighet og drift under lave temperaturer (under  $-30\text{ }^\circ\text{C}$ ) fordi risikoen for utfelling av metallisk Li på anoden under opplading er mye mindre. LTO-batterier er derfor i stor grad brukt i applikasjoner hvor hyppige og raske oppladninger og utladninger finner sted (hybridbatterier) eller hvor høy sikkerhet og drift under ekstremt lave temperaturer er ønskelig. LTO batterier har en energitetthet i området 50–100 Wh/kg, og en levetid på mer enn 20 000 sykluser. LTO batterier blir brukt av flere kinesiske produsenter, spesielt i busser og lastebiler, og ble valgt av Siemens for deres batteritog Mireo B.

#### 2.4.2 Batterilevetid

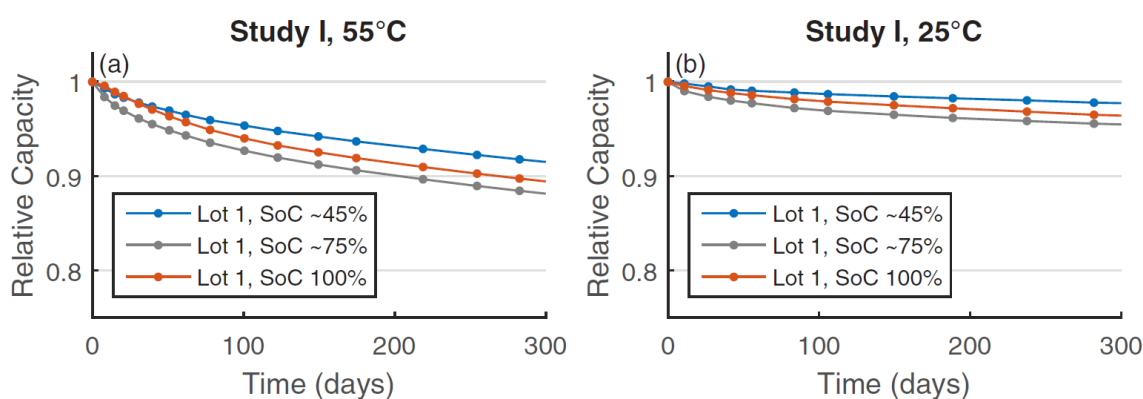
Levetiden, eller feilkilden, til et batteri kan deles inn i to kategorier - *øyeblikkelig feil* og *progressiv degradering/aldring*. Nedenfor er disse kategoriene beskrevet på et generelt nivå, med noen eksempler for å illustrere beskrivelsene. En nøyaktig vurdering av levetiden til ulike batterier eller batterityper er utenfor omfanget av denne rapporten da det krever omfattende eksperimentell testing og evaluering av de spesifikke cellene og pakkene eller tilgang til store datamengder fra produsent.

**Øyeblikkelig feil** Øyeblikkelig feil av en battericelle skjer vanligvis på grunn av en intern kortslutning. Dette kan skyldes en produksjon eller designfeil eller feil lading av batteriet. Dette kan føre til vekst av metalliske litium-dendritter som kan penetrere elektrolytten og danne en elektronisk kontakt direkte mellom anoden og katoden. Når en slik kortslutning skjer, kan ikke cellen lagre energi og kortslutningen kan også føre til en ukontrollert og rask temperaturstigning i batteriet med brann eller eksplosjon som resultat. Omfanget av en eventuell brann eller eksplosjon er avhengig av flere faktorer slik som størrelsen på batteriet, batterikjemien, batteriets oppbygning og sikkerhetsfunksjoner samt hvor denne hendelsen finner sted. En annen kilde til øyeblikkelige feil er eksponering mot for høye eller lave temperaturer. Ved temperaturer under  $-25\text{ }^\circ\text{C}$  vil elektrolytten kunne fryse og forårsake irreversible strukturelle skader til cellen, mens ved temperaturer over  $100\text{ }^\circ\text{C}$  vil elektrolytten starte å dekomponere. Slike øyeblikkelige feil kan ikke forutses på en god måte, men sannsynligheten kan reduseres betydelig med riktig design, produksjon og drift av batteriet og batteripakken.



**Tabell 3: Forutsett batteriutvikling; verdiene er for enkeltceller [43–46].**

År	Type	Energitetthet	
		Wh/kg	Wh/l
2025 (Gen 3b)	High Voltage NMC/NCA/LMO Solid State	350–400	600–850
2030 (Gen 4)	Solid State Li-Sulfur	450–600	N/A

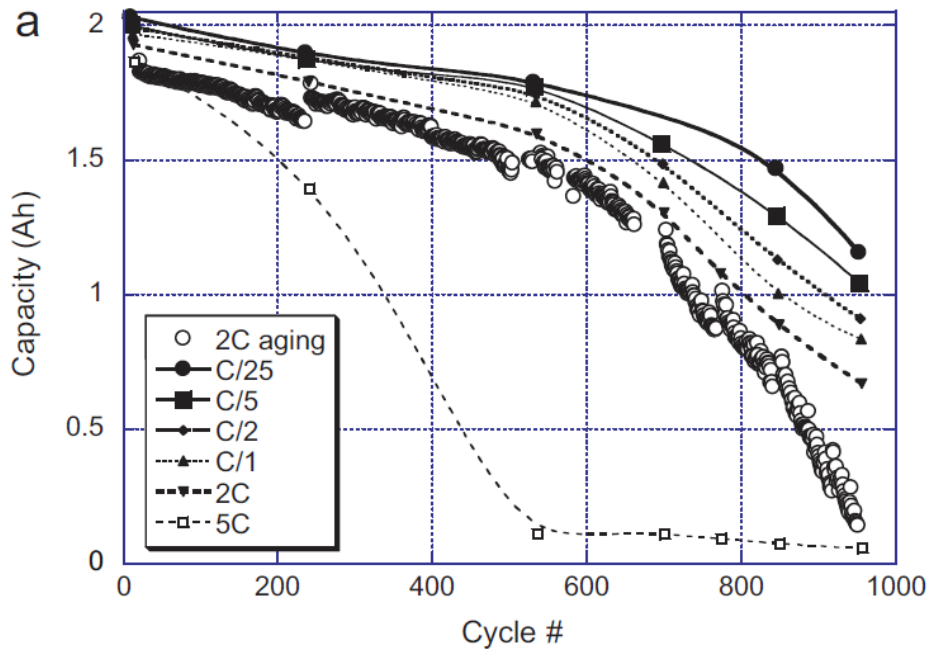

**Figur 11: Kalenderaldring av Panasonic 18650 batteri basert på NCA/Grafit [47].**

**Progressiv degradering (aldring)** Levetiden til et Li-ion batteri er i stor grad bestemt av hvordan batteriet blir oppbevart og brukt. Degradering skjer under alle forhold, men med forskjellig hastighet avhengig av bruk og miljø. Tøffe driftsforhold som lave ( $<-15^{\circ}\text{C}$ ) eller høye driftstemperaturer, overlading, dyp utlading og høyt strømtrekk øker degraderingen. Degradering av batterier kan forenklet deles inn i to parallelle, men ikke nødvendigvis additive prosesser: kalender- og syklusaldring.

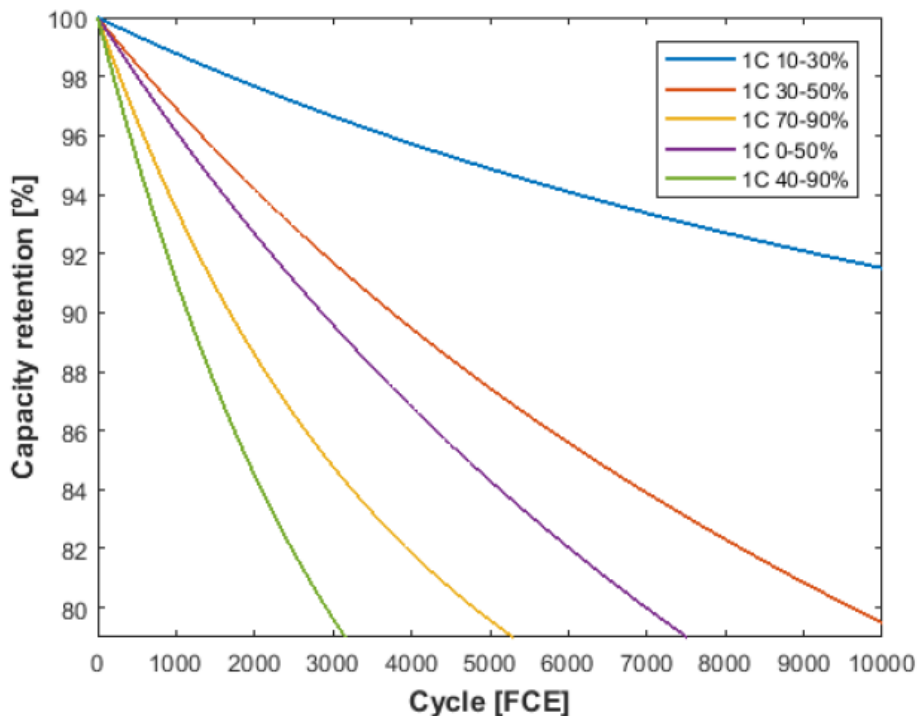
Den første prosessen skjer kontinuerlig, selv om batteriet ikke er i bruk og avhenger av eksterne forhold, spesielt temperaturen samt spenningen på batteriet. Syklusaldring er i tillegg avhengig av hvordan og hvor mye batteriet lades og utlades. I praksis er aldringen forårsaket av tap av brukbar litium og aktive elektrodematerialer og blir observert som tap av kapasitet og effekt (økt intern motstand). Tap av litium er relatert til uønskede kjemiske sidereaksjoner, mens tap av aktive elektrodematerialer er bestemt av faktorer som oppløsning, strukturell degradering og tap av partikkel-partikkelkontakt. Figure 11 viser et eksempel på kalenderaldring av et 18650 batteri fra Panasonic og hvordan denne er avhengig av blant annet temperatur og ladenivå av batteriet.

Fra en brukers perspektiv er den viktigste indikatoren for batteriets levetid sykluslevetiden. Dette beskriver antallet fulle sykluser som batteriet kan levere under standard driftsforhold før nøkkelindikatorerne (dvs. kapasitet og kraft) faller til 80 % av de initielle verdiene. 80 %-grensen er ikke absolutt, og avhengig av bruksområdet kan et batteri måtte skiftes både ved høyere og lavere verdier enn dette. Det har imidlertid vist seg at ved 80 % av initiell kapasitet øker sannsynligheten for et hurtig og ukontrollert tap av kapasitet sterkt.

**Kalenderaldring** Kalenderaldring er den irreversible delen av tapt kapasitet under lagring. Det er med andre ord nedbrytingen som skyldes batterilagring. Tallrike eksperimentelle studier har vist effekten av lagringsforholdene på denne aldringen. Hovedparameteren med tanke på kalenderaldring er temperaturen til batteriet: når temperaturen er høy, blir sekundære reaksjoner som korrosjon lettere, og tap av litium er høyere enn ved moderate temperaturforhold. Lav temperatur gjør det mulig å begrense utviklingen av disse fenomenene, men lave temperaturer reduserer også ytelsen til batteriet og kan skade batteriet ved at det kan føre til utfelling av metallisk Li på anoden under opplading, som igjen kan føre til interne kortslutninger og i verste fall brann.

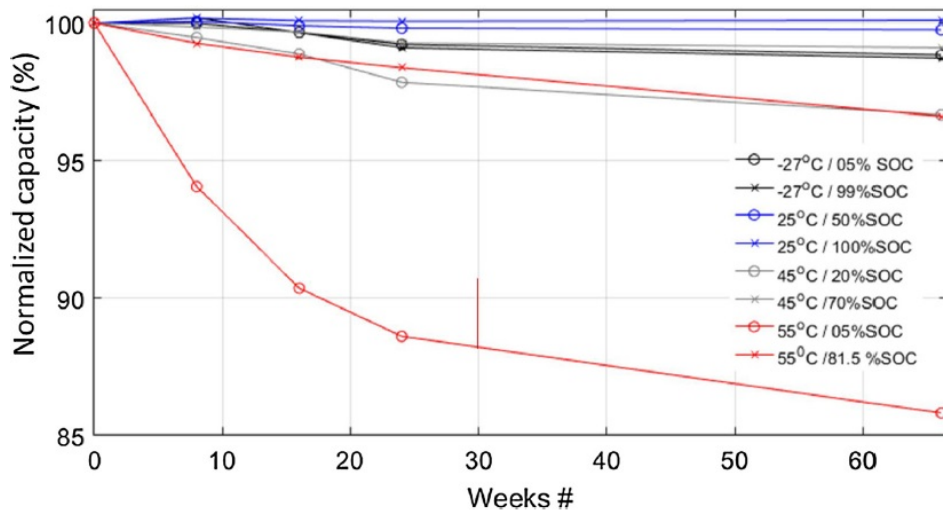


Figur 12: Sykluslevetid som funksjon av ladesykluser for kommersielle 18650-celler basert på NMC/LMO-katode med grafittanode [48]. Kapasiteten avtar med antall sykluser, men mye raskere med høye strømmer (høy C-verdi).



Figur 13: Syklusaldring som funksjon av ladestatusvinduet for kommersielle celler basert på NMC/LMO-katode med grafittanode [49]. Kurvene viser hvor mye prosent av batterikapasiteten er igjen etter et visst antall sykluser mellom forskjellige ladenivåer.





**Figur 14: Kalenderaldring av Altair LTO-celler basert på NCA/LCO-katode med LTO-anode [50].**

Den andre hoveddriveren til kalenderaldring er spenningen på batteriet, gjerne beskrevet som ladenivået (State of Charge, SOC). En høy eller lav SOC for batteriet gir de største spenningsforskjellene på elektrodene og gir en økt drivende kraft for korrosjon og andre uønskede sidereaksjoner mellom elektrodematerialer og elektrolytt. Dette betyr at for en gitt temperatur, vil en høy (over 0,7) og lav (under 0,2) SOC gi en høyere degradering enn ved moderate SOC. Disse variablene endrer kapasiteten og motstanden med en ikke-lineær effekt med tiden. Gjennom en rekke eksperimentelle studier er det utviklet empiriske modeller som på en god måte beskriver disse sammenhengene. Disse empiriske modellene viser at reduksjonen i kapasitet og effekt følger en  $\sqrt{t}$ -avhengighet samt en eksponentiell avhengighet av temperatur og SOC.

**Syklusaldring** Syklusaldring skjer når batteriet lades opp eller ut. Mange faktorer er involvert i denne typen aldring og faktorene som tidligere er beskrevet for kalenderaldring (batteritemperatur og SOC) gjelder også for syklusaldring. Siden batteriet som oftest utvikler varme ved lading og utlading, vil batteriets temperatur være høyere enn omgivelsenes og være avhengig både av strømstyrken og effektiviteten til kjølesystemet. Den viktigste faktoren for syklusaldring er antallet sykluser og størrelsen på syklusene. Sykluslevetiden til et batteri er ofte oppgitt i antallet totale sykluser hvor en total syklus beskriver en fullstendig utlading og oppladning av batteriet, som oftest over en periode på totalt 2 timer.

**Betydningen av batterialdring** Betydningen av aldringseffektene til batteriene på hvordan man skal drifte og dimensjonere batterier for tog er sammensatt og bør studeres nøye ved å bruke gode matematiske modeller for batterialdring koblet sammen med økonomiske modeller og modeller for togdrift på ulike strekninger. Generelt kan man imidlertid bruke følgende «tommelfingerregler»:

1. Levetiden til et batteri blir lengre hvis ladenivået til batteriet holdes rundt halvparten av full kapasitet;
2. Antallet sykluser som batteriet kan levere øker betydelig med den absolutte størrelsen på syklusen: batteriet kan altså levere mange flere sykluser fra 50 til 60 % kapasitet enn fra 0 til 100 %;
3. Hurtiglading av batterier vil bidra til raskere degradering, men er veldig avhengig av hvor godt egnet både cellen og batteripakken er til å takle hurtiglading.

**Batteriets oppbygning—Celle til pakke** Batteripakker for bruk i transport kan bli delt opp i tre ulike konstruksjonsnivåer; celle, modul og pakke. En battericelle består av en enkel elektrokjemisk enhet som representerer det laveste spenningsnivået for en spesifikk batterikjemi. Battericeller kan ha ulik design, for eksempel sylindrisk,

prismatisk eller poseceller. Disse cellene er deretter koblet sammen i serie, parallell eller i en blandet konfigurasjon og danner en batterimodul. Hver batterimodul har som oftest egen overvåking, elektriske og termiske kontrollkomponenter for å sikre lang levetid og høy sikkerhet av batteriet. Deretter kobles batterimodulene sammen i serie, parallell eller kombinasjon av begge for å danne en batteripakke. Batteripakken er plassert i en plast- eller metallbeholder sammen med et elektrisk og et termisk styringssystem, inkludert kjølesystem. For å håndtere klimatiske forhold som påvirker batteridrift (slik som sterk kulde og varme, høy fuktighet, osv.) må batteripakkene også beskyttes mot disse.

**Effektbehov og lading** Det er stor variasjon i hvor fort en batteripakke kan lades og dermed den mulige effekten som batteriet kan ta imot. Dette er ofte beskrevet som «P/E ratio». I første omgang er det cellen som batteripakken er bygget opp av som bestemmer maksimal lade og utladingshastighet. En battericelles evne til å ta imot/gi fra seg strøm er ofte beskrevet ved «C-raten» som er definert som den inverse av tiden (i timer) det tar for cellen å lades helt ut/helt opp. For eksempel vil et batteri som lades ved 1 C i 1 time, eller 2 C i en halv time, lades fra 0 til 100 % kapasitet.

Det er imidlertid begrensninger for hvor høy spenning som batteriet kan utsettes for, og ved rask opplading vil batterispenningen nå en maksimal verdi før det er fulladet; for at man skal kunne fortsette ladingen må strømstyrken reduseres. Dette kalles å gå fra lading ved konstant strøm (Constant Current) til konstant spenning (Constant Voltage) og skjer gjerne ved rundt 70–80 % kapasitet.

Videre vil det utvikles varme fra lading og utlading av batteriet, som må fjernes for at batteriet ikke skal bli overopphetet. Kjølesystemet som batteripakken er utstyrt med vil derfor også bidra til å sette begrensninger på hvor fort et batteri kan lades/utlades, og kan medføre begrensninger i effektiv ladehastighet tidligere enn det battericellen egentlig kan levere.

På grunn av alle disse ulike faktorene er det ikke på generelt grunnlag mulig å gi et entydig svar på hva som er maksimal ladeeffekt av et batteritog ved bruk av kontaktledning, hvor mye effekt som kan regenereres ved bruk av motorbremsing eller hva effektbehovet vil være under drift. Dette må analyseres og vurderes i sammenheng med strekningen som toget skal opereres på og hva som er mest hensiktsmessig for denne. Man kan for eksempel ha et batteri med relativt lav energitetthet, men som kan lades ofte med høy effekt eller et batteri med høy energitetthet, men som må lades saktere og sjeldnere med lav effekt.

### 2.4.3 Fremtidsutsikter for Li-ion batterier

Det er veldig vanskelig å forutse fremtiden, men det stopper ikke mange fra å prøve. Det finnes derfor mange estimater for pris og ytelse for fremtidens Li-ion batterier de neste 5–10 år og videre. Mange av disse virker å være lite basert på fundamental naturvitenskap og mer basert på ekstrapolering av kurver for ytelse og kostnader fra de siste tiårene, gjerne på logaritmiske skalaer. Disse ser bort fra de iboende fysiske begrensningene til materialene som er i bruk i dag, som fortsatt mer eller mindre er de samme som ble brukt i Li-ion batterier fra 1990-tallet. I perioden fram til i dag har energitettheten økt ca 2,5 ganger gjennom iterativ forbedring av materialene og produksjon basert på en fundamental forståelse av teknologien. Det er derfor relativt urealistisk å forvente store sprang i ytelse de neste 5–10 årene og heller anta små, inkrementelle forbedringer. I den Europeiske Kommissjonens SET Action Plan [46] er dette referert til generasjon 3b og 4 (tabell 3) og man har en høy forventning om at generasjon 3b skal kunne realiseres. En kommersiell realisering av «solid state» og Li-svovel batterier med lang levetid krever løsninger på fundamentale problemer og utvikling av økonomiske produksjonsprosesser, og man kan ikke forvente at dette kan realiseres innen 2030. Videreutvikling av batterier med kapasiteter over 550–600 Wh/kg (generasjon 5) krever oppdagelse og utvikling av helt nye katodekjemier, og disse er derfor ikke tatt med i denne rapporten.

**Prisutvikling** Pris og kostnadsutvikling for batterier fremover i tid har flere parametre som det må tas hensyn til. I praksis omfatter Li-ion batteriteknologi en rekke alternative batterikjemier (f.eks.  $\text{LiMn}_2\text{O}_4$ ,  $\text{LiFePO}_4$ ,  $\text{LiNi}_{0,33}\text{Mn}_{0,33}\text{Co}_{0,33}\text{O}_2$ , etc.), elektrodedesign (ulike tykkelser og porøsiteter), innpakning (sylindrisk, prismatisk, poser) og kapasiteter (fra <1 Ah til over 60 Ah). For eksempel krever plug-in hybrider battericeller med



**Figur 15: Prisutvikling for batteripakker til biler fra 2010 til 2018 [48].**

høyere P/E-forhold enn rene elektriske biler, og må benytte celler med tynnere elektroder. Disse cellene har derfor en høyere andel inaktivt materiale som har implikasjoner på kostnader, volum, vekt og levetid. Det finnes en rekke studier som er utført for å anslå kostnadsutviklingen for batterier, spesielt for batterier til hybride og helelektriske biler [51]. Studiene kan deles inn i to ulike typer: top-down og bottom-up studier, hvor de første baserer seg på fremskrivninger basert på historiske kostnadstall, mens de siste tar utgangspunkt i design av batteripakker og kostnadsberegninger basert på material- og produksjonskostnader. BloombergNEF gir årlig ut en oversikt over batterikostnader i sin New Energy Outlook. I sin 2019-utgave oppgir BNEF en batterikostnad på 176 USD/kWh, med en gjennomsnittlig prisreduksjon på 20 % per år de siste fem årene. Basert på disse tallene, estimerer BNEF prisene for Li-batterier til biler å falle til 94 USD/kWh i 2024 og 62 USD/kWh i 2030 [52].

Nykvist og Nilsson [53] fra Stockholm Environmental Institute publiserte en studie av over 80 publiserte kostnadstall for Li-ion batterier i perioden 2007–2014, og fant at kostnadene hadde falt med mellom 8 % og 20 % per år. De estimerte en *learning rate* på mellom 6 og 9 % for hver doubling av produksjonsvolum.

Disse «top-down» studiene med framtidige prisestimer basert på lærekurver må sammenlignes med mer detaljerte «bottom-up» modeller hvor materialenes egenskaper, celleproduksjon og pakkesdesign legges til grunn for prisestimatene. Disse studiene viser i stor grad høyere prisestimer enn «top-down» studiene og ligger i området 125 USD/kWh [54] til 225 USD/kWh [55].

*Vår vurdering disse prisestimatene er at det er betydelig mer usikkerhet knyttet til bruken av «top-down» studier og lærekurver som ikke tar hensyn til de underliggende fysiske begrensningene i teknologien og det anbefales derfor å ha større tillit til detaljerte «bottom-up» studier i fremskrivningen av kostnader og ytelse til fremtidens batterier.*

**Sikkerhet** Litiumbatterier har betydelig høyere spesifikk energi enn de fleste andre batterityper, og de har derfor større utfordringer med hensyn på sikkerhet enn andre batterityper. Alle batterier inneholder et brensel og et oksidasjonsmiddel som er adskilt både mekanisk og elektronisk av en separator som enten er fuktet med en elektrolytt som leder ioner eller som selv leder ioner. Når et batteri utlades vil elektrisk energi avgis til en ekstern last samtidig som noe energi avgis internt i batteriet som varme på grunn av batteriets interne motstand. Ved kortslutning (utenfor batteriet eller inne i cellen) avgis all energien som varme.

Dersom temperaturen i en battericelle blir høy nok kan elektrode eller separormaterialene reagere direkte med elektrolytten og en ukontrollert kjedereaksjon med økende temperatur vil starte. I de fleste litiumbatterier er også elektrolytten i seg selv brennbar, og vil med tilstrekkelig oppvarming avgis fra cellen som en brennbar

gass og energiavgivelsen som varme vil i dette tilfellet være langt større enn batteriets elektriske energi. Denne prosessen blir ofte kalt «thermal runaway» og kan medføre brann, utslipp av brennbare eller giftige gasser, slik som HF, og i verste fall eksplosjon. Batteritemperaturen er en funksjon av hvor fort varme genereres internt og hvor fort varme avgis til omgivelsene. Da små batterier har større overflate i forhold til volumet enn store, vil varme kunne avgis raskere og generelt gjelder at problemet med temperaturkontroll øker med størrelsen på batteriet og med avtagende indre motstand i batteriet.

For å unngå at feil i batteriet eller brukerfeil forårsaker branner eller andre sikkerhetsproblemer, er ofte både battericellene og pakkene utstyrt med en rekke sikkerhetsmekanismer. Disse mekanismene skal i hovedsak sikre batteriene fra:

1. Oppbygning av internt trykk som følge av gassutvikling eller avdamping av elektrolytt;
2. Overdrevet varmeutvikling fra ekstern kortslutning (sikringer utløst av varme eller trykkoppbygning);
3. Overlading eller utlading til for lave spenninger.

Bruken av store batterier i tog er fortsatt nytt og det er ikke, så vidt forfatterne vet, utviklet egne regelverk for denne applikasjonen. Det er imidlertid de siste årene blitt installert store batterier på skip for bruk i hybride fremdriftssystemer eller til helelektrisk drift: i den sammenheng har sjøfartsdirektoratet gitt ut en veiledning om kjemiske lager for energi (RSV 12-2061) som beskriver tester og kriterier for maritime batterisystemer, og DNV-GL har gitt ut klasseregler for batteriinstallasjoner i skip samt en håndbok for maritime og offshore-batterisystemer [56].

Sjøfartsdirektoratet krever at det for å kunne kartlegge skadepotensialet i en termisk hendelse («thermal runaway») i et batterisystem skal utføres en rekke propageringstester med tilhørende gassanalyse samt eksplosjonsanalyse for batterisystemet. DNV-GL anbefaler sterkt at alle kritiske feilmoduser og relaterte sikkerhetsaspekter gjennomgås i detalj for nye konsepter/prosjekter og gir en detaljert oversikt over mulige feilmoduser og effekten av disse.

RISE Safety and Transport fire research ga i 2019 ut en omfattende rapport på brannsikkerhet til Li-ion batterier for veitransport som gir bakgrunnsinformasjon om integrasjon av batterier i kjøretøy, brann- og eksplosjonsrisikoer og metoder for å hindre eller begrense disse [57].

**Erfaringer med batteridrift i jernbanen** Den økende utbredelsen av batterier i ulike transportsektorer gjør at batterielektriske tog har blitt inkludert blant aktuelle konsepter. Batteritog kan være utstyrt med tilstrekkelig batterikapasitet til å kjøre hele strekningen, men kan også ha mindre kapasitet og lades underveis, enten ved hurtiglading på jernbanestasjoner eller ved kortere strekninger av KL, som gjerne plasseres strategisk for å minimere kostnaden; dette omtales gjerne som *delelektrifisering*. Begge disse konseptene vil kunne ta vare på bremseenergi ved å lade batteriene under oppbremsing. Fordelen med delelektrifisering, i forhold til et tog basert kun på batterier, er at størrelsen og vekten av batteriene om bord på toget kan reduseres vesentlig, samtidig som det fortsatt kan redusere behovet for utbygging av kontaktledningsnett. Toget kan også ha en høyere driftsstabilitet da det også kan forsere strekninger hvor kontaktledningsnettet er ute av funksjon.

**Bombardier** har lansert en versjon av sitt TALENT 3 regionaltog med batterier om bord som gir en rekkevidde på batterier på 40 km i en hastighet opptil 140 km/h. Batterisystemet er basert på NMC og består av 4 «Primove» enheter plassert på taket av toget. Den totale kapasiteten til disse 4 enhetene er 300 kWh med en total vekt på 7,5 tonn (40 Wh/kg).

**Siemens** har startet utviklingen av et nytt batteridrevet passasjertog med navn Desiro ML Cityjet. Toget kan operere på ikke-elektrifiserte jernbanestrekninger og kan utrustes med et elektro-hybrid system for drift på elektrifiserte strekninger; toget kan veksle mellom moduser i fart. Toget ble lansert på InnoTrans 2018, består av tre vogner, er 75,15 m langt og har kapasitet på 244 passasjerer. Toget bruker LTO-batterier fordelt på tre batteripakker plassert i midten av togsettet, for en total kapasitet på 528 kWh, og har en makshastighet på 120 km/h under batteridrift.

**Stadler** har utviklet batteritog med navn Flirt AKKU. Toget har en rekkevidde på batterier på cirka 80 km, med en hastighet opp til 140 km/h og har kapasitet på 310 passasjerer. Schleswig-Holstein har bestilt 55 slike tog fra Stadler som skal settes i trafikk fra 2022.

#### 2.4.4 Miljøaspekter

Det er i dag et betydelig utslipp av CO<sub>2</sub> i produksjon av batterier. En studie publisert av NTNU i 2017 for utslippene fra produksjon av batterier brukt i transportsektoren rapporterer verdier fra 38–356 kgCO<sub>2</sub>/kWh kapasitet [58]. Hovedårsaken til den store variasjonen er hvilke antagelser som blir gjort i energiforbruket til celle og pakkeproduksjonen, samt variasjoner i antagelser om materialforbruk. De anslår videre at det mest effektive tiltaket for å redusere utslippene fra batteriproduksjon er å sikre tilgangen til fornybar, utslippsfri kraft til batterifabrikken. I likhet med estimatene for energi og materialforbruket i produksjonsfasen er det også store variasjoner i estimatene av effektiviteten av å resirkulere batterimaterialer. Det er en enighet om at resirkulert materiale bidrar til reduserte utslipp av CO<sub>2</sub> og bedre ressursbruk, men at det er høy usikkerhet i anslagene. [58]

## 2.5 Hydrogen

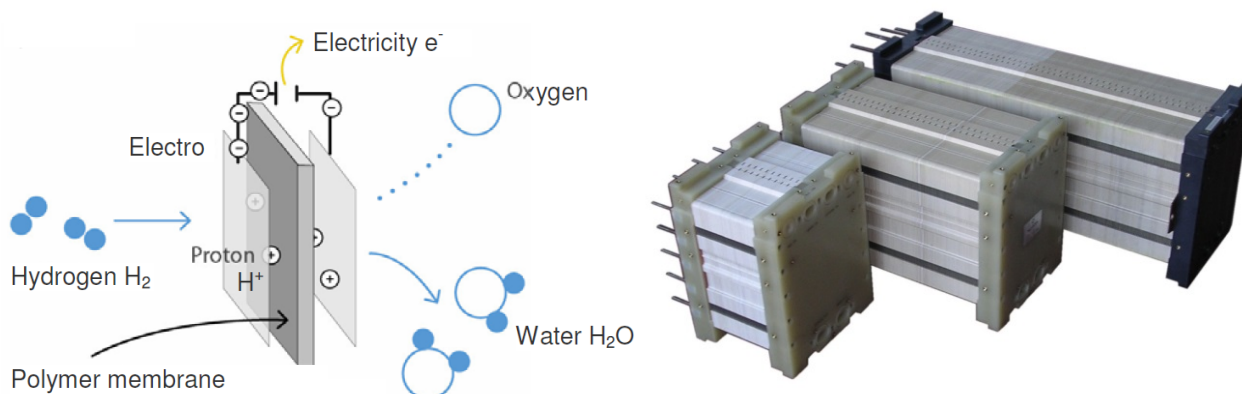
Som nevnt innledningsvis i dette kapitlet, har SINTEF valgt å beskrive de nye alternative fremdriftsløsningene mer i detalj enn de konvensjonelle. Dette fordi noen av teknologiene fremdeles er under utvikling, og at ytelsen og kostnadene med stor sannsynlighet kommer til å endre seg i det tidsperspektivet som studien omfatter.

Hydrogen- og brenselcelleteknologi er blant dem vi derfor vier mer plass til i denne rapporten, sammen med batteriteknologi. Innledningsvis er prinsippet for en brenselcelle forklart, påfulgt av at historisk utvikling av teknologi for produksjon og lagring og bruk av hydrogen i brenselceller er beskrevet. Teknologistatus, tilgjengelighet og forventet prisutvikling omtales, samt at effektivitet diskuteres.

Hydrogens anvendelse som drivstoff i jernbanen er i den spede begynnelse. Bruk av brenselceller i personbiler og busser skaleres nå opp og de første persontog med brenselceller er satt i drift; erfaringene er så langt derfor sparsomme. Prisutvikling for busser benyttes for å illustrere hvilket potensial for kostnadsreduksjoner som finnes når produksjonsvolumet øker. Sist, men ikke minst er driverne for økning i produksjonsvolum diskutert.

Hydrogen er, i likhet med strøm og diesel, en energibærer som må produseres fra en energikilde. Hydrogen kan brukes til å lagre, transportere og levere energi, slik vi i dag er vant til fra f.eks. olje, diesel, bensin og naturgass. Da hydrogen kan produseres fra alle typer energikilder og gir nullutslipp i sluttbruk, anses hydrogen å være en fleksibel og svært attraktiv energibærer. Mer informasjon om industriens og politikernes engasjement på området er å finne i kapittel 1.1.

Hydrogen blir mest effektivt omdannet til elektrisitet i *brenselceller* (se figur 16). Hver celle gir fra 0,5 til 0,9 volts spenning. Den andelen av energiinnholdet i hydrogenet som ikke konverteres til elektrisitet, avgis i form av varme, som kan utnyttes til ulike formål. Opptil noen hundre celler seriekobles i en *stack* som skal gi den spenning som applikasjonen krever; cellestacker kan også parallellkobles for å få ut mer strøm fra systemet. I tillegg til cellestacken, trenger man en kompressor eller vifte for å levere luft, en resirkuleringskrets for hydrogenet, og et kjølesystem for å holde temperaturen konstant og nyttiggjøre overskuddsvarmen fra systemet.



**Figur 16: Prinsippet for en brenselcelle (til venstre) og eksempler på cellestacker (til høyre).**



### 2.5.1 Historisk utvikling av hydrogenteknologi

Hydrogenteknologi har vært utviklet over de siste 200 år. Prinsippet for brenselceller ble første gang beskrevet i 1839, mens den første anvendelsen av brenselceller var i NASAs romfartsprogrammer (Gemini og Apollo). Dette fordi cellene produserer både strøm og rent vann, som reduserte behovet for å bringe med drikkevann til astronautene.

Den mest utbredte fremstillingsprosessen for hydrogen i dag er reformering av naturgass. Omlag halvparten av alt hydrogen som produseres brukes i ammoniakkproduksjon. Vannelektrolyse (vannspalting ved hjelp av strøm) utgjør i dag kun omlag 2 % av den globale hydrogenproduksjonen. Vannelektrolyse var dominerende inntil slutten av 1960-tallet, og har vært benyttet i industriell skala i snart 100 år (fra slutten av 1920-tallet av Norsk Hydro) som innsatsfaktor for kunstgjødselproduksjon.

Utviklingen av brenselceller for bruk i transportsektoren ble initiert i Canada på 1980-tallet. I løpet av 1990-tallet ble en rekke prototyper av busser og biler demonstrert: ledende bilprodusenter (som Daimler, GM og Toyota) la ned store investeringer i teknologiutvikling, med fokus på kompakte og effektive løsninger, og lyktes med det; men de brenselcellebilene som GM og Daimler erklærte at de skulle serieprodusere i 2003, ble det ikke noe av. Til det var brenselcellene mer enn 10 ganger for dyre, hadde altfor kort levetid og tålte ikke temperaturer under frysepunktet. De påfølgende 10 årene skjedde det imidlertid en rivende utvikling med fokus på levetid og reduserte kostnader, og tre bilprodusenter lanserte mindre serier av hydrogenbiler; status på området er beskrevet i påfølgende kapitler.

En tydelig trend, spesielt de siste fem-ti årene, er at brenselcelleleverandørene fokuserer på bruk i tyngre kjøretøyer, derunder busser og lastebiler. Det er også en betydelig og økende fokus på bruk av hydrogen og brenselceller i maritim transport. Brenselcelleteknologi har vært testet ut over en årrekke både i USA og i Japan. I Kina er det de senere år også pilotprosjekter for hydrogen-sporvogner.

Det finnes i dag (2019) mer enn 10 leverandører av brenselceller, og mange flere små og store system-integratorer (f.eks. Bosch); ofte har de største OEM-leverandører egne systemutviklere. Vi er fremdeles i en pre-kommersiell fase, der prisingen i betydelig grad påvirkes av leverandørenes strategiske prioriteringer for å posisjonere seg i de ulike markedssegmentene. Produksjonsvolumene er fremdeles beskjedne, til tross for at den årlige veksten i markedet er på 40–50 %.

Det største initiativ (i senere tid) for bruk av hydrogen og brenselceller i tog ble tatt i Tyskland 2013–2014. Erfaringer med bruk av hydrogen i jernbanesammenheng er beskrevet lengre ned i dette delkapitlet.

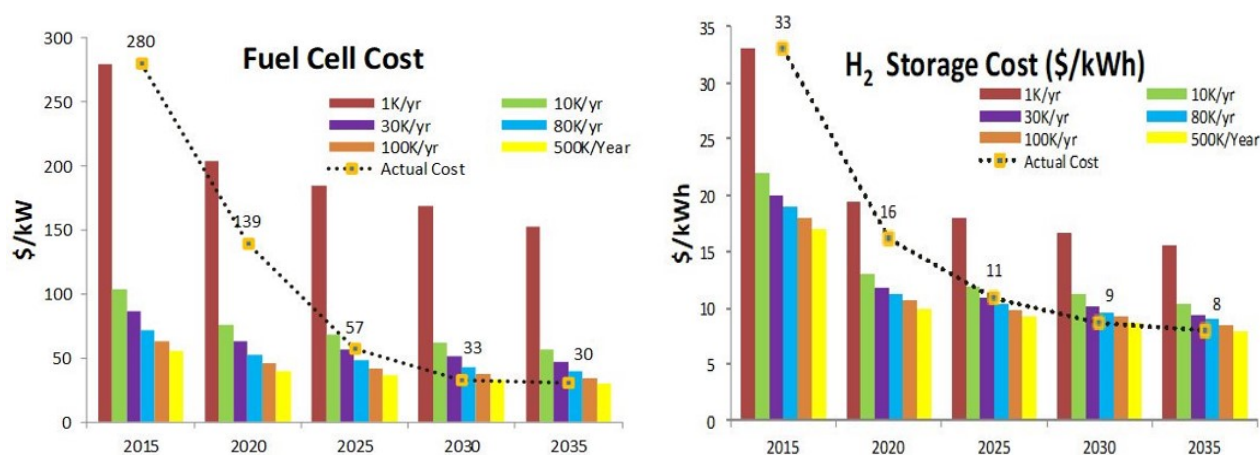
### 2.5.2 Teknologistatus

Hydrogen kan benyttes i ulike sluttbrukerteknologier: stempelmotorer, gassturbiner og brenselceller. I dette kapitlet fokuserer vi på brenselceller, da de er mest relevante for bruk i jernbanesammenheng. Det kommenteres også i grove trekk med hensyn til hydrogenproduksjon, da dette er relevant for tilhørende infrastruktur.

**Brenselceller** Hydrogen og brenselcelleteknologi er en modulær teknologi, noe som gjør at brenselceller og hydrogenlagringssystemer som blir utviklet for personbiler, busser og lastebiler også kan benyttes på tog. Dette gjør det mulig å redusere kostnadene grunnet store produksjonsvolumer.

Toyota reduserte kostnadene for produksjon av brenselceller med 95 % fra 2008 til 2014, og lanserte sin første serieproduserte hydrogenbil (Mirai) høsten 2014. Sør-Koreanske Hyundai kom på markedet med sin iX35-brenselcellebil året før, og leverte omlag 100 slike første året. Årsproduksjonen for Toyota Mirai er nå 3000 biler (bil nr. 10 000 ble produsert i juni 2019), mens den fra 2020 økes til 30 000 biler/år.

US Department of Energy gir årlig ut projeksjoner for produksjonskostnader for brenselcellesystemer, gjengitt i figur 17. Disse viser at brenselcellesystemer for personbiler nå ligger på rundt 200 \$/kW, mens den for storskala serieproduksjon (1/2 million enheter/år) er på rundt 53 \$/kW. For en personbil, med dagens produksjonsvolumer på noen tusen per år, koster altså brenselcellesystemet (typisk 100 kW) alene rundt 20 000 \$. Hvis produksjonen hadde vært 1/2 million enheter per år, ville kostnaden for brenselcellesystemet vært 5000 \$, hvilket er i størrelsesorden 20 % høyere enn forbrenningsmotorer, som typisk produseres i dette volumet.



**Figur 17: Prosjeksjoner for prisutvikling for brenselcellesystemer for bruk i personbil som funksjon av tid (teknologit utvikling) og produksjonsvolum (venstre) og tilsvarende kostnad for hydrogen tanker (høyre) [59, bilag A].**

Sammenliknet med bruk i personbiler (som står stille typisk 95 % av tiden) er kravet til levetid omlag ti ganger lengre (50 000 driftstimer) for bruk i busser, lastebiler, tog og skip. Det stiller vesentlig strengere krav til materialenes stabilitet, og har også betydelig innflytelse på kostnadene. Kostnader for brenselceller med lang levetid er betydelig høyere enn for brenselceller til personbiler. Estimerer fra noen ulike leverandører nå ligger i området 1500–2000 \$/kW. Dette er for produksjon i liten skala (1-10 enheter) som i det alt vesentligste sammenstilles for hånd. Når man nå går opp i skala, til serier på noen hundre, er kostnaden betydelig lavere.

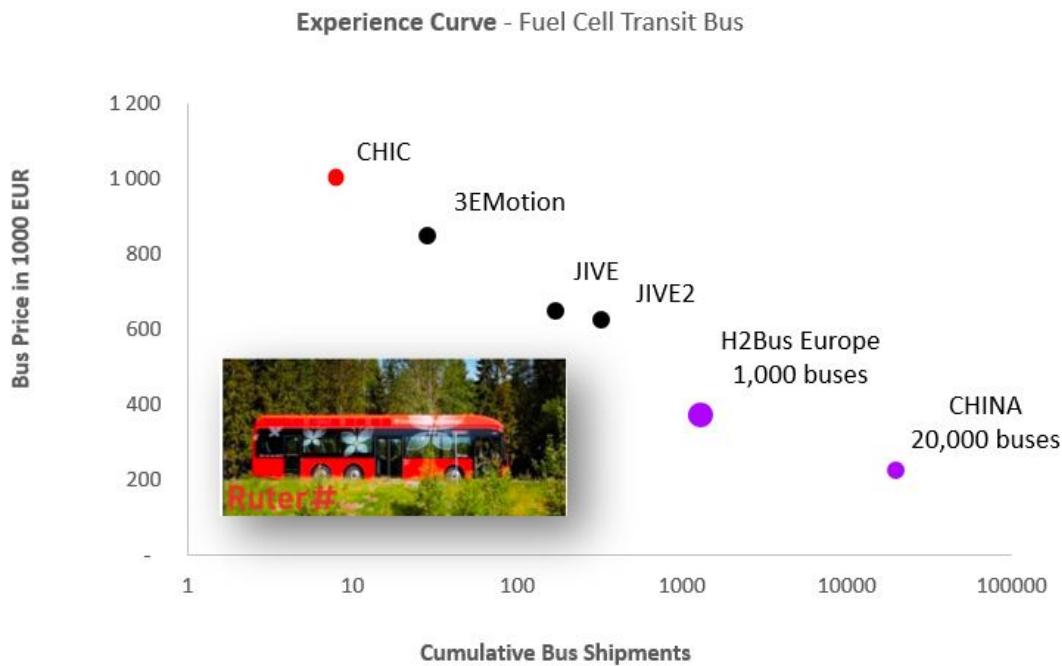
Som en indikasjon på kostnadsbildet for brenselcellesystemer med lang levetid, velger vi busser som eksempel, da busser levert med brenselceller fra Ballard Power Systems, nå har akkumulert 35 000 driftstimer i London. Priser på hydrogenbusser har falt betydelig siden de første prototypene ble lansert. I de siste utlysningene i FCHJU-programmet er forventede kostnader per hydrogenbuss i de pågående JIVE-demonstrasjonsprosjektene rundt 600 k€ (se figur 18).

**Drivere for kostnadsreduksjon av hydrogenteknologi** Markedet for brenselceller har vokst betydelig de siste årene, og stadig nye prosjekter spesielt innen tungtransport og maritim sektor annonseres. Da brenselceller er modulær teknologi, anvendes f.eks. to brenselcelleenheter utviklet for personbiler i lastebiler og busser. Volumproduksjon i ett segment av transport vil således bidra til at kostnadene for større systemer (som er sammensatt av flere mindre enheter) også vil falle i pris. At Toyota skal produsere 30 000 personbiler allerede i 2020, og Hyundais 1600 lastebiler i Sveits er med på at hele leverandørkjeden får økte volumer, og dermed at kostnadene faller. Det er nå rundt 20 000 hydrogendrevne gaffeltrucker i drift i kommersielle varehus i USA, og rundt 300 000 brenselcellesystemer installert i japanske husstander. Trykktanker for lagring av hydrogengass vil tilsvarende falle i pris, når produksjonsvolumet øker.

Den elektriske virkningsgraden for en brenselcelle er på 45–65 %. Dette er relativt høy sammenliknet med andre teknologier for konvertering av kjemisk energi. Store maritime dieselmotorer kan riktignok oppnå oppunder 50 % ved optimal belastning, men forbrenningsmotorer for dieseltog ligger på omtrent 25 % ved representativt bruksmønster [61]. Når man tar virkningsgraden for hydrogenproduksjon i betraktning (rundt 70 %), er den totale, elektriske virkningsgraden for hydrogen fra kilde til grav i størrelsesorden 30–40 %, gitt at noen %-poeng tapes i kompresjon. Sammenliknet med batterier, er altså effektiviteten for hydrogen og brenselceller betydelig lavere. For anvendelser der man har behov for varme, er det imidlertid mulig å oppnå totalvirkningsgrader som er høyere. Ved lave omgivelsestemperaturer, som i de nordiske land, er det både for personbiler, busser, lastebiler og tog gunstig å ha overskuddsvarme tilgjengelig. For batteriteknologi, bidrar lave temperaturer og bruk av varme til redusert rekkevidde.

**Hydrogenproduksjon** Hydrogenproduksjon fra fornybare kilder foregår oftest ved elektrolyse, da fornybar kraft som vind- og solkraft produserer direkte strøm. Det er i prinsipp mulig å reformere biogass og dermed





**Figur 18: Reelle og forventede kostnader for brenselcellebuss som funksjon av produksjonsvolum [60].**

produsere nullutslippshydrogen fra reformering, men dette krever ekstra rensing for å fjerne urenheter som CO. Da renhetskravene til brenselceller er veldig strenge (99,999 % rent H<sub>2</sub>), ser vi bort fra denne muligheten og fokuserer på elektrolyse.

Det er i dag to hovedteknologier for vannelektrolyse, alkalisk og PEM. Alkaliske elektrolysører har lang historie og høy virkningsgrad, opptil 70 %<sup>5</sup>; PEM-elektrolysører er en nyere teknologi som ikke enda har nådd samme nivå i virkningsgrad, men som har veldig rask respons (millisekunder). Begge teknologier er kommersielt tilgjengelig, og da enhetene er modulære kan disse settes sammen til hvilken som helst størrelse.

Blant verdens viktigste elektrolysørprodusenter finnes norske NEL, belgiske Hydrogenics, tyske Siemens, britiske ITM Power, franske McPhy. Alle har erfaring med alkalisk teknologi, og nesten alle satser nå på PEM.

**Hydrogentransport** Hydrogen kan lagres og transporteres som komprimert gass eller i flytende form ved ekstremt lave temperaturer (20 K).

Kommersielle elektrolysører produserer hydrogen ved lavt trykk (opptil noen titalls bar, gjerne atmosfærisk for alkaliske enheter), og det må derfor komprimeres videre for å nå 350 bar, standardtrykket for lagring i tunge applikasjoner. Kompressorer er de største bevegelige mekaniske enhetene i hydrogenkretsløpet og er derfor mest utsatt for slitasje og svikt. Da høytrykkshydrogenkompressorer ikke er hyllevare, kan reparasjoner ta tid: det er derfor viktig å benytte flere mindre kompressorer heller enn én stor for å skape redundans, og ha et lager med reservedeler for de mest alminnelige feil.

Det pågår forskning i høytrykkselektrolyse for å kunne lage hydrogen direkte fra trykksatt vann, som ville sløyfe kompressoren helt. Teknologien er ikke fullt kommersielt, men har potensiale til å heve påliteligheten av et hydrogenproduksjonsanlegg ved å fjerne dets svakeste ledd. Andre løsninger er termiske kompressorer som komprimerer hydrogen ved hjelp av (spill)varme, slik norske HyStorSys har utviklet.

Flytendegjøring er en komplisert prosess som krever et større industrielt anlegg, og selv om tanker til flytende hydrogen har høyere brutto energitetthet enn trykktanker ved 350 bar, er denne forskjellen ikke så stor (2 MWh/t mot 1,633 MWh/t). Tanker til flytende hydrogen vil eventuelt slippe ut hydrogen, ettersom det er umulig å lage

<sup>5</sup>Enkelte produsenter hevder de når over 80 %; dette er fordi de regner med entalpi heller enn Gibbs frie energi, som ville vært termodynamisk riktigere.

en perfekt adiabatisk beholder: noen varme vil alltid slippe inn og fordampe hydrogenet.

En annen utfordring vil være tilgjengelighet av flytende hydrogen; for øyeblikket må flytende hydrogen importeres fra kontinentet, og vil medføre sannsynligvis noe høyere pris og dårligere energiøkonomi. Som følge av utvikling innen maritime næringer kan det forventes at lokale produsenter av flytende hydrogen fra fornybar energi vil dukke opp i Norge de kommende årene.

Flytende hydrogen er mest nyttig i svært stor skala, der store mengder trykksatt gass er uønskelig, men egner seg dårlig i en skala under flere tonn per dag, og uansett hvilken som helst skala som kan være relevant for togtransport i Norge. Flytende hydrogen vil kunne likevel vurderes hvis tiltak for å sikre trykksatt hydrogen i tunnel ikke anses som tilfredsstillende, se kapittel 3.2.4.

Hydrogen kan også lagres i metallhydrider, som benyttes i enkelte spesielle applikasjoner som ubåter; disse har dog så lav gravimetrisk energitetthet at det ikke anses som noen egnet lagringsform for anvendelser i tog.

### 2.5.3 Ytre forhold som påvirker hydrogendrift

Det er mange typer brenselceller, men de mest utbredte og kommersielt tilgjengelige er av typen LT-PEM. Den vannholdige membranen i disse celler avhenger av flytende vann, og kan derfor ikke operere over 100 °C<sup>6</sup>; siden virkningsgraden til disse brenselceller er mellom 50–60 %, hver produsert kWh i elektrisitet har som biprodukt nesten like mye varme. Dette er for såvidt også tilfellet for diesel, men diesel opererer ved mye høyere temperaturer, som gjør det lettere å bli kvitt varmen; brenselceller krever derfor et større kjølesystem for å kompensere for den lavere forskjellen fra omgivelsenes temperatur.

I varme strøk kan dette føre til kjøleproblemer, da typisk driftstemperatur er mellom 60–80 °C, og temperaturforskjellen med omgivelsene kan lett halveres fra vinter til sommer. Hvis omgivelsenes temperatur stiger høyt nok, vil dette begrense effekten som brenselcellene kan levere. Dette bør ikke være et problem i Norge, spesielt på Nordlands- og Raumabanen.

Brenselceller er utsatt for forurensninger i luften, siden den største indre mostanden i cellene er ved katalysatoren på luftsida. CO og spesielt svovelforbindelser kan forgifte katalysatoren og redusere ytelsen; salt fra sjøluft kan også være skadelig. Derfor utstyres luftinntaket til brenselceller gjerne med filtre for å unngå forgiftning; forgiftning av hydrogenceller er ikke et problem i drift med mindre inntaket utsettes for ekstremt høye konsentrasjoner (f.eks. ulykke ved industripark eller raffineri).

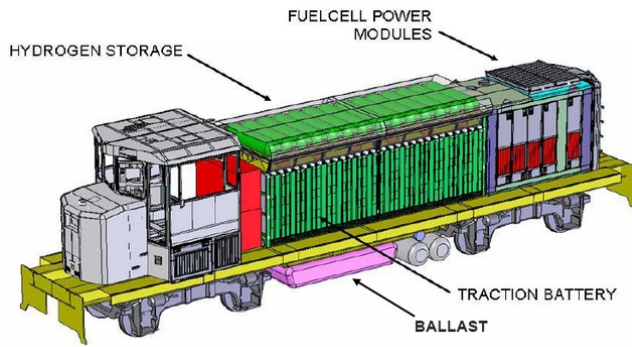
Atmosfærisk trykk påvirker også brenselcelledrift, da lavere trykk reduserer vannets kokepunkt og krever lavere temperaturer i cellene for å opprettholde vannbalansen. Meteorologiske variasjoner er for små, men drift i høyden kan være utfordrende. Dette bør heller ikke være et problem for det norske jernbanenettet, da det høyeste punktet er Finsetunnelen (1239 m over havet, nominelt trykk 85 kPa, og kokepunkt for vann 95 °C). Dessuten er de fleste store brenselcellesystemer (over 100 kW) utstyrt med kompressorer på luftsida for å trykksatte systemet om nødvendig. Kortvarige endringer som trykkbølger i tunneler vil ikke påvirker driften, også fordi økt trykk er gunstig for cellene.

### 2.5.4 Erfaringer og planer ved hydrogentog

Et hydrogentog har elektrisk drivlinje, akkurat som batteritog og tradisjonelle el-tog med KL; forskjellen er at energien lagres i form av hydrogen. Siden drivlinjen er elektrisk vil hydrogentog som oftest ha et batteri (lite i forhold til energien som lagres i hydrogentankene) som kan gi ekstra effekt ved akselerasjon og gjenvinne bremseenergi; dette kan redusere energibehov, selv om potensialet er begrenset til cirka 5 % for godstog [29].

En tidlig *proof of concept* av et hydrogendrevet skiftelokomotiv ble utført i 2006–2009 av BNSF i Los Angeles, USA, avbildet i figur 19. Ifølge Hoffrichter [62], ble kjøretøyet testet etter plan i tre måneder uten større problemer og med gode tilbakemeldinger fra operatørene, spesielt for rask respons og stillegående drift. Hydrogen ble levert som trykksatt gass ved 200 bar, som var tilgjengelig ved lavere pris enn diesel på energibasis; hydrogenet var dog fra naturgass og dermed ikke «grønt». Da prosjektet var i samarbeid med den amerikanske hæren, ble skiftelokomotivet tilbakelevert hæren etter endt testperiode. Skiftelokomotivet fikk batteriene oppdatert fra

<sup>6</sup>Trykksatte celler er blitt testet til over 100 °C, men da tiltar degraderingsfenomener raskt.



**Figur 19: Tidlig prototype (2009) av hydrogendrevet skiftelok fra BNSF, USA.**



**Figur 20: Alstom inngikk i 2015 et samarbeid med 3 tyske regioner om å teste 2 hydrogentog fra 2018. Togene (Coradia iLint) ble satt i drift mellom Buxtehude og Cuxhafen høsten 2018.**

bly til Li-ion, slik at den frigjorte plassen kunne brukes til å doble brenselcellene og femdoble hydrogentankene, med målet å realisere en *road switcher*, et amerikansk lokomotivkonsept mellom gods- og skiftelokomotiv [63].

Utvikling av hydrogentog har skutt fart de siste årene med Alstoms aktivitet i Tyskland, der en motorvogn av typen Coradia Lint ble ombygd til hydrogendrift og fikk navnet *Coradia iLint*. Toget er i dag i vanlig drift mellom Buxtehude og Cuxhafen, med hittil gode resultater. ILint kjører på trykksatt hydrogen, som blir distribuert i flytende form og gassifisert ved fyllestasjon. Toget har to brenselcelleenheter på 200 kW hver, og er godt egnet til det tyske regionale nettverket i Niedersachsen, med få motbakker. Det er nylig blitt bestilt ytterligere 27 eksemplarer av togsettet i Tyskland av RMV (lokaltransportmyndighetene i Frankfurt-området) [64].

En konkurrerende leverandør er Siemens, som ikke enda har kommersialisert sitt hydrogentog, Mireo Plus H. Siemens' konsept er et kraftigere tog (1,7 MW) som egner seg godt til lengre avstander slik man finner i Norge.

Østerrikske ÖBB har de siste årene fokusert på hydrogenskiftelokomotiv basert på ÖBB-type 1063 [65], vist i figur 21. ÖBB har utviklet en prototype med 30 kW brenselceller og 350 bar-trykktanker med kapasitet til 4 kg hydrogen; beregningene viser at 150 kW brenselceller og 30 kg lagringskapasitet vil kunne garantere 4 timers arbeid uten KL med en sikkerhetsmargin på 50 %.

I 2019 ble en multimodal hydrogentogprototype (HydroFLEX) presentert i England [66], som skal kunne benytte hydrogen, 750 V<sub>DC</sub> og 25 kV<sub>AC</sub> til fremdrift. Dette er en prototype med kapasitet for 20 kg hydrogen i trykktanker og brenselceller for 100 kW, og vil bli testet i et prosjekt som ledes av universitetet i Birmingham.

Det er per i dag ingen utstrakt aktivitet innen utvikling av godstog, selv om Alstom har uttalt interesse og at det finnes økonomisk potensiale. ÖBBs datterselskap Rail Cargo har planer for utvikling av hydrogen- og brenselcellevogner til godstransport i effektskalaen 4–6 MW og med 1,1 t hydrogen ombord, som ville kobles til et elektrisk lokomotiv med en 1,5 kV DC-forbindelse. Konseptet er vist i figur 22.





**Figur 21: ÖBBs brenselcelledrevne skiftelokprototype [65].**



**Figur 22: ÖBBs konsept for hydrogenrevet godstog [67].**

### 2.5.5 HMS-aspekter

**I drift** Brenselceller produserer elektrisitet fra hydrogen uten andre utslipp enn ren vanddamp. Luften ut av en brenselcelle er faktisk renere enn tilluften, på grunn av filtre som benyttes i systemet [68] og som er påkrevd for at brenselcellen skal fungere godt over lengre tid. Brenselcellesystemer har ingen store bevegelige deler og er derfor stillegående, på samme måte som batteriene. Mindre støykilder kan være vifter eller kompressorer ved luftinntak eller kjøling; erfaring i brenselcellesystemer viser likevel at disse ikke er spesielt sjenerende.

**Levesyklus** Brenselceller har en levetid som gjerne oppgis i driftstimer, som er gjerne mye lengre for stasjonære systemer enn for mobile. Mobile systemer for større applikasjoner som f.eks. busser har lenge passert 25 000 h i drift uten betydelig vedlikehold på brenselcellen [69], som tilsvarer flere år etter innkjøp. Over tid blir spenningen fra en brenselcelle gradvis lavere, men denne prosessen er ikke lineær og kan følge mange baner. Ofte, er det enkelthendelser som ødelegger en brenselcelle, som for eksempel akselkollaps i luftkompressoren som fører til oljelekkasje og kontaminering av cellenes katalysator; hvis kompressoren og andre enheter er pålitelige, kan systemet vare flere titalls tusen timer.

Hydrogentanker har en lang levetid, opptil  $1 \cdot 10^5$  sykluser under normale forhold [70]; da hver syklus vil vare mange timer, har hydrogentankene mye lengre levetid enn brenselceller og resten av kjøretøyet. Enkelte forholdsregler må følges, f.eks. skal komposittanker ikke utsettes for direkte sollys eller høye temperaturer.

Brenselceller inneholder ingen giftige eller ellers farlige kjemikalier; de bipolare platene er i pressformet stål eller grafitt (se figur 16), endeplatene er gjerne plast eller aluminium, og membranen er oftest Nafion, et materiale som ligner på teflon og som har veldig lav toksisitet. De viktigste komponentene som bør gjenvinnes av brenselceller er PGM-katalysatorer (platinagruppermetaller); ikke fordi de er selv giftige, men fordi deres produksjonsprosess ved gruvedrift er det, og de har dessuten stor verdi [71]. Hydrogentanker består av stål og karbonfiber, som ikke er problematisk å resirkulere.

**Opprinnelse av hydrogen** På samme måte som miljøpåvirkningen for elektriske tog er avhengig av hvordan man produserer strømmen, er den for hydrogen tog avhengig av hvordan hydrogenet blir produsert og distribuert. Per i dag er mer enn 90 % av det hydrogenet som produseres fremstilt fra fossile energikilder; det er imidlertid sterke føringer i Europa og i resten av verden for at andelen fornybare kilder skal økes betydelig, og det stilles stadig oftere krav til opprinnelsesgaranti for hydrogenproduksjon [72].



**Figur 23:** Hvert av Hyundai Motors verksteder ble utstyrt med tre hydrogen-detektorer (til venstre) og en Smart Gas Gateway (til høyre), samt en lyttbar rigg for kontrollert tømning av hydrogentankene i bilene [74].

**Kort om risikobildet** Som alle energibærere, må hydrogen håndteres riktig for at risikoen skal bli akseptabel. Hydrogen er blitt håndtert industrielt i store volumer i mer enn 100 år og gode rutiner for bruk eksisterer for disse anvendelsene. Når hydrogen nå tas i bruk som drivstoff i transport, er det et stort behov for nytt regelverk og nye rutiner som reflekterer de spesielle forhold som hver av disse anvendelser er karakterisert av. De høye trykkene som anvendes, 350 bar i busser, lastebiler, skip og tog, og 700 bar i personbiler, gjør denne øvelsen spesielt krevende i lukkede rom. For jernbanen innebærer dette at drift i tunneler kan utgjøre økt risiko. Disse og andre relevante aspekter er nærmere omtalt i kapittel 3.2.

De siste årene blitt utviklet internasjonale standarder for bygging og drift av hydrogenstasjoner for personbiler og busser samt standarder for fylling av hydrogen ved trykk opp til 700 bar. Etter hendelsen på Kjørbo i juni 2019 [73], kunne disse standarder være gjenstand for revisjon.

### 2.5.6 HMS ved vedlikehold/bygging ved overgang til H<sub>2</sub>

Helse, miljø og sikkerhet (HMS) må ivaretas ved bruk av alle typer drivstoff. Når man vurderer å ta i bruk hydrogen, er det spesielt viktig å ta hensyn til hydrogens spesifikke fysikalsk-kjemiske egenskaper. Da det er svært begrenset erfaring fra bruk av hydrogen som drivstoff i tog, har vi valgt å dra veksler på hvordan HMS har vært ivaretatt for personbiler. Anvendelse av hydrogen som drivstoff i tog, vil innbefatte langt større volumer, men det er likevel svært mange likhetstrekk mht. hvordan man prinsipielt ivaretar HMS.

Her beskrives erfaringer fra det EU-finansierte demonstrasjonsprosjektet H2moves Scandinavia [74]. Prosjektet demonstrerte i alt 17 brenselcellebiler og etablerte to hydrogenstasjoner. Den ene stasjonen ble etablert på SINTEFs område i Forskningsveien på Gaustad, mens den andre stasjonen var en mobil hydrogenstasjon, som ble benyttet ulike steder.

Blant de 17 hydrogenbilene, var det ti Mercedes B-klasse (F-Cell) og fire Hyundai iX35 i Norge (og to i Danmark). Importør Bertel O. Steens (BOS) tilpasset i løpet av 2011 sitt verksted hos AutoStern, nå BOS Ullevål (Gaustad, Oslo). Demonstrasjon av deres ti brenselcellerbiler fant sted i Oslo i perioden 2011–2015, med der tilhørende verksted for reparasjon/vedlikehold av bilene. Tilsvarende tilpasset Hyundai sine verksteder i Norge og Danmark, om enn med en noe annen filosofi, med utstyret vist i figur 23.

En overgang fra diesel til hydrogen vil ha implikasjoner for HMS ved vedlikeholds- og byggearbeid. Brenselceller genererer elektrisitet lokalt uten utslipp og støy ved relativt lave temperaturer (under 100 °C), som kan

være fordelaktig for å levere elektrisitet til arbeidsverktøy i lukkede områder som tunneler o.l. Likevel forbuker brenselceller oksygen under drift (dog mindre enn dieselmotorer for samme mengde energi). Sikkerheten må ivaretas ved at arbeidere er kjent med hydrogenets faremomenter, bl.a. oppsamling i tak, usynlig og strålingsløs flamme, og mulighet for tenning uten gnist av blandinger av luft og hydrogen. Hydrogenmålere må benyttes og posisjoneres riktig ved arbeid i områder med utilstrekkelig ventilasjon; helst skal hydrogen alltid ha en fluktvei for å komme seg ut av bygget, eller i det minste vekk fra personellet.

På grunn av modulariteten i brenselceller (og batterier), er det mye enklere og effektivt å benytte et hydrogenlokomotiv som kraftkilde til elektroverktøy og belysning enn en dieselgenerator, da brenselceller har veldig høy virkningsgrad ved lav last.

## 2.6 Biogass

### 2.6.1 Produksjon av biogass, kilder og litt historie

Biogass dannes ved mikrobiell nedbrytning av biologisk materiale i fravær av oksygen. Dette er en naturlig prosess som vi finner i myrer, sedimenter i innsjøer og hav, og som et resultat av menneskeskapt opphopning av organisk materiale, slik som lagre for husdyrmøkk og søppelfyllinger. Biogass fremstilles bl.a. fra husdyrgjødsel (møkk), restprodukter i landbruket, kloakkslam, matavfall (både fra husholdninger og næring), avfall fra fiskeindustri med mer. Teknologien ble først tatt i bruk på avløpsrensaneanlegg for behandling av slam. Hovedgrunnen var at slammene ble lettere å avvanne og mengden redusert etter behandling i en biogassreaktor. Gassen ble i begynnelsen ofte bare brent av («faklet»). Bekkelaget rensaneanlegg ble bygget på 1960-tallet og var det første i landet til å behandle slammene i et biogassanlegg. Fra år 2000 har det dukket opp flere anlegg som behandler matavfall; deponiforbudet for våtorganisk avfall, som kom i 2009, førte til økt interesse for biogass fra matavfall. Det finnes i dag om lag 40 anlegg som produserer biogass i Norge og om lag 14 av dem selger gass som brukes til transport. De fleste av anleggene er eid av kommuner, men det er også noen få privateide anlegg som Biokraft og Saugbrugs. Anleggene selger gassen til gasselskaper som AGA, Air Liquide Skagerak og Gasnor. Disse selger så gassen til brukere i transportsektoren på vanlige kommersielle vilkår, enten det er rutebusselskap som kjører på oppdrag for fylkeskommuner eller lastebiler.

### 2.6.2 Oppgradering av biogass

Biogass består av omtrent like mengder metan ( $\text{CH}_4$ ) og karbondioksid ( $\text{CO}_2$ ), typisk 60:40. For bruk innenfor transport og ved injeksjon i naturgassledning separeres  $\text{CO}_2$  fra, da den ikke bidrar til energiutnyttelsen. Merk at det har blitt praksis i Norge å kalle oppgradert biogass (biometan), som består av minst 97 % metan, også for biogass. Biometan er brukt som begrep i standarden om gass i transportsektoren for bedre å skille mellom biogass med  $\text{CO}_2$  og oppgradert gass. Det finnes en europeisk standard om rensing og oppgradert biometan for bruk til transportsektoren og for injeksjon i naturgassledning, EN 16723, norsk versjon NS-EN 16723. Denne standarden er *både* for naturgass og biometan.

### 2.6.3 Klimaeffekt

Biogass kan omsettes i forbrenningsmotorer og har mange likhetstrekk med naturgass. Konvensjonelle forbrenningsmotorer for naturgass kan med mindre justeringer omsette biogass. Sammenliknet med fossilbasert naturgass, anses karbonet i biogass som klimanøytralt, da det for det aller meste har sin opprinnelse i biologisk materiale. Produksjon og utnyttelse av biogass har i tillegg en gunstig klimaeffekt. Gjennom å samle opp og produsere biogass av råstoff som ellers ville produsert biogass ukontrollert, reduseres utslipp av metan til atmosfæren: metan har nemlig en klimaeffekt som er mer enn 20 ganger sterkere enn  $\text{CO}_2$ . Forbrenning av ett molekyl metan danner ett molekyl  $\text{CO}_2$  (i tillegg til vann og varme). Det mest typiske eksempel på slikt råstoff er husdyrmøkk. Det er et politisk mål at 30 % av all husdyrmøkk skal brukes til biogassproduksjon innen 2020 [75]. Det gis støtte i henhold til Jordbruksavtalen til bønder som leverer husdyrmøkk til biogassanlegg. Det er et stort ubrukt potensial for råstoff, spesielt i Rogaland, men også andre fylker med mye husdyr. I dag går cirka 1 % av Norges husdyrmøkk til biogassproduksjon.

#### 2.6.4 Tilgjengelighet av biogass

I dag benyttes biogass i transport, bl.a. i busser (først i 2006) og renovasjonskjøretøy i flere norske byer og i større lastebiler for varetransport. Tilgjengeligheten av biogass har vært begrenset, men er nå bedret. Det er nå to biogassanlegg i Norge som leverer flytende biometan (ofte kalt LBG, Liquid BioGas): Biokraft i Skogn og Romerike biogassanlegg. I tillegg har VEAS på Slemmestad vedtatt og Greve biogass utenfor Tønsberg planlagt å produsere LBG. Det er flere anlegg som leverer komprimert biogass (ofte kalt CBG, Compressed BioGas) til bruk i kjøretøy og transportsektoren. Total produksjon av biogass per år i Norge er cirka 800 MWh. Teoretisk råstoffpotensiale ble av Raadal, Schakenda og Morken [76] i 2008 estimert til nær 6 TWh/år, og et antatt praktisk potensial kunne være halvparten av dette. I rapporten fra 2008 ble det ikke regnet med fiskeslam fra oppdrettsnæringen. Dette kan være et viktig råstoff fordi strengere miljøkrav vil medføre at fiskeslam, som er en blanding av fôrspill og faeces, må samles opp og ikke lenger kan slippes rett i sjø; dette har et potensial på rundt 700 GWh. Det er også forskning og utvikling på utnyttelse av andre enn «tradisjonelle» råstoff som kan øke produksjonen. Biogassanleggene har vanligvis avtaler med gasselskaper (eksempelvis Air Liquide Skagerak, AGA, Gasnor) som kjøper oppgradert gass (dvs. biometan) fra fabrikk og distribuerer og selger til sluttbruker. Det er vanlig at gasselskapene kjøper gassen ved noen bars trykk (såkalt på stuss), og har ansvaret for trykkøkning til cirka 250 bar for CBG. Når det gjelder LBG-anlegg, er noen eid av fabrikk mens andre er eid av gasselskapet.

Siden biometan og naturgass kjemisk sett er like vil en gassmotor kunne gå på alle blandingsforhold av disse to. Bruk av naturgass gir uansett en reduksjon av utslipp av fossilt CO<sub>2</sub> sammenlignet med diesel. I tillegg gir gassmotorer lavere utslipp av NO<sub>x</sub> og partikler. Det vil si at man, dersom det er vanskelig å få tak i nok LBG, kan bruke LNG som et supplement, på samme måte som Hurtigrutens skip skal bruke en blanding.

#### 2.6.5 Pris for biogass

Pris for metan levert fra biogassanlegg til gasselskaper er forretningskritisk informasjon og deles vanligvis ikke. Den alminnelige oppfatning i biogassmiljøet er at nedre nivå er rundt 0,40 NOK/kWh. Det antas at prisene har økt noe når det har kommet flere gasselskaper som kjøpere og verdikjeden er effektivisert med bedre logistikk. Per juni 2019 var pris på en CBG-stasjon åpen for alle i Porsgrunn 15,19 NOK/kg biometan uten MVA. Med 13,6 kWh/kg for 98 % metan blir det 1,09 NOK/kWh. Det er bekreftet av gassbransjen at dette er et prisleie som er realistisk under nåværende rammebetingelser og etterspørsel, men vil selvfølgelig kunne variere fra kontrakt til kontrakt avhengig av mengder og leveringsbetingelser.

#### 2.6.6 Økt utbytte av metan med elektrokjemiske metoder

I tillegg til metanen som dannes fra organisk materiale kan også den CO<sub>2</sub> som er tilstede omdannes mikrobielt til metan ved å tilsette hydrogengass, slik at utbyttet av verdifull metan kan opp mot doubles. Blant andre har det tyske industriselskapet Viessmann og det danske Electrochea utviklet en biologisk prosess som oppgraderer biogassen til tilnærmet ren metan (98 %). Dette er en måte å omdanne strøm til hydrogen ved vannelektrolyse, og videre til metan. Dette er også en måte å lagre strøm på i perioder hvor det er overskudd av strøm. Dette vil potensielt kunne gi opp mot 30 % mer metan. Forutsatt at strømmen som brukes til vannelektrolysen er fornybar er dette klimamessig et nøytralt drivstoff. Utviklingen av slik ny teknologi er vanskelig å forutsi. Strømmen som brukes slik vil konkurrere med alternativ bruk som batterielektriske biler og tog, samt produksjon av hydrogengass til transportsektoren.

#### 2.6.7 Biogass til busser, lastebiler og ferger

Bruk av biogass til lokalbusser var et hensiktsmessig sted å introdusere biogass fordi bussene hadde et fast sted å stå om natten og kunne dermed enkelt tankes opp. Først ute i Norge var Borg Buss (Sarpsborg, Fredrikstad og Hvaler kommuner) i 2006. Etterhvert som tilgjengeligheten av biogass har økt er det nå mulig å fylle biogass på offentlig tilgjengelig stasjoner tilsvarende som diesel og bensin. De store lastebilprodusentene (Scania, Volvo) leverer nå de store trekkvognene for langtransport for bruk med LBG. Litra AS, blant de største privateide transportørene i Norge, meldte i 2017 at de skal kjøpe inn minimum 100 tunge kjøretøy med biogass som





**Figur 24: Biogasstoget Amanda som gikk mellom Linköping og Västervik, ombygget fra diesel (til venstre). General Electrics ombygde diesellokomotiv til naturgass (til høyre).**

drivstoff fram til 2022 [77]; den første trekkvognen ble levert i 2018 og alle 100 er forventet tatt i bruk i 2022 ifølge pressemeldinger fra Litra. Hurtigruta meldte i mai 2019 at innen 2021 skal minst seks av skipene gå på en kombinasjon av biogass (LBG), LNG og batterier. Det er flere ferger i Norge som i flere år har gått på naturgass og dermed teknisk sett også kan bruke biogass: Nesoddtangen-fergene i Oslo har gått på LNG siden 2013; Fjordlineruten Bergen-Stavanger-Hirthals-Langesund har brukt LNG siden 2015, og i forhold til tungolje beskriver de 92 % reduksjon av NO<sub>x</sub>-utslipp, 23 % reduksjon av drivhusgassutslipp, 100 % reduksjon i svovelutslipp og 98 % reduksjon av partikler. Biogass til kjøretøy har ikke veibruksavgift, og heller ikke CO<sub>2</sub>-avgift.

### 2.6.8 Biogass vs. diesel / biodiesel

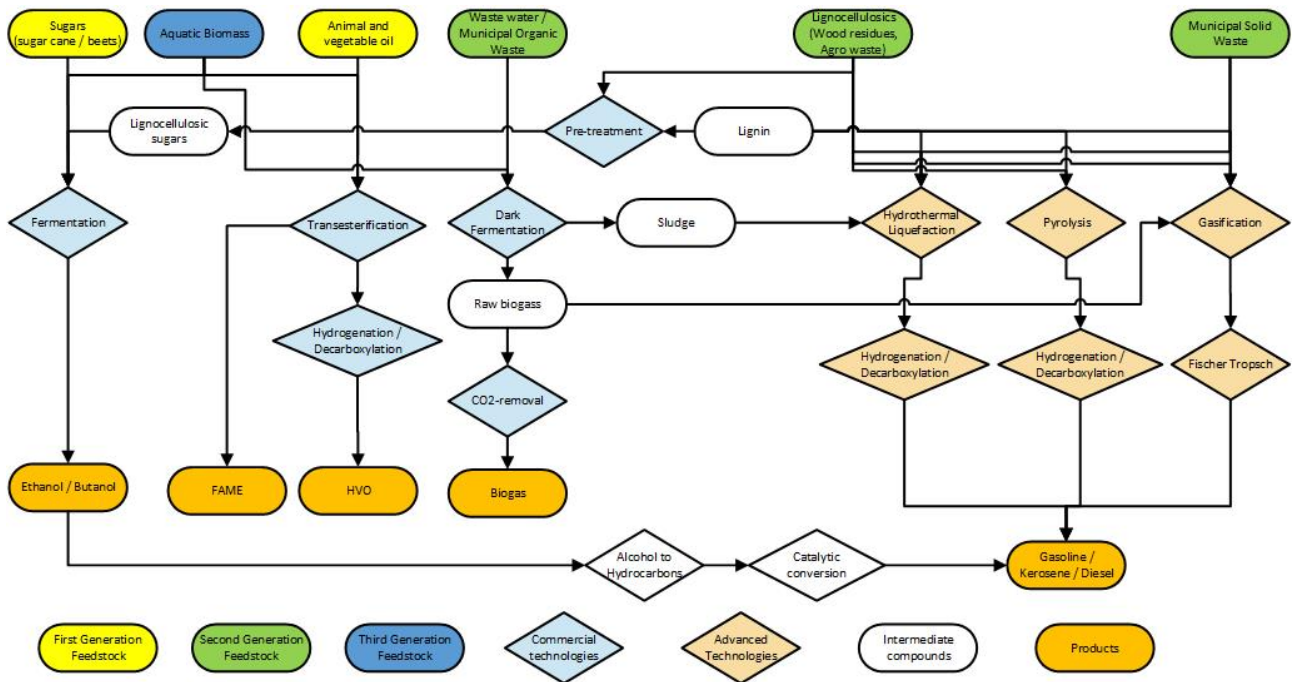
Sammenliknet med biodiesel, har biogass den ulempe (på lik linje med naturgass) at den bør kjøles ned og kondenseres til flytende biometan (LBG) for transport over lengre avstander, over cirka 100 km. Denne prosessen er energikrevende og transporten fordrer isolerte gasstanker. I forbrenningsprosessen har imidlertid biogassen den fordel at den (igjen på lik linje med naturgass) så og si eliminerer lokale utslipp (NO<sub>x</sub> og partikler). Biogass er fra natur av svovelfri, og derfor reduserer den den lokale SO<sub>2</sub>-belastningen.

### 2.6.9 Biogass til tog

For anvendelse som drivstoff i jernbanedrift, anses biogass som et meget interessant alternativ da den gir adskillig bedre klimagevinster enn fossilbasert naturgass. Etter oppgradering og rensing har biogassen, for alle praktiske formål, de samme egenskapene som fossilbasert naturgass. Innføring av avgift på bruk av fossilbasert naturgass i transport gjør at biogass også økonomisk vil kunne bli interessant, spesielt som erstatning for naturgass for aktører som i dag benytter naturgass i buss- og fergedrift, men muligens også for jernbanedrift på ikke-elektrifiserte banestrekninger.

Allerede i 2006 startet et prøveprosjekt i Sverige med et ombygget dieseltog (døpt *Amanda*) på strekningen Linköping–Västervik; toget opererte i 5 år og kjørte over 150 000 km. Dette er nærmere beskrevet i en tidligere rapport til Jernbanedirektoratet «Nordlandsbanen på biogass» [78].

General Electric tilbyr ombygging av diesellokomotiver til naturgass [79] (se figur 24). Disse vil da også, med mindre justeringer, kunne brukes til biogass. Ombygde dieselmotorer reduserer svevestøv- og NO<sub>x</sub>-utslippene med mer enn 90 %, mens CO<sub>2</sub>-utslippene er noe lavere for naturgass sammenlignet med diesel; ved bruk av biogass vil CO<sub>2</sub>-utslippene være klimanøytrale. En spesialbygget gassmotor kan utvikles med minst like høy virkningsgrad som tilsvarende dieselmotor, og kan bedre utnytte at bio- og naturgass har lavere karboninnhold per energienhet enn diesel, og CO<sub>2</sub>-utslippet kan dermed reduseres med 10–20 %. Erfaringen fra busser er at biogassmotorene støyer mindre enn dieselmotor, selv om enkeltmodeller kan avvike.



**Figur 25: Oversikt over produksjonsprosesser for bio-drivstoffer.**

## 2.7 Biodiesel

I rapporten benyttes det følgende definisjoner:

**Biodrivstoff** Flytende eller gassformige drivstoffer som erstatter fossile drivstoffer i transportsektoren, basert på fornybare og/eller biobaserte råstoffer.

**Første generasjon eller konvensjonelt biodrivstoff** Biodrivstoff produsert fra biomasse som brukes til mat eller fra andre råvarer. I denne klassen er det etanol fra sukker/korn og biodiesel fra f.eks. rapsolje (FAME).

**Andre generasjon eller avansert biodrivstoff** Biodrivstoff produsert fra lignocellulosisk råstoff (landbruksprodukter og skogbruksrester), energivekster (gress, miscanthus), akvatisk biomasse (macro- og microalger; ofte kalt  **tredje generasjon biodrivstoff**), organiske industriavfall og reststrømmer. I denne klassen er det drivstoffer f. eks. etanol fra trevirke og biodiesel fra pyrolyse av trevirke.

Kommersielle teknologier som produserer i dag i storskala er f.eks. bioetanol fra sukkerrør eller biodiesel fra raps. Avanserte teknologier er ikke kommersielle, og det gjennomføres omfattende forskningsarbeid på kostnadseffektiv oppskalering fra pilotskala til fullskala. En oversikt over de forskjellige råstoffer og produksjonsmetoder er presentert i figur 25.

Flytende biodrivstoffer er ikke nytt og har en lang historie. I 1900 presenterte Rudolf Diesel den første dieselmotor, drevet av jordnøttolje (altså en biodrivstoff). Mellom 1903-1926 var Henry Fords Model T bygd for drift med etanol produsert fra hamp. Fra 1918 ble blandinger av fossil bensin og etanol benyttet som drivstoff. I 1937 ble transesterifisering av triglyserider og metanol (FAME) utviklet [80]: dette er per dags dato den dominerende teknologi i Europa for produksjon av flytende biodrivstoffer. Triglyserider er glyserolester med tre umettete fettsyrer som kommer både fra animalske og vegetabiliske kilder [81]; disse kalles også animalske eller vegetabiliske oljer.

Det finnes en rekke biobaserte flytende drivstoff med dieselegenskaper for anvendelse i tungtransport [82, 83]. De viktigste er FAME og HVO: disse produseres kommersielt på basis av animalske og vegetabiliske oljer. FAME produseres ved at vegetabilisk olje reagerer med metanol katalytisk i en transesterifisering til en fettsyre-metyl ester (*fatty acid methyl ester*, FAME); det dannes glyserol som sideprodukt. HVO står for «hydrert vegetabilisk olje»: I HVO-produksjonen hydreres først katalytisk de C=C-dobbeltbindinger i triglyseridene; i et

påfølgende prosesstrinn spaltes de hydrerte triglyserider til monoglyserider/fettsyrer som til slutt hydroksygeneres/decarboksyleres under tilsats av hydrogen. Sluttproduktet HVO er en mix av alkaner, iso-alkaner og sykliske alkaner med sammen egenskaper som fossil diesel [84]. I industriell skala produserer Neste Oil<sup>7</sup>, Preem og UPM for de nordiske og europeiske markedene.

Biodieselrystoff for FAME og HVO deles i fire grupper [86]:

- Spiselig vegetabilsk olje: soya, palmeolje, solsikke, raps, kokosnøtt og peanøtt. I Europa er raps det dominerende råstoffet, og Neste Oil er den viktigste biodieself produsenten.
- Ikke-spiselig vegetabilsk olje: Tallolje fra papirmassefabrikker, jatropha, karanja, mahua, linfrø, bomullsfrø, neem, camelina og polanga. Neste, Preem og UPM er de dominerende nordiske produsentene av talloljebasert biodiesel.
- Avfalls- eller resirkulert olje: matolje, stekeolje (UCO), såpemasser av vegetabilsk olje og olje av presserester.
- Animalsk fett: oksetall, svinekjøtt, brukt matolje, kyllingfett og biprodukter fra fiskeolje [87, 88].

Blant disse, anses ikke-spiselige vegetabilske oljer, avfall eller resirkulert olje så vel som dyrefett som 2. generasjons biodieselrystoff. Algebaserte råstoffer betraktes som 3. generasjons biodrivstoff og vekker økende interesse som ikke-spelig olje på grunn av deres høye oljeinnhold og rask biomasseproduksjon ved optimale vekstbetingelser [89]. Andre dieselerstatninger kan produseres gjennom gassifisering av biomasse og påfølgende Fischer-Tropsch-synthese, eller pyrolyse av biomasse og hydrogenering/oppgradering av pyrolyse til diesel, jfr. prosessoversikt i figur 25. Disse dieseltypene skiller seg ikke fra fossil diesel, men er i dag ikke tilgjengelig i Europa i storskalaproduksjon [90].

### 2.7.1 Tilgjengelighet av biodiesel

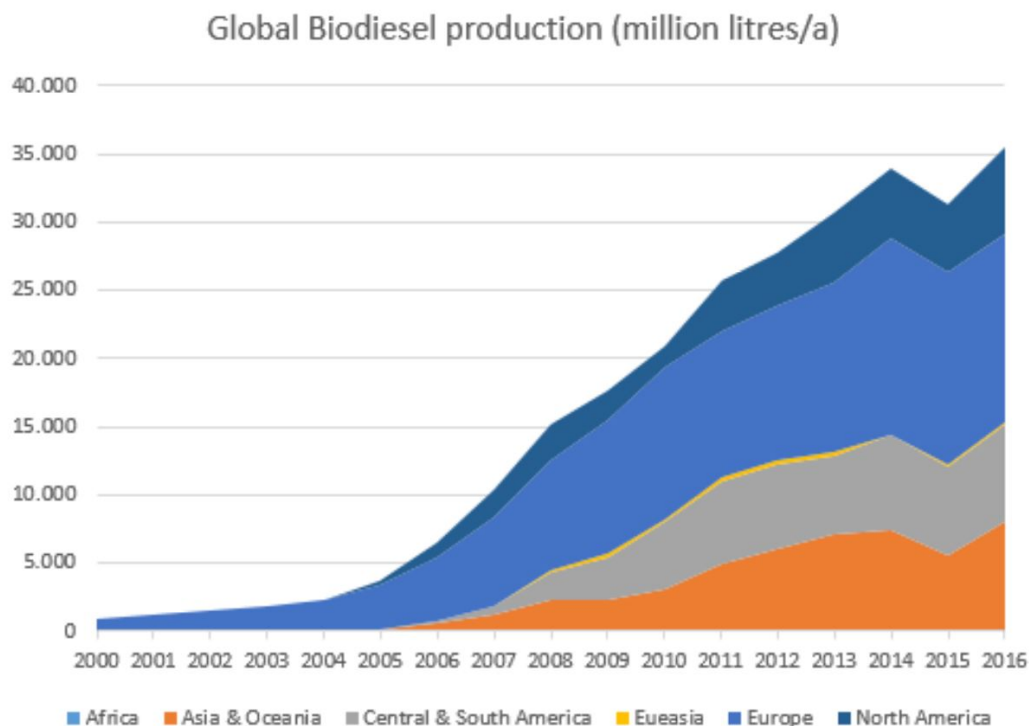
Tilgjengeligheten for biodiesel internasjonalt var i 2016 i størrelsesorden 3,5 millioner m<sup>3</sup>; i henhold til figur 26 er Tyskland den største produsent i Europa. I skandinavisk sammenheng er Finland den dominerende leverandør; Nyström, Bokinge og Franck [90] gir en oversikt over produksjonskapasitet og planlagt kapasitet frem til 2030. I løpet av 2016–2017 er det produsert cirka 27 TWh/a (3 millioner m<sup>3</sup>) utenom PFAD (avfall fra palmolje produksjon, omdiskutert); inkluderes PFAD så øker mengden til 40 TWh/a (4,3 millioner m<sup>3</sup>). Det forventes at cirka 3,5 TWh/a kommer on-line. Det knyttes en del usikkerhet rundt disse tall: dette henger sammen med begrensninger i forhold til RED II-direktivet som begrenser bruk av vegetabilske oljer for produksjon av HVO og hvilke begrensninger innføres på import til Europa, særskilt PFAD.

### 2.7.2 Forskningsstatus

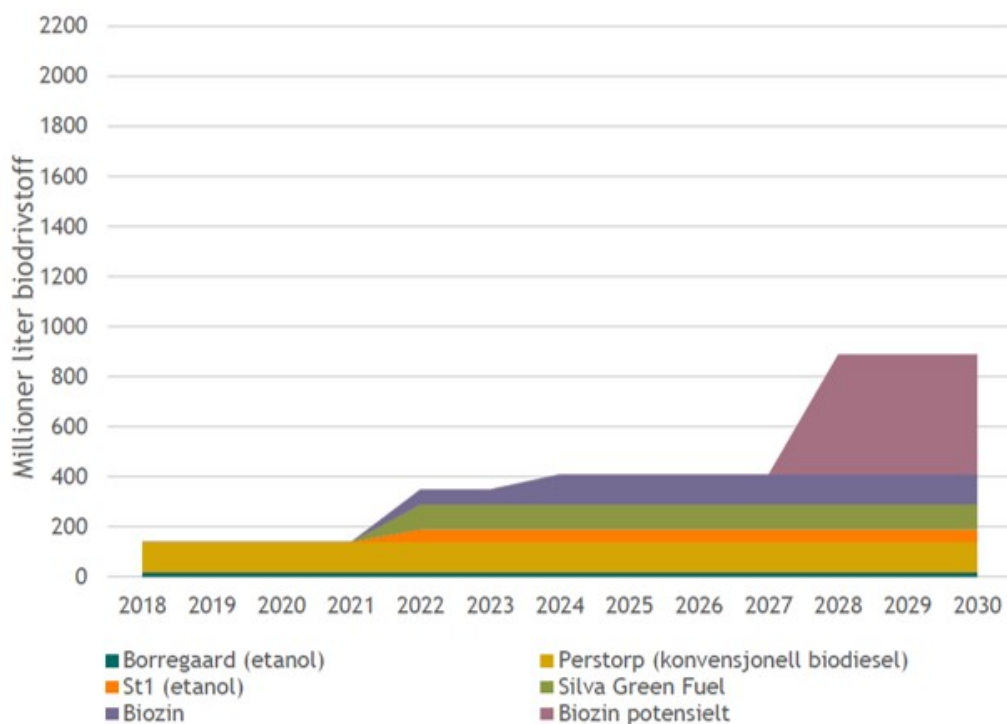
Omfattende utvikling mht. hydrogenering av vegetabilske oljer til HVO-biodiesel har gitt drivstoffer i marked som er likt fossil diesel i anvendelse; særskilt kuldeegenskaper er forbedret. Det utføres så å si ingen videre utvikling utover kostnadsreduksjon og driftsoptimering av disse produksjonssystemer.

Kommersiell produksjon av 2. generasjons biodiesel er foreløpig begrenset til HVO-produksjon fra avfallsoljer (brukt stekeolje, vegetabilske og animalske restfraksjoner) hos Neste. UPM og Preem produserer fra treoljer (talloljer) som er en sidestrøm fra papirproduksjon. I Skandinavia produseres bioetanol fra sidestrømmer fra celluloseproduksjon (Borregaard), halm (Inbicon, Danmark) og bartre (SEKAB, Sverige og ST1, Finland). Etanolen er hovedsakelig brukt som bensinerstatning og er i Europa ikke brukt for etanolbasert parafin. I USA har LanzaTech fått godkjenning for en prosess som konverterer etanol til kerosene; dette kan også destilleres til dieselerstatning [91]. Andre ruter til 2. generasjons biodiesel inkluderer gassifisering og Fischer-Tropsch, og termokjemisk flytendegjøring (hydrothermal liquefaction, HTL, pyrolyse) til rå-bioolje og oppgradering. Selv om det ikke er kommersielt ennå, er det gjort betydelige fremskritt i pilotskala, som har ført til flere planer for kommersiell produksjon i Norge, skissert i figur 27.

<sup>7</sup>I 2017 cirka 2,6 millioner t/år [85].



**Figur 26: Verdensproduksjon av biodiesel [90].**



**Figur 27: Biodrivstoffproduksjon i Norge [92].**



Diesel	Diesel blend, B7, B10, B30, 100%	FAME/Biodiesel	Conventional	Esterification or transesterification	Commercial	0	Vegetable oils**, used cooking oils, fats.	Konvensjonell biodiesel
	Diesel drop-in or 100%	Hydrogenated	Advanced	Hydrotreatment	Commercial	0	Vegetable oils**, fats, used cooking oils, liquid waste streams & effluents <sup>7</sup>	
		Fischer Tropsch	Advanced	Gasification + catalytic synthesis	TRL 6-7	4-8	Lignocellulosics, MSW, liquid industrial waste streams & effluents <sup>7</sup> or intermediates <sup>8</sup>	Fortsatt noen år til biodiesel fra trevirke er kommersielt tilgjengelig
		Hydrotreated	Advanced	Hydrotreatment	TRL 5-6	5-10	Pyrolysis oils from lignocellulosics, MSW, waste streams	
				Co-processing in existing petroleum refineries <sup>9</sup>	TRL 5-6	4-8		
Hydrogenated FAME/Biodiesel	Advanced	Hydrotreatment	TRL 5-6	6-12	Algal oils <sup>8</sup> and other non-food oils			
	Advanced	Esterification	TRL 5-6	5-10				

**Figur 28: Produksjonsmetode sortert etter modenhet og «time to market» [96].**

Direkte flytendegjøring ved pyrolyse og hydrotermisk flytendegjøring (HTL) produserer en rå-bioolje i ett termisk konverteringsstrinn. Disse opererer henholdsvis i kommersiell og pilotskala. Pyrolyse brukes til konvertering av tørre fraksjoner som inkluderer stammeved, avfall fra treforedlingsindustrien og vedrester (*GROT*: greiner, røtter og topper). I prosessen hydrotermisk kondisjonering (HTL) kan det anvendes marine restfraksjoner, vannholdig slam og kommunalt avfall. De produserte rå-biooljene krever imidlertid ytterligere oppgradering i form av hydrogenering/decarboksylering for å kunne blandes med fossil diesel. Innen flere EU-prosjekter, som 4Refinery [93] og Waste2Road [94], undersøkes forskjellige produksjonsscenarioer fra frittstående bioraffinerier til full integrering i dagens petroleumsraffinerier. Flere industrielle aktører planlegger å produsere biodrivstoffer fra lignocellulose (sidedrømmer fra sagbruk, GROT) på basis av disse teknologier (figur 27). Spesiell Silva Green Fuels og Biozyn planlegger å produsere en råolje som skal brukes som «co-feed» i biodieselproduksjon på et oljeraffineri. Bioråoljeproduksjon og oppgradering er nå testet på pilotskala.

Biomasse-gassifisering og reformering av biogass til syntesegass med påfølgende Fischer-Tropsch-syntese er teknisk moden, men det høye antallet prosessstrinn og kostnader for kritisk utstyr er et problem. Forskning fokuserer på utvikling av fleksible prosesser som kan utnytte et bredt spekter av råstofftyper og utvikling av mellomstore og småskala-prosesser [95]. Figur 28 oppsummerer statusen for kommersialisering av flere teknologier og råstoffer.

3. generasjons biodiesel benytter akvakulturer av lipidproduserende mikroalger. Lipidene (som ligner på vegetabiliske oljer) blir ekstrahert og omdannet til HEFA (Hydroprocessed esters and fatty esters) og FAME. På nåværende utviklingsstadiet er de økonomisk mest lovende dyrkingsmetodene landbaserte åpne dammer i regioner med gunstig klima som gir både mye sollys og høy temperatur.

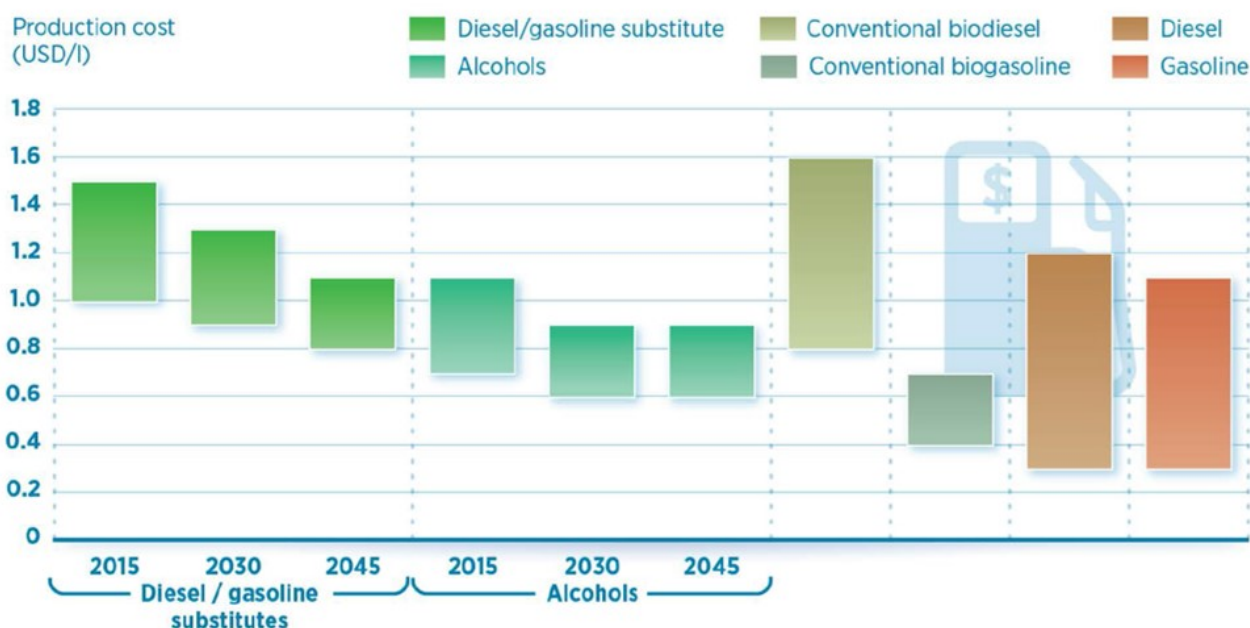
### 2.7.3 Lagring av biodiesel

For avansert biodiesel, altså HVO eller pyrolyse/Fischer-Tropsch-baserte oljer som er mettede hydrokarboner, er anvendelse og lagringsstabilitet identisk til dagens fossile diesel, dvs. tilnærmet ubegrenset. Derimot, for langtidslagring av biodiesel av typen FAME utover seks måneder, er det behov for lagring uten tilgang til luft eller fuktighet som kan føre til oksidering eller bakterievekst. Alternativ ved behov for lengre lagring er tilsats av stabilisatorer som hindrer disse reaksjoner [97].

### 2.7.4 Prisutvikling

EU har satt et mål at 2. generasjon biodiesel skal koste omtrent 8,5 NOK/L. Dagens avanserte termokjemiske prosesser (pyrolyse inkl. oppgradering; gassifisering og katalytisk konvertering) er i størrelsesorden 10 NOK/L. Forskning konsentrer seg på prosessoptimering for energi- og kostnadseffektive prosesser; særskilt må kapitalkostnader reduseres. Annen forskning omfatter en integrasjon av flere verdikjeder som drivstoff og biokjemikalier, desentralisert produksjon av rå-biolojer og innmating i eksisterende fossil-raffinerier. Det forventes kostnadsreduksjoner gjennom mer robuste prosesser samt tilgang til nye råvarestrømmer, primært avfall (plastikk) og restprodukter. Priser under 8 NOK/L er forventet i 2030, se figur 29. For de fleste biodrivstoffer som skal erstatte diesel, og særskilt HVO, utgjør råstoffet en stor andel av produksjonskostnaden.





Figur 29: Forventet kostnader for biodiesel produksjon til 2050 [98].

### 2.7.5 Fremtidige teknologiperspektiver

Produksjon av biodrivstoff må utvides for å oppnå målene som er satt av IPPC. I dag er produksjon ikke tilstrekkelig [99], og flere europeiske aktører arbeider med å bygge opp produksjonskapasitet spesielt på diesellignende drivstoffer [100]. Forskingen for avanserte drivstoffer gjennom prosjekter som 4Refinery [93] og Waste2Road [94] gjennomføres med deltagelse av de klassiske oljeraffinerier hvor det utvikles teknologier som er direkte kompatible med dagens produksjons- og distribusjonsinfrastruktur. Gjennom integrasjon av avanserte biodrivstofftyper i dagens infrastruktur vil erstatningen av fossile drivstoffer forenkles vesentlig og IPPC-mål for 2030 kunne oppnås.

### 2.7.6 Kompatibilitet med moderne dieselmotorer

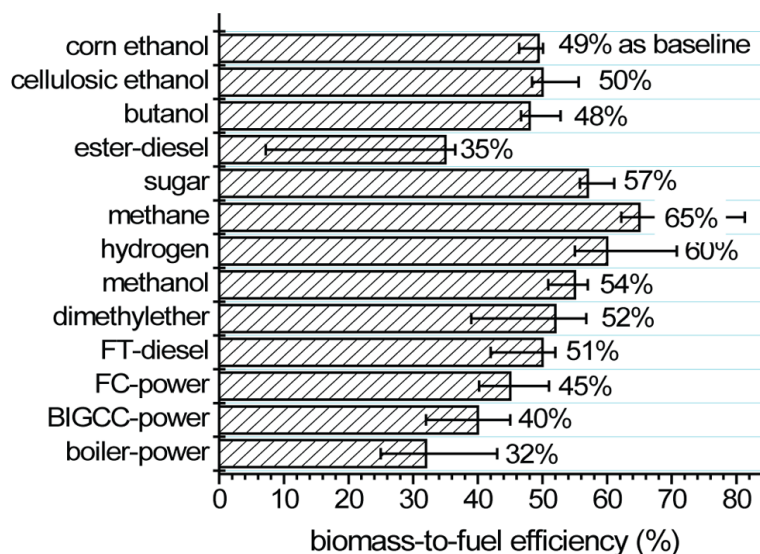
Den fremste fordelen biodiesel har mot andre nullutslippsalternativer i denne rapporten er at den kan tas i bruk tilnærmet uten endringer i infrastrukturen eller lokomotivene.

Innblanding av inntil 100 % 2. generasjon biodiesel (HVO eller termokjemisk produserte typer) i fossil diesel er mulig siden drivstoffets egenskaper er identisk med konvensjonell diesel.

FAME-basert biodiesel kan omsettes i konvensjonelle forbrenningsmotorer; forskningen i forhold til levetidsbegrensninger på grunn av anvendelse av biodiesel (her FAME) er ikke entydig. FAME produsert av tunge flerumettete fettsyrer (FAME fra palmolje og jatropha) kan gi avleiringer i motorene, som øker slitasje og reduserer virkningsgraden noe; andre blandinger har en rensende effekt [101, 102].

Graden av avleiringer øker desto større andel flerumettete fettsyrer dieselen inneholder [103]. Det stilles også høye krav til renhet, spesielt i motorer som opererer ved høye trykk (CommonRail-teknologi), og dette krever at filtrering/rensing må inngå i produksjonsprosessen. Disse motorer kan driftes ihht. drivstoffleverandøren Eco-1 uten problemer med HVO, mens tradisjonell FAME vil være utfordrende i høyere konsentrasjon enn 20 % [104]. Dominerende problem er drivstoffets viskositet, spesielt ved temperaturendringer; tilpasninger av drivstoffet vha. bensin er testet med gode resultater i CommonRail-motorer [105].

Biodiesel er blitt tatt i bruk i store forbrenningsmotorer for busser, lastebiler og vogntog med gode resultater. Dieselmotorprodusenter har som regel godkjent drift av motorer med inntil 10 % FAME og ubegrenset for HVO eller avanserte dieseltyper. Motorer optimert for biodiesel er tilgjengelig fra flere leverandører, f.eks. MAN [106] og Deutz [107].



**Figur 30: Biomass-to-wheel analyse [108].**

### 2.7.7 Energieffektivitet

En klassisk «well to wheel»-effektivitet er ikke mulig å definere innenfor biodrivstoff, derimot anvendes gjerne «biomass-to-wheel». Dette kan defineres på flere måter:

- Klimagassreduksjonspotensiale, som er minst 60 % for 1. generasjon og minst 90 % for 2. generasjon;
- Karboneffektivitet, altså hvor mye karbon fra råstoffet blir i drivstoffet; dette variere avhengig av teknologi mellom 55–100 %;
- Energieffektivitet fra spesifikt energiinnhold i råstoff (her brennverdi) til energiinnhold i drivstoff, som kan ligge mellom 40–70 % [108].

Effektivitetsanalyser av biomasse til drivstoff er vist i figur 30; denne varierer fra 35% for FAME til 51% for FT-Diesel [108]. Tapene under anvendelse og i motorsystemer er sammenlignbare med fossil diesel.

Energiinnhold (*lower calorimetric heating value*) av biodiesel er i størrelsesorden 37 MJ/kg og 44 MJ/kg for henholdsvis FAME og HVO [109], sammenlignet med 43 MJ/kg for standard sommerdiesel og 44 MJ/kg for Fischer-Tropsch-diesel produsert fra naturgass eller biogass [110]. Den noe lavere energitettheten til FAME vil ha innflytelse på drivstofflogistikken, mens energitettheten til de andre drivstoffer er tilnærmet likt og vil ikke påvirke logistikken.

Kost/nytte avhenger av hvilken energikilde som benyttes for fremstilling av biodiesel. Det er utarbeidet en skisse til et slikt prosjekt: logistikk, miljø, lokomotivenes trekkraft og økonomi var blant de aspektene utredningen fokuserte på. Som standard leveres det biodiesel til transportmarkedet med en innblanding på <7,5 % i fossil diesel. I tillegg til dette leveres det HVO med gode vinterregenskaper til privat, industri og flåtemarked, blant annet gjennom følgende selskaper:

- ECO-1, som hevder ingen kunder har hatt problemer med deres «2G Polar»;
- CircleK leverer MilesBio HVO100 i kvalitet B30 og B100; anvendes for de fleste tyngre kjøretøy med godkjenning av produsenter [111];
- Preem HVO100 / Agrol [112].



Figur 31: Inlandsbanans HVO-anlegg i Östersund, Sverige [114].

### 2.7.8 Erfaring med biodiesel

Standard diesel som er på markedet i dag har en innblanding av <7,5 % FAME, og dette er godkjent av alle motorleverandører. Biodiesel både i blandinger og som rent FAME eller HVO har vært i bruk i ulike deler av verden i nærmere 30 år. Jernbaneverket gjennomførte en utredning for bruk av biodiesel (FAME) ved jernbane i 2006 [103]; parallelt til dette ble det publisert en rapport fra International Union of Railways [113]. Begge konkluderer med at det er mulig å blande inn opptil 50 % 1. generasjons biodiesel (FAME) i konvensjonell diesel, hvis man tar de forholdsregler som gjelder for flytegenskaper om vinteren. Svenske Inlandsbanan bygger tankstasjoner for HVO, som har bedre flytegenskaper om vinteren. Første anlegg står på plass i Östersund (avbildet i figur 31), som kan benyttes av både jernbane- og veitransport [114].

Biodiesel ble første gang testet ut som drivstoff i tog i 2007 [115]. Noen lokomotivprodusenter har også dedikerte modeller for biodiesel, men tilbudet er begrenset for motorer som er egnet til B100 (FAME), mens bruk av blandinger ihht. gjeldende innblandingsregler er ikke begrenset. Amerikanske Amtrak gjennomførte et ett-års prøveprosjekt i 2010–2011 [116] og konkluderte med at innblandingen med opptil 20 % (B20) ikke hadde noen negative effekter på materiellet.

I den nederlandske regionen Friesland og Groningen bruker operatøren Aviva på linjen mellom Leeuwarden og Groningen 18 nye tog som kjører på ren biodiesel FAME B100 siden 2018 [117].

### 2.7.9 Biodiesel og miljø

Biodiesel gir betydelige kutt i CO<sub>2</sub>-utslipp sammenliknet med fossilbasert diesel. For 1. generasjon produksjonsteknologi, anslås en reduksjon på 60 % [118], mens 2. generasjons drivstoff (eller avansert biodrivstoff) kan redusere CO<sub>2</sub>-utslipp med inntil 90 % [119]. Når det gjelder forbrenningsegenskaper av oksigenerte dieselerstatninger (f.eks. FAME), viser forskning at for korrekt justerte motorer gir økt bruk av biodiesel lavere CO-utslipp [101, 120, 121]. For uforbrente hydrokarboner (sot) og NO<sub>x</sub> er bildet mer differensiert: under lav og mellomhøy last reduseres NO<sub>x</sub>-utslipp, mens ved høy belastning øker utslippet noe [120]. Biodrivstoffer fra vegetabilsk biomasse er i utgangspunkt svovelfrie, derfor er utslipp av syrekomponenter som SO<sub>2</sub> og SO<sub>3</sub> neglisjerbare.

Anvendelse av moderne biodrivstoff som følger gjeldende spesifikasjoner i EN 14214-standarder [122] har ikke innflytelse på levetid av materiell. Gjenbruk og deponering er analog til konvensjonell materiell for diesel-drift. Det er ingen relevante forskjeller i forhold til HMS for biodiesel [123] eller konvensjonell diesel; bl.a. er støynivået identisk som for fossil diesel.

## 3 Sikkerhet og regulatorisk rammeverk for hydrogen og biogass

### 3.1 Lover, regelverk og standarder

Adgang og vilkår for bruk av kjøretøy på norsk jernbane følger av Forskrift om kjøretøy på jernbanenettet (kjøretøysforskriften) [124], hjemlet i Jernbaneloven. Diskusjonen i dette kapitlet springer i hovedsak ut fra Kjøretøysforskriftens §§ 8–10, kanskje spesielt vilkårene i § 8 «*må kjøretøy oppfylle kravene i en relevant TSI og nasjonale tekniske krav i vedlegget så lenge en tilsvarende grunnleggende parameter ikke er beskrevet i TSI-en*» og prosesskravet for nye kjøretøy, jf. § 9 «*For alle nye kjøretøy eller ved vesentlige oppgraderinger av kjøretøy skal prosesstandard EN 50126 følges*».

I tillegg til dokumentanalyse, har SINTEF konsultert Eisenbahn-Bundesamt (EBA)<sup>8</sup>, Alstom og TÜV SÜD for innspill og deres erfaringer med arbeid frem til godkjenning for Coradia iLint og annet materiell med alternative kraftkilder.

Kravene til materiell er i utgangspunktet harmonisert gjennom europeisk lovgivning, med eventuelle ytterligere nasjonale krav (for eksempel norske krav knyttet til grensesnittet hjul/skinne eller krav til vinterdrift). Det vil si at det i hovedtrekk er små forskjeller på å få materiell godkjent i Tyskland eller i Norge. For å få godkjent nytt materiell så må man generelt:

- Verifisere at materiellet fyller kravene i Technical Specifications for Interoperability (TSI) (verifiseres av Notified Body (NoBo), teknisk kontrollorgan)
- Verifisere at materiellet fyller kravene i nasjonalt jernbaneregulativ (verifiseres av Designated Body (DeBo), utpekt organ)
- Evaluere risikostyringsprosessen og resultatet (evalueres av Assessment Body (AsBo), assesserende enhet)
- Verifisere at prosesstandarden CENELEC EN 50126 er fulgt (verifiseres av Independent Safety Assessor (ISA), uavhengig assessor)

De primære kildene til relevante europeiske og norsk regelverk som vil gjelde for nytt materiell er

- Interoperabilitetsdirektivet, 2008/57/EC [125] (erstattes i Norge av 2016/797/EC [126] i løpet av kort tid).
- Sikkerhetsdirektivet 2004/49/EC [127] (uklart når den fjerde jernbanepakken trer i kraft i Norge [128]).
- CSM REA (Common Safety Method, 402/2013) [129], felles sikkerhetsmetode for risikoevaluering og -vurdering.
- CENELEC EN 50126 Railway applications – the specification and demonstration of Reliability, Availability, Maintainability and Safety (RAMS) [130].
- Relevante Tekniske Spesifikasjoner for Samtrafikkevne (TSI) med tilhørende standarder.

Den relevante Teknisk Spesifikasjon for Samtrafikkevne (TSI) som det henvises til er «rullende materiell - lokomotiver og rullende materiell for passasjertrafikk» (TSI LOC&PAS) [131]. I dette kapitlet har vi også begrenset diskusjonen til det som relaterer direkte til alternative kraftkilder til fremdrift; utover det legger vi til grunn at alle andre lover, regler og standarder gjelder som for rullende materiell forøvrig.

<sup>8</sup>Den føderale jernbanemyndigheten i Tyskland, med roller som tilsvarende bl.a. Jernbanetilsynet.

### 3.1.1 Eksempel på godkjenning av hydrogentog

Et konkret eksempel på rullende materiell (motorvognsett) med hydrogenfremdrift som har oppnådd nasjonal godkjenning er Alstoms Coradia-serie. Coradia opereres nå i diesel, elektrisk, bi-modalt eller med hydrogenbrenselceller («iLint»). Coradia iLint er autorisert av EBA i henhold til Direktiv 2008/57 [125] for trafikk i Tyskland.

Erfaringen fra prosessen i Tyskland er at det ikke er nødvendig med eksplisitt ny regulering for hydrogentog. Alternativ energiforsyning (som hydrogen eller batteri) er ikke i konflikt med eksisterende regulering på europeisk nivå. TSI LOC&PAS [131] inneholder ikke spesifikke føringer for type kraftkilde. Alstom, med støtte fra TÜV SÜD, identifiserte derfor relevante reguleringer (fra blant annet kjøretøy for vei) og demonstrerte «safe operations» / kryssregulering basert på dette. Dette betyr at det er vesentlig å følge med på hva som utvikles i andre transportsektorer. Komponenter som brenselceller og støttesystemer vil måtte oppfylle relativt like krav. De viktigste forskjellene mellom rullende jernbanemateriell og andre transportmidler ligger i støttekomponentene og i de strukturelle konstruksjonene som følger systemet.

En av de ledende fabrikantene av hydrogentog er Alstom som har oppnådd godkjenning av hydrogentoget Coradia iLint i Tyskland. Vi har hatt god dialog med fabrikanten Alstom, de som har sertifisert toget, TÜV SÜD (NoBo og AsBo), og EBA (tyske Eisenbahn-Bundesamt).

Common Safety Method for Risk Assessment (CSM-REA EU402/2013) [129] lå til grunn for TÜV SÜDs gjennomgang av vurderingen av Coradia iLint. Vurderingen inkluderte fare- og risikomomenter ved ny teknologi. Det var særskilt fare/risiko ved fremdriftskilden (f.eks. hydrogen) i kollisjon og ved tunnelsikkerhet som var forskjellig fra vurdering av «vanlige» elektriske motorvognsett. Disse farene/risikoene utgjorde ikke et betydelig omfang, og det ble funnet tilstrekkelige barrierer mot dem. EBA bekrefter at Coradia iLint er autorisert etter 2008/57/EC og at det tok omtrent tre år fra første forespørsel til ferdig autorisasjon. Det eksisterer ingen jernbanespesifikke standarder for de nye energiteknologiene, så Alstom, med støtte fra TÜV SÜD, identifiserte relevante standarder fra andre domener. Basert på disse standardene klarte Alstom å sannsynliggjøre at sikkerheten er godt nok ivaretatt. Som en del av sikkerhetsbeviset ble dokumentasjon for vedlikehold og krisehåndtering utarbeidet og overlevert til operatøren. EBA bekrefter videre at det ikke er restriksjoner til autoriseringen av motorvognsettet knyttet til bruk av hydrogen som energikilde. Det er vesentlig å merke seg at iLint kjører i dag på en strekning uten innslag av tunneler, og det er derfor ikke usannsynlig at en generell godkjenning i Norge vil medføre at man ønsker en ytterligere gjennomgang knyttet til tunnelsikkerhet før en generell godkjenning.

Utover regulering og godkjenning av selve materialet, så vil nye kraftkilder medføre ytterligere behov for å ivareta sikkerheten i et livssyklusperspektiv, altså kreve investering i ny kompetanse, utstyr og infrastruktur, samt vedlikehold av dette, jernbanens egne bergingsressurser, men også at nødetatene må ha tilstrekkelig kunnskap og utstyr for å trygt gjennomføre redningsaksjoner hvor det er involvert tog med alternative fremdriftskilder. Mer spesifikt for alternative kraftkilder så må det utarbeides rutiner og gjennomføres opplæring for trygg berging og beredskap, om nødvendig nedtapping av gass, frakobling og sikring av kraftkilder osv. Dette vil nødvendigvis kreve innsats langs hele strekningen som skal trafikkeres. I tillegg er det regulatoriske/sikkerhetsmessige forhold rundt fyllestasjoner som må utredes nærmere, også sett i lys av eksplosjonen i Sandvika og om det får noen konsekvenser for regelverk i Norge. Det er likevel lite som tyder på at DSB ser behov for nye regler etter Kjørbohendelsen: inntrykket er at DSB vil sjekke litt bedre at høytrykkslagringsdirektiv oppfylles, men at de anser eksisterende regelverk for å være godt nok<sup>9</sup>.

Kunnskap om godkjenningen av Alstoms Coradia iLint danner et godt utgangspunkt for videre arbeid angående regulering for hydrogentog, men andre prosjekter bør også vurderes; HydroFlex i Stor-Britannia er også interessant; der er utgangspunktet at bare en liten del av strekningen krever bruk av hydrogen. I tillegg kan man med fordel se på hva andre transportsektorer utvikler: innen transportsektoren er brenselcellemoduler praktisk talt de samme på tog, busser, ferger og tunge lastebiler. De viktigste forskjellene er i støttekomponenter og strukturelle konstruksjoner som følger systemene.

<sup>9</sup>Kilde er samtaler mellom Olav R. Hansen og DSB.



## 3.2 Sikkerhetsaspekter

### 3.2.1 Farer ved bruk av gass, flytende og trykksatt

Bruk av brennbar gass som metan/naturgass og hydrogen som drivstoff for transport gir enkelte utfordringer sammenlignet med tradisjonelle drivstoff som diesel, for eksempel:

- For å oppnå tilfredsstillende energitetthet trykkes gass gjerne til 200 bar for naturgass og 200–700 bar for hydrogen; ved enhver utetthet i rør/tanker vil gass lekke ut med stor hastighet.
- Når gass lekker ut blandes denne med luft, og vil kunne danne skyer som kan eksplodere ved antennelse etterfulgt av ofte langvarig jetflamme.
- Ved oppbevaring i flytende form kreves svært kraftig nedkjøling: dette gir utfordringer med hensyn til isolasjon, og kan gi eksplosjon om tanken varmes opp uten tilstrekkelig trykkavlastning. Ved lekkasjer i flytende form kan brennbar gass spre seg betydelig lengre avstander på bakkenivå enn ved utslipp av komprimert gass, og utsette omgivelser for risiko for eksplosjon eller flashbrann.

Farescenarier forbundet med utslipp av gass vil primært være følgende:

**Gasseksplosjonsfare** Dersom gassen som lekker kan samles opp i innelukkede rom (f.eks. hydrogenkonteiner, toggarasje, brenselcellerom) eller i dårlig ventilerte områder som i en tunnel, så vil det kunne være fare for eksplosjoner om gass antennes. For hendelser utendørs med hydrogen eller naturgass kreves normalt større utslipp for å utgjøre betydelig fare for personer mer enn 10-20m unna en hendelse (personer som fanges av flammer vil være i livsfare, men trykkklaster vil normalt være av mindre bekymring). I en tunnel kan også mindre utslipp innebære stor risiko som følge av at betydelige overtrykk lettere bygges opp og i liten grad vil avta med avstand inne i tunnelen. Påfølgende branner vil også kunne gi farlige gasser, høy temperatur og kunne vanskeliggjøre rømning og redning. Inne i tunneler kan dermed gasseksplosjoner representere en betydelig risiko, mens risiko ved hendelser utendørs vil være begrenset.

**Jetbranner** Ved utslipp fra trykksatte tanker/systemer som antenner vil en jetbrann kunne oppstå; denne vil være farlig for personer i nærheten, spesielt i tunnelsituasjoner, samt kunne gi følgeeffekter som beskrevet under.

**Flammeball, prosjektiler og trykkbølger fra tankbrudd/BLEVE** En jetbrann vil kunne varme opp gass- og væsketanker (primært andre drivstofftanker, men eventuelt også farlig gods i nærheten) slik at disse svekkes og eventuelt fysisk eksploderer. Dette kan gi følgeeffekt med stor flammeball, prosjektiler og trykkbølger (tankbrudd eller BLEVE). Slike hendelser vil normalt kreve noe tid for å utvikle seg, slik at evakuering/rømning vanligvis vil være mulig. I en tunnelsituasjon vil en slik hendelse være ekstra kritisk, og påfølgende brann kan også utvikle giftige gasser, enten fra gassforbrenningen selv eller andre materialer som tar fyr i brannen.

**Flashbranner/pølbranner (naturgass)** Ved utslipp i flytende form vil gass som nevnt kunne bevege seg langt langs bakken. Dersom denne så antenner vil en flashbrann kunne oppstå. En flashbrann vil også kunne forekomme ved utslipp inne i en tunnel, både ved trykksatt og flytende gass. Denne vil være livsfarlig for personer som er inne i brennbar sky når flammen passerer. For utslipp av flytende gass vil også pølbrann kunne forekomme (spesielt ved naturgass): slike vil kunne gi tilsvarende følgeeffekter som nevnt for jetbrann.

**Kryogen fare ved større utslipp av flytende gass** Flytende gass som brukes til drivstoff er gjerne trykksatt til noen få bar, og store utslipp (spray, pøl) kan gi betydelig lokal nedkjøling som i gitte omstendigheter kan utgjøre fare for mennesker og utstyr (f.eks. vogner i nærheten med farlig gass/væske). Betydelige mengder LNG fraktes allerede på tog i dag, så for flytende biogass ville dette ikke representere noen ny risiko. Ved betydelige utslipp av flytende hydrogen vil luft fryse til nitrogen- og oksygenpartikler og kunne deponeres nær utslipp. Ved eksperimenter med spray av flytende hydrogen med sen antennelse ved HSL-laboratoriet



**Figur 32: Foto tatt etter eksplosjonen på Kjørbo, Sandvika, 10. juni 2019 (NRK).**

i Buxton, Storbritannia [132], opplevde de i en test (av flere) at en oppsamling med nitrogen/oksygenpartikler (og trolig iblandet noe flytende hydrogen) eksploderte kraftig noen sekunder etter at en jetflamme hadde brent tilbake til utslippet. Ifølge deres vurderinger var eksplosjonen så kraftig at den måtte forklares i at faste oksygenpartikler (trolig iblandet flytende hydrogen) må ha bidratt til eksplosjonen. De gjorde i ettertid gjentatte forsøk på å gjenskape hendelsen uten å lykkes.

Farescenariene diskutert over er ikke unike for bruk av gass på tog: disse er også høyst aktuelle ved veitrafikk hvor betydelige mengder LNG, bensin, hydrogengassflasker og enkelte steder tankbiler med flytende hydrogen, daglig transporteres, inkludert i tunneler. En rekke mulige veitransportscenarier som alle har lav sannsynlighet, ville ha potensiale til å utvikle seg til katastrofer. Dette gjelder også for scenarier med bruk av gass som drivstoff. I Stockholm var det i mars 2019 en hendelse i en buss hvor trykksatt naturgass eksploderte som følge av støt mot tanker [133] som gav trykktankeeksplosjon etterfulgt av antennelse, gasseksplosjon og brann. Denne ulykken kunne fått et mye mer alvorlig utfall om bussen hadde hatt passasjerer om bord. I Gøteborg i 2016 [134] førte en antent lekkasje og jetbrann over noe tid til eksplosjon i nabetank. Hydrogentanker bygges generelt mer robust enn naturgasstanker, men scenarier som dette vil like fullt være relevante med tanke på mulige hendelser.

Etter 2½ års drift var det 10. juni 2019 en kraftig eksplosjon på hydrogenfyllestasjonen på Kjørbo i Sandvika. En 950 bar trykktank på fyllestasjonen begynte å lekke, i starten med svært lav rate, men etter et par timer feilet pakninger og hendelsen eskalerte. Anslagsvis 1,5–3 kg hydrogen fra tanken ble da sluppet ut i løpet av 3 sekunder [73]. Det turbulente hydrogenutslippet antente og eksploderte i inngjerdingen som var satt opp for å beskytte omgivelsene. Den kraftige eksplosjonen ødela en liten seksjon av gjerdet, og deler av dette ble kastet utover i veibanen mot nord. I etterkant oppstod flere mindre jet-branner som følge av avrevne rør. Hendelsen skjedde midt i hjemfarten etter Pinsehelgen, og trykkbølgene utløste airbag i noen få av de passerende bilene, samt førte til noe vindusknusing i et kontorbygg 50–60 m sørvest for installasjonen. Heldigvis ble ingen personer alvorlig skadet i hendelsen.

Sett i ettertid kan det konkluderes at inngjerdingen i stor grad fungerte som den skulle. Det var uheldig at gjerdet feilet og førte til prosjektiler ut i veibanen, da dette kunne vært farlig for forbipasserende. Bortsett fra dette er det lite som tyder på at personer som oppholdt seg i nærområdet til anlegget da det smalt har vært utsatt for stor fare.

Av lærdom fra hendelsen kan vi trekke at en må være forberedt på at også større lekkasjer med lav forventet sannsynlighet kan skje, og at disse gjerne vil antenne og eksplodere. Hydrogensystemer bør designes med minst mulige dimensjoner på rør og koblinger som kan oppfylle nødvendig funksjon, slik at konsekvensene ved større lekkasjehendelser blir minst mulig. Ytterligere designtiltak eller annet som kan begrense fare for skade på utstyr, personell og tredjeperson ved alvorlige hendelser må også vurderes nøye.

### 3.2.2 Relevante eksperimenter for å forstå og kunne beregne konsekvenser av ulykkeshendelser

Det er utført mange eksperimenter for å forstå fysikken i forbindelse med utslipp og antennelse av hydrogen. I etterkant av kjernekraftulykkene ved Three Mile Island og Tsjernobyl utførte Sandia National Laboratories i USA eksplosjonseksperimenter med hydrogen i en 30 m lang tunnel/kanal og opplevde detonasjonsovergang og kraftige trykk ved konsentrasjoner helt ned til 15 % hydrogen [135, 136]. Lignende eksperimenter i stor skala ble også utført ved Fraunhofer ICT i Tyskland og Kurchatov Institute i Russland. Ved NASA [137] ble det utført eksperimenter med utslipp av 400 kg LH<sub>2</sub> i løpet av et halvt minutt for å studere eventuell danning av pøl og gassspredning. Det pågår også i 2019 flere storskala testkampanjer for å studere LH<sub>2</sub>-utslipp. Et stort antall eksperimenter er også utført ved forskjellige testfasiliteter i mindre skala innen gassspredning og eksplosjon. Selv om det ikke er utført eksperimenter med større LH<sub>2</sub>-utslipp inne i tunnel, anses tilgjengelige eksperimenter innen hydrogensikkerhet å være tilstrekkelig mange og varierte for å kunne forstå fysikken og kunne brukes til validering av eksisterende CFD-modellverktøy. De fleste relevante ulykkes scenarier med utslipp, spredning og eksplosjon av hydrogen, også i tunneler, bør derfor kunne modelleres med rimelig grad av presisjon.

For naturgass har det tilsvarende vært utført et stort antall eksperimenter med gassutslipp, spredning og eksplosjon. En stor andel av testene er relatert til sikkerhet innen olje- og gassaktivitet, men det er også utført en rekke storskalatester med LNG-utslipp [138, 139], samt eksplosjoner i tunnelsituasjoner relatert til kullgruvesikkerhet [se f.eks. 140]. Også for naturgass mangler eksperimenter for katastrofescenarier med utslipp av LNG i tunnel. Likevel er antallet tilgjengelige tester stort og variert nok til å kunne brukes til validering av CFD-modellverktøy slik at det vil være mulig å utføre beregninger med betydelig grad av presisjon.

FLACS<sup>10</sup> er et kommersielt CFD-verktøy som brukes av de fleste større konsulentmiljø innen gassikkerhet. FLACS har blitt godt validert mot en rekke eksperimenter med utslipp og eksplosjon av naturgass/LNG, så vel som hydrogen. Selv om beregninger av eksplosjoner med detonasjonsovergang eller LH<sub>2</sub>-utslipp er utenfor det definerte gyldighetsområdet for FLACS, er det likevel mulig å utføre slike beregninger med rimelig presisjon ved å justere input-parametre [141, 142].

### 3.2.3 Hydrogenegenskaper, sammenlignet med metan

Hydrogen både i gassfase og som flytende (LH<sub>2</sub>) har mange ekstreme egenskaper sammenlignet med naturgass og andre drivstoff; i tabell 4 er hydrogen sammenlignet med metan (hovedkomponent i naturgass og biogass). Disse egenskapene kan gi utfordringer med hensyn til sikkerhet, og det er viktig å være bevisst på disse egenskapene når man planlegger og designer hydrogensystemer og sikkerhetssystemer relatert til bruksområdet som er planlagt. Noen implikasjoner er:

- Hydrogen i gassfase er svært lett og stiger hurtig til værs ved utslipp. For situasjoner ute i det fri bidrar dette til å begrense brennbar skystørrelse og fare for omgivelsene. Unntak er utslipp av flytende hydrogen hvor resulterende blanding av hydrogen og kald luft er tyngre enn omgivelsesluft ved høye konsentrasjoner, og blir først nøytral og lettere etterhvert som den tynnes ut, spesielt ved betydelig luftfuktighet. Metan er også lettere enn luft, men blir tyngre enn omgivelsesluft ved fordampning av flytende gass.
- Hydrogen har svært vide flammegrenser sammenlignet med de fleste andre gasser, minste tennenergi er svært lav, og maksimal forbrenningshastighet svært høy. Et utslipp av metan og hydrogen fra samme trykk og hullstørrelse vil ha omtrent samme forbrenningsenergi. Om dette slipper ut i et innelukket volum (f.eks. tunnel) så vil sannsynligheten generelt være mye høyere for at utslippet med hydrogen danner en betydelig

<sup>10</sup>Se <http://www.gexcon.com>.



**Tabell 4: Sammenligning av forskjellige egenskaper til hydrogen og metan.**

Egenskap	Hydrogen	Metan
Molekylvekt	2 g/mol	16 g/mol
Tetthet ved 0 °C	0,090 kg/m <sup>3</sup>	0,72 kg/m <sup>3</sup>
Lydhastighet	1270 m/s	450 m/s
Kokepunkt	20,4 K (-253 °C)	111 K (-162 °C)
Kritisk punkt	32 K @ 13 bar	191 K @ 46 bar
Tetthet flytende	70,8 kg/m <sup>3</sup>	420 kg/m <sup>3</sup>
Flammegrenser	4–75 %	5–14 %
Minste tennenergi (MIE)	0,017 mJ	0,29 mJ
Største laminære forbrenningshastighet	2,7 m/s	0,45 m/s

eksplosiv sky, at denne antenner, og at eksplosjonen gir høye trykk. Med hydrogen er det derfor viktigere å hindre at gass kan slippe ut i lukkede rom eller steder helt eller delvis innelukket oppover. I risikostudier relatert til hydrogen bør også mulighet for detonasjonsovergang (DDT) og eventuelle konsekvenser vurderes, se f.eks. Hansen og Johnson [141].

- Lav tetthet på hydrogen både i gassfase og væskefase gir henholdsvis 2,8 og 2,5 ganger høyere hastighet på utslipp sammenlignet med utslipp av metangass og LNG ved samme trykk. Med tanke på sikkerhet er dette gunstig, da høy utslippshastighet gir raskere uttynning i luft. Høy støkiometrisk konsentrasjon for hydrogen (nær 30 %) bidrar også til at et hydrogenutslipp raskt tynnes ut til konsentrasjoner med lavere reaktivitet. Ved konsentrasjoner under 15 % er hydrogen mindre reaktiv enn støkiometrisk naturgass, og under 10 % er reaktiviteten svært lav. Ved konsentrasjoner under 8 % er oppdriften til hydrogenflammen sterkere enn evnen til å brenne nedover, og flammer vil kun brenne oppover ute i det fri.
- Flytende hydrogen er betydelig kaldere enn frysepunkt til hovedkomponentene i luft, og vil umiddelbart fordampe i luft (mens luften kondenserer/fryser). Rør og tanker med flytende hydrogen må derfor isoleres godt (vakuu eller helium er aktuelle medium) og bør ikke være i kontakt med luft. Flytende naturgass (LNG) er på den annen side varmere enn kokepunkt for komponentene i luft, og har ikke de samme problemstillingene. Ved større utslipp vil flytende naturgass danne pøl, dette vil bare i begrenset grad forventes med flytende hydrogen. For et LH<sub>2</sub>-utslipp kan det derfor forventes at alt hydrogen raskt fordampes, noe som bidrar til større risiko under selve utslippet. Så fort gassky er transportert bort av vind eller ventilasjon, vil imidlertid faren være over. Ved utslipp av LNG vil det i større grad dannes pøl; denne vil kunne fordampe gradvis over lenger tid på grunn av varmetilførsel fra underlag, og eksplosjonsfare vil ikke være over før pøl er fullt fordampet.
- Det er kort vei fra kokepunkt til kritisk punkt for flytende hydrogen, og gitt den lave temperaturen er det viktig at hydrogensystemer isoleres godt og at det alltid er tilstrekkelig dimensjonerte trykkavlastningssystemer som kan håndtere avdampning uten at trykket stiger. I motsatt fall vil det kunne være risiko for BLEVE (tankeeksplosjon som følge av rask faseovergang og ekspansjon ved trykkfall når tanken brister). En begrenset fenomenforståelse rundt LH<sub>2</sub>-BLEVE gjør dette punkt særlig viktig. For tog i tunnel er det ikke uproblematisk å nødventilere hydrogen, da dette kan føre til eksplosjonshendelse inne i tunnelen. En løsning kunne derfor være å ha et flertrinnsystem for trykkavlastning hvor f.eks. driftstrykk for hydrogen kan ligge under 3 barg (26 K) og kontrollert trykkavlastning aktiveres ved dette nivå, men kun om toget er utendørs. Et ytterligere nødsystem for trykkavlastning med større diameter kunne så aktiveres ved f.eks. 6 barg (29 K). Ved en hendelse i en tunnel hvor LH<sub>2</sub> i utgangspunktet holder maksimalt 26 K vil en dermed kunne ha tid for personell til å forlate toget og tunnelen før LH<sub>2</sub>-temperaturen stiger til 29 K og hydrogentrykkavlastning igangsettes.
- Høy utslippshastighet på gass, høye trykk, samt høye flammehastigheter gjør at det er mye støy når trykk-

satt hydrogen lekker eller brenner. Flammer er ofte også usynlige.

- På grunn av lite molekyl og høye trykk har hydrogen en spesiell evne til å tære på beholdere og rør (hydrogensprøhet): for å begrense dette er det viktig å benytte materialer i rør og utstyr som i liten grad påvirkes av dette (austenittisk stål og enkelte andre materialer). Ved bruk av feil type materialer kan lekkasjefare øke betraktelig. Dette er tematikk som er velkjent blant seriøse systemleverandører, og dette bør dette ikke være noen utfordring så lenge kompetent personell benyttes til vedlikehold og reparasjoner.

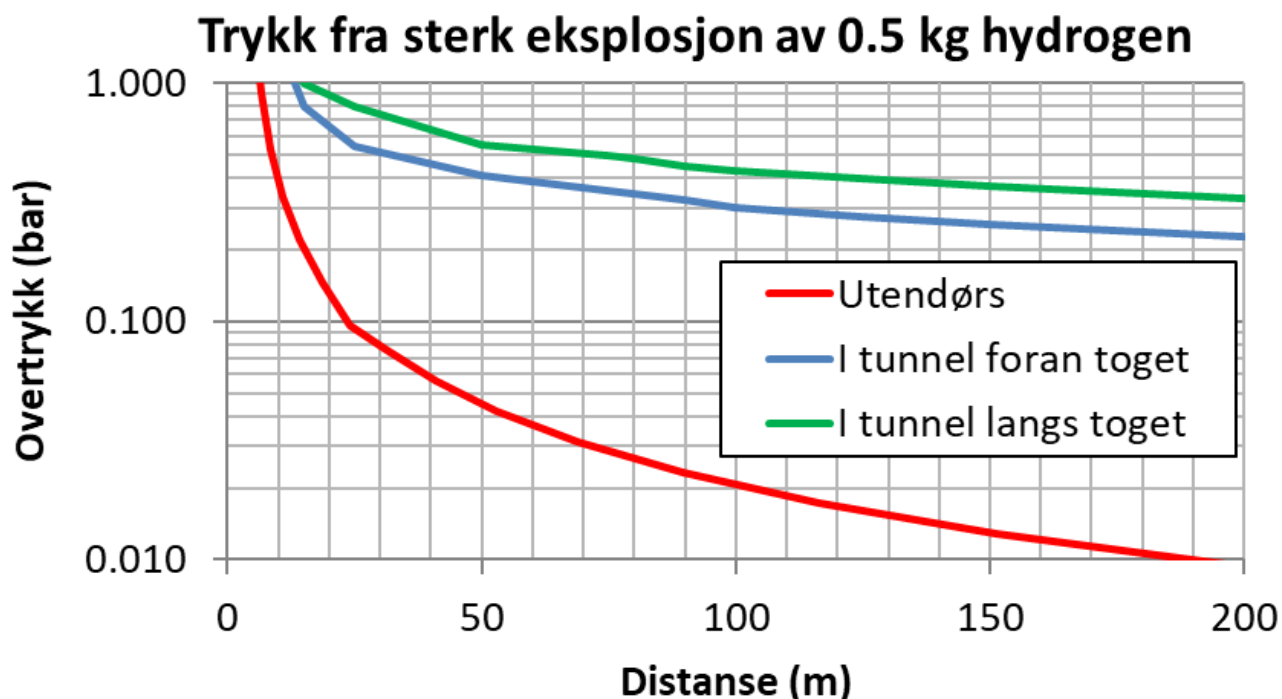
### 3.2.4 Vurdering av sikkerhet ved trykksatt hydrogen i konteiner

For det vurderte hydrogentogkonseptet med cargovogn med 45-fots konteiner med 1016 kg trykksatt hydrogen, batteri og brenselcelle, se figur 38, kan i første rekke følgende hendelser føre til betydelig fare som følge av gass:

- Lekkasjer i høytrykkssystemer på grunn av komponentfeil, feilmontering eller slitasje/vibrasjoner/tæring: dette vil primært gjelde i lagerkonteiner; så fort trykk er redusert mot brenselcelledriftstrykk (<10 bar) vil det være mulig å begrense maksimale utslippsrater og varigheter betydelig, samt stenge hydrogentilførsel, slik at potensiale for alvorlige hendelser begrenses. Aktuelle hendelser er gasseksplisjon og jetbrann, med muligheter for videre eskalering.
- Støt som følge av avsporing eller kollisjon. Hydrogentankene i seg selv vil være svært sterke og tåle mye påkjenning. Ved kraftige støt som treffer gasstanker inne i konteiner vil disse mest sannsynlig skyves ut av posisjon med den følge at koblinger feiler og gir betydelige gasslekkasjer. Dette vil kunne føre til gasseksplisjon, jetbrann og mulig eskalering til tankbrudd med trykk/flammeball. Under spesielle omstendigheter kan det også tenkes at trykktanker går til direkte brudd ved kraftige støt.
- Ekstern brann nær hydrogenkonteiner vil kunne varme opp tankene. Så lenge konteiner er intakt vil effekten være begrenset, men om gassflaskene etterhvert innhylles i flammer vil de gradvis kunne svekkes inntil de feiler. Hvor mange minutter tankene vil tåle før de svikter og hvordan de svikter (tankeeksplisjon med påfølgende antenning og sekundæreksplisjon eller gradvis tømming gjennom betydelig lekkasje/jetflamme) avhenger av brannintensitet, type tank og trykk. Normalt vil en brann initiere nødtømming av hydrogen, men for en hendelse som beskrevet vil det kunne være utfordrende å tømme opptil 1000 kg hydrogen på en sikker måte i tide for å unngå brudd. For bedre personsikkerhet i tunnelsituasjoner kan det være nødvendig å utvikle et forbedret nødtømmesystem for hydrogen som sikrer tilstrekkelig tid for evakuering fra tog/tunnel før betydelige mengder hydrogen slippes ut. Aktiv umiddelbar antennelse av utslipp kan også vurderes.
- Sikkerhetsutfordringer kan oppstå relatert til initiering av nødtømming av hydrogentanker i tunnelsituasjon, enten ved feilaktivering (komponentfeil eller styresystem) eller som følge av brannpåkjenning. Uten dørs burde det være mulig å designe system for nødtømming med initiell rate på f.eks. 300–500 g/s med tilfredsstillende personsikkerhet. Ved en hendelse vil det imidlertid kunne ta 25–30 minutter (med øredøvende støy) for å halvere hydrogenmengde (og utslippsrate). Inne i en tunnel vil et slikt scenario kunne være svært farlig. Dersom gass skulle forbli uantent noen sekunder kan det gi kraftige eksplisjonslaster når det antenner, mens en brann etter antennelse vil generere anslagsvis opptil 50 MW om den tilføres tilstrekkelig med luft. Svært høye temperaturer vil nok oppstå i nærheten av brannen, samt i tunnellopet, som kan gjøre tilværelse ulevelig for personer, samt kunne gi eskalering til andre godsvogner med brennbart eller giftig materiale. Dersom ikke nok luft tilføres, vil en uoversiktlig situasjon kunne oppstå med lite oksygen og større mengder høyeksplosiv hydrogen som fyller store deler av tunnelen og vil kunne brenne/eksplodere ved tunnelmunningene. Et slikt scenario vil imidlertid kreve atskillig større utslippsrate enn 500 g/s.

Den mest sannsynlige hendelsen av disse vil nok være at en betydelig lekkasjehendelse skjer inne i konteiner med hydrogenlager, enten som følge av feil på koblinger, ventiler, rørbrudd eller lekkasje ved flaskekobling fra





**Figur 33:** Sammenligning av trykkbølger fra sterk eksplosjon i hydrogenkonteiner, utendørs og i tog tunnel. For større utslipp i konteiner inne i tunnel kan tunnelscenariet ytterligere forverres som følge av gassoppsamling i tunnellopet.

en av de mange tankene ved høyt trykk. En 45 fots konteiner vil ha et volum på anslagsvis 80–90 m<sup>3</sup>; omlag halvparten av dette vil bestå av hydrogen (nettovolum ca. 42 m<sup>3</sup> ved 350 bar trykk), og om det antas at utstyr blokkerer halvparten av resterende volum kan fritt luftvolum inne i konteiner utgjøre anslagsvis 20 m<sup>3</sup>. Ved et betydelig hydrogenutslipp inne i en slik konteiner tettpakket med rør og utstyr vil hydrogen kunne eksplodere kraftig (detonere) i konsentrasjoner mellom 15 og 60 %; ved 0,5 kg hydrogen fordelt i konteiner før antennelse vil sannsynlighet for kraftig eksplosjon kunne være betydelig. Typiske lekkasjerater ved rørbrudd eller flaskekobling som feiler vil være 0,1–1,0 kg/s og vil kunne fylle kontainer med reaktiv gassblanding på sekunder (ved Kjørboeksplosjonen ble lekkasjerate konkludert å være mellom 0,5 og 1,0 kg/s), men også mindre lekkasjer vil ha potensiale til å skape eksplosiv sky i større deler av en slik konteiner. I en tunnel vil også gass som siver ut av konteiner ved større lekkasjer kunne holde seg svært reaktiv og bidra til å gjøre en eventuell eksplosjon atskillig kraftigere; ved hendelse utendørs ville denne effekten være begrenset.

I figur 33 vises sammenligning av beregnet trykkbølge med avstand for en sterk eksplosjon fra 0,5 kg hydrogen i lagringskonteiner som skjer henholdsvis i friluft og inne i en tog tunnel. På 50–100 m avstand vil overtrykket i en tunnel være 10–20 ganger høyere enn ved tilsvarende eksplosjon utendørs. I tillegg vil trykkvarighet være anslagsvis 10 ganger lenger, slik at trykkimpulsen (som i noen situasjoner, f.eks. for vinduer i toget, vil være den følte eksplosjonslasten) vil være 100–200 ganger høyere i tunnelen. Tilsvarende observasjoner er også gjort i eksperimenter med metan i tunnelsystemer relatert til kullgruvesikkerhet [140]. Også for metan kreves det normalt svært store hendelser for å utgjøre betydelig risiko utendørs, mens mye mer begrensede hendelser i tunnelsystemer kan ha katastrofepotensiale. Årsaken til den store forskjellen er at energien i en trykkbølge utendørs fordeles i alle retninger mens den i en tunnel kun har mulighet til å ekspandere langs tunnellopene.

Om hendelsene beskrevet over skulle skje utendørs vil ikke nødvendigvis risiko for passasjerer (passasjeretog), togfører (godstog) og togpersonell, eller naboer til toglinjen forverres signifikant for et hydrogentog sammenlignet med et konvensjonelt tog. Ved en kraftig eksplosjon i konteiner som følge av lekkasje vil det være fare for at vinduer i nabovogn eller lokomotiv kan knuses, men det er slett ikke sikkert at trykk (og varigheter) er høye nok til å knuse robuste togvindu på en måte som utgjør betydelig fare for eventuelle passasjerer og lokomotivførere. Og i den grad en kollisjon eller avsporing river løs koblinger til hydrogentanker og gir betydelige

lekkasjer utgjør denne kollisjonshendelsen trolig en større risiko for passasjerer og personell enn følgeeffektene som kan involvere hydrogen. For et scenario med ekstern brann som kan varme opp hydrogentanker til de eventuelt feiler, bør det være mer enn nok tid til å evakuere folk til sikkert sted, før en slik hendelse vil eskalere. Faren for at brannen skal ta liv er trolig minst like stor som for at brannen skal eskalere til hydrogentanker for så å ta liv. Og til sist, nødventilering av hydrogen utendørs kan gi ubehag på grunn av støy, men skal ikke medføre betydelig fare for personer.

Skulle hendelsene skje inne i en tunnel hvor evakuering, slukning og redning kan være utfordrende, har de alle potensiale til å utvikle seg til svært alvorlige hendelser eller forverres betraktelig som følge av medbrakt hydrogen. Mulige tiltak for å begrense fare forbundet med hydrogen i tunnel kunne være:

- Inertisering med nitrogen og svakt overtrykk inne i hydrogenkonteiner: dette ville hindre eksplosjoner og eventuelle jetbranner inne i lagerkonteiner ved betydelig lekkasje, samt behov for nødventilering som følge av slik hendelse. Ved feil i hydrogentilførsel bør batteri holde toget i gang lenge nok til å komme seg ut av tunneler. Noe hydrogen vil kunne lekke ut fra konteiner når trykk bygger seg opp, men for et tog i fart tynnes dette fort ut og bør ikke hindre at toget kommer seg i sikkerhet ut av en tunnel. Eventuelle utslipp av nitrogen fra konteiner skal ikke kunne representere noen fare for personell på utsiden.
- En mekanisme bør vurderes som hindrer automatisk aktivering av nødventilering av hydrogen mens tog er inne i tunneler. Eventuelt kan utslipp aktivt antennes umiddelbart slik at eksplosjon unngås, men dette er ikke gunstig om lekkasjer allerede har dannet eksplosiv sky inne i eller over konteiner når nødtømming starter. Hele systemet rundt nødventilering, aktivering, rate og om det lar seg gjøre selektivt å tømme tanker som lekker bør gjennomgås for å sikre best mulig sikkerhet ved eventuelle situasjoner som skulle utvikle seg mens toget er i tunnel.
- For førere av godstog kan også muligheter til å komme seg sikkert ut av tunnel ved eventuell hendelse vurderes, inkludert rask frakobling av godsvogner slik at lokomotiv kan forlate tunnel (med eller uten hydrogenvogn).

Ikke alle de nevnte løsningene er nødvendigvis praktiske å implementere, men det antas gode løsninger med tilfredsstillende sikkerhet, også for tunneler, kan utvikles.

### 3.2.5 Vurdering av sikkerhet ved biogass (flytende oppbevaring)

Det er i det følgende antatt at flytende biogass (LBG) vil være mer aktuelt å benytte for tog enn trykksatt biogass (selv om dette ikke eksplisitt er konkludert i rapporten). Fordeler med LBG sammenlignet med trykksatt biogass er enklere håndtering i forbindelse med bunkring, mindre plassbehov, og færre lekkasjer fordi en rekke rør, koblinger og tanker ved 200 bar trykk er byttet ut med en enkelt tank med få koblinger og trykk under 10 bar.

Ved hendelser utendørs skal normale gasslekkasjer fra lavtrykkssystemene være uproblematiske; systemer bør kunne hindre at maksimal lekkasjerate fra gasslinjer etter fordamper vil være veldig mye høyere enn forbruksrate (som ikke nødvendigvis er veldig mye høyere enn ca. 100 g/s) og om lekkasjer oppdages skal denne fort kunne stoppes. Enheter bør utformes slik at eksplosjonsfare inne i tog vil være begrenset (unngå at gass samles opp i større volumer, avlaste effektivt om trykk bygges opp). Etter utslipp vil gass stige til værs. Dersom samme hendelse skulle skje inne i en tunnel skal det være mulig å begrense utslippsrate tilstrekkelig til at det ikke vil bli fare for noen betydelig eksplosjon; i tillegg vil hendelsen i de fleste tilfeller kunne stoppes hurtig nok til at et eventuelt brannscenario ikke er for problematisk.

Dersom lekkasje skulle oppstå fra rør med flytende biogass kan lekkasjerate være noe større, men også her kan rate begrenses, lekkasje detekteres og normalt stoppes ved lukking av automatiske stengeventiler. Dersom det benyttes såkalt «tank connection space» (TCS), som er påbudt på gassdrevne skip, vil flytende gass som lekker samles opp og gass som fordamper nødventileres over tak. Her skal det igjen være mulig å begrense lengde på utslipp og mengde som slippes ut, slik at risiko burde være begrenset, selv inne i en tunnel. Gass som ventileres ut fra et slikt scenario vil imidlertid være tyngre enn luft og svært kald, og dette vil kunne representere noe fare for personer som evakuerer utenfor toget, spesielt inne en tunnel. Det vil også kunne være viktig for



**Figur 34:** LNG ble introdusert som drivstoff for bilferger i 2000 med M/F Glutra, og er senere benyttet på en rekke ferger og skip. Erfaringene med tanke på sikkerhet gjennom de første 20 år har generelt vært gode [144].

sikkerhet hvorvidt et LBG-tog er hybrid, og kan kjøre ut av tunnel på batteri i tilfelle stopp i drivstofftilførsel, eller om det umiddelbart vil stoppe opp ved en hendelse i drivstoffsystemet.

En LBG-tank vil være svært godt isolert og med mindre det er eksternt brannscenario vil ikke trykkavlastning av tanken føre til større utslipp. Måten trykkavlastning skjer på bør vurderes. Dersom trykkavlastning skjer ved kortvarig utslipp med høy rate med lange mellomrom vil dette kunne gi unødvendig eksplosjonsrisiko inne i en trang tog tunnel. Dersom en LBG-tank skulle utsettes for direkte ytre brann vil dette øke behov for trykkavlastning. På grunn av begrenset tankstørrelse, og svært kald LBG ( $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) som holder innertanken kald ved at LBG opptar varme ved fordampning, burde slike tanker designes til å tåle betydelig brannlast uten problematisk trykkoppbygging og katastrofal kollaps (BLEVE-flammeball). Gass som fordamper vil gi ekstra brennstoff på brannen, og kunne øke brannintensiteten noe. Men i en tunnel vil et brannscenario som gir utfordringer for en LBG-tank allerede i seg selv være stort nok til å gjøre det svært farlig for personer å oppholde seg i tunnelen.

Ved god design av systemer blir det mest bekymringsfulle scenariet med LBG trolig et tankbruddscenario, dette vil kunne gi hurtig utslipp av noen tonn LBG som utendørs vil kunne fordampe med stor rate og gi brennbar gassky som er tyngre enn luft flere hundre meter på bakkenivå nedvinds eller mot lavereliggende terreng. Ved antennelse vil denne kunne gi eventuell flashbrann eller større pølbrann som tar liv. Inne i en tunnel vil et slikt scenario være svært farlig. For at tankbrudd skal skje kreves imidlertid trolig et kraftig kollisjonsscenario eller avsporing hvor LBG-vogn treffer noe. Mengden LBG i en tank er imidlertid atskillig mindre, og dens reaktivitet lavere, enn det som finnes i eksisterende godsvogner med LPG som også kan punktere i en kollisjon eller avsporing slik som skjedde i Viareggio, Italia i 2009 [f.eks. 143]. Risikoen ved en LBG-tank, som gjerne også kan beskyttes godt mot kollisjonsskade, burde kunne begrenses. Det kan her bemerkes at LPG transporteres i egne godstog for farlig gods.

LNG er benyttet som drivstoff på en rekke skip siste 20 år og erfaringene har vært gode med tanke på sikkerhet. I det siste er bruk av LNG for tungransport på vei også økende. Sikkerhetsnivået på tog kan anses å være betydelig bedre enn for veitransport, og også noe bedre enn for skip.

### 3.2.6 Vurdering av sikkerhet ved flytende hydrogen

Et togsett kan også lagre hydrogen i flytende form. Tilsvarende som for biogass vil dette redusere antall oppbevaringstanker fra mange titalls høytrykkstanker til kun en tank, og dermed redusere potensialet for betydelige lekkasjer kraftig. I tillegg vil det kreve mindre plass enn trykksatt gass. Flytende hydrogen vil kreve et avansert tanksystem med vakuumisolasjon på grunn av det lave kokepunktet, og både fylleledning og drivstoffledning fra tank til fordampner bør isoleres (doble rør med vakuum) for å begrense problemer med kondensering av luft utenpå ledninger. Men slike systemer finnes, og kan utvikles videre.

Tilsvarende som for biogass bør hydrogentanken ha et separat tank-koblingsrom (TCS) med tankkoblinger og fordampner, hvor alle mulige lekkasjer av flytende hydrogen og hydrogen i gassfase (før lavtrykkledning går til brenselcelle) under drift samles opp og sendes til værs. I dette volumet vil det også være effektiv deteksjon slik at hydrogentilførsel fra tank raskt vil stenges i tilfelle lekkasje. Ved å benytte begrensede dimensjoner på rør vil maksimale lekkasjerater kunne holdes lave. At noe hydrogen slippes ut i tunnel ved slike scenarier bør derfor være av begrenset bekymring; en slik hendelse vil trolig skje mens toget er i fart slik at gassen tynnes fort ut i luft, og i tillegg bør hendelsen stoppes raskt fordi stengeventil aktiveres. Ved lekkasjer direkte fra tanken, som er forventet å være en svært sjelden hendelse, vil flytende hydrogen samles opp i en robust yttertank og fordampe. Trykk vil da bygges opp i yttertanken og kald hydrogengass vil sendes til værs gjennom en trykkavlastningsventil. Et slikt tanksystem, med en tank som rommer et tonn flytende hydrogen, et lite TCS og nødvendige sikkerhetssystemer, vil kunne kjøpes som en pakke. På grunn av få leverandører og umodent marked forventes prisen å være relativt høy.

Under drift kan lekkasjefrekvens fra et system med flytende hydrogen forventes å være betydelig lavere enn fra et trykksatt system på grunn av mye færre koblinger som kan lekke, samt lavere trykk. I tillegg vil det med mye større sannsynlighet være mulig raskt å stoppe en lekkasje ved å stenge ventil mot tanken. Det er heller ingen betydelige volum, tilsvarende konteiner med trykksatte hydrogentanker, som kan eksplodere. Volum av TCS kan holdes lite og eksplosjonsfare bør kunne begrenses.

For en kryogen tank med flytende hydrogen vil det alltid være noe varmelekkasje inn i tanken som sakte vil fordampe hydrogen og øke temperatur og trykk i tanken. Under jevnlig drift kompenseres dette ved at det delvis benyttes hydrogen fra tankens gassfase som drivstoff, men om det blir for mye inaktivitet vil trykk bygge seg opp for mye og må slippes ut gjennom trykkavlastningsventil. Dette vil også være tilfelle i situasjoner hvor tanken utsettes for betydelig varmelast, for eksempel fra ekstern brann, eller punktering av yttertank som gir tap av vakuumisolasjon. I slike situasjoner vil økt avdampning føre til behov for trykkavlastning slik at kald hydrogen må ventileres over tak, for hver kW varme som tilføres innertanken vil omlag 2 g/s kunne fordampe.

Ved et eksternt brannscenario kan begrenset varmelast til innertank forventes så lenge tankens ytterskall (som gjerne også kan være beskyttet bak robuste stålvegger i lokomotiv eller vogn) kan motstå brannlasten, og hendelsen vil kun resultere i noe økt avdampning av hydrogen over tak. Det samme vil gjelde ved punktering av yttertank og tap av vakuum som følge av kollisjon eller avsporing.

Ved utforming av trykkavlastningsløsning vil det være viktig med tilstrekkelig stor avlastningskapasitet for å tåle tap av vakuum og ekstern brann. Dersom trykk skulle bygge seg opp ukontrollert kan dette gi et BLEVE scenario med fysisk eksplosjon når innertank eventuelt feiler. Et BLEVE scenario vil være uforutsigbart med hydrogen, spesielt i en tunnelsituasjon, og vil neppe utvikle en flammeball tilsvarende som for propan. I den fysiske eksplosjonen vil flytende hydrogen fra tanken spontankoke og kastes utover som en gass- og partikkelsky. Luften den møter vil fryse til partikler og fordampe hydrogen. Dersom tanken er full når den eksploderer i en tunnel vil det kunne gi en 50 m lang seksjon fylt med hydrogen på kokepunktet  $-253\text{ °C}$  med begrenset med oksygen (i pulverform). Hydrogenskyen vil utvide seg etterhvert som fjellet avgir varme til det kalde hydrogenet eller oksygen/nitrogen smelter/fordampner. Hvorvidt og hvordan hydrogenet vil antenne og forbrenne/eksplodere er uklart. Ingen eksperimenter på dette finnes, men det bør nok forventes at en slik hendelse vil være vanskelig å komme fra for personer inne i en tunnel, og at den potensielt vil kunne være farlig for personer i noen hundre meters omkrets utendørs. Dette er imidlertid ikke så forskjellig fra forventet utfall ved en BLEVE i en cargovogn med propan som rammes av brann. I begge tilfeller vil det være en hendelse med lav sannsynlighet som vil ta noe tid å utvikle (muliggjør evakuering), og som bør kunne unngås ved god kombinasjon av brannisolasjon og tilstrekkelig og pålitelig trykkavlastning.



Med hensyn til trykkavlastning av tank med flytende hydrogen vil en moderat, konstant avlastingsrate som vil gi brennende fakkellom om den antennes trolig være å foretrekke fremfor løsninger som åpner og lukker hyppig, da dette siste kan føre til en rekke større eller mindre eksplosjoner som kan gi betydelig ubehag eller fare om dette skulle skje i en tunnel. Før løsninger med LH<sub>2</sub>- eller LBG-drevne tog eventuelt innføres for jernbanestrekninger med tunneler, vil det være viktig å sørge for et trykkavlastningskonsept som ikke setter personell og eventuelle passasjerer i fare, og sørger for tilstrekkelig tid til sikker evakuering før betydelige mengder gass nødventileres i tunnelen.

Ved bruk av flytende hydrogen vil lekkasjer av hydrogen som svært kald gass eller flytende/spray kunne skje. Systemet bør samle opp slike utslipp i doble rør og ventilere det over tak. Den resulterende blandingen av kald hydrogen og luft vil kunne være tyngre enn omgivelsesluft og spre seg langs bakken. Etterhvert som hydrogen blandes med luft og tynnes ut, vil den gradvis få nøytral tetthet, og etterhvert oppdrift sammenlignet med omgivelsesluft og stige til vær. Ved betydelige utslipp, slik som vil kunne skje ved alvorlige hendelser under bunkring, kan brennbar gass drive flere hundre meter langs bakken. For et godt designet tanksystem forventes imidlertid kun begrensede lekkasjerater (og normalt korte varigheter) ved hendelser under drift, og de gasskyene som kan forekomme på bakkenivå vil være av liten utstrekning og utgjøre begrenset fare.

Det antas fullt mulig å utvikle løsninger som vil gi tilfredsstillende sikkerhet, men dette vil som sagt kreve at systemer for lagring for gass, samt nødventilering, optimaliseres med tanke på sikker drift i tunnel.

### 3.2.7 Sikkerhet i forbindelse med parkerte tog eller bunkring

Et parkert tog vil normalt ha stengt av endel av de trykksatte hydrogensystemene og av den grunn vil det være færre farescenarier som vil være aktuelle enn for et tog i operasjon. Flere av de aktuelle lekkasjescenariene fra høytrykkstanker og koblinger vil likevel kunne skje, med mulighet for påfølgende eksplosjon i lagerkonteiner. Fareavstander for en slik hendelse vil imidlertid være begrenset: innen 10–20 m vil det være direkte fare for liv og helse. 20 mbar overtrykk, som ofte benyttes som terskel for vindusknusing, kan forventes omlag 100 m unna, som vist i figur 33. For et godt designet system med flytende hydrogen vil eksplosjonsfare være mer begrenset fordi volum som vil kunne fylles med gass er mindre, og antall mulige lekkasjesteder er færre. Lekkasjehendelser med flytende eller kald hydrogen eller trykkavlastning på grunn av for mye oppheting (og trykkøkning) i tank, kan gi ventilering av kald gass som kan gi brennbar konsentrasjon på bakkenivå. For de lekkasje- og ventileringsratene som forventes bør ikke dette representere noe fare for personer noen titalls meter unna hydrogenlageret.

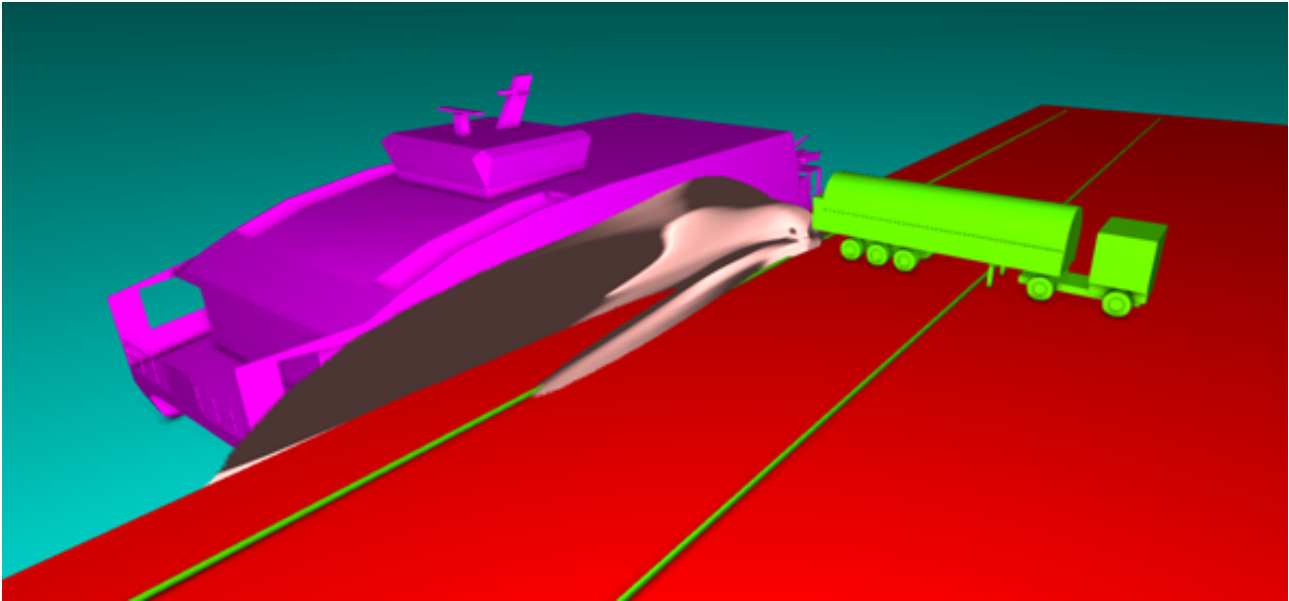
Ved bevisst sabotasje vil det kunne være mulig å skape farlige scenarier. Systemene er imidlertid robuste og det vil nok kreve mye innsats over noe tid og innebære risiko for dem som ønsker å gjøre skade. Dersom det primære målet til sabotørene er å gjøre mest mulig skade i samfunnet vil det være svært mange andre områder hvor det vil være lettere å lykkes.

Det bør imidlertid legges opp til at togoppstillingsplass for hydrogentog med svært kostbar teknologi vil ha noe grad av beskyttelse, for eksempel CCTV-overvåkning og helst inngjerding, slik at ikke uvedkommende vil kunne oppholde seg rundt togsettene uten å bli observert.

Ved bunkring av trykksatt hydrogen vil dette kreve noe infrastruktur i form av produksjonsfasiliteter og større tanker under høyt trykk for effektivt kunne fylle 1 tonn hydrogen til 350 bar, spesielt dersom flere togsett skal kunne fylles til forskjellige tider. Et slikt anlegg vil kreve endel plass, samt sikkerhetssoner som må beregnes basert på risikoanalyse. En mer sannsynlig løsning er nok heller at tom hydrogenkonteiner skiftes ut med full konteiner som er tilkjørt fra et dedikert produksjonsanlegg for hydrogen; dette er en løsning som vurderes i flere båtprosjekter på elver/kanaler både i Nederland og Tyskland. I den grad slike konteinere skal mellomlagres ved bunkringssted vil også dette kunne innebære risiko og vil kreve en begrenset sikringssone.

Ved bruk av flytende hydrogen vil det i mindre grad være eksplosjonsfare, men i større grad fare for at lekkasjer kan gi brennbar sky i betydelig avstand fra fyllested. En tankbil med flytende hydrogen vil inneholde 3–4 tonn hydrogen, mens at togsett trolig trenger omlag 1 tonn. Hvorvidt det vil være hensiktsmessig med fylling direkte fra tankbil eller med mellomlagring i tank med flytende hydrogen ved fyllelokasjon er uklart. Uansett løsning er det sannsynlig at DSB vil kreve risikoanalyse i forbindelse med bunkring/lagring på en lignende måte som kreves ved bunkring av skip (i tråd med ISO 20519:2017 som er bunkringsstandard for LNG). I denne standarden kreves et indre sikkerhetsområde som stenges for personer som ikke er direkte involvert i fylling, samt





**Figur 35: Eksempel på konsekvensvurdering for å beregne fareavstander ved bunkring av flytende hydrogen til skip i tråd med ISO 20519. Beregning utført av Lloyd's Register viser 8 % hydrogensky fra verste mulige utslipp fra instrumentkobling (125 g/s).**

et ytre sikrings- og monitoreringsområde som må overvåkes for å hindre at personer skal komme for nær. Sonenes utstrekning vil avhenge av bunkringshyppighet og sikkerhetssystemer. Ved hyppig bunkring (flere togsett hver dag) må fasiliteter trolig plasseres på et litt større avstengt område som for eksempel konteinerterminaler, mens sonene kan bli mindre, og trolig mulig å finne plass til på normale stasjonsområder, om bunkring skjer sjeldnere (f.eks. et togsett, annenhver dag). Det antas at det vil være formålstjenlig å etablere noen faste bunkringssteder på eller nær stasjoner hvor enten tilgang på LH<sub>2</sub> er god eller flere tog har sin endestasjon, og det vil nok være hensiktsmessig at lokomotiv er frakoblet togsett i forbindelse med bunkring.

### 3.2.8 Oppsummering

I forbindelse med innføring av hydrogen eller biogass vil det være utfordringer med eksplosjonsrisiko. For hendelser med tog utendørs forventes ingen signifikant økning av risiko som følge av bruk av gass: farepotensialet i forbindelse med utslipp og eksplosjon anses begrenset, og kun personer som oppholder seg i umiddelbar nærhet av gasslager antas utsatt for forhøyet risiko.

For hendelser med tog i tunneler er situasjonen en helt annen. I en tunnel kan en rekke hendelser, fra begrensede lekkasjescenarier til større ulykkesscenarier, både med biogass og hydrogen, kunne representere en betydelig risiko for personell. En rekke av disse utfordringene og risikoer vil kunne reduseres ved å utvikle nye konsepter, f.eks. for nødventilering som begrenser eller forsinker tømning av gass mens toget er i en tunnel for å gi tid til evakuering, eller ved utvikling av inertiseringsløsninger for konteinerer med trykksatte gassylindere som kan minimalisere fare for eksplosjon og jet-brann mot nabotanker. Gode løsninger med tilfredsstillende sikkerhet bør kunne la seg utvikle også for gassdrevne tog i tunnel, men det vil kreve dedikasjon og utvikling av løsninger som ikke finnes i dag.

Sammenlignet med et system med trykksatt gass, kan det være flere fordeler ved bruk av flytende gass, både biogass og hydrogen. Bunkring vil være raskere og plassbehov mindre. Lekkasjepotensiale vil være mindre på grunn av lavt trykk og en enkelt tank i motsetning til system med trykksatt gass som vil ha mange titalls tanker under høyt trykk med mange koblinger og utstyr som vil kunne lekke. Om en lekkasje skulle oppstå i en tunnelsituasjon vil nødventilering av hydrogen (for å unngå tankeeksplosjon ved jetflammer) kunne være problematisk for trykksatt hydrogen, mens dette i liten grad bør gi sikkerhetsutfordringer med en gjennomtenkt flytende løsning. Ved inertisering av konteinerer burde det som tidligere diskutert likevel være mulig å sikre

et akseptabelt sikkerhetsnivå. For en mindre sannsynlig hendelse som betydelig ekstern brann, vil et konsept med LBG eller flytende hydrogen bli lite påvirket så lenge yttertanken kan motstå varmpåkjenningen, mens et system av trykktanker med hydrogen bør starte tømning for å hindre tankeeksplosjon. Dersom beskyttelse rundt tank, yttertank og innertank skades i en kollisjon eller avsporing vil dette kunne gi tankbrudd og en større lekkasjehendelse for en tank med flytende hydrogen eller biogass. En slik hendelse vil være farlig, spesielt i en tunnel, og tiltak for å minimalisere mulighet for en slik hendelse bør vurderes. For trykksatte hydrogentanker vil en tilsvarende kollisjonshendelse kunne gi en rekke større lekkasjer og branner.

For hendelser utendørs kan som sagt sikkerhet både med flytende og trykksatt gass antas tilfredsstillende, men flere hendelser kan antas å skje med trykksatt hydrogen; noen av dem kan oppleves dramatiske selv om farepotensiale ikke nødvendigvis er så stort. Ved hendelser inne i tunnel vil flere av scenariene med trykksatt hydrogen kunne ha stort farepotensiale, mens hendelser med flytende biogass og hydrogen antas færre og generelt med mindre farepotensiale (forutsatt at trykkavlastning på flytende tank er dimensjonert og designet tilfredsstillende).

For bunkring vil det trolig kreves betydelig større fareavstander ved flytende biogass enn ved trykksatt hydrogen, og enda lenger avstander for flytende hydrogen. Det burde imidlertid ikke være noe problem å finne egnede områder på eksisterende jernbanegodsterminaler eller større stasjonsområder.

Introduksjon av gass som drivstoff på jernbane, enten biogass eller hydrogen, komprimert gass eller flytende, kan øke risikoen forbundet med togdrift. Som beskrevet over vil hendelser i tunnel kunne være av særlig bekymring. Da det i liten grad er økende aksept for risiko i samfunnet bør det være en forutsetning at et togkonsept basert på gassdrift har som mål å lages så sikkert at risiko fra hendelser med gasssystemene blir marginal sammenlignet med annen risiko forbundet med togtransport. Dette forutsetter særlig fokus på å sikre at tunnelhendelser kan håndteres på en sikker måte. Dette målet bør kunne nås, både ved komprimert og flytende gassløsning, men det vil kreve dedikert innsats for å finne nye, innovative løsninger for å minimalisere risiko i tunneler.

## 4 Baneanalyser

### 4.1 Bakgrunnsdata for togsimuleringer

#### 4.1.1 Referansetog

Denne analysen fokuserer på godstog, fordi godstrafikk er dimensjonerende for jernbaner. Godstog er nemlig mye tyngre enn persontog, og har større effekt- og energibehov (i form av drivstoff eller strøm) på de fleste strekninger; godstog sliter dessuten mest på infrastrukturen og er mer utsatt for adhesjonsproblemer ved høyt stigningstall. Dessuten drives godstrafikk på kommersielle vilkår, slik at økonomiske betraktninger er langt viktigere i denne sektoren (persontrafikk blir riktignok stadig mer konkurranseutsatt).

I tillegg foregår mye av passasjertransport på ikke-elektrifiserte strekninger med motorvogn snarere enn lokomotiv (unntatt Trondheim-Bodø som benytter lokomotiv og vogner), og det blir i så fall naturlig å sammenligne med innkjøp av nye togsett som Alstoms Coradia iLint (hydrogen) eller Siemens' Mireo Plus (batteri og/eller hydrogen). I godstog (og lengre passasjertog som drives av eget lokomotiv) er dette lettere implementert ved å huse batterier, hydrogen osv. på en egen vogn som er elektrisk koblet til lokomotivet, slik ÖBB har foreslått (se figur 22). I tilfellet til biodiesel og biogass, antas det at energitettheten er tilstrekkelig til at drivstofflagring ikke krever ekstra vogner.

Som referansetog for alle banene velges et godstog<sup>11</sup> med et CD 312-lokomotiv og 28 godsvogner, med vekt på 1000 t og lengde på 575 m. Hele toget har makshastighet på 90 km/h, bestemt av godsvognene.

#### 4.1.2 Lokomotiver

To lokomotiver er aktuelle i denne studien: dieseldrevne CD 312 (Vossloh Euro 4000 Freight) og elektrisk drevne CE 119 (Bombardier TRAXX F140 AC), begge avbildet i figur 36. Disse lokomotiver er de nyeste som er tatt i bruk av CargoNet på det norske jernbanenettet; de viktigste parametrene for disse er presentert i tabell 5.

**Tabell 5: Sammenligning av diesel- og el-lokomotiver; data fra Jernbaneverkets kapasitetsutredner Torben Brand.**

Kode	Navn	Type	Effekt MW	Starttrekkraft kN	Toppfart km/h	Vekt t	Lengde m
CD 312	Vossloh Euro 4000	diesel	3,15	400	120	123	23
CE 119	Bombardier TRAXX F140	elektrisk	5,58	300	140	85	19

Det elektriske lokomotivet kjører på 15 kV AC, mens batterier og brenselceller produserer DC strøm. Det er likevel ingen større problem å koble en DC-kilde til lokomotivet med noen mindre modifikasjoner; brenselceller og batterier kan forøvrig seriekobles for å levere høye DC-spenninger. Batteri- og hydrogentog vil dermed kunne kjøre både i områder med og uten kontaktledning; når kontaktledning er tilgjengelig vil det i tillegg være mulig å lade batteriene under kjøring ved å benytte kraftelektronikken i lokomotivet.

Flere produsenter i dialog med Jernbanedirektoratet bekrefter det er mulig å installere batterier direkte i lokomotivet. Ifølge Jernbanedirektoratet, er det mulig å installere opptil 3,5 MWh med NMC-batterier i et seks-akslet elektrisk lokomotiv; slike lokomotiver vil antas å ha de samme egenskaper som TRAXX-lokomotivet, med en høyere innkjøpspris som skyldes batteriene.

Som det fremgår av tabell 5, kan det elektriske lokomotivet levere mer *effekt*, men mindre *trekkraft*, enn diesel-lokomotivet. Denne tilsynelatende selvmotsigelsen skyldes at diesellokomotiver gjerne er betydelig tyngre enn elektriske på grunn av forbrenningsmotoren og dieseltankene: større vekt innebærer større friksjon mellom hjul og skinner<sup>12</sup>. Dette betyr at diesellokomotiver har bedre akselerasjon og kan kjøre mot brattere stigning enn tilsvarende elektriske lokomotiver, men har lavere topphastigheter.

<sup>11</sup>Formasjons-ID fo-CD312-600m i railML-filene.

<sup>12</sup>Antall aksler på et lokomotiv har ingen eller minimal innflytelse på friksjon. Ved å legge til flere aksler, blir vekten spredd utover disse, slik at friksjonskraften forblir den samme. Riktignok utstyres tyngre lokomotiver gjerne med flere aksler på grunn av begrensninger i hvor mye hver aksel kan belaste infrastrukturen, og derfor er det en korrelasjon mellom antall aksler og trekkraft blant lokomotiver.



(a) Dieseldrevne CD 312 (© David Gubler)



(b) Elektriske CE 119 (© Eivindtoreid, Wikipedia)

**Figur 36: CargoNets elektriske og dieseldrevne lokomotiver for godstog.**

**Regenerativ bremsing** Regenerativ bremsing er muligheten til å gjenvinne kinetisk energi istedenfor å miste den som varme i bremsene; den gjenvunne energien kan senere brukes igjen til framdrift. Regenerativ bremsing kan redusere det totale energibehovet til en togreise, men bremseenergien må da kunne lagres.

Av alternativene som omtales i denne rapporten, kan alle elektriske alternativer, nemlig kontaktledning, batteri og hydrogen, regenerere bremseenergi. Det antas at hydrogentog vil ha et bufferbatteri som er tilstrekkelig stort til energilagring; muligheten til å generere hydrogen ved hjelp av elektrolyse (vannspalting) er ikke praktisk gjennomførbart, på grunn av det store, tunge og kompliserte systemet som ville kreves.

Det største potensialet for regenerativ bremsing finnes for tunge godstog som kjører lange, bratte strekninger, for eksempel nedover fra Saltfjellet på Nordlandsbanen.

Qiu og Wang [145] estimerte at regenerativ bremsing i elektriske kjøretøy har en virkningsgrad på 41 %, som vi skal benytte i våre simuleringer; for tog antok Painter og Barkan [146] 50 % som omtrentlig verdi. Beregninger viser at regenerativ bremsing kan redusere et togs totale energibehov mellom 5 og 20 % [147], men for godstog er tallet nærmere 5 % [29].

#### 4.1.3 Biodrivstoff

Bruk av biodiesel eller biogass innebærer kun mindre tekniske endringer til lokomotivet fra dagens fossile diesel, og behøver ikke omtales separat i energiberegningene; det vil være underforstått at beregningene for forbrenningsmotor også gjelder for biodiesel og biogass.

På grunn av lavere energitetthet, vil biogass kreve enten litt større plass for tanken eller ha noe kortere totalrekkevidde, men dette vil ikke ha noe å si for energiberegningene uansett.

#### 4.1.4 Kontaktledning (KL)

For tilfeller der det blir oppført kontaktledning langs en ikke-elektrifisert bane, antas det at CD 312-lokomotivet blir erstattet av en CE 119, som gir lettere vekt av lokomotivet og (følgelig) noe mindre trekraft ved lave hastigheter; ellers er referansegodstoget uendret.

#### 4.1.5 Batterier

På tross av utviklingen i batteriteknologi de siste årene, har batterier fortsatt en ganske lav energitetthet sammenlignet med fossile brenslere eller hydrogen. Batteriene som i dag er brukt i elbiler har i overkant av 0,1 kWh/kg, sammenlignet med cirka 12 kWh/kg for diesel og 33 kWh/kg for hydrogen<sup>13</sup>.

<sup>13</sup>Denne enorme forskjellen reduseres riktignok når man tar i betraktning de lavere virkningsgradene for diesel og hydrogen i forhold til batterier, og de tunge tankene som er nødvendige for hydrogen: diesels netto energitetthet blir da 3 kWh/kg, hydrogens 0,8 kWh/kg.



**Figur 37: Sgnss-boggivogn (Greenbrier Europe [148]), som antas standardplattform for batterier og hydrogen.**

Vi antar at større batterier vil lagres på egne *batterivogner*, og at rekkeviddekrav vil bestemme antallet slike vogner i toget. Togets totale lengde må ikke overskride 600 m, som er dimensjonerende kryssningssporlengde: hver batterivogn vil derfor ta plassen til en godsvogn og dermed redusere lastekapasiteten. Batteriene vil installeres på en vogn med høy lastekapasitet per opptatt meter, for eksempel en plattformvogn med boggi som vist i figur 37, med maksimal lastekapasitet på 70,8 t, egenvekt på 19,2 t og lengde på 19,64 m.

Energikapasitet varierer mellom de forskjellige typene av Li-ion-batterier; spesialiserte typer som LTO har for eksempel lengre levetid og kan lades mye raskere, men er også tyngre og dyrere. Bruk av batterier med høyere energitetthet vil kompenseres noe ved at slike batterier ikke kan lades fullstendig ut eller opp, da dette vil forkorte deres levetid betraktelig: for eksempel har batteriet brukt i Tesla S, Panasonic 18650B, en nominell levetid på bare 300 sykluser ved full ut- og opplading [149].

Vi benytter en energikapasitet for Li-ion batterisystemer (NMC) på 150 Wh/kg for 2020 [150], men samtidig antar vi at kun kapasiteten mellom 20 og 80 % vil brukes for å redusere batteridegradering; dette tilsvarer en «netto» energitetthet på 90 Wh/kg, som er egentlig veldig nær LTO-batterier. Dette betyr at hver batterivogn, fulladet med Li-ion-batterier, har en brukbar netto kapasitet på 6,37 MWh (brutto 10,62 MWh). Batterienes energitetthet og batterivognenes kapasitet mot 2050 er angitt i tabell 6 [150, 151].

**Tabell 6: Forventet evolusjon av energitetthet i Li-ion-batterier og utregnet energikapasitet i batterivogner. Nettokapasitet antar at det tillates kun ut- og opplading i området 20–80 %.**

År	Energitetthet		Batterivogn	
	<i>brutto</i>	<i>netto</i>	<i>brutto</i>	<i>netto</i>
	Wh/kg		MWh	
2020	150	90	10,62	6,37
2030	185	111	13,10	7,86
2050	325	195	23,01	13,81

Vekten til temperaturreguleringssystemet er ikke tatt med, da den uansett vil være mindre enn usikkerheten rundt batterienes energitetthet. Batterisystemer har en volumetrisk energitetthet på omtrent 0,2 MWh/m<sup>3</sup> [152], som betyr at batterisystemet på en 2020-batterivogn vil oppta 53 m<sup>3</sup>: dette er mindre enn volumet til en standard 40 fots container, og passer med god margin på den angitte plattformen i figur 37. Mindre batterier (opptil 3,5 MWh) vil antas installerbart direkte i lokomotivet heller enn i egen godsvogn.

**Delelektrifisering** For å redusere behovet for batterier, er det en mulighet å installere bare en brøkdel av batteriene, og heller lade disse underveis ved å utstyre enkelte strekninger av banen med kontaktledning—gjør de strekningene der KL-installasjon er billigst i installasjon og drift. Batteriene vil da kunne lades under kjøring, men dette vil begrenses av kapasiteten til KL-anlegget, strømuttaket og lokomotivets kraftelektronikk, som er dimensjonert for 5,58 MW: dette vil kunne medføre én lang strekning med KL-anlegg, eller flere kortere strekninger.

Et alternativ er å hurtiglade på en stasjon utstyrt med DC-ladeanlegg, som kobles direkte til batteriene for å omgå begrensningen i lokomotivet og oppnå høyere ladeeffekt. For å minimere ladetiden, ville det være



optimalt å benytte LTO-batterier som kan hurtiglades på 7–10 minutter, samt ladeanlegg slik det allerede er blitt utviklet for f.eks. elbusser. Hurtiglading av tog vil dog legge beslag på flerfoldige MW i nettkapasitet i et område der Bane NOR ikke har eget nett i form av KL; dette vil medføre betydelige effekttariffer. Det er mulig å benytte bufferbatterier for å redusere topplasten, ikke ulikt løsningen Norled benytter for å lade Ampere-fergen; løsningen er likevel enda dyrere, og Norled har uttalt de vil heller ha kraft direkte fra nett [153]. Det antas derfor at hurtiglading vil ta én times tid, og at man benytter billigere NMC-batterier.

#### 4.1.6 Brenselceller

Da det ikke er akseptabelt å overføre hydrogen fra en tankvogn inn i lokomotivet ifølge Jernbanedirektoratet, ser vi bort fra muligheten til å integrere brenselceller i CE 119-lokomotivet (selv om det kan bli aktuelt i framtiden). Brenselcellene skal plasseres på samme vogn som hydrogentankene, og vil overføre DC-strøm til lokomotivet. Et mindre batteri vil installeres direkte i lokomotivet for å kunne regenerere bremseenergi.

Brenselceller dimensjoneres etter effekt: for PEM-brenselcellesystemer er effekttetthet oppgitt til 650 kW/t på massebasis og 650 kW/m<sup>3</sup> på volumbasis [154]. For å levere CE 119s nominelle effekt, altså 5,58 MW, behøver man 8,6 t og 8,6 m<sup>3</sup>.

#### 4.1.7 Hydrogenlagring

Det finnes flere løsninger for hydrogenlagring: trykksatt gass, flytende, eller adsorbent i metallhydrid. For tog mener SINTEF trykksatt gass ved 35 MPa den mest aktuelle løsningen, fordi:

- 70 MPa, det andre standardtrykket, har faktisk *lavere* brutto energitetthet, pga. tyngre tanker og begrenset kompressibilitet av hydrogengass ved slike trykk (70 MPa egner seg der *volumetrisk* energitetthet er viktig, som for eksempel i biler);
- Flytende hydrogen er per i dag ikke tilgjengelig i Norge, dyrere å fremstille, og krever mer komplisert logistikk med fordampere.
- Metallhydrid er mye tyngre enn gasslagring, og dessuten veldig dyrt.
- Andre løsninger, som kjemisk binding i ammoniakk, metanol, LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier) er mer komplisert og mindre praktiske.

Sikkerhetsspørsmål rundt transport av store mengder trykksatt hydrogen er behandlet i kapittel 3.2.4, der det konkluderes at med relativt enkle grep kan sikkerheten opprettholdes også i tunnel.

Hydrogentanker (35 MPa) har en oppgitt energitetthet på 1633 Wh/kg og 533 Wh/L [155], som betyr at det kan lastes maksimalt 105 MWh på en boggivogn som i figur 37; dette tilsvarer grensen på 196 m<sup>3</sup> som passer i den norske togprofilen, og 64 t—dvs. det er litt vekt kapasitet til overs.

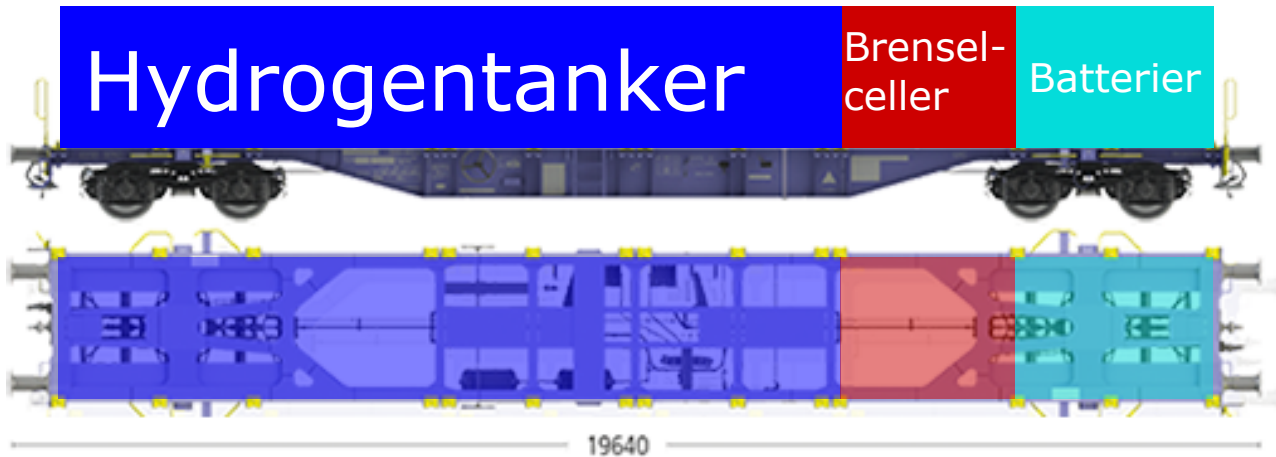
Antar man en redusert lastekapasitet for å gjøre plass til brenselcellene som beskrevet ovenfor i kapittel 4.1.6, er det igjen en kapasitet på 100 MWh som kan lagres i 3 t trykksatt hydrogen.

Løsningen ovenfor ville kreve prosjekteringen av en optimalisert hydrogenvogn, noe som er riktignok mulig, men kanskje ikke nødvendig da de oppgitte kapasitetene er langt større enn energibehovet på de aller fleste banene. En interessant kommersiell løsning leveres av UMOE, i form av en 45' ISO standard *high cube* container som har kapasitet til 1016 kg hydrogen, eller 33,5 MWh [156]. UMOE oppgir ikke containerens vekt, men utifra faglige referanser [155] kan vi anta cirka 21 t.

Brenselceller og bufferbatterier vil finne nok plass på de gjenværende 6,5 m etter plasseringen av 45'-containeren, som vist skjematisk i figur 38.

#### 4.1.8 Hybrid med hydrogen og batteri

Under kjøring yter lokomotivet oftest ikke sin fulle effekt; denne brukes kun i kortere perioder som ekstreme oppoverbakker og akselerasjon.



Figur 38: Inndeling i en hybrid vogn med hydrogentanker, brenselceller og batterier (bilde fra Greenbrier Europe [148]).

Brenselcellene, som ble dimensjonert etter lokomotivets makseffekt i kapittel 4.1.6, kan gjøres mye mindre ved å hybridisere systemet med et bufferbatteri som kan bistå brenselcellene ved høy effekt, og lades opp igjen med overskudd fra brenselcellene når toget har lavere effektbehov.

Brenselcellene vil altså alltid fungere ved sin nominelle effekt, mens alle avvik blir håndtert av batteribufferen. Brenselcellene er en kostbar del av systemet, og hybridisering vil redusere denne kostnadsposten; dessuten har brenselceller som yter en konstant last mye lengre levetid enn de som varierer lasten hele tiden.

Denne bufferen blir nok større enn den som ble tiltenkt «rent» hydrogentog, der den kun skulle regenerere bremseenergi, siden bufferen her også må kompensere for alle avvik fra gjennomsnittlig kraftproduksjon langs hele banen.

## 4.2 Metode for togsimuleringer

Data for alle banestrekningene i Norge er publisert av Bane NOR som XML-filer i railML-format [157]. Hver av de undersøkte banene representeres av sammenstilte segmenter hentet fra railML-filene, som hvert kjennetegnes av en lengde, et stigningstall i promille (‰), og en fartsgrense for hver retning.

Høydeprofil beregnes ved å integrere stigningen over trasélengden; da stigningen kun er gitt i hele promille, vil det forekomme noen målbare avvik mellom beregnet og faktisk høyde til endepunkt, men disse er små nok til at de ikke bør gi betydelige feil i simuleringene.

Fartsgrensen er inndelt i tre klasser, Normal, Pluss og Krenge. For referansegodstoget brukes Normal som referanse, og dette begrenses i tillegg til togets egen fartsgrense på 90 km/h.

**Lomonosoffs ligning** Simuleringen utføres ved at Lomonosoffs ligning [158] løses for hvert segment:

$$m \xi a = F - (A + B v + C v^2) - m g \sin \alpha \quad (1)$$

der  $m$  er masse,  $\xi = 1,06$  er faktor for roterende masse,  $F$  er trekraften ved lokomotivets hjul,  $A$ ,  $B$  og  $C$  er konstanter,  $g = 9,81 \text{ m/s}^2$  er tyngdeakselerasjonen og  $\alpha$  er stigningsvinkelen.

De dominerende kreftene som modelleres i ligning 1 er stignings-, rulle- og luftmotstand. Det antas at referansegodstoget er tett lastet med containere, og formlene fra Lindgreen og Sorenson [159] benyttes for et tog med fullastede Sgis-vogner (3 20' containere og 4 aksler på hver vogn).

**Stigningsmotstand** er komponenten til tyngdekraften som bremser eller akselererer toget; den beregnes enkelt som  $m g \sin \alpha$ .

**Rullemotstand** er svakt avhengig av hastigheten  $v$ , og beregnes som  $A + B v$ , der:

$$A = 343 + 195 \times 4 n_c \quad [\text{N}] \quad (2)$$

$$B = 15,14 + 1,62 L \quad [\text{N s/m}] \quad (3)$$

hvor  $n_c$  er antall vogner og  $L$  togets lengde.

**Luftmotstand** beregnes som  $C v^2$ , der:

$$C = \frac{\rho}{2} A (1,10 + 0,218 n_c) \quad [\text{N s}^2/\text{m}^2] \quad (4)$$

hvor  $\rho = 1,2 \text{ kg/m}^3$  er lufttettheten og  $A = 10 \text{ m}^2$  togets tverrsnittsareal.

Andre mindre krefter er ikke medregnet i modellen og neglisjeres: svingemotstand, sporvekselmotstand, lager- og girmotstand, oppstartmotstand, luftmotstand ved forskjellige vindforhold, tunnelinnang, og bremse-skiver [160].

**Profilberegning** For å oppnå en nøyaktig hastighetsprofil deles segmentene hentet fra railML-filene (som kan være over 1 km lange) i mindre, 10 m lange segmenter. Hastighetsprofilen over denne finere diskretiseringen initialiseres til fartsgrensen. Hastigheten reduseres i forkant av reduksjoner i fartsgrensen for å respektere kravet om at toget ikke skal bremse med mer enn  $0,1 \text{ m/s}^2$ , som er et typisk tall for godstog [161, tab. 2.4]; persontog vil kunne bremse med opptil  $1 \text{ m/s}^2$ . Hastigheten ved startpunkt initialiseres til  $0 \text{ m/s}$ , og profilen beregnes iterativt for hvert segment ved å beregne akselerasjonen  $a$  fra ligning 1 (også begrenset oppad til  $0,1$  eller  $1 \text{ m/s}^2$  for henholdsvis gods- og persontog) og derifra hastigheten til neste segment.

Energibehovet ved lokomotivets hjul over en lengde  $dx$  kan finnes ved å inverttere Lomonosoffs ligning:

$$dE_w = F dx \quad (5)$$

$$= (A + B v + C v^2 + m g \sin \alpha + m \xi a) dx \quad (6)$$

Merk at  $dE_w$  kan være negativ, med tilstrekkelig bremsing ( $a < 0$ ) eller nedoverbakke ( $\alpha < 0$ ). Hvis dette er tilfellet, er det maksimale effekten som kan regenereres:

$$P_{\text{reg}}^{\text{max}} = \min \left[ -\frac{dE_w}{dt}, F(v) v \right] \quad (\text{for } dE_w < 0) \quad (7)$$

Vi antar altså at trekkraftkurven  $F(v)$  også bestemmer regenerering; det er med andre ord ikke mulig å regenerere mer effekt enn effekten samme motor ville kunne produsere ved samme hastighet. Den effektive energidifferensialen er da:

$$dE = \begin{cases} \sigma_r P_{\text{reg}}^{\text{max}} dt & \text{hvis } dE_w < 0 \\ dE_w & \text{ellers} \end{cases} \quad (8)$$

der  $\sigma_r$  er regenereringsvirkningsgraden, antatt lik  $41 \%$  [145] for tog med batteri eller KL og  $0 \%$  ellers. Fra hastighetsprofilen beregnes så tidsprofilen  $t$ , og ved inversjon av ligning 1 trekkraftprofilen  $F$ .

**Grunn- og bufferlast** I tilfelle vi har et hybrid system som beskrevet i kapittel 4.1.8, med bufferbatterier og statisk belastede brenselceller, vil brenselcellene produsere en konstant effekt  $\bar{P}$ , som er gjennomsnittet for hele togbevegelsen:

$$\bar{P} = \frac{\int dE}{\int dt} \quad (9)$$

Grunnlasten  $dE_g$  og bufferlasten  $dE_b$  defineres da som:

$$dE_g = \bar{P} dt \quad (10)$$

$$dE_b = dE_g - dE \quad (11)$$

Energien som til enhver tid er lagret i batteriene beregnes ved integrasjon som:

$$E_b(t) = \int_0^t dE_b - \min E_b \quad (12)$$

Det siste leddet,  $-\min E_b$ , sikrer at bufferens minimumsverdi er nøyaktig 0; den nødvendige bufferbatterikapasiteten er da  $\max E_b$ .

**Energiforbruk i NSB-miljøregnskapet** Det er god overensstemmelse mellom energiforbrukstallene i dette dokumentet og data publisert i NSB-konsernets miljøregnskap [162] for dieseldrevne godstog.

Det gjøres oppmerksom på at NSB rapporterer data som MWh energiinnhold i diesel, som kan omregnes til mekanisk energi med en virkningsgrad på cirka 25 %, og at de kun regner med tonn *nyttelast*, ikke togets totale vekt<sup>14</sup>; derfor kan det se ut som at det er et stort sprik mellom NSBs tall (for 2011, 119 Wh/t km) og resultatene i denne rapporten (rundt 21 Wh/t km).

### 4.3 Togsimuleringer

Vi beregner i dette kapittel energibehovet for godstog langs Norges viktigste ikke-elektrifiserte jernbaner i følgende konfigurasjoner:

- Diesellokomotiv CD 312 (også relevant for biodiesel og biogass)
- Elektrisk lokomotiv CE 119 (KL, batterier, hydrogen og hybrider)

Det er antatt at de elektriske variantene vil alle kunne benytte KL-anlegg der dette finnes, både til framdrift og eventuelt til batterilading. For de delene av togreisen der KL er tilgjengelig, vil det utføres egne simuleringer.

#### 4.3.1 Nordlandsbanen

Nordlandsbanen er en 730 km lang, enkeltsporet, ikke elektrifisert jernbanestrekning fra Trondheim Sentralstasjon til Bodø, med over 300 broer og 150 tunneler [34, 164]. Nordlandsbanen sørligste del, strekningen Trondheim-Steinkjer, er også kjent som Trønderbanen.

Det har lenge vært et mål om at Trønderbanen skulle elektrifiseres, og det ble estimert at arbeidet ville kostet (sammen med Meråkerbanen) cirka 3 milliarder kroner for totalt 200 km [31]. Det er likevel kommet informasjon fra Jernbanedirektoratet om at det nå vurderes mer realistisk å elektrifisere kun de første 33 km fram til Stjørdal (som inkluderer Hell stasjon, som er startpunkt for Meråkerbanen, og Værnes lufthavn). Analysen vil derfor utføres på den på sikt fortsatt ikke-elektrifiserte, 698 km lange strekningen mellom Stjørdal og Bodø.

Høydeprofilen beregnet utifra stigningen er presentert i figur 39. Stjørdal er satt til sin eksakte høyde (6,6 m), mens den beregnede høyden for Bodø avviker noe fra den riktige verdien (15,9 m istedenfor 2,9 m). Avviket er ikke vesentlig for resultatene.

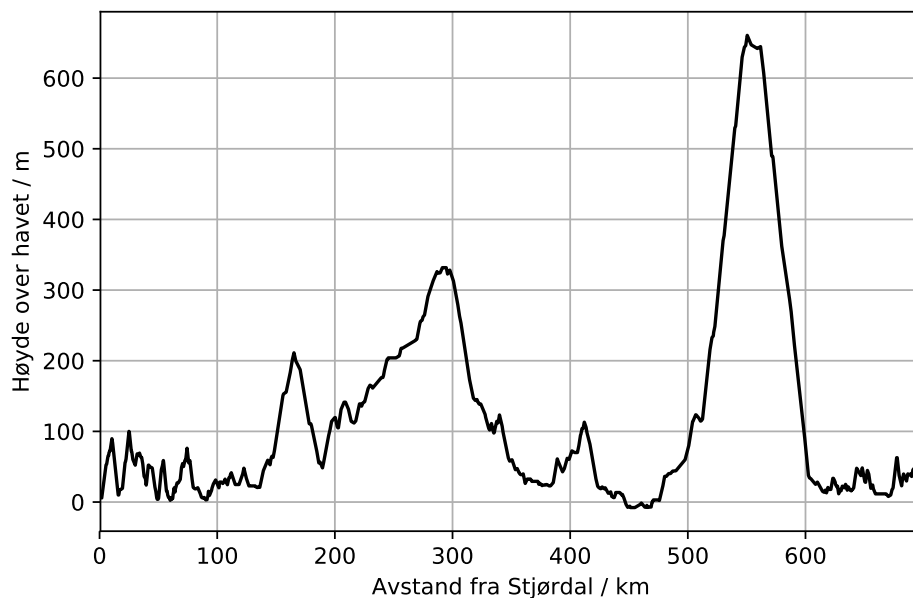
Fartsgrense og faktisk hastighet for diesel- og elektriske lokomotiver med referansetoget er fremvist i figur 40a. Flere steder er begrensningene i effektuttak for diesellokomotivet synlige ved at det ikke kan holde maksimalfarten, mens det elektriske lokomotivet gjennomgående klarer seg bedre. Dette gjenspeiler seg i de reisetidene som blir beregnet utifra dette: 8:52 for diesel og 8:22 for elektrisk lokomotiv (nordover).

Forskjellen er spesielt synlig på vei opp Saltfjellet, der dieseldrevne CD 312 må senke farten til under 50 km/h<sup>15</sup> (se figur 40a ved km 500), mens CE 119 kan holde 80 km/h. Fartsprofilen på vei sørover er ikke nevneverdig forskjellig.

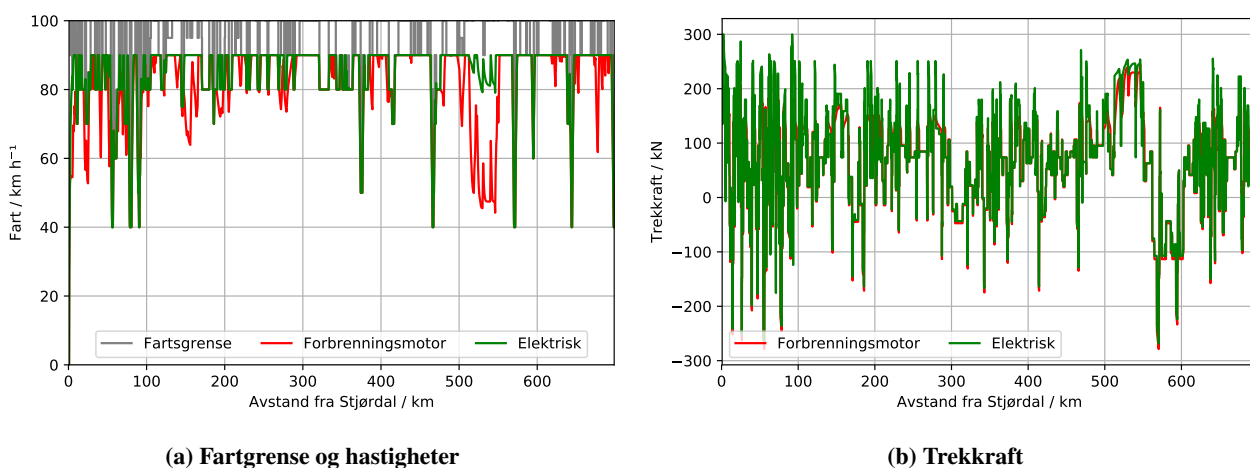
Trekraften for referansetoget er ikke veldig forskjellig for diesel og elektrisk lokomotiv, selv om man kan se det er flere steder i figur 40b der diesel-lokomotivet ikke klarer å yte like mye trekkraft som det elektriske. Det er viktig å legge merke at motbakken mot Saltfjellet ved km 500 er temmelig nær grensen for CE 119, som har en starttrekkraft på 300 kN, og dette kunne være problematisk i tilfellet isdannelse eller løvfall på skinnene.

<sup>14</sup>Ifølge Thune-Larsen, Madslie og Lindjord, er forholdet mellom totalvekt og nyttelast cirka 3 [163, tabell 3.3].

<sup>15</sup> Dette tallet ble tidligere bekreftet av operatører.

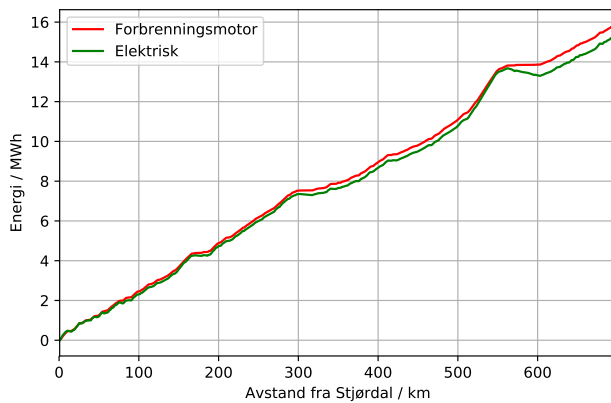


**Figur 39: Høydeprofil for Nordlandsbanen mellom Stjørdal (0) og Bodø (698). Andre relevante stasjoner er Steinkjer (90), Majavatn (288), Mosjøen (373), Mo i Rana (466), Lønsdal på Saltfjellet (570).**

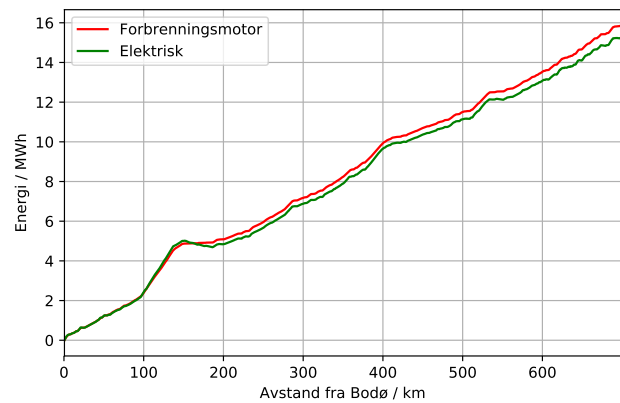


**Figur 40: Hastighet og trekkraft for et godstog fra Stjørdal til Bodø.**



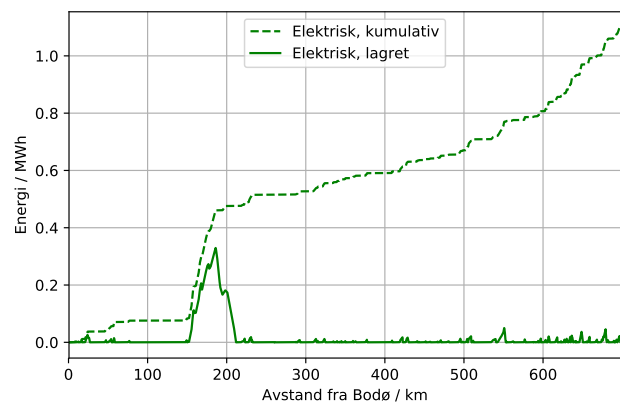
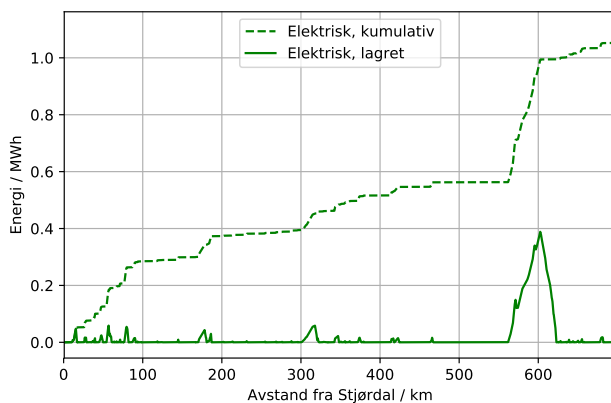


(a) Nordover



(b) Sørøver

**Figur 41: Energiforbruk for referansegodstoget mellom Stjørdal og Bodø.**



**Figur 42: Regenerert energi for referansegodstoget over Nordlandsbanen, nordover (venstre) og sørøver (høyre).**

Energiforbruket er vist i figurer 41a og 41b, henholdsvis for reisen nordover og sørøver. I begge retninger er energiprofilene ikke nevneverdig forskjellige utenom Saltfjellet; på vei opp øker det elektriske energiforbruket (da elektriske lokomotiver kjører raskere opp), mens på vei ned faller energibehovet igjen, takket være regenerering i nedoverbakke.

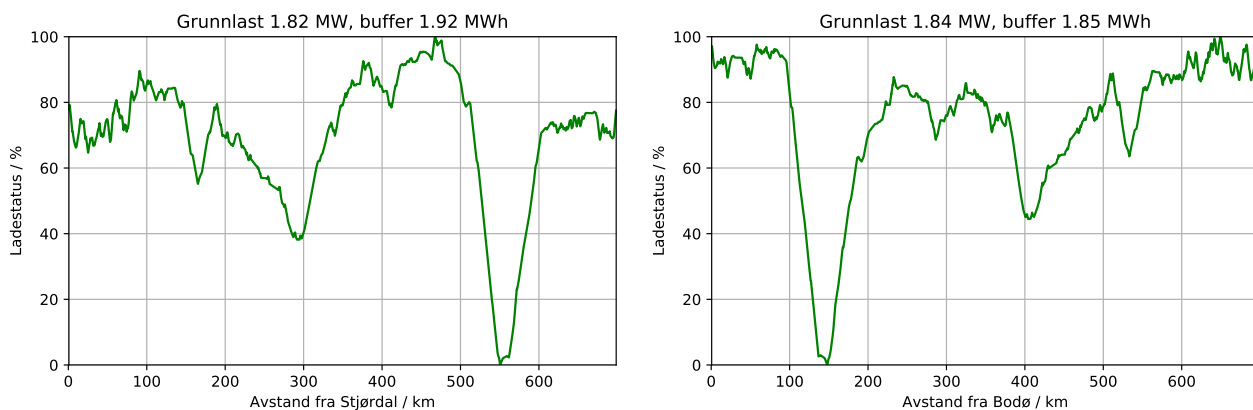
Det er ellers ingen store forskjeller, og energibehovet havner mellom 15,2 MWh og 15,8 MWh begge veier; regenerativ bremsing gir mulighet til å gjenvinne cirka 1,1 MWh, mest på vei ned fra Saltfjellet.

Regenerativ bremsing kan altså senke energibehovet med cirka 7%. Ladestatus til batteriene som kreves til lagring av regenerert energi er plottet i figur 42: batteriene krever som forventet mest lagringskapasitet på vei ned fra Saltfjellet, hvor det er potensiale til å gjenvinne opptil 400 kWh, men ellers i traséen er det mye mindre lagringsbehov (under 50 kWh).

Likevel brukes batteriene ofte, og den regenererte energien utenom Saltfjellet hoper seg opp til halvparten av all regenerert energi langs strekningen (stiplede linjer i figur 42). Det synes altså mulig å gjenvinne godt over halvparten av energien med et mye mindre batteri på cirka 50 kWh; dette er likevel ikke realistisk da et slikt batteri ville måtte lades og utlades med over 100 C, siden lokomotivets makseffekt er 5,58 MW.

UMOE-containeren inneholder 33,5 MWh, som med en antatt virkningsgrad på 50% i brenselcellene gir 16,8 MWh i tilgjengelig energi; med fyllestasjoner i Trondheim og Bodø vil man kunne kjøre Nordlandsbanen med god margin.

For et hydrogentog med bufferbatteri, er den gjennomsnittlige effekt over Nordlandsbanen 1,83 MW. Som vist i figur 43, er den nødvendige kapasiteten for bufferbatteriet i overkant av 1,9 MWh (netto); et batteri i denne størrelsen kan antas integrert i lokomotivet.



**Figur 43: Lading og utlading av et bufferbatteri for en brenselcelle dimensjonert for å levere det gjennomsnittlige effektbehovet over Nordlandsbanen, nordover (til venstre) og sørover (til høyre).**

#### 4.3.2 Rørosbanen

Den 381 km lange Rørosbanen er et alternativ til elektrifiserte Dovrebanen mellom Støren i nord og Hamar i sør. Rørosbanen fungerer gjerne som reserveløsning for transport av gods og passasjerer mellom Trondheim og Oslo når Dovrebanen er utilgjengelig, for eksempel på grunn av ras.

Høydeprofilen er presentert i figur 44. Det er ikke stor høydeforskjell mellom endestasjonene, men det er en mye brattere stigning fra Støren til Røros enn ellers langs jernbanen, noe som vil kreve større trekkraft over lengre tid. Rørosbanen har 275 broer, og kun én tunnel over 1 km, samt 5 veldig korte (under 120 m) [164, 165].

Fartsgrensene og hastighetene til elektriske og dieseltog er plottet i figur 45. Elektriske tog vil kunne være raskere fra Støren til Røros (selv om den lave fartsgrensen gjør forskjellen liten), og fra Hamar til Elverum. Reisetidene er presentert i tabell 7.

Profilen for trekkraft (figur 46) er igjen veldig lik for elektrisk og dieseltog, men er noe forskjellig på vei nordover og sørover. På strekningen fra Støren til Røros er trekkraften høy i lang tid, i underkant av 300 kN, mens den er gjennomsnittlig lavere resten av reisen; på vei nordover er det sjelden trekkrefter over 200 kN fram til Røros, og etter det blir gjennomsnittet cirka 50 kN.

Energiprofilene i figur 47 viser at energibehovet mellom Hamar og Støren er cirka 8,3 MWh begge veier, med regenereringspotensiale opptil 0,6 MWh.

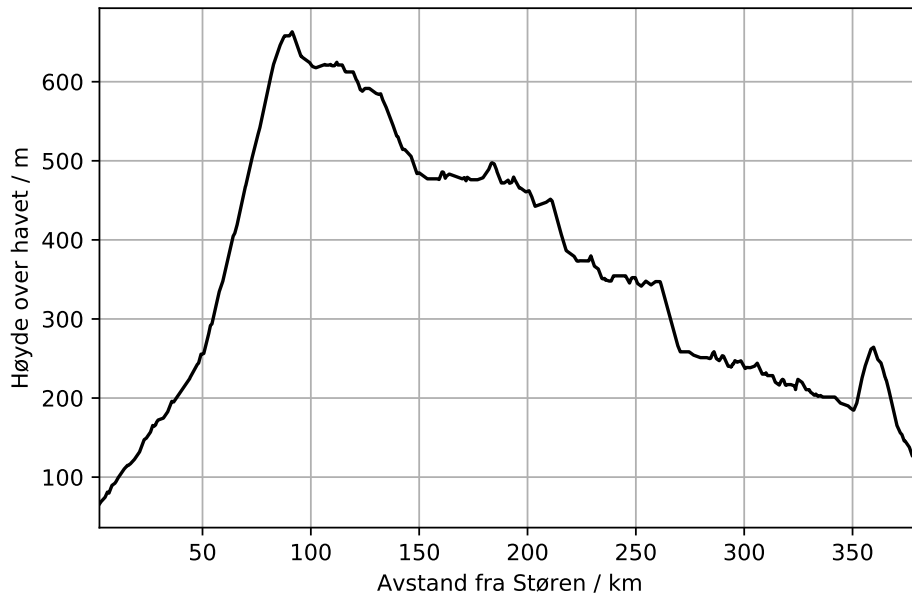
Besparselsen på cirka 7 % i energibehov med regenerativ bremsing er konsistent med resultatene for Nordlandsbanen. Regenereringsbatteriernes ladestatus er plottet i figur 48: Oftest er togets kjøring jevn og krever lite kapasitet i et eventuelt regenerativt batteri, typisk under 50 kWh (et så lite batteri vil dog ikke ha tilstrekkelig effektkapasitet). Et unntak er strekningen fra Røros til Støren, som krever 150 kWh på grunn av den lange og bratte nedbakken.

Den gjennomsnittlige effekt over Rørosbanen er 1,6 MW. Som vist i figur 49, er den nødvendige kapasiteten for bufferbatteriene i en hydrogenhybrid løsning 1,6 MWh (dog mindre for veien sørover, der det gjenvinnes mindre regenerativ bremsing). Dette kan antas integrert i lokomotivet.

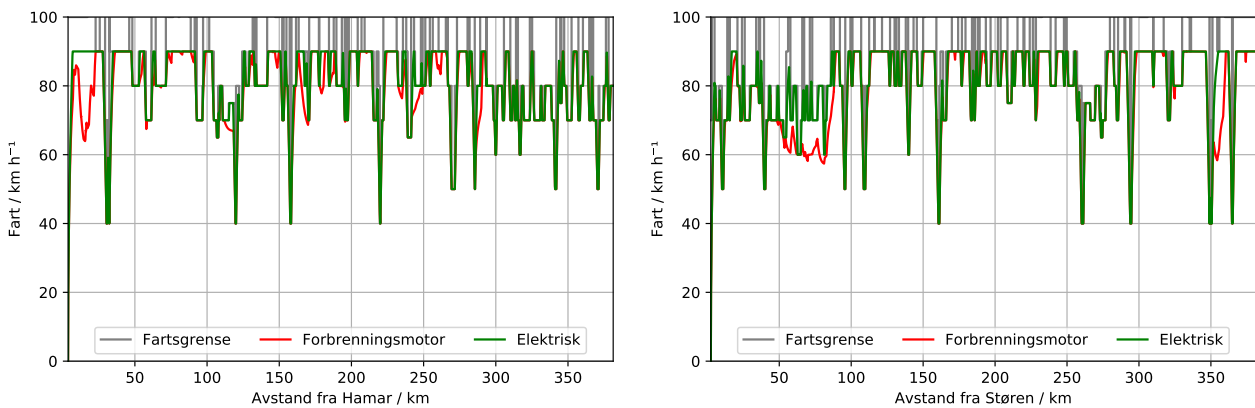
Da UMOEs 45'-container kan levere 16,8 MWh (netto), er det mulig å kjøre strekningen fram og tilbake med én fylling, og man kan nøye seg med én fyllerstasjon, gjerne i Trondheim der den også kan betjene Nordlandsbanen.

#### 4.3.3 Solørbanen

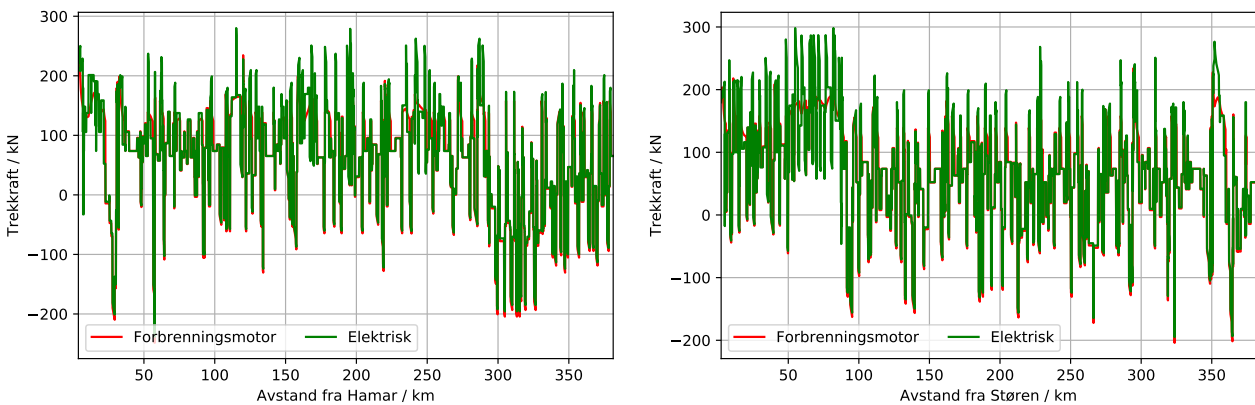
Solørbanen går strengt tatt fra Elverum til Kongsvinger, og det er i dag en 94 km lang ren godsbane, med over 30 broer og én eneste, veldig kort tunnel (10 m) [164, 166]. Det er likevel mulighet til å benytte seg av Solørbanen for å kjøre tog fra Trondheim til Oslo utenom den belastede strekningen Hamar-Lillestrøm.



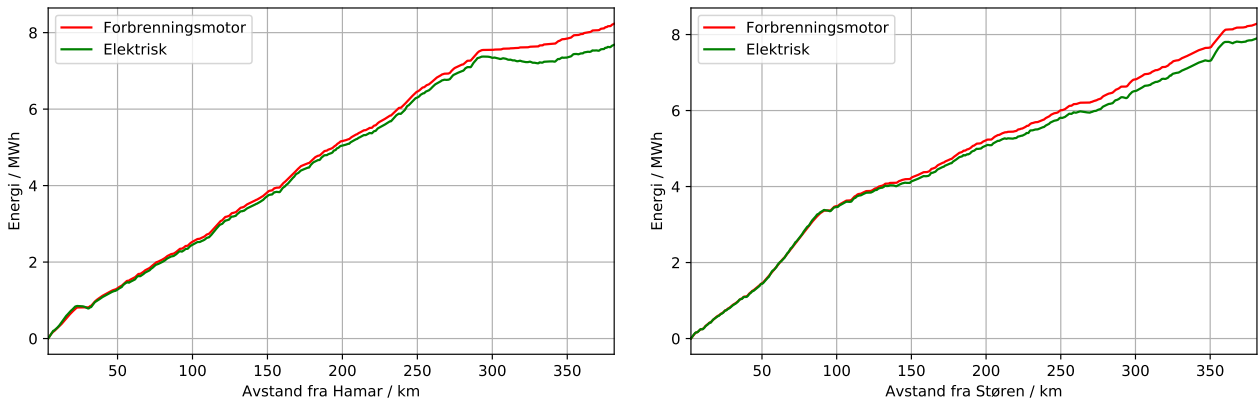
**Figur 44: Høydeprofil for Rørosbanen mellom Støren (0) og Hamar (380). Andre relevante stasjoner er Røros (109), Koppang (261) og Elverum (350).**



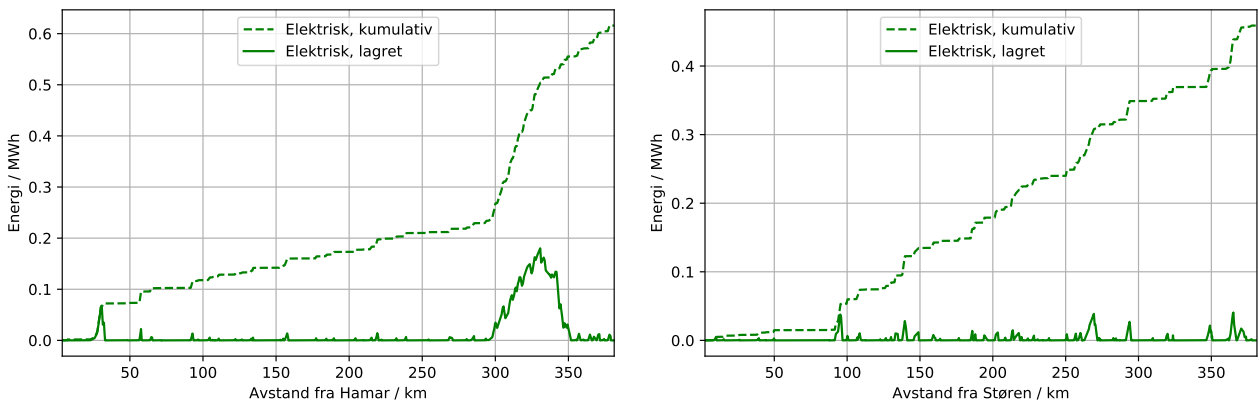
**Figur 45: Nominelle hastigheter for referansegodstoget over Rørosbanen, nordover (til venstre) og sørover (til høyre).**



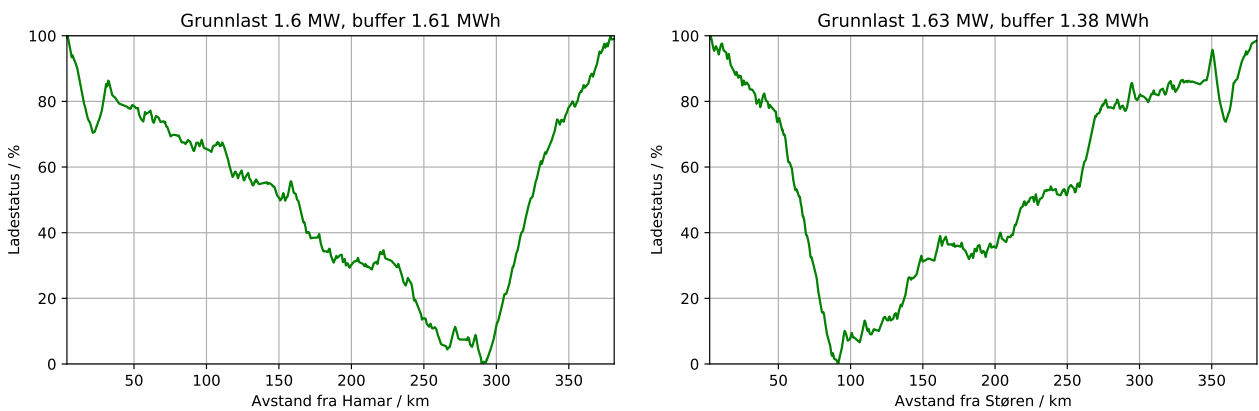
**Figur 46: Trekkraft for referansegodstoget over Rørosbanen, nordover (til venstre) og sørover (til høyre).**



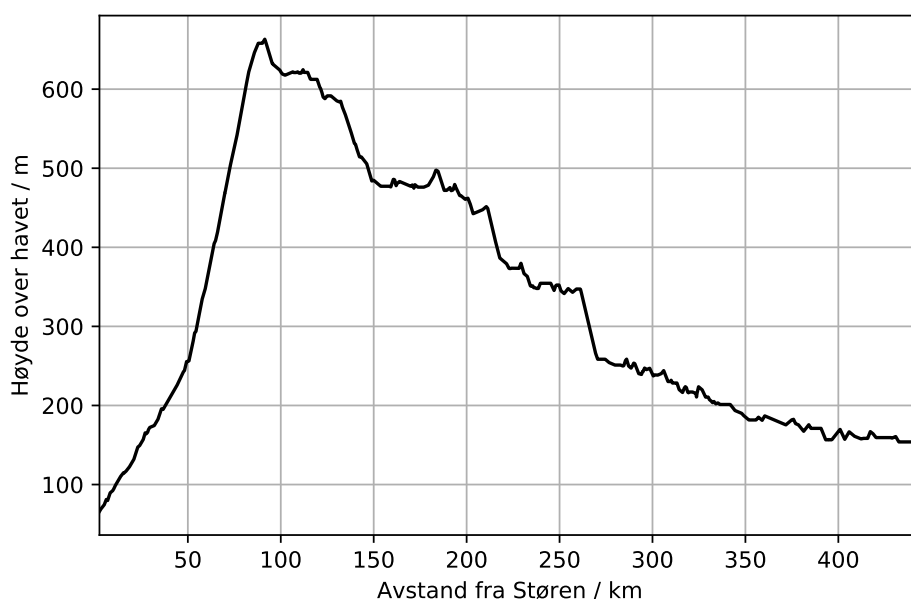
**Figur 47: Energiforbruk for referansegodstoget mellom Hamar og Støren.**



**Figur 48: Regenerert energi for referansegodstoget over Rørosbanen, nordover (til venstre) og sørover (til høyre).**



**Figur 49: Lading og utlading av et bufferbatteri for en brenselcelle dimensjonert for å levere den gjennomsnittlige effektbehovet over Rørosbanen, nordover (til venstre) og sørover (til høyre).**



**Figur 50: Høydeprofil for Røros- og Solørbanen mellom Støren (0) og Kongsvinger (444). Andre relevante stasjoner er Røros (109), Koppang (261), Elverum (350) og Braskereidfoss (375).**

**Røros- og Solørbanen** Høydeprofilen er presentert i figur 50, og fram til Elverum er den den samme som for Rørosbanen (figur 44). Etter Elverum, er strekningen mot Kongsvinger ganske flat (i motsetning til strekningen Elverum-Hamar). Energianalysen viser minimale forskjeller fra tilfellet for Rørosbanen.

**Hastigheten** mellom Elverum og Kongsvinger bestemmes i stor grad av togets egen fartsgrense (90 km/h) i begge retninger, og det er ingen vesentlige forskjeller mellom diesel- eller elektrisk drift.

**Trekraften** mellom Elverum og Kongsvinger er lite (omtrent 60 kN) i begge retninger.

**Energiprofilen** ligner også mye på Rørosbanen, men har litt større energibehov på grunn av den lengre strekningen, som vist i figur 51.

**Regenerert energi** er nesten helt lik som for Rørosbanen, da Solørbanen er ganske flat og gir liten mulighet for å hente inn bremseenergi.

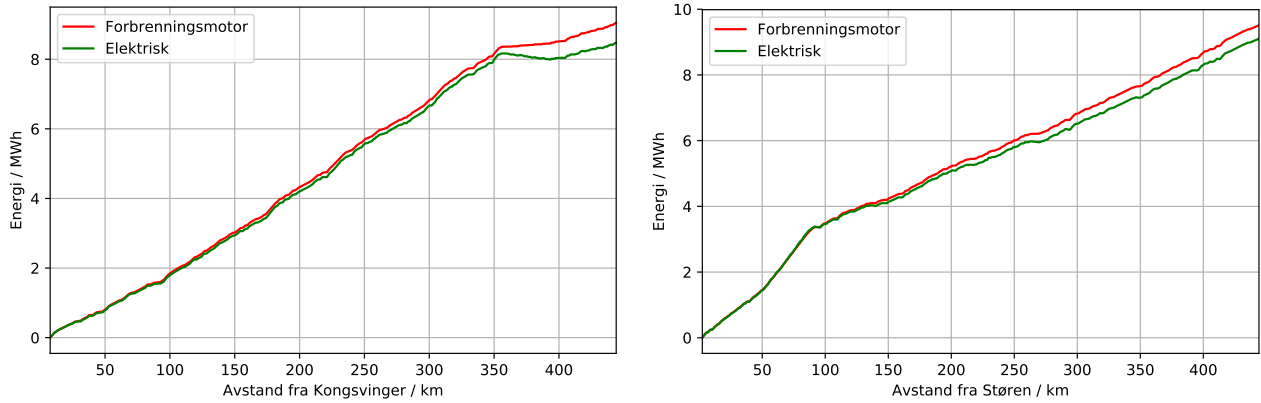
**Den gjennomsnittlige effekten** for et hybrid hydrogentog med bufferbatteri er også påfallende lik, også når det gjelder den nødvendige batterikapasiteten.

Rørosbanen Støren-Hamar og varianten over Solørbanen Støren-Kongsvinger bør derfor anses som ekvivalente alternativer, med den eneste forskjellen at energibehovet er litt høyere over Solørbanen på grunn av den lengre strekningen.

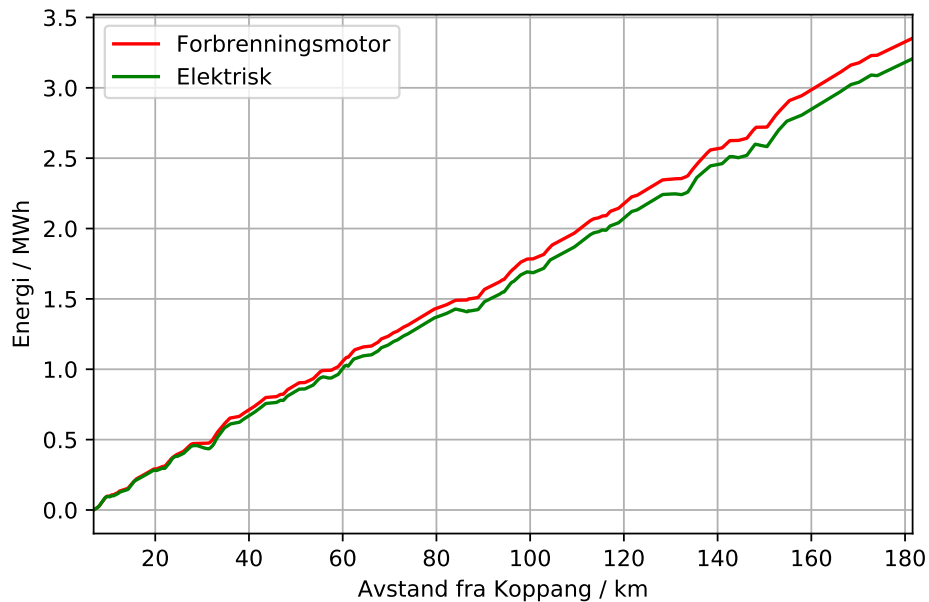
**Tømmertog fra Østerdalen** Et spesielt tilfelle er tømmertog over Solørbanen fra Østerdalen. Disse togene lastes i Østerdalen (Koppang antas som representativt utgangspunkt, selv om det ikke er det eneste) og kjører til Sverige over deler av Rørosbanen og hele Solørbanen; fra Kongsvinger kjører de videre til Sverige via Charlottenberg. Det antas at slike tømmertog har gjennomsnittlig samme konfigurasjon som referansegodstoget, selv om enkelte tog kan være opptil 2200 t tunge ifølge Jernbanedirektoratet.

Høydeprofilen er som vist i figur 50 fra km 261 (som tilsvarer Koppang), mens energiprofilen er vist i figur 52. Energibehovet på under 4 MWh kan tilfredsstilles med én batterivogn, men det er ikke sannsynlig at lading vil kunne være mulig i Østerdalen siden endestasjon varierer (Koppang er kun en representativ referanse). To batterivogner vil derfor være nødvendig for en tur-retur reise. Med hydrogentog vil dette ikke være et problem, da lagringskapasiteten er mye større.

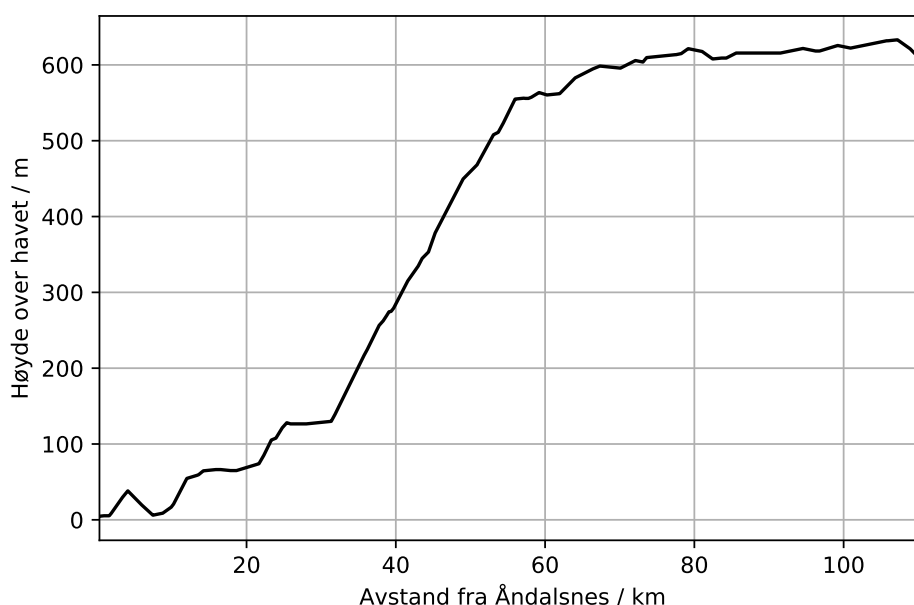




**Figur 51: Energiforbruk for referansegodstoget mellom Støren og Kongsvinger.**



**Figur 52: Energiforbruk for tømmertog fra Østerdalen (Koppang) over Røros- og Solørbanen.**



**Figur 53: Høydeprofil for Raumabanen mellom Åndalsnes (0) og Dombås (111). Andre relevante stasjoner er Verma (39), Bjorli (57), Lesjaverk (77) og Lesja (97).**

#### 4.3.4 Raumabanen

Raumabanen er en 111 km lang enkeltsporet strekning som brukes til gods- og passasjertransport mellom Åndalsnes og Dombås, og om sommeren til turisttransport fra Åndalsnes til Bjorli. Raumabanen har over 100 broer og 5 tunneler, av disse kun to (Stavem og Kylling) er lengre enn 200 m [164, 167]. Raumabanen er på flere måter en spesiell jernbane; påfallende er stigningstallet ved Verma, helt opp i 28 ‰ (dog ikke lengre enn 900 m). Utsikten fra toget er en ressurs for turismen i Møre og Romsdal, og dette taler mot installasjon av KL-anlegg.

**Godstransport** Godstransport på Raumabanen har opphørt i desember 2018 på grunn av dårlig lønnsomhet og leveringsusikkerhet som skyldes stadige avbrudd i forbindelse med den rasutsatte fjellpartiet ved Mannen. Det er likevel allerede engasjement i lokalpolitikken for å gjenopprette godstransport på banen.

Godstog som kjører Raumabanen har oftest Alnabru godsterminal som opprinnelse eller bestemmelsested; på Dombås bytter man gjerne lokomotiv for å unngå å kjøre den lange elektrifiserte strekningen på diesel.

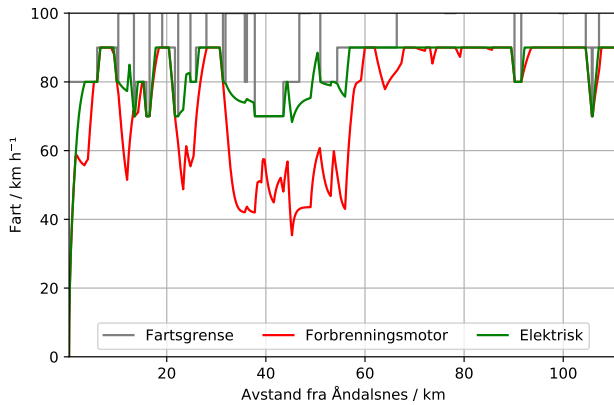
Høydeprofilen for Raumabanen er vist i figur 53. Den bratte stigningen mellom Åndalsnes og Bjorli følges av en flate strekning mellom Bjorli og Dombås.

På grunn av den store høydeforskjellen er Raumabanen veldig asymmetrisk, og retningen fra Åndalsnes til Dombås er dimensjonerende. Hastighet og trekraft for denne retningen er presentert i figurene 54a og 54b. På vei opp mot Bjorli kan et elektrisk lokomotiv holde betydelig høyere fart enn et diesellokomotiv flere steder, men hastigheten blir omtrent lik sør for Bjorli; på vei til Åndalsnes er hastigheten lik hele veien og hovedsakelig bestemt av fartsgrensen. Trekkraften er som forventet høyere mot Bjorli, og er ofte nær det elektriske lokomotivets maksimale trekraft på 300 kN.

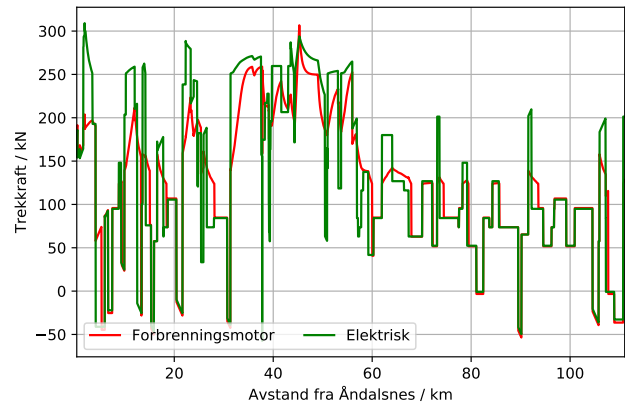
Energiprofilen over Raumabanen er veldig forskjellig med retningen, som vist i figurer 55a og 55b. På vei til Dombås er energibehov omtrent likt for dieseldrevet og elektrisk tog, mens på vei ned til Åndalsnes gir muligheten til regenerativ bremsing et stort utslag: toget kan faktisk kjøre på kun regenerert energi fra Bjorli ned til Åndalsnes.

En tur-retur reise mellom Dombås og Åndalsnes bruker 5,1 MWh med batterivogn, som kan lades av kontaktledningen på Dombås. En enkel batterivogn kan dermed forsyne toget med god margin for både tur og retur.

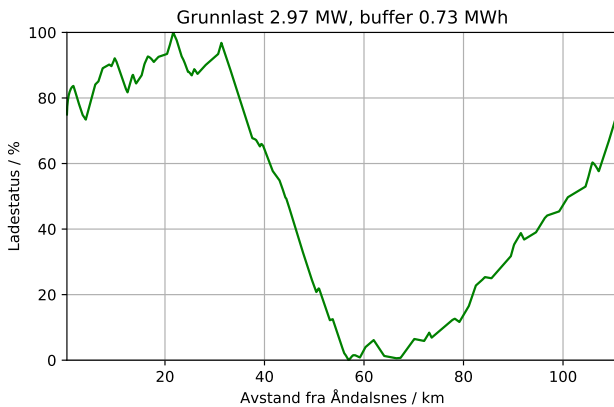
Den sterkt asymmetriske energiprofilen gjør at regenerativ bremsing dimensjoneres på vei ned til Åndalsnes (figur 54d), og hydrogenhybriden dimensjoneres på vei opp til Dombås (figur 49).



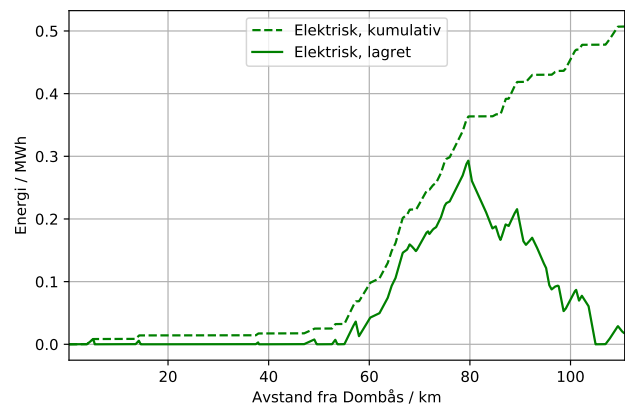
**(a) Fartsgrense og hastigheter**



**(b) Trekraft**

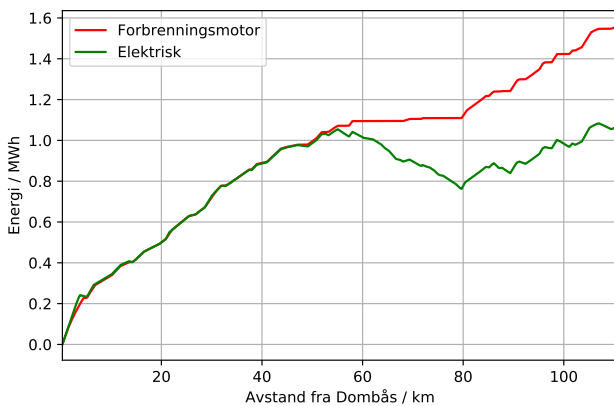


**(c) Batteribuffer**

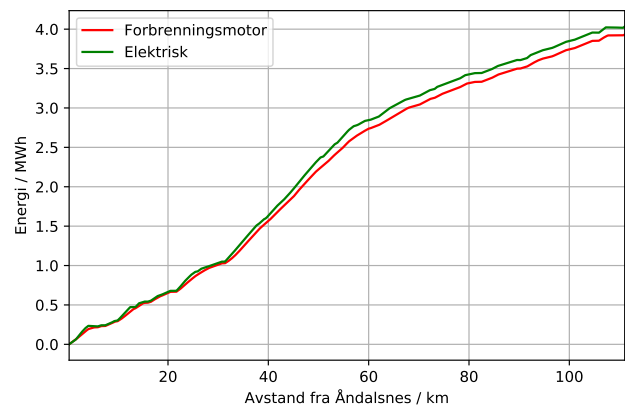


**(d) Regenerativ bremsing**

**Figur 54: Fart, trekraft og batteribuffer for et godstog (med halve lasten sammenlignet med referansegodstoget) på vei fra Åndalsnes til Dombås, samt regenerativ bremsing ned til Åndalsnes.**



**(a) Vestover**



**(b) Østover**

**Figur 55: Energiforbruk for et godstog på Raumabanen.**



(a) Type 93 (© Petr Šmerkl)

(b) Coradia iLint (© Jacek Rużyczka)

(c) Cityjet ECO (© Siemens)

**Figur 56: Dieselmotorvogn Type 93, Coradia iLint, en hydrogenmotorvogn på lignende størrelse, og Cityjet ECO, en større batterimotorvogn.**

En hybridløsning vil da benytte brenselceller for 3,0 MW og bufferbatteri for 1,2 MWh; dette batteriet er nok til å lagre regenerativ energi på vei ned til Åndalsnes (0,5 MWh). Dette er et mindre batterisystem enn foreslått i tidligere kapitler, og gir nok plass for hydrogencontainer og brenselceller med god margin.

Det kunne være aktuelt å benytte en mindre plattform for både batterier og hydrogen, men dette ville gå på bekostning utstyrsstandardisering. Godstrafikken over Raumabanen vil sannsynligvis ikke danne grunnlag for egne løsninger, og derfor beholdes den samme boggivogn som for andre baner.

**Persontransport** Persontransport over Raumabanen er en viktig ressurs for turismen i Møre og Romsdal. Installasjon av KL-anlegg ville skjemme utsikten fra toget, som tiltrekker turister, men elektrisk framdrift ville gi en bedre miljøprofil.

For passasjersegmentet er det heldigvis kommet flere prototyper i markedet de siste årene, f.eks. Als-toms hydrogentog Coradia iLint, som kapasitetsmessig ligner mye på dieseldrevne Type 93, som benyttes til passasjertransport på Raumabanen i dag. Et annet alternativ er Siemens City Jet ECO er et batteridrevet person-tog nylig lansert av Siemens, noe større enn Type 93. Type 93, avbildet i figur 56a, er 39 m lang og veier 90 t; trekkraftkurven er beskrevet i Bane NORs railML-filene.

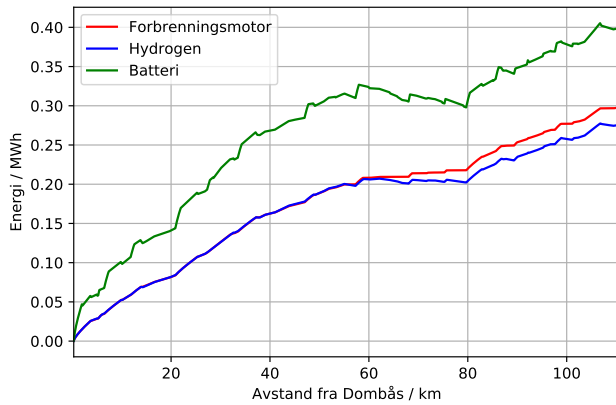
Coradia iLint (figur 56b) består av to vogner og er 54 m langt, veier 98 t, har starttrekkraft 87 kN, maksimal effekt 544 kW og maksimal fart 140 km/h; det er også utstyrt med 400 kW med brenselceller og 110 kWh med batterier, som gjør det til et hybrid tog.

Siemens Cityjet ECO (figur 56c) er et lengre tog (75 m) med maksimal effekt 2,6 MW og maksimal fart 140 km/h (120 km/h i batterimodus). Batterikapasiteten er oppgitt til 528 kWh. Vekten er ikke oppgitt direkte, men maksimal aksellast er 17 t, med 12 aksler; da det er meddelt at vektreserven på Cityjet ble brukt til batteriene, antas det en vekt på 175 t.

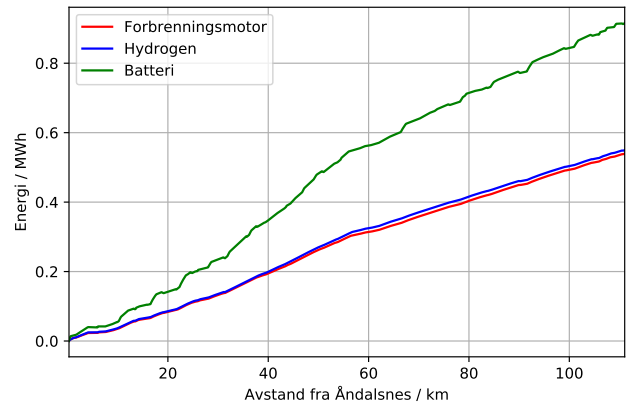
Det finnes andre alternativer som nærmer seg markedet, som Siemens Mireo Plus som kommer både i batteri («B») og hydrogenversjon («H»); disse er også større og mindre sammenlignbare med Type 93.

For diesel- og hydrogentog er tallene ganske like: energibehovet er 550 kWh mot Dombås, 300 kWh mot Åndalsnes (derav kan hydrogentoget regenerere 30 kWh), som vist i figurer 57a og 57b. Cityjet ECO har høyere forbruk på grunn av sin større vekt og hastighet, og har ikke nok batteri til å komme seg til Dombås; batteripakken skulle vært minst 915 kWh.

Fartsprofilen i figur 58a viser at iLint er noe langsommere enn Type 93 på vei opp til Bjorli, men dette forårsaker mindre enn to minutters forsinkelse over hele banen. Cityjet ECO er derimot en god del raskere på grunn av sin mye kraftigere motor (2,6 MW), og er fem minutter raskere enn Type 93. Effektprofilen i figur 58b viser at iLint ofte benytter sin maksimale motoreffekt, som er større enn totaleffekten fra brenselcelle. Grunnlasten vist i figur 58c er 40 kW høyere enn brenselcellenes makseffekt, men dette kan kompenseres av den ledige batterikapasiteten på iLint: mot 110 kWh tilgjengelig er det kun 30 kWh som kreves til hybridisering. Cityjet ECO benytter ofte sin maksimale effekt i akselerasjoner, men er oftest godt under 1,5 MW.

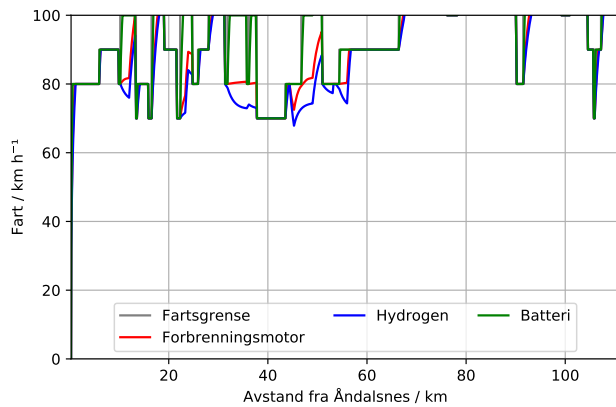


(a) Vestover

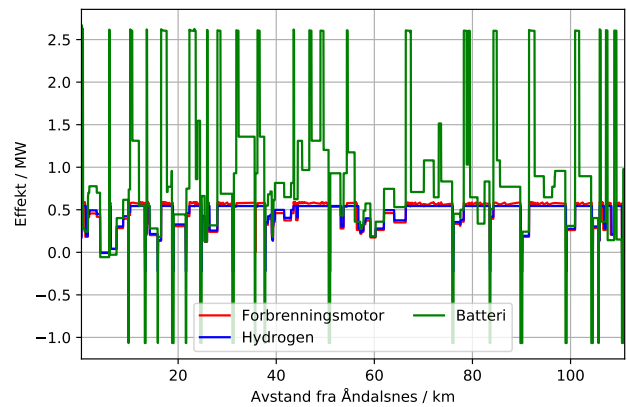


(b) Østover

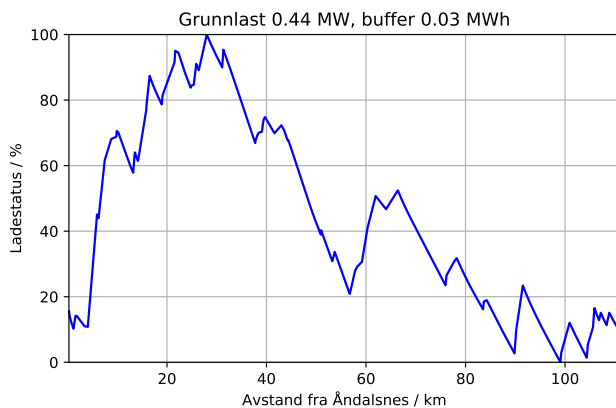
**Figur 57: Energiforbruk for et passasjertog på Raumabanen.**



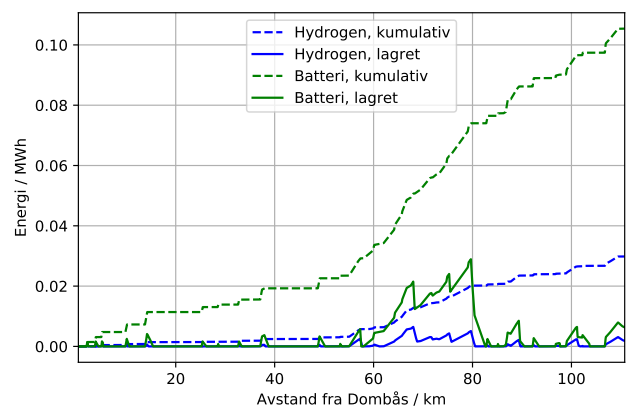
(a) Fart



(b) Effekt



(c) Batteribuffer



(d) Regenerativ bremsing

**Figur 58: Farts-, effekt- og bufferbatteriprofiler for et passasjertog opp til Dombås, og profil for regenerativ bremsing ned til Åndalsnes.**



**Tabell 7: Reisetider og energiforbruk for de undersøkte ikke-elektrifiserte strekninger med diesel- og elektrisk referansetog, samt enkelte forbundne elektrifiserte strekninger.**

Bane	Tid		Energi / MWh	
	Forbrenning	Elektrisk	Forbrenning	Elektrisk
<b>Nordlandsbanen</b>				
Stjørdal–Bodø	8:53	8:22	15,83	15,21
Bodø–Stjørdal	8:49	8:17	15,87	15,25
<b>Rørosbanen</b>				
Hamar–Støren	4:55	4:49	8,23	7,68
Støren–Hamar	4:59	4:50	8,28	7,90
<b>Røros- og Solørbanen</b>				
Kongsvinger–Støren	5:47	5:42	9,05	8,48
Støren–Kongsvinger	5:45	5:38	9,51	9,10
<i>Tømmertog</i>				
Kongsvinger–Koppang	2:18	2:17	3,73	3,61
Koppang–Kongsvinger	2:14	2:13	3,35	3,21
<b>Raumabanen</b>				
<i>Godstog</i>				
Dombås–Åndalsnes	1:25	1:24	1,55	1,07
Åndalsnes–Dombås	1:36	1:22	3,93	4,03
<i>Persontog</i>				
Dombås–Åndalsnes	1:16	1:16	0,30	0,27
Åndalsnes–Dombås	1:13	1:13	0,54	0,52
<b>Trønderbanen</b>				
Trondheim–Stjørdal	0:32	0:31	0,65	0,62
Stjørdal–Trondheim	0:27	0:26	0,76	0,73
<b>Dovrebanen</b>				
Trondheim–Støren	0:50	0:48	1,19	1,05
Støren–Trondheim	0:48	0:45	1,23	1,10
Hamar–Alnabru	1:35	1:31	2,70	2,58
Alnabru–Hamar	1:40	1:36	2,84	2,67

#### 4.3.5 Konklusjoner for energianalysene

Analysen av ikke-elektrifiserte jernbaner viser at elektriske lokomotiver kan oppnå høyere fart enn dieseldrevne på enkelte strekninger. Dette kan merkes i tabell 7, hvor reisetiden over Nordlandsbanen kan reduseres med en halvtime fordi det elektriske lokomotivet kan kjøre mye raskere opp Saltfjellet. I andre tilfeller er det en viss fordel for elektrisk drift, som riktignok er oftest marginal.

Regenerativ bremsing, som er tilgjengelig for alle elektriske alternativer, reduserer energibehovet på typisk 4 % til 7 %. Raumabanen er det ekstreme tilfellet der regenerativ bremsing er nærmest verdiløs på vei til Dombås, men reduserer energibehovet med 32 % på vei til Åndalsnes.

Ellers ble det beregnet at trekraften for Nordlands-, Røros og Solørbanene alltid er under 300 kN, som er starttrekkraften for det elektriske lokomotivet CE 119. Denne beregningen ble gjort med ideelle antagelser, f.eks. uten modellering av ising eller løvfall i sporene, som Jernbaneverket og Jernbanedirektoratet meldte kunne umuliggjøre kjøring opp Saltfjellet også med dagens diesellokomotiv CD 312.

Gjennomsnittlig forbruk over alle banene er 21,5 kWh/km. Et godstog med en UMOE-container hydrogen har derfor en rekkevidde på 860 km (lengre enn Nordlandsbanen, Norges lengste ikke-elektrifiserte strekning),

**Tabell 8: Batterienes leverte energi og bruttostørrelse i tilfellene med ren batteridrift, kun regenerering og hydrogenhybrid i togsimuleringene.**

Bane	..... Batteri .....		.. Regenerering ..		..... Hydrogenhybrid .....		Gj. effekt MW
	Energi MWh	Størrelse	Energi MWh	Størrelse	Energi MWh	Størrelse	
<b>Nordlandsbanen</b>							
Stjørdal–Bodø	16,32	25,43	1,11	0,65	6,40	3,20	1,82
Bodø–Stjørdal	16,35	25,42	1,10	0,55	6,26	3,09	1,84
<b>Rørosbanen</b>							
Hamar–Støren	8,30	12,80	0,62	0,30	3,24	2,69	1,60
Støren–Hamar	8,36	13,17	0,46	0,07	3,14	2,30	1,63
<b>Røros- og Solørbanen</b>							
<i>Støren-Kongsvinger</i>							
Kongsvinger–Støren	9,07	14,13	0,60	0,30	3,39	2,94	1,49
Støren–Kongsvinger	9,55	15,17	0,45	0,06	3,34	2,33	1,62
<i>Tømmertog fra Koppang</i>							
Kongsvinger–Koppang	3,73	6,02	0,11	0,04	1,06	0,77	1,58
Koppang–Kongsvinger	3,35	5,35	0,14	0,05	1,06	0,31	1,45
<b>Raumabanen</b>							
<i>Godstog</i>							
Dombås–Åndalsnes	1,57	1,81	0,51	0,49	0,95	0,93	0,76
Åndalsnes–Dombås	4,07	6,72	0,03	0,01	1,13	1,22	2,97
<i>Persontog</i>							
Dombås–Åndalsnes	0,29	0,44	0,03	0,01	0,13	0,12	0,21
Åndalsnes–Dombås	0,53	0,87	0,01	0,00	0,08	0,05	0,43

mens en ideell tankvogn med 3 t hydrogen kunne rekke 2500 km; disse tallene vil øke noe over årene med forbedringer i brenselcellenes virkningsgrad. Hver batterivogn i 2020 gir godstoget en rekkevidde på 300 km, som øker først til 365 km i 2030 og 642 km i 2050, etter tabell 6. Coradia iLint, som ble simulert på Raumabanen, har en oppgitt rekkevidde mellom 800 km to 1000 km.

For et batteridrevet tog med brutto 10,62 MWh per batterivogn er det nødvendig med tre batterivogner for Nordlandsbanen, to for Røros- og Solørbanen, og én for Raumabanen, som det følger av tabell 8. Det er mulig å halvere antallet batterivogner (eller redusere til to for Nordlandsbanen) ved å stanse toget ved en stasjon og lade batteriene opp; Man vil i så fall trenge cirka en time med de fleste Li-ion batterier. Egnede stasjoner er Mosjøen på Nordlandsbanen og Alvdal på Rørosbanen; tilgjengelig effekt for lading ved disse stasjoner bør også avklares.

Alternativt kan det bygges ut én eller flere kortere strekninger med kontaktledning for å lade batteriene under kjøring; strekningenes lengder vil avhenge av strømvaktakerens kapasitet og hvor langt er det mellom disse dem. For eksempel er gjennomsnittlig effekt på Nordlandsbanen 1,84 MW; da lokomotivet er dimensjonert for 5,58 MW, kan vi anta at 3,74 MW vil være ledig til batterilading over en lengre strekning. Halvparten av Nordlandsbanens energibehov er 6,99 MWh, som vil kreve 1 time og 52 minutter, som ved Nordlandsbanen gjennomsnittlige fart 80 km/h blir til 150 km med KL-anlegg.

Jernbanedirektoratet har signalisert at de ønsker utredet en spesifikk form for deelektrifisering der et modifisert lokomotiv med innebygde 3,5 MWh batterier benytter flere 25–30 km lange KL-strekninger, etterfulgt av cirka 100 km lange ikke-elektrifiserte strekninger. På spesielt bratte strekninger (f.eks. opp Saltfjellet) vil det fortsatt være kontinuerlig KL-anlegg; dette resulterer i en KL-elektrifisering som dekker omtrent 33 % av banen. Man kan til en viss grad velge ut de mest fordelaktige områdene for KL-anlegg, og unngå f.eks. kostbare og kompliserte installasjoner i tunnel.

Hybridisering av brenselceller med batterier ble beregnet i tabell 8 med en ekstrem strategi, der brenselcellene yter en konstant last og transientene blir håndtert av batteripakken. Dette minimerer størrelsen på brenselceller og reduserer dermed én kostnad, men batteriene innfører én ny. Konstant drift av brenselceller ved nominell last øker deres levetid, men kontinuerlige svingninger kan redusere batterienes. Det gjøres derfor oppmerksom på at hybridiseringen som er presentert i tabell 8 er optimal med hensyn på minimering av brenselceller, men ikke nødvendigvis på totaløkonomien.

De elektriske godstogene som ble simulert er alle teoretiske, men på Raumabanen ble Alstoms Coradia iLint simulert. Simuleringen viser at iLint har riktignok litt lavere effekt enn dagens dieseldrevne Type 93, men den akkumulerte forsinkelsen over hele banen er mindre enn ett minutt; dessuten er iLints brenselceller og hybridiseringsbatterier tilstrekkelige for å kjøre hele Raumabanen begge veier.

#### 4.3.6 Energibehov på allerede elektrifiserte strekninger

Energiberegningene i dette kapittel ble brukt til å dimensjonere togsettene (f.eks. antall batterivogner), men representerer ikke nødvendigvis normale togreiser. Reiser over Nordlandsbanen starter nemlig fra Trondheim, ikke Stjørdal: selv om batteri- og hydrogensystemer dimensjoneres utifra Stjørdal-Bodø, vil det ikke være aktuelt å bytte el-lokomotiv med diesellokomotiv i Stjørdal, da det ikke er noen egnet teknisk avdeling der som kan foreta lokomotivbytte. Av samme grunn er det uaktuelt med lokomotivbytte i Støren og Hamar, mens det er vanlig å bytte til el-lokomotiv på Dombås og i Kongsvinger.

Derfor må man sammenligne tall over *hele togreisen* for å få et representativt bilde. Energi- og tidsbehov for de elektrifiserte strekninger mellom Trondheim-Bodø og Trondheim-Oslo for forbrennings- og elektrisk motor er vist i den nedre delen av tabell 7. Vi antar at alle teknologier med elektrisk drevet lokomotiv vil benytte seg av KL-anlegget hvor dette er tilgjengelig.

### 4.4 Økonomi

Dette kapittel beregner og sammenligner investerings- og driftskostnader for alternativene som ble fremstilt i de foregående kapitlene. Her tar vi hensyn kun til kostnader, fordi alle alternativer er antatt å gi den samme inntekt.

#### 4.4.1 Sammenligningskriterium for forskjellige teknologier

De undersøkte teknologiene har veldig forskjellig levetid, og investeringene vil derfor sammenlignes ved *annuitetsmetoden*. Annuitetsmetoden anvendes for å beregne en ekvivalent årlig kostnad (*annuitet*) som tilsvarer en gitt investering og levetid. Driftskostnader kan enkelt summeres med annuiteten, slik at alternativer med svært forskjellig tidshorisont kan vurderes utifra denne ekvivalente årlige totalkostnaden.

Jernbanedirektoratet bruker gjerne nåverdimetoden («NNV»): der to investeringer skal sammenlignes og har forskjellig tidshorisont, regnes det med reinvesteringer for den kortere investeringen etter sistnevntes levetid løper ut; oftest benyttes det en tidshorisont på 75 år. Jernbanedirektoratet benytter nåverdimetoden på samfunnsøkonomisk kostnad, hvor også andre kostnader enn direkte kostnader verdsettes, f.eks tidsgevinster; disse kan også implementeres i annuitetsmetoden. Disse to metodene er sammenlignet i detalj i vedlegg B.

Nåverdimetoden er ikke egnet for denne rapporten da et sentralt faktum er at de nye teknologiene endrer sin kostnad radikalt fram til 2050. En nåverdiberegning av for eksempel batterier vil derfor måtte ta høyde for at:

- Batteriene vil koste mindre fremover i tid;
- Batterilevetiden øker, det vil si at periodene for reinvesteringene ikke er konstante.

Lignende betraktninger gjelder for brenselceller, hydrogenlagring, hydrogenstasjoner, med flere; en slik beregning er ikke umulig, men vil inneholde en uoversiktlig blanding av data med varierende sikkerhet. Dessuten ville en nåverdiberegning med utgangspunkt i 2050 kreve en estimering av teknologiutvikling fram til 2125, som ville ha uakseptabelt høy usikkerhet.

En investering  $I$  foretatt ved tid  $t = 0$ , som har levetid  $n$  år, har per definisjon en nåverdi  $NNV = I$ .

Med en antatt rente  $r$ , er denne investeringen da ekvivalent med årlige utgifter  $k$  fra år 1 til år  $n$ :

$$I = NNV = \sum_{i=1}^n \frac{k}{(1+r)^i} = k \sum_{i=1}^n \left( \frac{1}{1+r} \right)^i \quad (13)$$

Summen i siste ledd er en geometrisk rekke, som kan uttrykkes som:

$$\sum_{i=1}^n x^i = \frac{1-x^{n+1}}{1-x} \quad (14)$$

Ligning 13 blir da:

$$I = NNV = k \frac{\overbrace{1 - \frac{1}{(1+r)^{n+1}}}}{r} \quad (15)$$

Annuiteten kan da lett beregnes som  $k = I/A_{n,r}$ .

Det vil benyttes en kalkulasjonsrente  $r = 4\%$ , som er verdien anbefalt av Finansdepartementet for samfunnsøkonomiske analyser med et tidshorisont opptil 40 år [168].

#### 4.4.2 Kompensering for redusert nyttelast

For flere alternative drivstoff forutsettes det at én eller flere vogner brukes til å frakte energien (i batterier eller hydrogen). Hver boggivogn som vist i figur 37 tar opp 19,64 m som ellers ville ha blitt brukt til frakt.

For å regne med denne effekten, antas det at den samme last fraktes over ett år, og den reduserte kapasiteten kompenseres ved flere togreiser. Med  $n$  batteri-, hydrogen- eller hybridvogner er korreksjonsfaktoren:

$$k = \frac{575 \text{ m}}{575 \text{ m} - n \times 19,64 \text{ m}} \quad (16)$$

Alle kostnader som avhenger av kjørte kilometer, antall reiser eller reisetid vil multipliseres med  $k$  for å representere kostnaden av redusert nyttelast. Sporavgiften og lokførernes lønnskostnader vil også økes tilsvarende.

Skulle man legge ekstravognene til referansetogsettet uten å forkorte toget, ville det ha flere uheldige konsekvenser:

- Det vil være nødvendig å forlenge alle krysningsspor over banen, da alle ikke-elektrifiserte baner er enkeltsporet;
- Det økte lasten kunne gjøre det umulig for ett lokomotiv å føre toget over områder med sterk stigning, f.eks. Saltfjellet eller Verma.

En energianalyse av Nordlandsbanen med uforandret godsseksjon presenteres i vedlegg C.

#### 4.4.3 Bakgrunnsdata for tekno-økonomiske beregninger

I dette kapittel samler vi datene som benyttes for å vurdere det økonomiske potensialet til de forskjellige teknologiske alternativene. Enkelte av disse teknologier, spesielt batterier og hydrogen, forventes å bli bedre med tiden, mens andre (KL, diesel) anses som modne. Kostnadene er gjennomgående estimert ved innkjøpspunkt for Bane NOR eller operatørene.

**Diesel** For dagens teknologi, diesel, er den viktigste parameteren drivstoffkostnaden. Nettokostnaden (uten veibruks-, miljø- eller merverdiavgift) for diesel kjøpt av CargoNet er 6,29 NOK/l, som kombinert med energitetthet på 10,1 MWh/l og 25 % virkningsgrad [61] gir 2,49 NOK/kWh. Jernbanedirektoratet oppgir at diesellokomotiver koster 45 MNOK og har en forventet levetid på 30 år<sup>16</sup>, med vedlikeholdskostnader på 33 NOK/km. Dieseldrogstog må betale både CO<sub>2</sub>- og NO<sub>x</sub>-avgift, som til sammen er 17,01 NOK/km [169]. Da dieseltogene er tregere enn elektriske tog på grunn av mindre tilgjengelig effekt, vil forsinkelsen prises etter tidskostnaden for gods slik gjengitt i Metodehåndboka [170], 13,37 NOK/t h, der *t* er ment som tonn *last*.

**Biodiesel** Biodiesel vil ha stort sett den samme kostnadsstrukturen til diesel, med forskjellig drivstoffpris, som er antatt 8,5 NOK/l; dette er en gjennomsnittsverdi av verdier oppgitt av Jernbanedirektoratet. I tillegg vil biodiesel formodentlig ikke belastes med CO<sub>2</sub>-avgift, som er 60 % av forurensningsavgiftene, mens NO<sub>x</sub>-avgiften vil bestå.

**Biogass** Biogass vil ha samme kostnadsstruktur som biodiesel, med forskjellig drivstoffpris; som oppgitt i kapittel 2.6, vil vi anta en pris på 1,09 NOK/kWh, som delt med virkningsgrad 25 % for forbrenningsmotorer blir 4,36 NOK/kWh.

I tillegg er det en mulighet at biogass vil kreve egne sikkerhetstiltak i tunneler. Det er usikkert om dette vil være påkrevd, men i så fall mener Jernbanedirektoratet at en slik infrastruktur vil koste 30 MNOK per km tunnel, med en årlig vedlikeholdskostnad på 150 NOK/m. Vi vil i første omgang anta at disse tiltak ikke er nødvendige og at relativt enkle grep kan øke sikkerhet til akseptabelt nivå (se 3.2.5), men vi skal vurdere effekten av ytterligere sikkerhetstiltak i sensitivitetsanalysen (4.4.5).

**Kontaktledningsanlegg** Tradisjonell elektrifisering med KL-anlegg krever betydelig infrastruktur. Selve KL-anlegget er anslått av Jernbanedirektoratet å koste 9,9 MNOK/km på de fleste baner, unntatt på Nordlandsbanen der det høye antallet tunneler øker kostnaden til 14 MNOK/km; levetid er 75 år og årlige vedlikeholdskostnader 50 NOK/m [170].

Det må understrekes at km-kostnad for KL-elektrifisering er et høyst usikkert tall. Som hovedregel koster selve KL bare en fjerdedel av totalen, mens tilrettelegging av tunneler og broer kan alene utgjøre en tredjedel [33]; derfor anser Jernbanedirektoratet at KL-anlegg på Nordlandsbanen (over 50 km med tunneler) vil ha høyere km-kostnad enn på Rørosbanen (under 3 km).

Et større pågående elektrifiseringsprosjekt er CalMod, for den dobbelsporede jernbanen mellom San Francisco og Sacramento [32]. Prosjektets offentlige budsjett viser til en elektrifiseringskostnad på 125 MNOK/km: et så stort sprik fra Jernbanedirektoratets tall kan delvis forklares med at banen er dobbelsporet, at tomteprisen i Silicon Valley er mye høyere enn i landlige Norge, og at banen er dimensjonert for mye større trafikk; det er også andre kjente strukturelle grunner til at amerikanske elektrifiseringsprosjekter er dyrere enn tilsvarende europeiske [171]. Likevel er det også flere faktorer som burde heller bidra til høyere kostnader i Norge, som dyrere arbeidskraft og mer utfordrende klima.

Jernbanedirektoratet oppgir at elektriske lokomotiver koster 35 MNOK og har en levetid på 30 år, med årlige vedlikeholdskostnader på 11,5 NOK/km. Elektrisitet solgt av Bane NOR koster 529 NOK/MWh, som inkluderer bl.a. nettleie; det antas forøvrig at KL har en overføringsvirkningsgrad på 95 %, og at el-lokomotivet har en virkningsgrad på 85 % [61].

**Deelektrifisering** KL-kostnaden kan reduseres ved å installere kun segmenter av KL langs banen, gjerne der det er billigst (f.eks. ved å unngå tunneler og broer). Områdene uten KL kan dekkes ved hjelp av batterier installert på lokomotivet. Jernbanedirektoratet estimerer at et slikt lokomotiv vil koste 75 MNOK og ellers ha samme levetid og vedlikeholdskostnader som et vanlig el-lokomotiv. Jernbanedirektoratet mener at kun en tredjedel av banelengden vil behøve KL.

<sup>16</sup>Ofte er slike lokomotiver leaset, og estimatene for investering og levetid er gjerne ekstrapolert fra leasingkostnadene.



Et mindre prosjekt som har funnet sted i Norge er elektrifisering av banen mellom Hønefoss og Follum [172]: Hønefoss stasjon var allerede elektrifisert, og den korte strekning til tømmerterminalen i Follum måler 2,7 km. Bane NOR angir at prosjektet kostet 20 millioner kroner, som gir en km-kostnad på 7,4 MNOK/km. Ifølge direktoratets eksperter, denne kostnaden kan realistisk senkes til 6 MNOK/km for baner med lav trafikk.

Dette estimatet tar riktignok ikke høyde for nye innmatingspunkter, som ifølge Network Rail [33] koster omtrent like mye som kontaktledningen selv; dette bekrefter Jernbanedirektoratet i sine estimater. Vi skal derfor benytte en totalpris (KL og innmating) på 11,2 MNOK/km, estimert av Jernbanedirektoratet.

**Helbatteri** Det er også mulig å tenke seg å sløyfe KL-anlegget helt, og kjøre kun på batteri. Batteriene vil i så fall bli lang større, tyngre og kreve plassering på egen vogn, som skissert i kapittel 4.1.5.

Lokomotivene er de samme som for KL, og det antas en virkningsgrad på 85 % for batteriene. Batterienes kostnad beregnes for forskjellige år utifra deres forventede utvikling i tabell 9; elektrisk energi er priset lik som for KL-tilfellet. Den økte antall togreiser som kompenserer for tapt kapasitet i toget medfører økte kostnader som beregnes etter metoden skissert i kapittel 4.4.2.

**Hurtiglading** En variant av helbatteri-alternativet er å benytte et mindre batteri og lade det halvveis, gjerne ved et egnet stoppested (f.eks. Mosjøen på Nordlandsbanen). Hurtigladingen antas å kreve én time, for å redusere lasten; dette vil likevel oftest kreve flere MW på grunn av batteriets store kapasitet.

I tillegg til tidligere helbatteri-alternativet vil vi ha behov for en hurtigladingsstasjon, med kostnad på omtrent 6 MNOK/MW [173] og antatt levetid 20 år. Effekttariffene vil ikke være ubetydelige ved hurtiglading, og er per i dag satt til 393 NOK/kW årlig av Statnett [174] (lokale kraftselskaper kan ha forskjellige priser). Timen som krever for hurtiglading prises etter samme sats som ovenfor, 13,37 NOK/t h.

**Hydrogen** Hydrogendrift antar de samme lokomotivene som for KL og batteri, som kobles til en hydrogenvogn der hydrogentanker, brenselceller og bufferbatterier er installert. Brenselcellene dimensjoneres etter makseffekten til TRAXX-lokomotivet, 5,58 MW; kostnader og levetider fram i tid er i tabell 9. Vi har valgt mer forsiktige estimater enn tidligere vist i figur 17, fordi de estimatene fokuserer mest på hydrogenbiler, mens her vil vi heller fokusere på brenselceller utviklet for tungtransport og lengre levetider [175].

Hydrogenlagring tar utgangspunkt i UMOEs 45'-container, med kapasitet for 33,5 MWh, og kostnader og levetider slik vist i tabell 9; dette gjenspeiler ikke nødvendigvis UMOEs priser, som er fortrolige. Bufferbatteriene dimensjoneres til 650 kWh, som er størrelsen som kreves for regenerativ bremsing langs Nordlandsbanen; kostnaden beregnes på samme måte som for batterialternativene.

Hverken brenselceller eller hydrogentanker behøver noen særskilt vedlikehold, siden de ikke inneholder bevegelige deler (selv om prototyper kan ha strenge og tette inspeksjonsprotokoller). Enkelte deler av brenselcellesystemer, som luftfuktere, luftinntaksvifter eller -kompressorer er utsatt for større slitasje og kan kreve regelmessig erstatning, men deres kostnad er marginal i forhold til hele systemet. Dessuten er disse installert på luftsidene og kommer dermed ikke i kontakt med hydrogen, og er dermed mindre viktig for sikkerheten.

Energi for hydrogenproduksjon kan leveres med *utkoblar tariff*, da det ikke er strengt tatt nødvendig å produsere hydrogenet på et bestemt tidspunkt, og elektrolysører har rask dynamikk. Utkoblar tariff innebærer en tariffreduksjon på 95 % hos Statnett [174], men lokale kraftselskaper kan avvike. Energikostnaden for hydrogenalternativet vil derfor beregnes med 95 % reduksjon i nettleie, som gir 415 NOK/MWh.

Effekten til elektrolysører beregnes utifra energibehovet til hydrogentogene delt med virkningsgradene til brenselceller og elektrolysører, delt med timene i ett år (det antas altså døgnkontinuerlig produksjon). Kompresjon av produsert hydrogen vil også utgjøre en betydelig kostnad. Kostnader, levetider og vedlikehold for elektrolysører og kompressorer er oppført i tabell 9.

Den økte antall togreiser som kompenserer for tapt kapasitet i toget medfører økte kostnader som beregnes etter metoden skissert i kapittel 4.4.2.

Til slutt er det en mulighet at ekstra sikkerhetstiltak vil kreves for hydrogen i tunneler, slik som for biogass og med samme satser. Spørsmålet er dog allerede behandlet i Tyskland i forbindelse med utrulling av iLint, og

det er ikke funnet spesielle grunner til ytterligere gassikring; dette vil likevel vurderes i sensitivitetsanalysen i kapittel 4.4.5.

**Hydrogenproduksjon fra fornybare energikilder** Det er per i dag ikke aktuelt å kjøpe hydrogen fra gasselskaper, da disse ikke leverer i de kvanta som ville være nødvendig for togtransport, og uansett ikke til priser som kan være konkurransedyktige mot f.eks. diesel. Gasselskaper typisk leverer mindre kvanta til laboratorier og industri, og en betydelig del av prisen er flasketransport til kunden.

Det har nylig blitt kunngjort at enkelte gasselskaper som Gasnor er interessert i storskala hydrogenproduksjon, så denne antagelsen vil ikke nødvendigvis holde for alltid [176]. På grunn av det store volumet skal vi likevel anta at Bane NOR vil drive egenproduksjon av hydrogen til togdrift.

Hydrogen er en flyktig gass som kan fremstilles på mange måter. Den billigste måten er reformering av naturgass, som er den dominerende prosessen verden over: store mengder hydrogen produseres i verdens raffinerier, mest til internt forbruk. Da Norge ikke besitter et distribusjonsnett for naturgass, er hydrogen fra reformering dyrere enn i andre land fordi man må betale gasselskaper relativt mye for transporten. I land med naturgassnett, settes det gjerne opp hydrogenstasjoner basert på små reformere, men i Norge er elektrolyse mer aktuelt.

Elektrolyse er en elektrokjemisk prosess idet man spalter vann i hydrogen og oksygen ved tilførsel av strøm. Prosessen genererer ingen utslipp, men er mer energikrevende enn reformering av naturgass. Elektrolysører er stille enheter, men det er ofte nødvendig å øke trykket til det produserte hydrogenet ved en kompressor, som kan lage noe støy; det finnes imidlertid høytrykkselektrolysører som kan generere hydrogen allerede ved trykk som egner seg til transport.

Det vil antas i denne rapporten at all hydrogenproduksjon foregår ved elektrolyse, og at all strøm kommer fra fornybare energikilder.

**Hydrogenhybrid** Selv om hydrogenalternativet i forrige kapittel også er en hybrid, da den har et relativt lite batteri for å implementere regenerativ bremsing, er det mulig å redusere størrelsen på brenselcellene (en ganske dyr komponent i systemet) ved å benytte større batterier til lagring, slik at brenselcellene opererer ved omtrent konstant last, og batteriene tar seg av transientene.

Etter resultatene oppført i tabell 8, er det tilstrekkelig med 2 MW brenselceller og 3,5 MWh batterier: man kan i så fall benytte samme batterilokomotiv som foreslått for deelektrifisering.

#### 4.4.4 Resultater av de tekno-økonomiske beregningene

Med trafikkparametrene fra tabell 11 og teknologiparametrene fra forrige kapitler, beregnes annuitetskostnadene for hver bane og teknologi; for hvert år er kostnadene også inndelt mellom investeringer og driftskostnader, samt infrastruktur og rullende materiell.

Trafikktall er utledet fra Drøsemeyer [183] for de respektive banene. Trafikk over Rørosbanen (både gjennom Hamar og i varianten over Solørbanen) er estimert som halvparten av godstransportkapasitet over Dovrebanen, med antagelsen av godstransporten ville dele seg mellom de to baner fra Oslo til Trondheim. Togbevegelser og antall lokomotiver er oppsummert i tabell 11.

Hydrogenkostnad er beregnet til 36,15 NOK/kg for 2020 og 24,36 NOK/kg fra og med 2030 (Noack mfl. [182] regner med at hydrogenproduksjonsteknologi vil være moden i 2030, og videre forbedring er derfor ikke medregnet). Hydrogenbehovet vil være 8 t/d for Nordlandsbanen, 6 t/d for Rørosbanen, 10 t/d for Røros- og Solørbanen og 0,5 t/d for Raumabanen.

**Nordlandsbanen** For Nordlandsbanen antas det 4 lokomotiver og 24 togbevegelser per uke mellom Trondheim og Bodø. Utviklingen i den økonomiske analysen for Nordlandsbanen er vist i figur 59.

Det er tydelig at KL-anlegg ikke er økonomisk forsvarlig på grunn av de store investeringskostnadene. Delelektrifisering er mye billigere enn fullt KL-anlegg, men likevel dyrere enn diesel; hovedkostnaden er fortsatt infrastruktur-CAPEX.

**Tabell 9: Kostnadsdata for alternative teknologier. Dollarkursen er satt til 1 \$=7,5 NOK i analysene.**

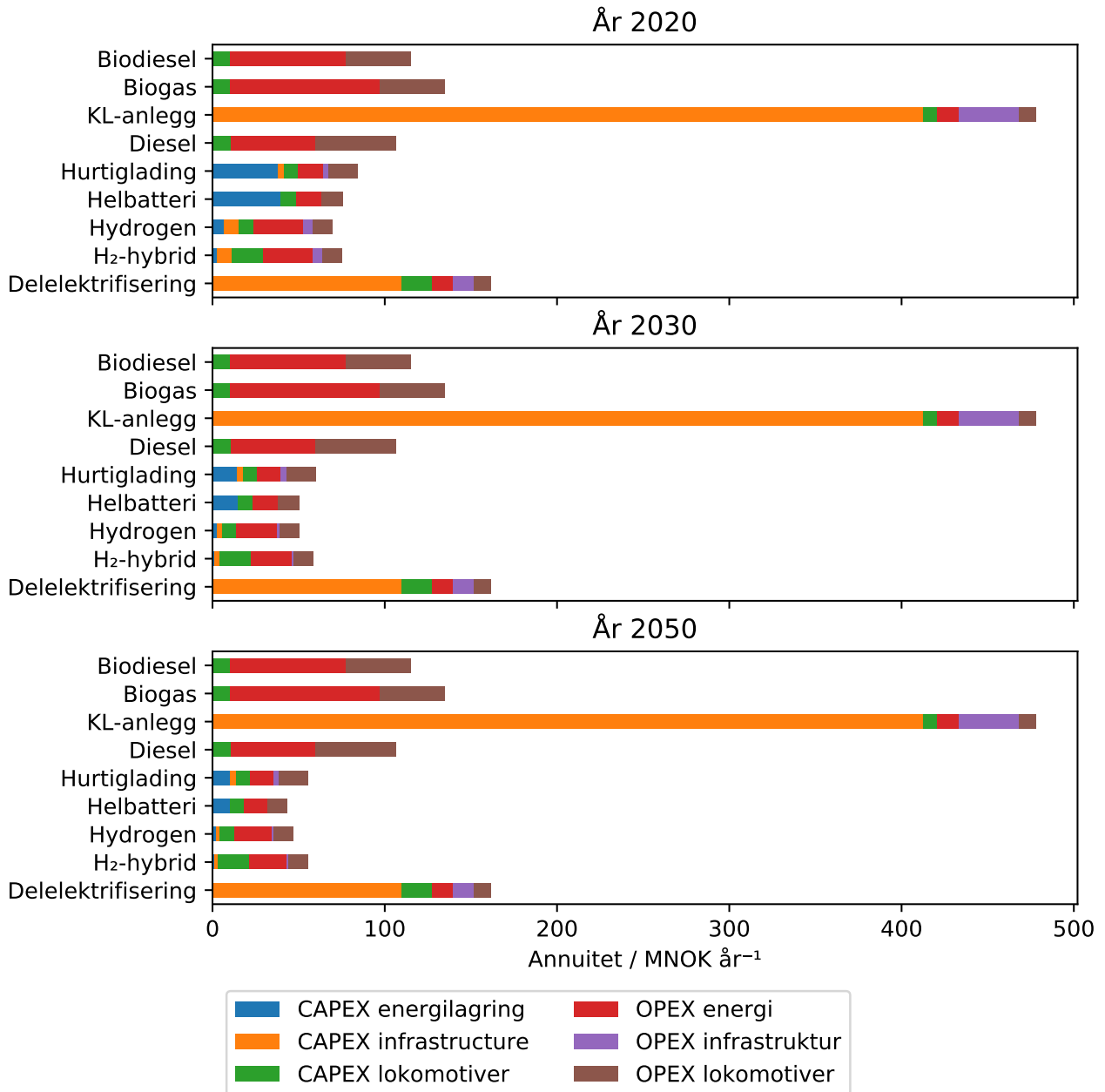
<b>Teknologi</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>	<b>Kilde</b>
Batterier	320 \$/kWh	200 \$/kWh	225 \$/kWh	[150]
<i>Levetid i ladesykluser</i>	1500	2500	4000	[150, 151]
<i>Virkningsgrad</i>	85 %	90 %	90 %	[177]
Brenselceller	262 \$/kW	54 \$/kW	40 \$/kW	[175, 178]
<i>Levetid</i>	20 000 h	40 000 h	50 000 h	[179, 180]
<i>Virkningsgrad</i>	55 %	60 %	65 %	[181]
Hydrogenlagring	21 \$/kWh	14 \$/kWh	14 \$/kWh	[178, 179]
<i>Levetid</i>	20 år	25 år	30 år	(Estimat)
Elektrolyserer	1150 k\$/MW	410 k\$/MW	410 k\$/MW	[179, 182]
<i>Levetid</i>	15 år	30 år	30 år	[182]
<i>Virkningsgrad</i>	63 %	70 %	70 %	[179, 182]
<i>Vedlikehold</i>	7 % <sub>CAPEX</sub>	2 % <sub>CAPEX</sub>	2 % <sub>CAPEX</sub>	[182]
Kompressorer	650 \$/kW <sub>H<sub>2</sub></sub>	550 \$/kW <sub>H<sub>2</sub></sub>	400 \$/kW <sub>H<sub>2</sub></sub>	[182]
<i>Levetid</i>	15 år	15 år	15 år	[182]
<i>Virkningsgrad</i>	2,0 kWh/kg <sub>H<sub>2</sub></sub>	2,0 kWh/kg <sub>H<sub>2</sub></sub>	1,5 kWh/kg <sub>H<sub>2</sub></sub>	[182]
<i>Vedlikehold</i>	4 % <sub>CAPEX</sub>	4 % <sub>CAPEX</sub>	4 % <sub>CAPEX</sub>	[182]

**Tabell 10: Kostnad for diesel for alle evaluerte baner, beregnet etter energiforbruket i togsimuleringene.**

Bane	Dieselskostnad
Nordlandsbanen	56,50 NOK/tog km
Rørosbanen	55,05 NOK/tog km
Røros- og Solørbanen	60,64 NOK/tog km
Tømmertog til Kongsvinger	48,45 NOK/tog km
Raumabanen	61,60 NOK/tog km
Metodehåndboka	68,37 NOK/tog km

**Tabell 11: Trafikkgrunnlag for økonomisk vurdering av alternativene for godstransport.**

	<b>Nordlandsbanen</b>	<b>Rørosbanen</b>	<b>Solørbanen</b>		<b>Raumabanen</b>
Start	Trondheim	Trondheim	Trondheim	Koppang	Åndalsnes
Stopp	Bodø	Alnabru	Kongsvinger	Kongsvinger	Dombås
Lokomotiver	4	4	4	4	2
Årlige togbevegelser	1200	1800	1800	1800	500
Lengde:					
<i>Ikke-elektrifisert</i>	698 km	381 km	444 km	182 km	111 km
<i>Elektrifisert</i>	32 km	173 km	51 km	–	–



**Figur 59: Økonomisk vurdering av forskjellige teknologier for Nordlandsbanen.**

Biobrensler er noe dyrere enn fossil diesel, og til felles har de en hovedvekt av kostnadene konsentrert i energi og vedlikehold av lokomotiver.

Alle varianter av batteri- og hydrogenteknologiene er billigere enn diesel. Batterier har en relativt høy andel investeringskostnader for år 2020, som skyldes hovedsakelig batteriene, men disse vil reduseres i nærmeste fremtid. Hurtiglading ved en times stans midt på veien (f.eks. i Mosjøen) virker ikke økonomisk fordelaktig, da den kortere levetiden av batteriene, som utsettes for dobbelt så mange ladingsykluser, kompenserer for den mindre investeringen i batteriene: annuitetene for investering i rullende materiell er faktisk tilnærmet like.

Hydrogen har med dagens teknologi en knapp ledelse over batterier, men teknologiene er beregnet til å score likt i 2030, mens 2050 bør helbatteri ha en knapp margin overfor hydrogen. Det er uansett små forskjeller som faller godt innenfor usikkerheten i inngangsdata.

Energikostnader er høyere for hydrogen enn for batteri fordi den sammensatte virkningsgraden til brenselceller og hydrogenstasjoner er lavere enn batterienes, men energilagringkostnader er til gjengjeld mindre fordi systemet er billigere og har lengre levetid.

Fremtidig utvikling peker mot en økning i marginen de nye teknologiene har allerede i dag over diesel og KL, som vil øke raskest fram til 2030 for så å konvergere mot en årlig ekvivalent kostnad på 55 millioner, som er henholdsvis 2 og 9 ganger billigere enn diesel og KL; mesteparten derav vil bestå av lokomotiv- og energikostnader.

**Rørosbanen** For Rørosbanen antas det 4 lokomotiver og 36 togbevegelser per uke mellom Trondheim og Alnabru; resultatene er vist i figur 60.

På grunn av den større trafikkmengden, den noe kortere avstanden og lavere KL-pris, kommer kontaktledning ikke like ille ut av sammenligningen som i Nordlandsbanens tilfelle, med den er fortsatt det desidert dyreste alternativet. Delelektrifisering er derimot i underkant av diesels kostnadsnivå.

Som for Nordlandsbanen, er det ingen spesiell økonomisk insentiv til å innføre biodiesel eller biogass, tross lavere avgifter; hydrogen- og helbatteritog er konsistent de beste alternativene med tilnærmet lik kostnad, som konvergerer til cirka 45 millioner per år mot 2050.

**Røros- og Solørbanen** For dette tilfellet regnes det med samme trafikk som for Rørosbanen alene (som nå istedenfor kjører over Kongsvinger), samt 4 flere lokomotiver og 36 togbevegelser per uke som representerer tømmer tog fra Østerdalen til Kongsvinger.

Resultatene vist i figur 61 ligner som forventet veldig mye på Rørosbanen, selv om tallene er noe større på grunn av flere tog og lengre ikke-elektrifisert strekning; de samme kvalitative betraktninger gjelder.

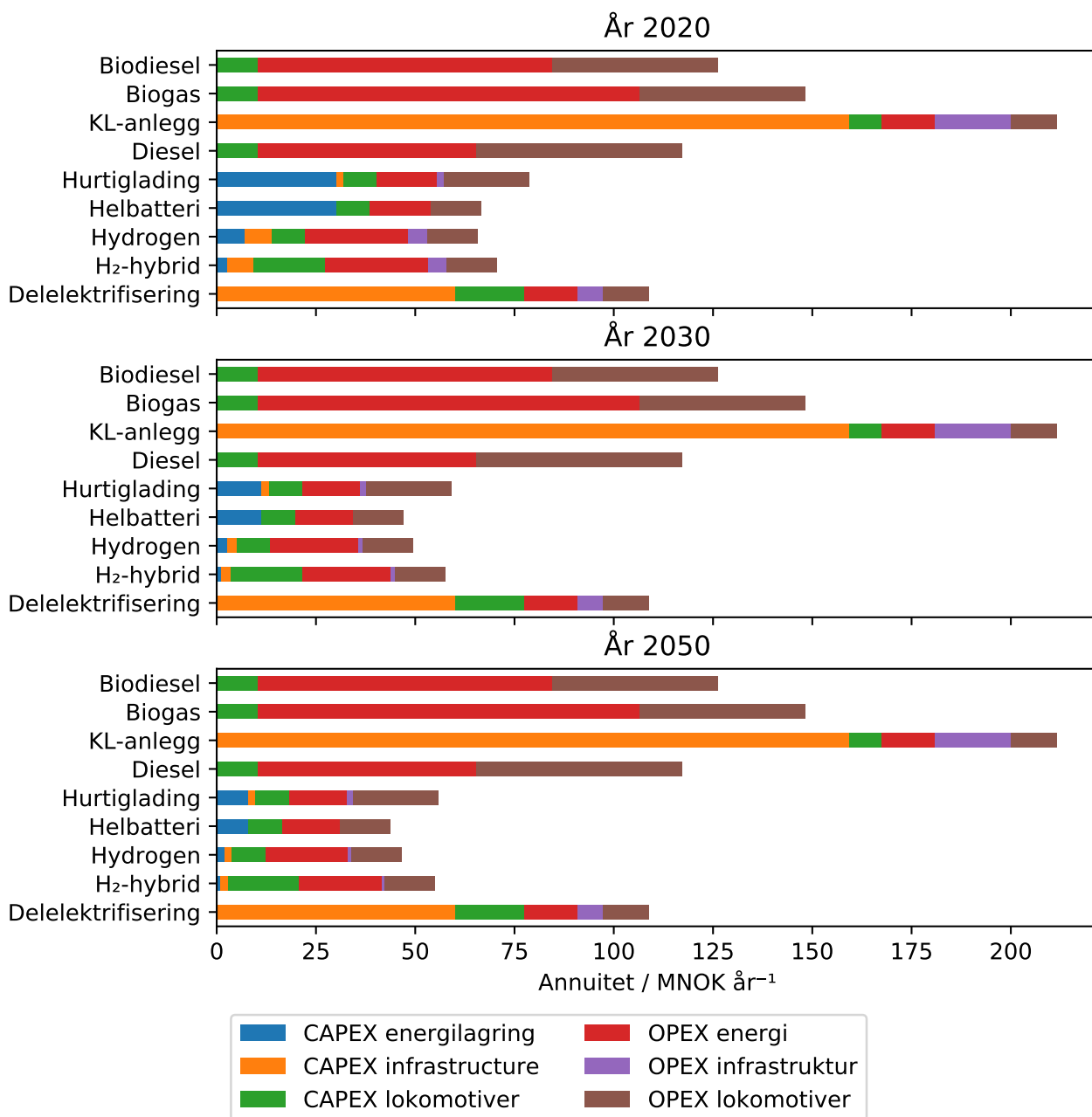
**Raumabanen** For Raumabanen vurderes et scenario med 2 lokomotiver og 10 togbevegelser per uke. På grunn av strekningens korte lengde, vurderes ikke løsningen med hurtiglading.

Figur 62 viser nok en gang at kontaktledning er mye dyrere enn diesel; delelektrifisering, selv om mye billigere enn fullt KL-anlegg, er heller ikke konkurransedyktig.

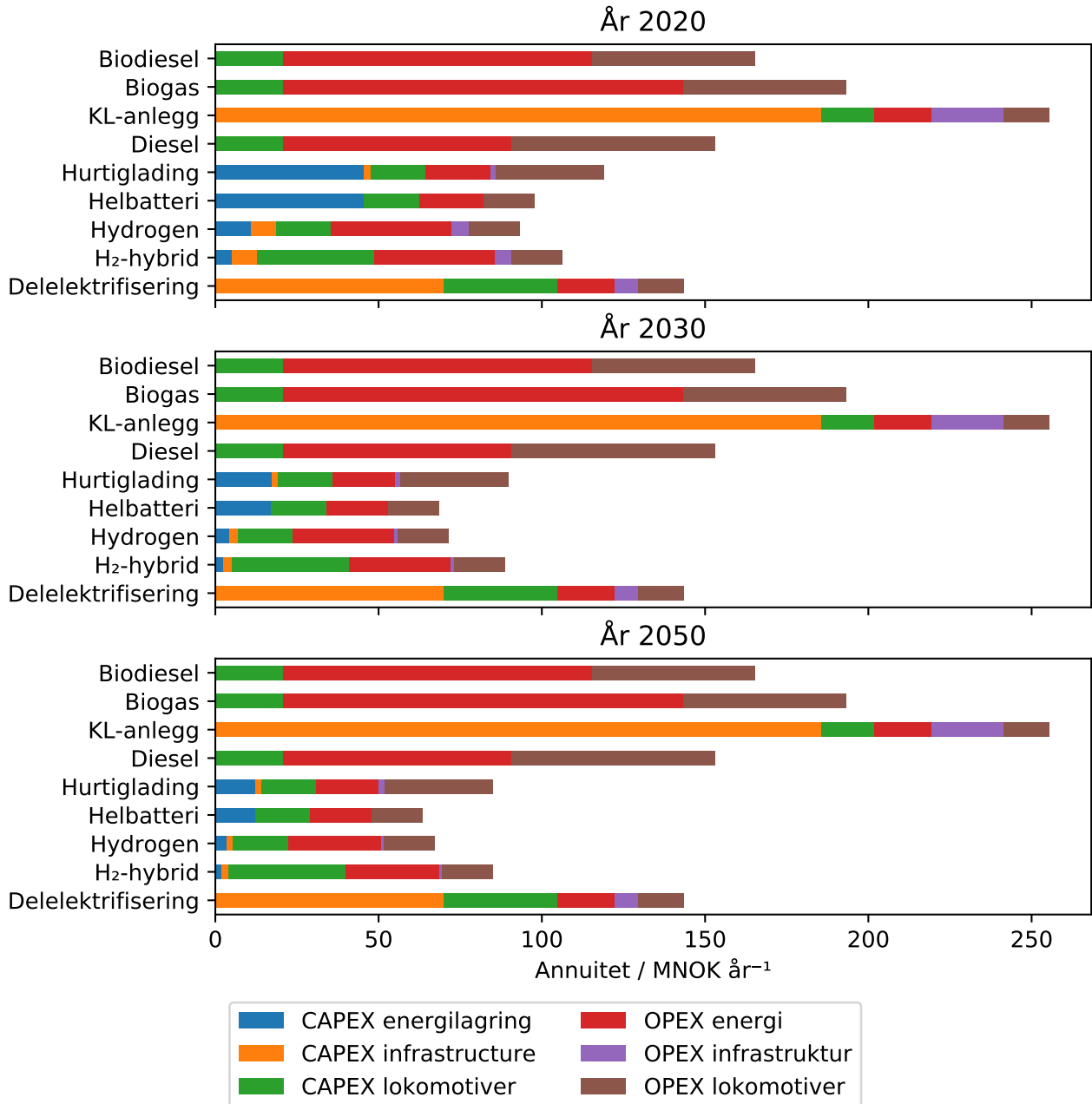
Det er ikke stor forskjell mellom diesel, batteri og hydrogen, mest fordi kostnadene i dette tilfellet domineres av investeringer i lokomotiver, med få og korte togbevegelser. Energikostnadene, som er størst for diesel, er i dette tilfellet derfor begrenset av materiellets lave utnyttelsen.

I motsetning til de andre banene, er batteriløsningen noe bedre enn hydrogen med dagens teknologi: dette er fordi energieffektiviteten er bedre enn for hydrogen, samt at det ikke er nødvendig med store investeringer siden én batterivogn er tilstrekkelig for den korte avstanden, og den lave materiellutnyttelse forlenger batteri- enes levetid. Energikostnader for batteri og hydrogen er svært lave; faktisk utgjør lokomotivinnkjøp den største kostnadsposten.

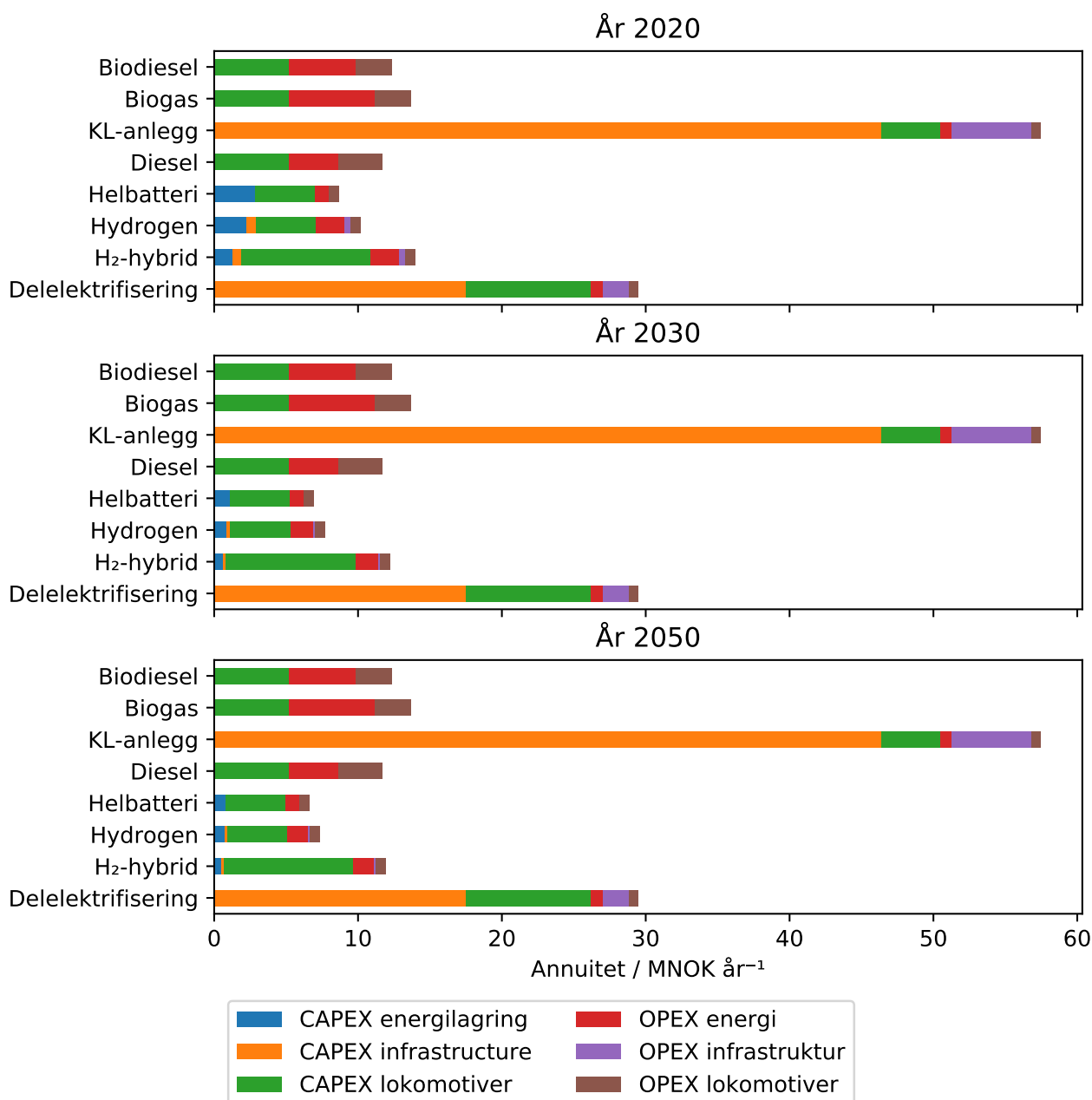




**Figur 60: Økonomisk vurdering av forskjellige teknologier for Rørosbanen.**



**Figur 61: Økonomisk vurdering av forskjellige teknologier for Røros- og Solørbanen.**



**Figur 62: Økonomisk vurdering av forskjellige teknologier for Raumabanen.**

#### 4.4.5 Sensitivitetsanalyse

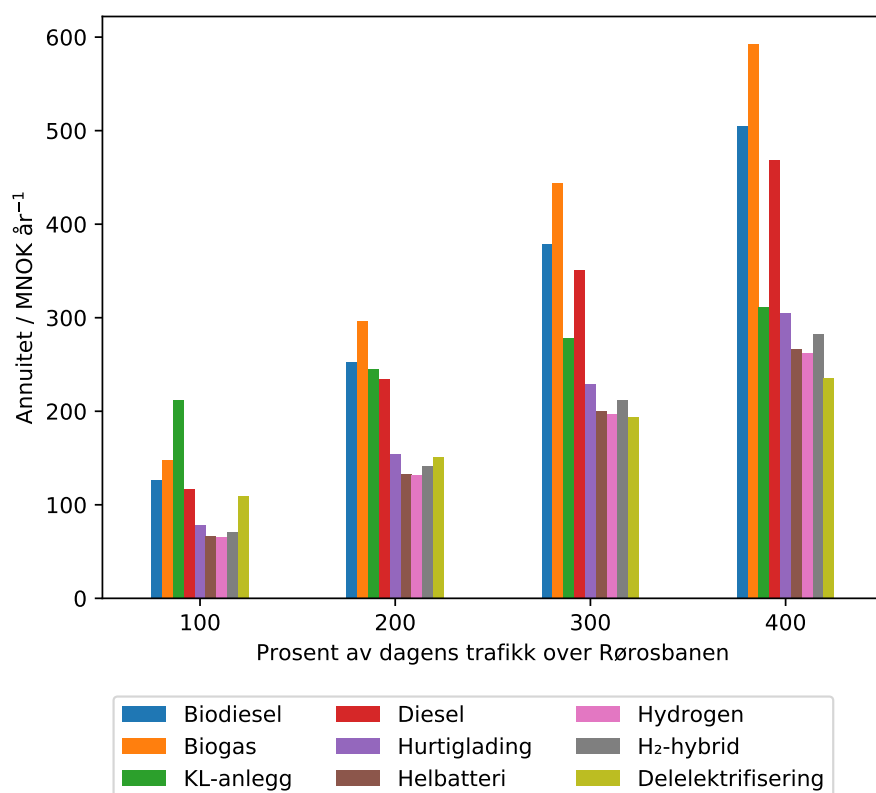
Mange av inngangsparametrene som førte til resultatene i kapittel 4.4.4 er knyttet til betydelig usikkerhet, som kan endre resultatene radikalt.

**Trafikk** Antallet togbevegelser over en bane har en sterk påvirkning på teknologiene som avhenger av felles infrastruktur, nemlig KL. På alle undersøkte banene ble det påvist at kostnader for KL-installasjon (både for fullt KL-anlegg eller deelektrifisering) er dominerende og avgjørende for at KL ikke er aktuelt i noe tilfelle.

Dette er hovedsakelig fordi kostnadene til KL-anlegget blir fordelt over for få tog: en dobling av togbevegelsene ville for eksempel gjort deelektrifisering mer konkurransedyktig mot diesel på Rørosbanen.

KL er det desidert dyreste alternativet på alle banestrekninger, mens deelektrifisering gir bedre resultater, spesielt på baner med høyere trafikk tetthet som Rørosbanen. Da målet både i EU og i Norge er å flytte en betydelig andel godstransport fra veg til bane og sjø, er det av interesse å evaluere hvordan økt trafikk tetthet for en gitt strekning virker inn på rangeringen av alternativene.

En sensitivitetsanalyse mht. trafikk tetthet er foretatt for Rørosbanen i figur 63, med utgangspunkt i dagens trafikk (100 %). For at helelektrifisering med KL skal bli konkurransedyktig mot diesel, må trafikken mer enn dobles; deelektrifisering er derimot allerede konkurransedyktig med diesel, og vil forbedre med trafikkvolumet. Med en tredobling av godstrafikken vil deelektrifisering bli den økonomisk beste løsningen for Rørosbanen.



**Figur 63: Årlige kostnader (annuitet) for ulike framdriftskonsepter som funksjon av trafikk tetthet for Rørosbanen. Det er ikke tatt hensyn til begrensninger i banens kapasitet. Dagens trafikk tetthet tilsvarer 100.**

**KL-kostnad** Jernbanedirektoratet har foreslått deelektrifisering med hensikt på å redusere kostnadene knyttet til KL-installasjon. Ifølge Jernbanedirektoratet, kan KL-kostnaden reduseres helt til 11,2 MNOK/km (inkludert innmating) ved å unngå installasjon i tunneler, under broer, i områder med svakt kraftnett, og generelt på ufordelaktige steder.

Dette er ikke langt fra 15 MNOK/km, som er det som ble budsjettert for elektrifisering av Trønder- og Meråkerbanen [31], en bane med få og korte tunneler som krever tilpasning.

Det er dog ikke alltid mulig å velge ut de mest fordelaktige områdene for deelektrifisering, da utvalget innskrenkes av den maksimale lengden batterilokomotivet kan kjøre uten KL: denne er veldig begrenset ved stor stigning, som på vei opp Saltfjellet, der Jernbanedirektoratet beregnet det var behov for et 120 km langt KL-anlegg (med avbrudd på platået).

Jernbanedirektoratet har meldt om at det skal utføres en fokusert studie på KL-kostnad høsten 2019. Det er svært viktig at kostnaden for KL-anlegg avklares, da det finnes store sprik i tilgjengelige kostnadsestimater for elektrifisering: tall fra California er for eksempel helt oppe i 125 MNOK/km [32].

Tabell 12 angir KL-kostnaden som representerer grensen for deelektrifiserings konkurransedyktighet mot diesel og mot hydrogen (2020-nivå). Deelektrifisering kan være marginalt billigere enn diesel på Røros- og Solørbanen med Jernbanedirektoratets estimater, men det er tvilsomt KL-prisen kan bli så lav at det lønner seg på Nordlandsbanen; på Raumabanen ville det ikke lønne seg enda om KL-anlegg hadde vært kostnadsfri, på grunn av det dyrere lokomotivet.

KL-kostnadene som kreves for å være konkurransedyktig mot hydrogen er derimot urealistisk lave på alle baner; det samme kan man si om konkurransedyktighet mot helbatteri, som i alle undersøkte tilfellene er ganske nær kostnadsnivået for hydrogenløsningen (og faktisk lavere på Raumabanen).

Bane	Mot diesel	Mot hydrogen
Nordlandsbanen	5,6	1,8
Rørosbanen	12,7	3,2
Røros- og Solørbanen	12,7	3,2
Raumabanen	-0,2	-1,2

**Tabell 12: KL-anleggets km-kostnad i MNOK/km som deelektrifisering må oppnå for å være konkurransedyktig mot diesel og mot hydrogen.**

**Brenselcellekostnad** Det er i denne rapporten antatt at brenselcellenes produksjonsvolum etterhvert vil øke, som har direkte sammenheng med prisreduksjon slik vist i figur 17. Hvis brenselcellenes pris skulle bli på et høyere nivå, for eksempel 1000 \$/kW, ville det øke kostnaden noe for hydrogenalternativet.

Da brenselceller ikke en dominerende kostnadspost, er effekten begrenset, men på Røros- og Raumabanen ville helbatteri kunne bli noe billigere enn hydrogen da alternativene var i utgangspunktet veldig nært hverandre (jfr. figurer 60 og 61)

**Batterikostnad** Batteriinnkjøp er den største kostnadsposten for batterialternativene med helbatteri og hurtiglading i 2020. Derimot blir denne andelen mindre viktig fra og med 2030, som følge av forventet prisreduksjon.

Evolusjonen i batteriprisene vil derfor ha betydelig innflytelse på den økonomiske ytelsen av disse alternativer, spesielt på kort sikt; dette vil kunne slå ut begge veier.

**Energikostnad** CargoNet og andre operatører kjøper diesel som er fritatt veibruksavgift, og er dermed relativt mer utsatt for endringer i oljepris. En økning i dieselpris vil kunne slå ut sterkt, da energien er den dominerende kostnaden for dieselalternativet.

Inntoget av billig vindkraft er et fenomen som brer seg verden over, og vil kunne ha betydelige implikasjoner for kraftpris. For eksempel ble det nylig kunngjort i Mexico at en ny vindpark vil levere energi til en pris langt lavere enn det som finnes i Norge, nemlig 154 NOK/MWh [184]. Også i Norge har Multiconsult beregnet en LCOE på 215 NOK/MWh etter skatt for Davvi vindkraftverk [185].

En så lav kraftpris vil gi hydrogen større margin mot batteri, da energikostnader er større for hydrogen. Dessuten kan hydrogenproduksjon utnytte utkoblbar effektariff, da hydrogenproduksjon ikke behøver foregå



ved spesifikke tidspunkter, og selge netjtjenester (primære og sekundære reserver) til kraftselskaper takket være elektrolysørens raske dynamikk; i tilfelle storstilt utbygging av vindkraft vil etterspørsel av slike tjenester øke.

**Tunnelsikring mot gasslekkasjer** Hydrogentoget Coradia iLint er godkjent for opptil 5 km lange tunneler, men kjører egentlig ingen på strekningen de betjener i dag. Som diskutert i kapittel 3.2.4 og 3.2.6, kan relativt enkle grep gjøre sikkerhetsbildet akseptabelt. Skulle det likevel bli nødvendig med ytterligere sikkerhetstiltak i tunneler i forbindelse med hydrogen- og biogassdrift, har Jernbanedirektoratet estimert en kostnad på cirka 30 000 NOK/m, med forbehold om at dette er et høyst usikkert tall, da en slik gassikring ikke er blitt utført før.

Av de analyserte baner, er det kun Nordlandsbanen som har en betydelig lengde i tunnel (over 50 km); på denne strekningen kunne en slik ekstrakostnad gjøre hydrogen dyrere enn (bio)diesel. De ekstra annualiserte kostnadene for tunnelsikring ved bruk av hydrogen eller biogass ville utgjøre 67 MNOK, med ytterligere 8 MNOK i årlig vedlikehold for Nordlandsbanen.

En investering i gassdrevne tog på Nordlandsbanen forutsetter derfor en grundig risikovurdering av sikkerheten i tunneler og troverdig prising av eventuelle ytterligere mottiltak, hvis disse skulle være nødvendige.

**Synergi med passasjertog** Av kostnadene som ble evaluert i denne analysen, vil de knyttet til KL-anlegg deles med persontransport, mens alle andre gjelder tiltak som utføres på selve godstoget eller som er proporsjonelle med godstogtrafikk.

Denne rapporten fokuserer på godstrafikk, men kunne utvides til å omfatte passasjertransport ved å inkludere disse togbevegelsene i regnestykket og dermed legge på deres kostnadsposter på figurene 59–62. Likevel er passasjertog langt lettere enn godstog og har lavere forbruk; figurene 57 (passasjer) og 55 (gods) for Raumabanen viser at et godstog har et 4 til 8 ganger større energiforbruk sammenlignet med persontog.

De eneste fremdriftsteknologier som kan ha fordel av synergier med passasjertog er fullt eller delvis KL-anlegg. For alle baner, er fullt KL-anlegg langt dyrere enn diesel, og passasjertog kan ikke utgjøre en tilstrekkelig forskjell for å kompensere dette. For Rørø- og Solørbanene, derimot, er deelektrifisering rimelig nær diesels kostnad, og bidraget fra passasjertog kunne tippe balansen i favør av deelektrifisering; samtidig er hydrogen og batteri langt rimeligere alternativer på samme banen.

## 5 Vurdering av fremdriftsløsningenes aktualitet fram mot 2050

### 5.1 Valg av metode og faktorer for evaluering av aktualitet

I denne 2. utgaven av rapporten, benytter vi oss av de samme faktorer som i 1. utgave [1] for å evaluere ulike konsepters aktualitet for implementering i jernbanen fram mot 2050. Faktorene er:

- Miljøkrav
- Tilgjengelighet av teknologi
- Tilgjengelighet av regelverk
- Økonomi (inkl. effektivitet)
- Fleksibilitet/Robusthet

Disse er basert på trender og utfordringer innen transportsektoren omtalt i kapittel 1.2 og 1.4, så som miljøpolitiske føringer og direktiver.

Evaluering av konseptene mht. disse fem faktorene er omtalt i påfølgende kapitler. Det tas hensyn til forventninger til innskjerping i miljøkrav samt teknologi-, regelverk og kostnadsutvikling fram mot 2050. Fleksibilitet og robusthet for de ulike, alternative konseptene er også vurdert. Kostnadene for nye, alternative fremdriftsløsninger forventes å endre seg med tiden knyttet til teknologiutvikling.

#### 5.1.1 Faktorenes innvirkning på ulike konsepters aktualitet

I en totalvurdering av et konsepts aktualitet er det tatt utgangspunkt i at de tre faktorene Miljøkrav, Tilgjengelighet av teknologi og Tilgjengelighet av regelverk er absolutte krav som må innfris for at et konsept skal kunne implementeres. Det ville i utgangspunktet være korrekt å benytte en boolsk<sup>17</sup> variabel for å beskrive om hver av disse faktorene er tilfredsstillt. Men da vi evaluerer konsepters aktualitet over en lang tidshorisont, fram mot 2050, vil vi ivareta usikkerheten eller sannsynligheten for at disse kommer på plass innen et gitt årstall ved å benytte en skala fra 1–10.

Teknologi for et konsept som det per i dag (år 2019) kun finnes prototyper, gis lav score (1–3) i 2020. Forventningen til at teknologien blir tilgjengelig fra noen leverandører reflekteres i at scoren øker, f.eks. til 5 i år 2023, som illustrert i tabell 13. Hvis sannsynligheten vurderes som stor for at teknologien blir kommersielt tilgjengelig med flere konkurrerende leverandører, angis dette med høy score (9–10).

**Tabell 13: Eksempel på bruk av score mellom 1 og 10 for å angi sannsynlighet for at teknologi for et gitt konsept blir kommersielt tilgjengelig fra 2030.**

2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050
2	3	4	5	6	7	7	8	8	9	10	10	10	10	10

Tilsvarende metodikk benyttes hvis regelverk for den aktuelle løsningen ikke er tilgjengelig, og man (med erfaring fra tilsvarende prosesser med etablering av regelverk) forventer at det vil ta et visst antall år før regelverk er implementert.

De to siste faktorene, Økonomi (inkl. effektivitet) og Fleksibilitet/Robusthet er ulike de tre første, i den forstand at de kun er relevante så fremt de tre første er tilfredsstillt. Når andre faktorer ellers er like, er økonomi avgjørende for valg av konsept. Fleksibilitet og robusthet er likeledes avgjørende for jernbaneoperatørene mulighet til å oppnå en akseptabel punktlighet, hvilket er en av de viktigste parameterne jernbanedriften måles etter. Hvis Fleksibilitet/Robusthet er adskillig høyere for ett konsept enn et annet, vil man kunne akseptere en noe høyere kostnad og implementere dette konseptet. Hvis kostnaden derimot er betydelig lavere, vil man trolig

<sup>17</sup>En boolsk variabel kan bare innta 2 verdier, som for eksempel «sann/usann», «ja/nei» eller «0/1» som i databits.

(til en viss grad) også kunne akseptere en noe lavere Fleksibilitet/Robusthet. Det vil derfor måtte veies for og i mot når de to siste faktorene evalueres.

Metoden som er benyttet for å kvantifisere aktualitet for ulike konsepter er beskrevet i påfølgende kapittel.

### 5.1.2 Kvantifisering av ulike konsepters aktualitet

De tre første faktorene er hver i sær avgjørende for om konseptet i det hele tatt vil kunne tas i bruk. Det betyr at selv om to av dem er tilfredsstilt, vil mangel på at den tredje er innfridd gjøre konseptet uaktuelt for implementering. Dette uttrykkes matematisk ved en boolsk variabel slik:

$$\left. \begin{array}{l} \bullet \text{ Tilfredsstiller miljøkrav} \quad \text{JA} \\ \bullet \text{ Tilgjengelighet av teknologi} \quad \text{NEI} \\ \bullet \text{ Tilgjengelighet av regelverk} \quad \text{JA} \end{array} \right\} \wedge = \text{NEI}$$

Med andre ord, selv om miljøkrav og regelverk er på plass, vil det faktum at teknologien ikke er kommersielt tilgjengelig enda, naturlig nok resultere i at konseptet ikke er aktuelt for implementering (utover forskning- og pilotprosjekter).

For å ivareta tidsaspektet i vurderingen og den tilhørende sannsynlighet for *når* de enkelte faktorene forventes å bli tilfredsstilt, benyttes skalaen 1–10 som vist i tabell 13. SINTEF anser det som mest korrekt å uttrykke dette vil være å benytte minimumsverdien av de scorene som er gitt for de tre faktorene i de enkelte år. I eksempelet i tabell 14 ser man altså bort fra at både miljøkrav er tilfredsstilt (score 10) og at regelverket på de fleste områder er på plass (score 6), fordi teknologien er lite tilgjengelig (score 4) og dette er avgjørende: minimumscoren er den man tar med videre.

Hvis de to siste faktorene (Økonomi og Fleksibilitet/Robusthet) for konseptet har fått toppscore (altså 10 poeng), er det naturlig at konseptet totalt sett scorer 4. Hvis derimot økonomien er god (f.eks. 7), mens Fleksibilitet/Robusthet er beskjeden (la oss si 3), vil en mulig og hensiktsmessig måte å ivareta de to siste faktorene på være å benytte gjennomsnittet av disse (altså 5). Konseptets aktualitet fremkommer ved å multiplisere minimumsverdien av de tre første faktorene med gjennomsnittet av de to siste som illustrert i tabell 14 og 15.

## 5.2 Definisjoner av utvalgte faktorer og drivere for endring

I kapittel 5.1 ble fem faktorer for evaluering av ulike konsepters aktualitet fram mot 2050 valgt ut. Metoden for hvordan enkeltfaktorene sammenstilles for å gi alternative fremdriftsløsninger en totalscore er også beskrevet der. I dette kapittel er de fem faktorene definert, poenggiving eksemplifisert og drivere for endring diskutert der dette er vurdert som hensiktsmessig.

**Tabell 14: Illustrasjon av hvordan totalscoren for et konsept i År X fremkommer, basert på poenggiving for enkeltfaktorene. Metoden er basert på fuzzy logic [186] med tilhørende teori.**

Faktorer for aktualitet	År X		
Miljøkrav	10	minimum	}
Tilgjengelighet av teknologi	4		
Tilgjengelighet av regelverk	6		
Økonomi	7	Gjennomsnitt	}
Fleksibilitet/Robusthet	3		
			= 4
			×
			= 5
			= 20
			/ 10
			= 2.0
<b>Sammenlagt</b>			<b>2</b>

**Tabell 15: Et eksempel for hvordan resultatene ser ut for helbatteri-konseptet fra 2020 til 2050.**

Faktorer for aktualitet	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050
Miljøkrav	9	9	9	9	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Tilgj. het av Teknologi	8	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Tilgj. het av Regelverk	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Økonomi	6	6	6	7	7	7	8	8	8	9	9	9	9	10	10
Fleksibilitet/Robusthet	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
<b>Sammenlagt</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>9</b>

### 5.2.1 Miljøkrav

At et konsept tilfredsstillende gjeldende miljøkrav er et absolutt kriterium for et konsepts aktualitet for implementering. Vi vil her se bort fra om det i enkelte situasjoner vil kunne gis unntak fra gjeldende miljøkrav.

**Definisjon** Faktoren Miljøkrav favner globale og lokale utslipp, samt andre mulige skadevirkninger ved eventuelt drivstoffutslipp til jord, vann og luft. Vi har i tillegg lagt en liten vekt på visuell forurensning, da det kan forventes motstand mot etablering av kontaktledning i noen områder, så som i nasjonalparker. Da det er utfordrende å spå hvordan utviklingen vil komme til å bli mht. miljøkrav, benyttes skalaen 1–10 (se tabell 13) for sannsynligheten for at et gitt konsept vil innfri de til enhver tid gjeldende miljøkrav. Score 1 gis for konsepter som ikke tilfredsstillende de til enhver tid gjeldende miljøkrav (og forventninger til hvordan disse vil utvikle seg), mens score 10 gis såfremt konseptet tilfredsstillende alle miljøkrav og i tillegg ikke gir visuell forurensning. Visuell forurensning gir inntil 2 poeng i fratrukk for helelektrifisering, eller inntil 1 for delelektrifisering.

**Drivere for endring** Erstatning av konvensjonelle, fossilbaserte drivstoff med alternativer som gir mindre miljøbelastning er primært drevet av miljøpolitiske føringer som beskrevet i kapittel 1.1. Miljøkrav innskjerpes ved jevne mellomrom (se f.eks. figur 7) for å stimulere til ønsket utvikling, og noen konsepter (kombinasjoner av teknologier og drivstoff) vil da med tiden ikke kunne innfri miljøkravene.

Innskjerping av målsettingen om utslippsreduksjoner i Europa vil, slik SINTEF ser det, trolig lede fram mot innføring av restriksjoner for CO<sub>2</sub>-utslipp også fra tog. SINTEF forventer videre at den betydelige elektrifiseringen av det europeiske jernbanenettet (spesielt mellom 1990 og 2000 [23]) igjen vil intensiveres og at alternative drivstoff også vil fases inn.

Levetiden for rullende togmateriell er omtrent 30 år [187]. Miljøkrav som er satt for et gitt år vil altså påvirke valg av teknologi når innskjerping i krav varsles, hvilket kan være flere år før kravet trer i kraft (se tabell 1).

### 5.2.2 Tilgjengelighet av teknologi

Tilgjengelighet av teknologi (og tilhørende energiforsyning) er naturligvis et absolutt kriterium for konseptets aktualitet for implementering. Antall tilbydere er også viktig, da dette har innvirkning på konkurranseforhold i markedet og bidrar til kommersiell prisdannelse.

**Definisjon** Denne faktoren omfatter den kommersielle tilgjengelighet av lokomotiver med aktuell framdriftsteknologi og tilhørende infrastruktur for energiforsyning. Hvis konseptet baserer seg på teknologi som ikke er kommersielt tilgjengelig og som det heller ikke er utført reell demonstrasjon av i relevant størrelse i andre transportsegmenter, benyttes lav score (1-2); relevant størrelse for fremdrift av godstog i Norge er i effektområdet 5–6 MW. Score 5 gis under forutsetning av at teknologien har vært demonstrert i flere prosjekter og er tilgjengelig fra noen leverandører, men i begrenset omfang. Full score (10) gis dersom teknologien er eller forventes å bli kommersielt tilgjengelig og at drifts- og investeringskostnader er godt dokumentert.

**Drivere for endring** For nye, alternative fremdriftskonsepter legges forventninger til teknologiutvikling til grunn for når et gitt konsept vil bli kommersielt tilgjengelig i markedet. Vurderingene er gjort i henhold til politiske ambisjoner om utslippsreduksjoner og kostnadsdata basert på anerkjente kilder.

### 5.2.3 Tilgjengelighet av regelverk

Tilgjengelighet av regelverk er et absolutt kriterium for et konsepts aktualitet for implementering innen jernbanen. Vanligvis er det en rekke ulike regulatoriske rammeverk som skal tilfredsstilles, derunder forskrifter for elektriske installasjoner og for håndtering av gass. Disse aspekter er nærmere omtalt i kapittel 3.2 i denne rapporten. Bygging og installasjon av anlegg for energigass (f.eks. biogass eller hydrogen) er underlagt både Brannvernloven og Plan- og bygningsloven.

Det understrekes at dette kriteriet *ikke* vurderer sikkerhetsaspekter: det sier altså ikke noe spesifikt om hvor sikker en alternativ fremdriftsløsning anses å være. Det forutsettes likevel at, når regelverk er på plass, er risiko knyttet til den gjeldende driftsform vurdert som akseptabel.

**Definisjon** Faktoren Tilgjengelighet av regelverk omfatter alle tillatelser, forskrifter og direktiver som må innhentes og tilfredsstilles for at et konsept skal implementeres og tas i bruk.

**Driveere for endring** Den generelle trenden for implementering av nye teknologiske løsninger er at det kreves minst like god sikkerhet for disse som for konvensjonell teknologi. Det fører til at nytt regelverk som innføres vil være formulert slik at sikkerheten ikke kompromitteres. For personbiler, finnes standardiserte krasjtester som alle biler skal bestå, uavhengig av hvilken fremdriftsløsning kjøretøyet er utstyrt med. Over tid innskjerpes regelverket slik at sikkerhetsnivået øker og at risiko for uønskede hendelser og ulykker over tid avtar.

### 5.2.4 Økonomi

Faktoren økonomi er naturligvis viktig i seg selv, men vil kun ha innvirkning på et konsepts aktualitet såfremt de tre første faktorene er tilfredsstillt (kapitler 5.2.1 til 5.2.3).

**Definisjon** I denne faktoren inngår investerings- samt driftskostnader for rullende materiell og infrastruktur. Indirekte inngår også effektivitet av fremstilling og utnyttelse av drivstoff, da lav effektivitet gir en høyere forbruk av primærenergi, og derigjennom høyere kostnad. Eventuelle tilleggskostnader knyttet til installasjon av utstyr for å ivareta sikkerheten ifm. bruk av biogass og hydrogen er ikke medregnet.

**Driveere for endring** Teknologiutvikling gjenspeiler seg vanligvis i reduserte kostnader. Når økonomien for ulike konsepter evalueres i denne rapporten, er det også tatt hensyn til forventning til endring i produksjonsvolum. Kapittel 2.4.3 og 2.5.2 presenterer kostnadsutvikling for batterier, brenselceller og hydrogentanker som funksjon av tid og produksjonsvolum.

### 5.2.5 Fleksibilitet/Robusthet

Da punktlighet er ett av de viktigste kriterier som jernbanen måles etter, er faktoren Fleksibilitet/Robusthet også tatt med i evalueringen. Togets konkurranseevne er, sammenliknet med vegtransport, best for lange strekninger, og påvirkes betydelig av om man kan benytte samme materiell langs hele strekningen.

**Definisjon:** Fleksibilitet/Robusthet av et konsept vurderes ut fra dets evne til å kunne ivareta oppgaven med å levere gods under normal drift, motstå klimatiske faktorer (som lave temperaturer og ising) samt å motstå følgevirkninger av eksterne hendelser (f.eks. flom, ras) eller ulykker og påfølgende stengning av strekninger.

**Driveere for endring** Fleksibilitet er gjerne knyttet til den enkelte driftsform, og i så måte både teknologi og drivstoff. Robusthet og regulariteten i drift er imidlertid i større grad gitt av teknologiens grad av modenhet. For de nye, alternative fremdriftsteknologiene er robustheten vanligvis lavere enn for de etablerte, kommersielt tilgjengelige løsningene. Erfaring fra det europeiske demonstrasjonsprosjektet av hydrogenbusser CHIC [188] viste at regulariteten har vært lav (60–80 %), mens punktligheten (for de bussene som er i drift) har vært høy.



Nyere EU-demoprojekter (NewBusFuel, High VLO.City, Giantleap) peker på at regulariteten er på vei opp og nærmer seg dieselbusser. Regulariteten for hydrogenpersonbiler har ellers vært svært høy (98 %) allerede i demoprojektet H2moves Scandinavia [74] som ble gjennomført bl.a. i Oslo i perioden 2010–2012.

### 5.3 Resultater og diskusjon

Vi har valgt å presentere resultatene faktor for faktor for de 9 konseptene, da diskusjonen ellers ville bli springende. Drivkrefter og barrierer virker gjerne inn på energikilder og -bærere (f.eks. elektrisitet) som benyttes i flere konsepter, og diskusjonen blir dermed også enklere å strukturere på denne måten. Sist, men ikke minst, er resultatenes innbyrdes konsistens mellom konseptene lettere å verifisere. For naturgass gjelder det særegne betraktninger, som er presentert i vedlegg A.

#### 5.3.1 Miljøkrav

I lys av den stadige innskjerpingen mht. utslipp fra transport og de strenge miljøkrav som forventes å bli satt i verk, er SINTEF av den oppfatning at hverken konvensjonelle diesel- eller diesel-elektriske lokomotiver vil kunne innfri miljøkravene etter 2030. Biogass gis toppscore (10) allerede fra 2023, da biogass de første årene fremdeles vi være beheftet med mindre CO<sub>2</sub>- og lokale-utslipp knyttet til fremstilling og transport. Det forutsettes at 2.generasjons biodiesel benyttes fra 2020, og dermed at dette alternativet representerer en bærekraftig løsning i tråd med miljøkrav; biodiesel får en score på 9 grunnet lokale utslipp i form av NO<sub>x</sub> og partikler fra forbrenning. Score for faktoren Miljøkrav er sammenfattet i tabell 16.

**Tabell 16: Resultater for faktoren Miljøkrav, slik SINTEF vurderer trendene og forventet innskjerping av utslippskrav, i tråd med EUs mål om å redusere CO<sub>2</sub>-utslippet fra transport.**

Driftsform	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050
Diesel	8	8	7	7	6	5	4	3	2	2	1	1	1	1	1
KL-anlegg	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	8	8	8	8	8
Biodiesel	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Biogass	9	9	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Helbatteri	8	8	8	9	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Hurtiglading	9	9	9	9	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Deelektrifisering	9	9	9	9	9	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9
Hydrogen	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
H <sub>2</sub> -hybrid	9	9	9	9	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10

**Konvensjonelle diesel-elektriske tog** (som er referanse-teknologi i denne rapporten) erstattes allerede nå gradvis av hybride løsninger<sup>18</sup>, da det kun er et marginalt forbedringspotensial for effektivitetsforbedringer<sup>19</sup> og utslippskravene stadig skjerpes. **Diesel-hybrid** framdrift gir både lavere lokale og globale utslipp (spesielt for tog som stopper ofte) og redusert drivstofforbruk. Men under forutsetning av at fossil diesel benyttes i slike konsepter, forventer SINTEF at selv diesel-hybride løsninger vil måtte fases ut 10 års tid.

**Konvensjonelle elektriske tog** med kontaktledning (KL) anses å være meget miljøvennlige, spesielt hvis elektrisiteten er produsert fra fornybare energikilder. Dette skyldes primært elmotorenes høye effektivitet. KL anses imidlertid å gi visuell forurensning, noe som allerede i dag gjør at det er skepsis til å installere KL i enkelte områder, f.eks. i nasjonalparker. SINTEF forventer at det etter hvert vil innføres restriksjoner i noen geografiske områder. Denne moderate, negative miljøpåvirkningen som det visuelle utgjør, resulterer i at konseptet beholder en høy score på 8 selv i perioden fra 2030 til 2050.

Fra 2020 forventes 2. generasjons **biodiesel** (basert på trevirke) å bli kommersielt tilgjengelig og dette gir 90 % reduksjon i CO<sub>2</sub>-utslipp sammenliknet med fossilbasert diesel. Lokale utslipp av NO<sub>x</sub> og partikler reduserer scoren til 9 i hele tidsperioden fram til 2050.

<sup>18</sup>Hybride diesel-elektriske tog har en batteripakke som lades opp når toget bremses, og bidrar under akselerasjon.

<sup>19</sup>Fysiske lover gir absolutte, termodynamiske begrensninger mht. mulig forbedring av virkningsgrad for forbrenningsmotorer. Øvre grense er definert ved Carnot-virkningsgraden og denne vil selv under optimal drift ligge på under 50 %.

**Biogass** som drivstoff er introdusert i transport, både for busser og lastebiler. Biogass for fremdrift av tog i Norge er også utredet. Biogassmotorer gir store reduksjoner (rundt 90 %) i lokale utslipp (NO<sub>x</sub> og partikler) sammenliknet med diesel. Biogass forventes derfor å representere et miljøvennlig drivstoff fram mot 2050. Da produksjon og transport er beheftet med mindre CO<sub>2</sub>- og lokale utslipp, får biogass 1 poeng i trekk inntil 2022.

**Batterier** for transport benytter materialer som gir høyere miljøbelastning ved utvinning enn fotavtrykket til masseproduksjon av tilsvarende forbrenningsmotorer [189]. Det er betydelig oppmerksomhet rundt batteriproduksjon og dens miljøpåvirkning. Det forventes å ta enda 5 år inntil tilvirkning av batterier anses som bærekraftig. SINTEF forventer at det vil innføres miljøkrav til batteriproduksjon<sup>20</sup>, men at industrien vil klare å innfri disse innen 2025. Dette gjelder for alle tre konseptene **helbatteri**, **hurtiglading** og **hydrogenhybrid**.

**Delelektrifisering** innebærer av at deler av strekningen elektrifiseres med konvensjonell KL. Delelektrifisering vil dermed få noe lavere visuell miljøbelastning (og dermed litt høyere score) enn konvensjonelle, elektriske tog med KL langs hele strekningen. Forventninger til innskjerpede krav til visuell forurensning reduserer score fra 10 til 9 fra og med år 2030. Høyere utslipp for produksjon av batterier i moderat skala gir en høyere miljøbelastning de første årene, og det gir konseptet en score på 9 fram til år 2025.

**Hydrogen** representerer en ny energibærer med potensial for minimal miljøpåvirkning. Under forutsetning av at hydrogen produseres fra fornybare energikilder, som antatt i denne rapporten, er det kun eventuell transport av hydrogen fra produksjonssted til påfyllingspunktet som påvirker miljøet. På grunn av hydrogens lave energitetthet sammenliknet med f.eks. diesel, forventes det at slik transport vil gi en viss miljøbelastning de første årene. I de økonomiske beregningene er det imidlertid forutsatt at hydrogen produseres på stasjonsområdet. Med de volumer hydrogendrevne tog har behov for, er slik produksjon regningssvarende. Derfor gis hydrogenalternativet full score mht. miljøkrav fra 2020 til 2050. **Hydrogenhybrid**konseptet gir, i lys av at batterier også inngår, redusert score fram til 2025, i tråd med det som gjelder for andre batteri-løsninger.

### 5.3.2 Tilgjengelighet av teknologi

I tråd med EU-kommisjonens ambisjoner, forventer SINTEF at det vil gis et totalforbud mot å kjøre **diesel-elektriske** tog basert på fossile drivstoff i 2050. Med en levetid på 20–30 år for rullende jernbanemateriell betyr det at etterspørselen etter Diesel(-elektriske) lokomotiver kan begynne å avta fra og med 2020. Antall produsenter og leverandører av diesel-elektriske tog ville i så måte kunne forventes å falle og dermed føre til redusert tilgjengelighet. Men da store forbrenningsmotorer av denne typen også benyttes for biodiesel, og dette konseptet forventes å få en viss utbredelse, forventes tilgjengelighet av lokomotiver for diesel-elektrisk framdrift å forbli høy.

**Tabell 17: Resultater for faktoren Tilgjengelighet av teknologi, som viser at alle de evaluerte konseptene forventes å være kommersielt tilgjengelige fra 2025.**

Driftsform	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050
Diesel	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
KL-anlegg	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Biodiesel	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Biogass	8	8	9	9	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Helbatteri	8	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Hurtiglading	5	6	7	8	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Delelektrifisering	7	7	8	8	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Hydrogen	3	5	7	8	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
H <sub>2</sub> -hybrid	3	5	7	8	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10

Tilgjengeligheten av teknologi for **elektriske tog med KL** forventes å forbli høy og uendret i et 2050-perspektiv, da slik teknologi representerer et miljøvennlig og effektivt alternativ mht. energiutnyttelse.

**Biodiesel** som drivstoff i tog er allerede på vei inn, og forventes å bli tilgjengelig fra flere tilbydere av rullende materiell fra 2020. Infrastruktur for biodiesel avviker lite fra konvensjonell diesel og anses som kommersielt

<sup>20</sup> Å la det vi i dag er vant til fra salg av hvitevarer.

tilgjengelig teknologi allerede i dag.

**Biogass** har store likhetstrekk med naturgass, og anvendes allerede som drivstoff i busser og lastebiler. Naturgassmotorer for maritim framdrift er allerede tilgjengelig, men antall tilbydere er så langt begrenset. Anvendelse av naturgass er allerede demonstrert for jernbanedrift, og tilgjengeligheten av rullende materiell med naturgass som drivstoff forventes fortsatt å øke. Biogass anses som et meget miljøvennlig og bærekraftig alternativ. Da forbrenningsmotorer for naturgass med mindre justeringer vil kunne benytte biogass, forventes det at tilgjengeligheten av slik teknologi forblir høy i et 2050-perspektiv. Infrastruktur for biogass er imidlertid ikke like tilgjengelig som for naturgass, men denne forventes å komme på plass innen 2025.

Mens markedet for **batteri**-tog forventes å være etablert i 2022, forventes **hurtiglading** for batteritog først å bli kommersielt tilgjengelig i 2025, knyttet til de høye ladeeffektene det er behov for. Delelektrifisering er også teknologisk krevende, og teknologi for dette forventes likeledes først å bli kommersielt tilgjengelig i 2025.

**Hydrogenteknologi** for framdrift av kjøretøyer med brenselceller har vært demonstrert i mer enn 30 år, men for tog er teknologien fremdeles på pilotstadiet, og tilgjengeligheten for teknologien er gitt en score på tre fra 2020. Selskapet Alstom har imidlertid de første hydrogendrevne passasjertog i drift i Tyskland (jfr. kapittel 2.5.4). Siemens har også annonsert en prototyp av passasjertog med hydrogen og brenselceller. SINTEF forventer at det vil gå rundt 5 år før et tilstrekkelig antall produsenter vil kunne tilby rullende jernbanemateriell med hydrogen som drivstoff, både med ren **hydrogendrift** og i form av **hydrogenhybrider** og at infrastrukturen vil være etablert rundt 2025.

Resultater for faktoren Tilgjengelighet av teknologi er sammenfattet i tabell 17. Mens det i 2020 kun er tre konsepter som er kommersielt tilgjengelige fra mange tilbydere, forventer SINTEF at teknologi for alle de vurderte konseptene vil være tilgjengelige fra og med 2025. Hydrogenalternativene anses å være minst tilgjengelig per dags dato. Dette gjelder både teknologi og infrastruktur for produksjon og transport av drivstoff. Med økt interesse og industrielt engasjement innen flere transportsegmenter, forventes tilgjengeligheten raskt å bli bedre.

### 5.3.3 Tilgjengelighet av regelverk

I likhet med de to forutgående faktorene (beskrevet i kapitlene over) er tilgjengelighet av regelverk et absolutt kriterium for at et konsept vil kunne være aktuelt for implementering i det norske jernbanenettet.

**Tabell 18: Resultater for faktoren Tilgjengelighet av regelverk som viser at SINTEF forventer at regelverk for alle de evaluerte konseptene vil være tilgjengelig i 2025, bortsett fra hydrogen.**

Driftsform	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050
Diesel	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
KL-anlegg	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Biodiesel	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Biogass	8	8	9	9	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Helbatteri	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Hurtiglading	8	8	9	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Delelektrifisering	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Hydrogen	5	5	6	6	7	7	8	8	9	9	10	10	10	10	10
H <sub>2</sub> -hybrid	5	5	6	6	7	7	8	8	9	9	10	10	10	10	10

Regelverk for **diesel**- og **KL-elektriske** driftsformer er tilgjengelig og forventes å bestå i et 2050-perspektiv. **Biodiesel** er tilnærmet identisk med Diesel når det gjelder regelverk. Disse tre konseptene er derfor gitt score 10 over hele perioden fram til 2050.

Regelverk for bruk av (flytende) **biogass** som drivstoff sammenfaller i stor grad med naturgass, som allerede er etablert for anvendelse i skip. Med nærmere 15 års erfaring fra bruk av naturgass i skip, forventes det at dette regelverket vil kunne tilpasses anvendelse av biogass som drivstoff i jernbanedrift i løpet av 5 års tid (2025).

For det helelektriske **batteri**-konseptet og **delelektrifisering** anses regelverk som tilgjengelig. Godstog krever langt større ytelse enn persontog, men det forventes likevel at regelverk for bruk av batteriteknologi i jernbanedrift allerede er tilgjengelig.

Sammenliknet med de andre konseptene, er det betydelig og størst behov for å etablere nytt regelverk for hydrogen som drivstoff for jernbanedrift. Det forventes at dette vil gradvis forbedres, spesielt med tanke på sikkerhet i tunneler, ved bunkring og fylling, til både gassformig og flytende hydrogen, og at det vil være senest komplett i alle aspekter innen 2030.

### 5.3.4 Økonomi

Som for alle teknologier, er kostnader for rullende materiell også avhengig av produksjonsvolum. Teknologikostnader påvirkes også vanligvis av levetidskrav, og denne varierer betydelig mellom transportsegmentene. Personbiler har f.eks. en total levetid på typisk 15–20 år eller 200 000–500 000 km, mens bussmotorer gjerne kjører 100 000 km/år og fordrer tilsvarende en levetid på 1 million km.

Det er viktig å påpeke at økonomien er evaluert gitt dagens nivå mht. avgifter. Mulige endringer i beskatning av drivstoff i tiden som kommer er altså ikke hensyntatt. For dieselkonseptet er det forutsatt produksjon fra fossile kilder; for hydrogen er det forutsatt at all produksjon skjer ved vannelektrolyse, med energi fra fornybare kilder, og på hydrogenstasjoner formodentlig eid og drevet av Bane NOR.

Økonomien for ulike driftsformer er naturligvis avhengig av hvilken banestrekning vi ser på. Kostnadene varierer med faktorer som trafikk tetthet, strekningens lengde og topografi. For implementering av kontaktledning (KL) virker også geografiske forhold inn (antall tunneler, broer etc.).

Det vises til kapittel 4.4.4 i denne rapporten for detaljerte resultater for kostnader for ulike driftsformer på utvalgte banestrekninger. Da variasjonene i kostnader for ulike driftsformer er store mellom de utvalgte strekningene, er det ikke hensiktsmessig å generalisere og benytte gjennomsnittstall for utvalgte banestrekninger. Vi har i denne reviderte utgaven av rapporten valgt å foreta sammenlikningen mellom de ulike fremdriftskonseptene for Nordlandsbanen, da denne er den eneste ikke-elektrifiserte banen i dag der godstransport forekommer, samt det er Nordlandsbanen som gjerne er fokus i alle drøftinger om elektrifisering.

Scorene som er gitt for faktoren Økonomi utledes fra dataene i figur 59, som er kostnadene  $C_{t,y}$  for teknologi  $t$  og år  $y$ , med formelen:

$$\frac{\min_{t,y} C_{i,y}}{C_{t,y}} \times 10 \quad (17)$$

Den beste teknologien i analysen scorer per definisjon 10, og en «uendelig dyr» løsning scorer 0; resultatene for Nordlandsbanen er vist i tabell 19.

**Tabell 19: Resultater for faktoren Økonomi for utvalgt banestrekning Nordlandsbanen.**

Driftsform	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050
Diesel	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
KL-anlegg	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Biodiesel	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Biogass	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Helbatteri	6	6	6	7	7	7	8	8	8	9	9	9	9	10	10
Hurtiglading	5	5	5	5	6	6	6	6	7	7	7	7	8	8	8
Delelektrifisering	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Hydrogen	6	6	6	6	6	7	7	7	8	8	9	9	9	9	9
H <sub>2</sub> -hybrid	6	6	6	6	6	6	6	7	7	7	7	7	8	8	8

Alle hydrogen- og batteribaserte løsninger er konkurransedyktige mot diesel med god margin allerede fra 2020. Hydrogenkonseptet scorer best i 2020, men helbatteri skal være omtrent lik i 2030, og noe bedre i 2050. Som påvist i forrige utgave er forskjellene mellom de to gunstigste løsningene, hydrogen og helbatteri, uansett veldig små og innenfor usikkerheten slike analyser er beheftet med.

Delelektrifisering klarer å redusere KL-kostnader betydelig, men ikke til de grader at det kan være konkurransedyktig med diesel eller med andre elektrifiseringsalternativer uten KL.

### 5.3.5 Fleksibilitet/Robusthet

Fleksibilitet og robusthet er ikke absolutte kriterier, da det er mulig å drive et tungvint og upålitelig system, men dette er selvfølgelig uønsket. For fleksibilitet teller muligheten til å kjøre toget over alle baner (elektrifiserte eller ikke), korte pauser til drivstoffpåfylling, og mulighet til å benytte en annen framdriftsteknologi om nødvendig. For robusthet teller bl.a. hvor pålitelig teknologien er, tilgangen på service, og leveransekjeden for reservedeler.

**Tabell 20: Resultater for faktoren Fleksibilitet/Robusthet.**

Driftsform	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2035	2040	2045	2050
Diesel	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
KL-anlegg	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Biodiesel	9	9	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Biogass	9	9	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Helbatteri	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Hurtiglading	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
Deelektrifisering	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	9	9	9	9	9
Hydrogen	6	7	7	8	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
H <sub>2</sub> -hybrid	6	7	7	8	9	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10

**Diesel(-elektrisk)** framdrift har full fleksibilitet og regnes som robust og moden teknologi.

**KL-elektriske tog** er noe mindre robuste enn alternativene uten KL, da vårt krevende nordiske klima (vind, snø og is) vil gjøre KL utsatt for nedising. KL-tog har også lavere fleksibilitet i den forstand at de kun kan kjøre på elektrifiserte banestrekninger. Påliteligheten til elektriske tog (når KL er operativ) er imidlertid meget høy.

**Biodiesel og biogass** kan i likhet med Diesel kjøre langs alle jernbanestrekninger. De biobaserte drivstoffene får litt trekk de første årene for å ta høyde for mindre utfordringer i drivstoffleveranse. Biodiesel og biogass forventes å bli like fleksible som diesel fra 2023, når en tankingsinfrastruktur forventes etablert.

**Batteri** forventes til å ha høy pålitelighet, men scorer noe lavere i fleksibilitet på grunn av behovet for lading på endestasjon, som begrenser trafikkplanene. Rene batteri-elektriske tog krever betydelig nettkapasitet, og batterienes vekt gjør at lastekapasiteten på godstog reduseres hvis ikke krysningssporene forlenges. **Hurtiglading** scorer noe lavere på grunn av redusert fleksibilitet, da toget må stå og lade langs skinnegangen, og også levere robusthet, da den er sårbar for forstyrrelser på hurtigladeren.

**Deelektrifisering** gir mer fleksibilitet og robusthet enn KL langs hele strekningen, da tog kan kjøre videre til en stasjon på batteri hvis det skulle oppstå forstyrrelser; dessuten kan områder med KL velges ut blant de deler av strekningen som er mindre utsatt for påvirkning av ekstremvær. Slike tog er likevel avhengige av KL for videre framdrift, og er dermed mindre fleksible og robuste enn konsepter med drivstoff ombord.

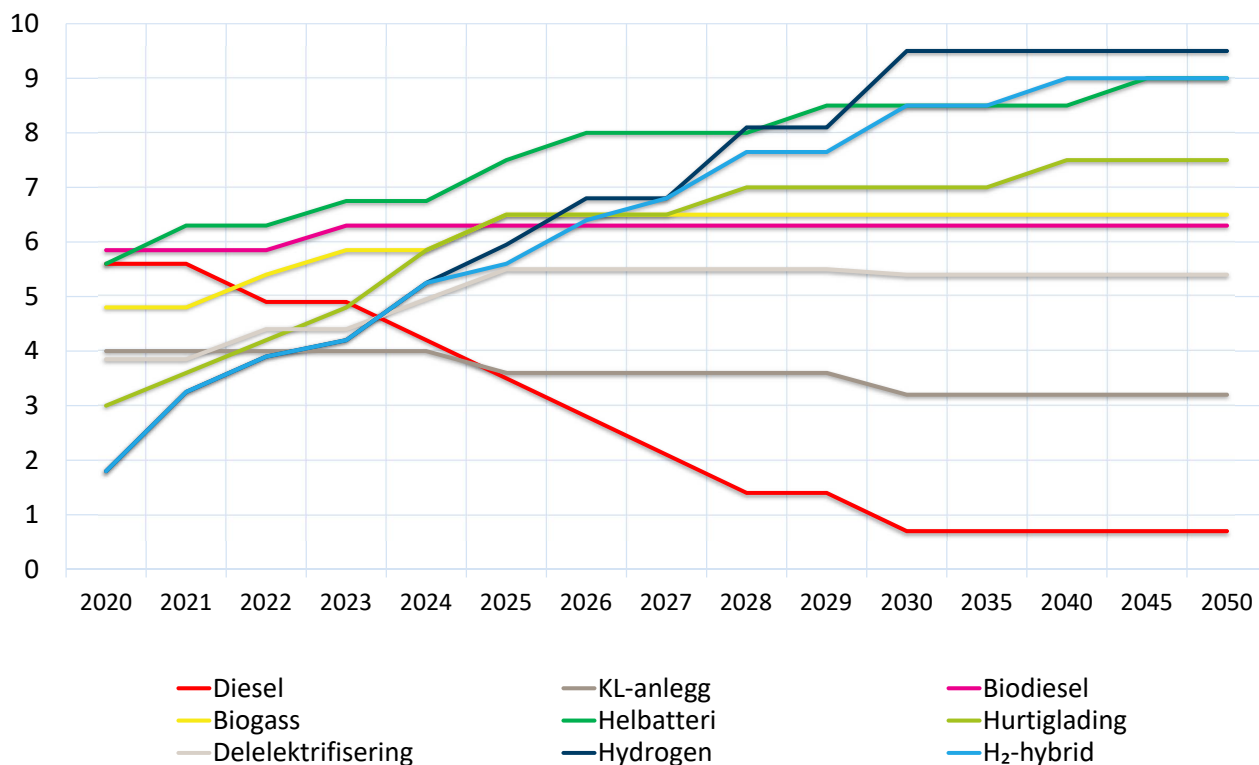
**Hydrogen og hydrogenhybrid** har lavest robusthet i starten, forbundet med lavere forventet pålitelighet de første årene og med behovet for utbygging av infrastruktur for hydrogen som drivstoff. Dette forventes utbedret innen noen år, og med fylletider sammenlignbare med diesel kan hydrogen også oppnå like høy fleksibilitet [4]. Infrastruktur for hydrogen forventes å bli tilgjengelig og godt utbygget i 2025, ettersom flere prosjekter i andre sammenhenger (maritim, tung veitransport, bygg og anlegg) innfører hydrogenteknologi.

I 2020 har de fleste teknologier høy fleksibilitet og robusthet, med unntak av hydrogen, hurtiglading og KL. Innen 2025 forventer SINTEF at hydrogen vil ha like god fleksibilitet som diesel, ettersom multi-MW systemer blir tatt i bruk og hydrogen som drivstoff blir mer tilgjengelig.



## 6 Konklusjoner

I dette kapittel er resultater fra foregående kapittel 5.3 sammenfattet for å gi en totalscore for hver fremdriftsløsning fra 2020 til 2050. Totalvurderingen er foretatt iht. metoden beskrevet i kapittel 5.1, og resultatene er visuelt oppsummert i figur 64. Faktorene som er benyttet i vurderingene er definert og nærmere beskrevet i kapittel 5.2.



Figur 64: Sammenfatning av resultatene over tidsrammen 2020–2050.

### 6.1 Aktuelle konsepter for implementering i 2020

Figur 64 viser at **biodiesel** scorer best i år 2020, tett fulgt av fossil diesel og helbatteri. Biodiesels aktualitet stiger litt utover 2020-årene, på grunn av bedre tilgang som snart er like bra som for vanlig diesel.

**Diesel** rangeres stadig lavere og viser fallende aktualitet fram mot 2030, på grunn av strengere miljøkrav.

**Helbatteritog** stiger raskt i samme periode, passerer biodiesel allerede i 2021 og beholder førsteplassen fram til slutten av 2020-årene, takket være rask forbedring av økonomi og tilgjengelighet av teknologi.

Batteritog med **hurtiglading** scorer dårlig i 2020, på grunn av en kombinasjon av middelmådig økonomi og usikker tilgjengelighet av multi-MW hurtigladdere; dette alternativet følger den positive utviklingen av batteriene, men forblir alltid noen poeng bak.

**Hydrogen** og **H<sub>2</sub>-hybrid** scorer lavest i starten og regnes som premature for innfasing i 2020. Det er spesielt begrenset tilgang til teknologi og drivstoff, og middelmådig økonomi og robusthet som trekker ned.

**Delelektrifisering** scorer like under **KL-anlegg** i 2020, men stiger i aktualitet gjennom første halvdel av 20-tallet, mens **KL-anlegg** går litt ned fram mot 2030; dette skyldes at **KL** over tid blir marginalt mindre aktuell grunnet visuell forurensning. Styrking av delelektrifiserings aktualitet skyldes hovedsakelig bedre tilgang til teknologi, altså relativt rask utvikling av godslokomotiver med batterier i egnet størrelse, samt en noe økt bærekraftighet i batteriproduksjon fram mot 2025.

**Biogass** scorer en middels bra 5, mest på grunn av høye kostnader for drivstoffet, som er dyrere enn diesel.

Med den usikkerhet som ligger i slike evalueringer (inkludert forventninger til teknologi- og prisutvikling), ser vi at det allerede finnes konsepter som scorer bedre enn referanseteknologien (diesel-elektrisk framdrift)

allerede tidlig på 2020-tallet. Hvilke konsepter som viser seg å bli de beste for implementering er også avhengig av hvor mye klima- og miljøfaktorene vektlegges i tiden som kommer. Da levetiden for togmateriell typisk er flere tiår, er det viktig å se langt fram i tid når man velger konsepter for implementering og implementere såkalte «future-proof solutions» [190], altså løsninger som er kompatible med kriterier for en bærekraft utvikling, gir nullutslipp og er basert på fornybare ressurser uten nevneverdige begrensninger mht. ressurstilgang.

## 6.2 Aktuelle konsepter for implementering i 2030

Innen 2030 vil fossilbasert **dieseldrift** bli uakseptabel, enten ved at den blir forbudt, kraftig avgiftbelagt, eller underlagt så strenge utslippskrav at teknologisk utvikling ikke kan henge med.

I 2030 scorer **hydrogen**løsningene og **helbatteri** høyest med henholdsvis 9,5 og 8,5 poeng. Kostnadsreduksjon i batterier, Brenselceller og elektrolysører er hovedgrunnen for økningen. For hydrogenløsningene bidrar også masseproduksjon til bedre tilgjengelighet av teknologien, samt forbedringer i tilgjengelig regelverk.

Batteri med **hurtiglading** har også en betydelig økning i score, men strekker bare til 7. Kostbare hurtigladestasjoner og tap av fleksibilitet påført av togloading langs banen er hovedårsakene.

**Biodiesel** og **biogass** scorer litt over 6; økonomien er det som drar dem mest ned, mens alle andre parametre er veldig positive.

**Deelektrifisering** stabiliserer seg ved 5,5, 2 poeng over **KL-elektrifisering**, og for begge disse er også økonomien hovedgrunnen til den lave scoren.

## 6.3 Aktuelle konsepter for implementering i 2050

Sammenliknet med tallene for år 2030, er det en marginal økning av scoren for alle løsninger som inneholder batterier (**H<sub>2</sub>-hybrid**, **helbatteri** og **hurtiglading**), som gjenspeiler teknisk framskritt man forventer til 2050.

Alle andre løsninger synes å forbli uendret mellom 2030 og 2050, men endringer i parametrene som begrenser dem kan endre på regnestykket: billigere prosesser for produksjon av biodrivstoff ville for eksempel gi **biodiesel** og **biogass** et løft. Et slikt løft kan ikke utelukkes for biodrivstoff, da disse teknologiene fortsatt er under utvikling, men det virker mindre sannsynlig for **del-** og **KL-elektrifisering**, da deres største økonomiske post er KL-anlegget, som anses å være moden teknologi. For disse vil derimot en økning av trafikkmengden slå ut positivt, men som vist i figur 63 må det være en betydelig økning i trafikkgrunnlaget for at kontaktledning skal lønne seg på norske ikke-elektrifiserte baner.

## 6.4 Sammenfatning av resultater

Basert på den metodikk som er benyttet i denne rapporten, og de faglige vurderinger som SINTEF har gjort, kan resultatene sammenfattes som følger:

- For år 2020 er biodiesel best, men batteri er på vei opp og vurdert til å være beste løsning for 2020-tallet.
- I 2030 blir hydrogen først, men batteriløsningene og hydrogenhybrid stiger fortsatt. Fossil diesel er ikke lenger aktuell, og de andre løsningenes aktualitet er middels.
- Mellom 2030 og 2050 er det en marginal ytterligere forbedring for løsningene som inneholder batterier. Biodrivstoffer følger etter med middels til høy aktualitet, mens løsninger basert på kontaktledning forblir middels til lite aktuelle i denne perioden, mest på grunn av kostnad.

## 6.5 Hovedkonklusjon

Transportsektoren er under endring, med høyt fokus på de klima- og miljøutfordringene den bidrar til. Vi er vitne til en meget rask teknologiutvikling innen hybridisering av drivlinjer og spesielt innen batteri- og hydrogenteknologi.

SINTEF har avdekket at det allerede i dag finnes teknologiske løsninger som vil kunne eliminere utslippene fra jernbanetransport ikke bare til en betydelig lavere kostnad enn konvensjonell elektrifisering med kontaktledning, men også til lavere kostnad enn dagens teknologi, diesel.

Det er undersøkt faremomenter knyttet til bruk av gass (biogass og hydrogen), spesielt i forbindelse med tunneler, og konkludert at relativt enkle tiltak på toget kan begrense risiko til et akseptabelt nivå.

Delelektrifisering med batteri viser flere fordeler mot tradisjonell helelektrifisering, som bedre økonomi, fleksibilitet og robusthet. Likevel er delelektrifiseringens kostnader i de beste tilfellene omtrent de samme som diesel, og er merkbart større enn rene batteri- eller hydrogenløsninger.

SINTEF anbefaler derfor at nye, alternative løsninger for nullutslipp, som rene batteri- og hydrogentog, samt hybrider av disse, inkluderes når framtidig driftsform for gjenværende ikke-elektrifiserte strekninger i Norge skal utredes nærmere.

## Referanser

- [1] Steffen Møller-Holst, Federico Zenith og Magnus Thomassen. *Analyse av alternative driftsformer for ikke-elektrifiserte baner*. Tekn. rapp. A27534. SINTEF, 2016. URL: <https://sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/handle/11250/2380132>.
- [2] European Commission. *A Clean Planet for all: A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy*. Tekn. rapp. 2019. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52018DC0773>.
- [3] ERTRAC. *Energy Carriers for Powertrains*. Tekn. rapp. 2014. URL: [https://www.ertrac.org/uploads/documentsearch/id32/2014-03-12\\_Roadmap\\_Energy\\_Carriers\\_for\\_Powertrains.pdf](https://www.ertrac.org/uploads/documentsearch/id32/2014-03-12_Roadmap_Energy_Carriers_for_Powertrains.pdf).
- [4] Yvonne Ruf mfl. *Study on the use of fuel cells and hydrogen in the railway environment*. Tekn. rapp. Roland Berger, 2019. URL: <https://www.fch.europa.eu/publications/use-fuel-cells-and-hydrogen-railway-environment>.
- [5] Teknisk Ukeblad. *Salg av elbiler 2019: Nå øker elbilsalget mest i Finnmark*. 2019. URL: <https://www.tu.no/artikler/na-okker-elbilsalget-mest-i-finnmark/470809>.
- [6] Rejeringen. *Opptrappingsplan gir lavere utslipp*. Mar. 2017. URL: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/biodrivstoff/id2542654/>.
- [7] International Energy Agency. *Statistics Data Browser*. URL: <https://www.iea.org/statistics/>.
- [8] Eurostat. *Energy statistics - an overview: Final energy consumption*. URL: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy\\_statistics\\_-\\_an\\_overview#Final\\_energy\\_consumption](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview#Final_energy_consumption).
- [9] European Environment Agency. *Final energy consumption by mode of transport*. URL: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/transport-final-energy-consumption-by-mode/assessment-9>.
- [10] Eurostat. *EU imports of energy products - recent developments*. URL: [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/EU\\_imports\\_of\\_energy\\_products\\_-\\_recent\\_developments](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/EU_imports_of_energy_products_-_recent_developments).
- [11] COWI AS. *State of the Art on Alternative Fuels Transport Systems*. Tekn. rapp. 2015. URL: <https://ec.europa.eu/transport/sites/transport/files/themes/urban/studies/doc/2015-07-alter-fuels-transport-syst-in-eu.pdf>.
- [12] Nordic Energy Research og IEA. *Nordic Energy Technology Perspectives*. Tekn. rapp. 2013. URL: <http://www.nordicenergy.org/wp-content/uploads/2012/03/Nordic-Energy-Technology-Perspectives.pdf>.
- [13] Miljødirektoratet. *Klimagassutslipp fra transport*. 2018. URL: <https://miljostatus.miljodirektoratet.no/tema/klima/norske-utslipp-av-klimagasser/klimagassutslipp-fra-transport/>.
- [14] RailWayPro. *Target 2050—Zero carbon emissions in railway transport*. URL: <http://www.railwaypro.com/wp/target-2050-zero-carbon-emissions-in-railway-transport/>.
- [15] European Expert Group on Future Transport Fuels. *First Report*. Tekn. rapp. 2011. URL: <http://ec.europa.eu/transport/themes/urban/cts/doc/2011-01-25-future-transport-fuels-report.pdf>.
- [16] European Commission. *Transport 2050: Commission outlines ambitious plan to increase mobility and reduce emissions*. Mar. 2011. URL: [http://europa.eu/rapid/press-release\\_IP-11-372\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_IP-11-372_en.htm).
- [17] European Commission. *Transport 2050: The major challenges, the key measures*. Mar. 2011. URL: [http://europa.eu/rapid/press-release\\_MEMO-11-197\\_en.htm](http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-11-197_en.htm).
- [18] Diesel.net. *Nonroad Engines*. 2014. URL: <https://www.dieseln.net.com/standards/eu/nonroad.php#rail>.
- [19] John Deere. *Understanding Emission Regulations*. URL: <https://www.deere.com/en/campaigns/engines-and-drivetrain/diesel-engine-technology/>.
- [20] Tine Sundtoft. *Ny utslippsforpliktelse for 2030 - en felles løsning med EU*. Mai 2015. URL: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/ny-utslippsforpliktelse-for-2030/id2397859/>.
- [21] Stig Schjølset. *Velkommen til EUs klimaboble*. Feb. 2015. URL: <http://energiogklima.no/kommentar/velkommen-til-eus-klimaboble/>.
- [22] European Commission. *The EU Emissions Trading System (EU ETS)*. 2015. URL: [http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/index\\_en.htm](http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/index_en.htm).
- [23] IEA. *Railway Handbook*. 2012. URL: [https://www.uic.org/com/IMG/pdf/iea-uic\\_2012final-lr.pdf](https://www.uic.org/com/IMG/pdf/iea-uic_2012final-lr.pdf).
- [24] Toshiba. *Traction and Auxiliary Power Systems*. 2016. URL: <https://www.toshiba.co.jp/sis/railwaysystem/en/event/inno-trans2016/pdf/c9TractionAndAux.pdf>.
- [25] Japan Freight Railway Company. *Japan: first hybrid shunting locomotive HD300*. 2012. URL: [https://www.uic.org/com/uic-e-news/305/article/japan-first-hybrid-shunting?page=modal\\_enews](https://www.uic.org/com/uic-e-news/305/article/japan-first-hybrid-shunting?page=modal_enews).
- [26] Anjoeka Pronk, Joseph Coble og Patricia A. Stewart. «Occupational exposure to diesel engine exhaust: a literature review». I: *Journal of exposure science and environmental epidemiology* 19.5 (2009), s. 443. URL: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC3073453/>.
- [27] Bente Ulvestad mfl. «Increased risk of obstructive pulmonary disease in tunnel workers». I: *Thorax* 55.4 (2000), s. 277–282. URL: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC1745731/>.
- [28] Fathi Tarada mfl. «Ventilation and risk control of the Young Dong Rail Tunnel in Korea». I: *1st international conference on major tunnel and infrastructure projects, Taiwan*. 2000. URL: [https://www.hbi.ch/fileadmin/user\\_upload/unternehmen/publikationen/51\\_Ventilation\\_and\\_risk\\_control\\_Young\\_Dong\\_1st\\_Int\\_Conf\\_on\\_Major\\_Tunnel\\_and\\_Infrastructure\\_Projects\\_200\\_Taipeh.pdf](https://www.hbi.ch/fileadmin/user_upload/unternehmen/publikationen/51_Ventilation_and_risk_control_Young_Dong_1st_Int_Conf_on_Major_Tunnel_and_Infrastructure_Projects_200_Taipeh.pdf).
- [29] International Union of Railways. *Regenerative braking in freight trains*. 2002. URL: [http://www.railway-energy.org/static/Regenerative\\_braking\\_in\\_freight\\_trains\\_43.php](http://www.railway-energy.org/static/Regenerative_braking_in_freight_trains_43.php).

- [30] Brenda Chang og Alissa Kendall. «Life cycle greenhouse gas assessment of infrastructure construction for California's high-speed rail system». I: *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 16.6 (2011), s. 429–434. URL: [http://www.lalica.net/Appello\\_a\\_Monti/Chang%20and%20Kendall,%202011%20\(California\).pdf](http://www.lalica.net/Appello_a_Monti/Chang%20and%20Kendall,%202011%20(California).pdf).
- [31] Bane NOR. *Elektrifisering Trønder- og Meråkerbanen*. 2017. URL: <http://www.banenor.no/Prosjekter/prosjekter/Elektrifisering-trondelag/>.
- [32] Peninsula Corridor Joint Powers Board. *Peninsula Corridor Electrification Project (PCEP), Q2 quarterly update number 17*. Tekn. rapp. 2019. URL: [http://www.caltrain.com/projectsplans/CaltrainModernization/CalMod\\_Document\\_Library.html](http://www.caltrain.com/projectsplans/CaltrainModernization/CalMod_Document_Library.html).
- [33] Network Rail. *Network RUS: Electrification*. Tekn. rapp. RUS133, okt. 2009. URL: [http://www.railwaysarchive.co.uk/documents/NR\\_ElectrificationRUSFinal2009.pdf](http://www.railwaysarchive.co.uk/documents/NR_ElectrificationRUSFinal2009.pdf).
- [34] Bane NOR. *Tunneler Nordlandsbanen*. 2019. URL: <https://orv.banenor.no/sjn/doku.php?id=tunneler:nordlandsbanen>.
- [35] Altair Nano. *Altair 70Ah LTO Datasheet*. 2019. URL: <https://altairnano.com/products/70-amp-hour-cell/>.
- [36] Kokam. *Kokam Li-ion Datasheet*. 2019. URL: [http://kokam.com/data/2019\\_Kokam\\_Cell\\_ver\\_4.2.pdf](http://kokam.com/data/2019_Kokam_Cell_ver_4.2.pdf).
- [37] Leclanchè. *Leclanchè Li-ion Datasheet*. 2019. URL: <https://www.leclanche.com/wp-content/uploads/2019/04/LECLANCHE-plaquette-G-NMC-KMWEB.pdf>.
- [38] Panasonic. *NCA793540 Li-ion Datasheet*. 2019. URL: <https://industrial.panasonic.com/cdbs/ww-data/pdf2/ACI4000/ACI4000C10.pdf>.
- [39] Panasonic. *UR18650RX Li-ion Datasheet*. 2019. URL: <https://industrial.panasonic.com/cdbs/ww-data/pdf2/ACA4000/ACA4000CE421.pdf>.
- [40] XALT Energy. *XALT 43Ah Li-ion Datasheet*. 2019. URL: <https://www.xaltenergy.com/wp-content/uploads/2019/04/43HP.pdf>.
- [41] LithiumWerks. *LithiumWerks 26650 Li-ion Datasheet*. 2019. URL: <https://firebasestorage.googleapis.com/v0/b/lithiumwerks-fceaf.appspot.com/o/pdf%2Fdatasheets%2F26650-Power-Cell-022819.pdf?alt=media&token=037b2bcf-f036-483e-ba0a-d14ea95f8118>.
- [42] A123 Systems. *A123 Systems AMP20M1HD-A Li-ion Datasheet*. 2019. URL: <https://www.buya123products.com/uploads/vipcase/468623916e3ecc5b8a5f3d20825eb98d.pdf>.
- [43] P. Morgenroth V. Wernecke. *Battery Technology Roadmap*. 2018. URL: [https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user\\_upload/PDFs/Vorlesungen/est3/WS\\_2017/Seminar-Notes/2018.02.02\\_ECPS2\\_Seminar\\_Battery\\_Technology\\_Roadmap.pdf](https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user_upload/PDFs/Vorlesungen/est3/WS_2017/Seminar-Notes/2018.02.02_ECPS2_Seminar_Battery_Technology_Roadmap.pdf).
- [44] Innovation for Cool Earth Forum. *Energy Storage Roadmap - Technology and Institution*. 2017. URL: [https://www.icef-forum.org/pdf2018/roadmap/Energy\\_Storage\\_Roadmap\\_ICEF2017.pdf](https://www.icef-forum.org/pdf2018/roadmap/Energy_Storage_Roadmap_ICEF2017.pdf).
- [45] Marcel Meeus. *Batteries for Energy Storage*. 2018. URL: [https://europa.eu/sinapse/webservices/dsp\\_export\\_attachement.cfm?CMTY\\_ID=0C46BEEC-C689-9F80-54C7DD45358D29FB&OBJECT\\_ID=230DABFD-90AB-8F7D-083EF5BD909DD025&DOC\\_ID=9C5B91FE-01BC-5F72-79D01E1939A9EE53&type=CMTY\\_CAL](https://europa.eu/sinapse/webservices/dsp_export_attachement.cfm?CMTY_ID=0C46BEEC-C689-9F80-54C7DD45358D29FB&OBJECT_ID=230DABFD-90AB-8F7D-083EF5BD909DD025&DOC_ID=9C5B91FE-01BC-5F72-79D01E1939A9EE53&type=CMTY_CAL).
- [46] European Commission. *Integrated SET-Plan Action 7*. 2017. URL: [https://setis.ec.europa.eu/sites/default/files/set\\_plan\\_batteries\\_implementation\\_plan.pdf](https://setis.ec.europa.eu/sites/default/files/set_plan_batteries_implementation_plan.pdf).
- [47] Peter Keil og Andreas Jossen. «Calendar aging of NCA Lithium-Ion Batteries Investigated by Differential Voltage Analysis and Coulomb Tracking». I: *Journal of the Electrochemical Society* 164 (2017), A6066–A6074. URL: <http://jes.ecsdl.org/content/164/1/A6066.full.pdf>.
- [48] Matthieu Dubarry mfl. «Evaluation of commercial lithium-ion cells based on composite positive electrode for plug-in hybrid electric vehicle applications. Part II. Degradation mechanism under 2 C cycle aging». I: *Journal of Power Sources* 196 (2011), s. 10336–10343. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378775311016247>.
- [49] Evelina Wikner og Torbjörn Thiringer. «Extending Battery Lifetime by Avoiding High SOC». I: *Applied Sciences* 8 (2018), s. 1825. URL: <https://www.mdpi.com/2076-3417/8/10/1825/htm>.
- [50] Matthieu Dubarry og Arnaud Devie. «Battery durability and reliability under electric utility grid operations: Representative usage aging and calendar aging». I: *Journal of Energy Storage* 18 (2018), s. 185. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X17306138>.
- [51] Apurba Sakti. «A techno-economic analysis and optimization of Li-ion batteries for light-duty passenger vehicle electrification». I: *Journal of Power Sources* 273 (2015), s. 966–980. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378775314014888>.
- [52] *A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices*. 2019. URL: <https://about.bnef.com/blog/behind-scenes-take-lithium-ion-battery-prices/>.
- [53] Björn Nykvist og Måns Nilsson. «Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles». I: *Nature Climate Change* 5 (2015). URL: [https://ecal.berkeley.edu/pubs/slides/Nykvist15\\_BattCosts\\_NatureClimateChange.pdf](https://ecal.berkeley.edu/pubs/slides/Nykvist15_BattCosts_NatureClimateChange.pdf).
- [54] Marc Wentker, Matthew Greenwood og Jens Leker. «A Bottom-Up Approach to Lithium-Ion Battery Cost Modeling with a Focus on Cathode Active Materials». I: *Energies* 12 (2019). URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/3/504>.
- [55] Apurba Sakti mfl. «A techno-economic analysis and optimization of Li-ion batteries for light-duty passenger vehicle electrification». I: *Journal of Power Sources* 273 (2015). URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378775314014888>.
- [56] Narve Mjøs. *DNV GL Handbook for Maritime and Offshore Battery Systems*. Tekn. rapp. DNV-GL, des. 2016. URL: <https://www.dnvgl.com/maritime/publications/maritime-and-offshore-battery-systems-download.html>.
- [57] Bisschop Roeland mfl. *Fire Safety of Lithium-Ion Batteries in Road Vehicles*. Tekn. rapp. RISE SAFETY og TRANSPORT FIRE RESEARCH, 2019. URL: <https://www.nafi.info/wp-content/uploads/2019/07/Fire-safety-batteries-RISE.pdf>.



- [58] Linda Ellingsen, Christine Hung og Anders Strømman. «Identifying key assumptions and differences in life cycle assessment studies of lithium-ion traction batteries with focus on greenhouse gas emissions». I: *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 55 (2017), s. 82–90. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1361920916309658>.
- [59] Geoff Morrison, John Stevens og Fred Joseck. «Relative economic competitiveness of light-duty battery electric and fuel cell electric vehicles». I: *Transportation Research Part C: Emerging Technologies* 87 (2018), s. 183–196. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0968090X18300056>.
- [60] Jon André Løkke. *First Quarter 2018 Results*. NEL. 2018. URL: <http://mb.cision.com/Public/115/2515680/a2945282d47e19.pdf>.
- [61] Andreas Hoffrichter, Stuart Hillmans og Clive Roberts. «Conceptual propulsion system design for a hydrogen-powered regional train». I: *IET Electrical Systems in Transportation* 6.2 (2016), s. 56–66. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/document/7471586>.
- [62] Andreas Hoffrichter. «Hydrogen as an energy carrier for railway traction». Ph.d.-avh. Birmingham, Storbritannia: University of Birmingham, apr. 2013. URL: <https://etheses.bham.ac.uk/id/eprint/4345/>.
- [63] Jeff Allan. «Making Progress in Hydrogen Rail Traction». I: *Proceedings of the 7<sup>th</sup> Hydrail Conference*. 2012. URL: [https://hydrail.appstate.edu/sites/hydrail.appstate.edu/files/7\\_allan.pdf](https://hydrail.appstate.edu/sites/hydrail.appstate.edu/files/7_allan.pdf).
- [64] Alstom. *RMV's subsidiary fahma orders the world's largest fleet of fuel cell trains from Alstom*. 2019. URL: <https://www.alstom.com/press-releases-news/2019/5/rmvs-subsiadiary-fahma-orders-worlds-largest-fleet-fuel-cell-trains>.
- [65] Camelia Serban mfl. *Endbericht: Hybridlokomotive*. Tekn. rapp. 2017. URL: [https://projekte.ffg.at/anhang/5bd034dcacef8\\_FF852418\\_HET\\_eHybridLok\\_1063.038\\_EndBericht\\_Zusfassng\\_update171006SEC.pdf](https://projekte.ffg.at/anhang/5bd034dcacef8_FF852418_HET_eHybridLok_1063.038_EndBericht_Zusfassng_update171006SEC.pdf).
- [66] University of Birmingham. *Hydrogen-powered train*. 2019. URL: <https://www.birmingham.ac.uk/research/spotlights/hydrogen-powered-train.aspx>.
- [67] Karl Zöchmeister. «Rail Applications: Shunter Operator». I: *Fuel Cells and Hydrogen in the Railway Environment*. 2019. URL: <https://fch.europa.eu/sites/default/files/07-Rail-Cargo-Karl-Zoechmeister.pdf>.
- [68] Hyundai. *Hyundai NEXO cleans over 900kg of air during clean driving month*. 2018. URL: <https://www.hyundai.news/eu/model-news/hyundai-nexo-cleans-over-900kg-of-air-during-clean-driving-month/>.
- [69] Jemima Owen-Jones. *Ballard Power Systems bus achieves durability record*. 2017. URL: <https://www.gasworld.com/ballard-powered-bus-achieves-durability-record-/2013390.article>.
- [70] Jun-ichi Tomioka mfl. «Influence of pressure and temperature on the fatigue strength of Type-3 compressed-hydrogen tanks». I: *International Journal of Hydrogen Energy* 37.22 (2012), s. 17639–17644. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319912011883>.
- [71] Martin Pehnt. «Life-cycle assessment of fuel cell stacks». I: *International Journal of Hydrogen Energy* 26.1 (2001), s. 91–101. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360319900000537>.
- [72] *The CertifHy project*. 2019. URL: <https://www.certifhy.eu/>.
- [73] Geirmund Vislie. «Key learning points from recent Hydrogen incident in Norway». I: *Conference Maritime Hydrogen and Marine Energy*. Florø, Norway, 2019. URL: <https://www.oceanhywaycluster.no/s/Key-learning-points-from-recent-Hydrogen-incident-in-Norway-Geirmund-Vislie.pdf>.
- [74] Scandinavian Hydrogen Highway Partnership. *H2moves Scandinavia*. 2016. URL: <http://www.scandinavianhydrogen.org/h2moves-scandinavia/>.
- [75] Det kongelige landbruks- og matdepartementet. *Stortingsmelding nr. 39 (2008–2009)*. 2009. URL: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/stmeld-nr-39-2008-2009-/id563671/>.
- [76] Hanne Lerche Raadal, Vibeke Schakenda og John Morken. *Potensialstudie for biogass i Norge*. Tekn. rapp. Østfoldforskning og UMB, 2008. URL: <https://www.ostfoldforskning.no/no/publikasjoner/Publication/?id=1468>.
- [77] Litra. *Litra AS skal kjøpe inn minimum 100 tunge kjøretøy med biogass som drivstoff*. 2017. URL: <http://www.litra.no/blog/2017/09/15/litra-kjorer-gront/>.
- [78] Eirik Ovrum mfl. *Nordlandsbanen på biogass*. Tekn. rapp. Rambøll, 2018. URL: <https://www.nho.no/siteassets/nox-fondet/rapporter/2018/nordlandsbanen-pa-biogass---endelig-rapport---030118.pdf>.
- [79] GE Transportation. *Celebrating National Train Day*. Mai 2014. URL: <http://www.getransportation.com/blog/celebrating-national-train-day>.
- [80] Pacific Biodiesel. *History of Biodiesel Fuel*. 2019. URL: <https://www.biodiesel.com/biodiesel/history/>.
- [81] Wikipedia. *Trygliceride*. 2019. URL: <https://en.wikipedia.org/wiki/Triglyceride>.
- [82] World Bioenergy Association. *Biofuels for Transport*. 2013. URL: <https://worldbioenergy.org/uploads/Factsheet%20-%20Biofuels%20for%20transport.pdf>.
- [83] Lew Fulton, Tom Howes og Jeffrey Hardy. *Biofuels for Transport: an international perspective*. Tekn. rapp. International Energy Agency, 2004. URL: <https://www.cti2000.it/Bionett/All-2004-004%20IEA%20biofuels%20report.pdf>.
- [84] ETIP Bioenergy. *Hydrotreatment to HVO*. 2019. URL: <http://www.etipbioenergy.eu/value-chains/conversion-technologies/conventional-technologies/hydrotreatment-to-hvo>.
- [85] A. Breitkopf. *Größte Biodieselproduzenten nach Produktionskapazität in Europa im Jahr 2017*. 2018. URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/270132/umfrage/groesste-biodieselproduzenten-nach-produktionskapazitaet-in-europa/>.
- [86] M. M. K. Bhuiya mfl. «Second generation biodiesel: potential alternative to-edible oil-derived biodiesel». I: *Energy Procedia* 61 (2014), s. 1969–1972. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610214030835>.

- [87] Chauhan Kumar. «Performance and emission characteristics of biodiesel from different origins: A review». I: *Journal of Power Sources* 21 (2013), s. 633–658. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032113000300>.
- [88] Steven Lim og Lee Keat Teong. «Recent trends, opportunities and challenges of biodiesel in Malaysia: An overview». I: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (2010), s. 938–954. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032109002585>.
- [89] Mustafa Balat. «Potential alternatives to edible oils for biodiesel production – A review of current work». I: *Conversion and Management* 52 (2011), s. 1479–1492. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890410004553>.
- [90] Ingrid Nyström, Pontus Bokinge og Per-Åke Franck. *Production of liquid advanced biofuels - global status*. Tekn. rapp. CIT Industriell Energi, 2019. URL: <https://www.miljodirektoratet.no/globalassets/publikasjoner/m1420/m1420.pdf>.
- [91] LanzaTech. *Jet Fuel Derived from Ethanol Now Eligible for Commercial Flights*. 2018. URL: <https://www.lanzatech.com/2018/04/03/jet-fuel-derived-ethanol-now-eligible-commercial-flights/>.
- [92] Audun Rosland. «Biofuels in Norway». I: *Bio4Fuels Meeting*. 2018. URL: <https://www.nmbu.no/download/file/fid/34330>.
- [93] Duncan Akporiaye. *The 4Refinery project*. 2018. URL: <https://www.sintef.no/en/projects/4refinery-scenarios-for-integration-of-bio-liquids-in-existing-refinery-processes/>.
- [94] Duncan Akporiaye. *The Waste2Road project*. 2017. URL: <https://www.sintef.no/projectweb/waste2road/>.
- [95] Bjørn Christian Enger. *The Pulp%Fuel project*. 2018. URL: <https://www.sintef.no/en/projects/pulpfuel-pulp-and-paper-industry-wastes-to-fuel/>.
- [96] Kristine Fiksen. «Biodrivstoff og HVO». I: *Kollektivtransportforeningen*. Trondheim, Norway, 2018. URL: [https://kollektivtrafikk.no/wp-content/uploads/2018/09/5\\_6-Biodisel-HVO-Kristine-Fiksen-Thema-Consulting.pdf](https://kollektivtrafikk.no/wp-content/uploads/2018/09/5_6-Biodisel-HVO-Kristine-Fiksen-Thema-Consulting.pdf).
- [97] Teresa L. Alleman mfl. *Biodiesel handling and use guide*. Tekn. rapp. National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2016. URL: [https://afdc.energy.gov/files/u/publication/biodiesel\\_handling\\_use\\_guide.pdf](https://afdc.energy.gov/files/u/publication/biodiesel_handling_use_guide.pdf).
- [98] Genevieve Alberts, Maria Ayuso mfl. *Innovation Outlook: Advanced Liquid Biofuels*. Tekn. rapp. IRENA, 2016. URL: <https://www.irena.org/publications/2016/Oct/Innovation-Outlook-Advanced-Liquid-Biofuels>.
- [99] International Energy Agency. *Transport biofuels: Tracking Clean Energy Progress*. 2019. URL: <https://www.iea.org/tcep/transport/biofuels/>.
- [100] Ric Hoefnagels og Martin Junginger. «International markets for advanced biofuels—recent trends, outlook and main uncertainties». I: *Skog & Tre Konferansen*. 2018. URL: <https://www.nmbu.no/download/file/fid/32417>.
- [101] Jinlin Xue, Tony E. Grift og Alan C. Hansen. «Effect of biodiesel on engine performances and emissions». I: *Renewable and Sustainable energy reviews* 15.2 (2011), s. 1098–1116. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032110003850>.
- [102] M. Taufiq Suryantoro, Bambang Sugiarto og Fariz Mulyadi. «Growth and characterization of deposits in the combustion chamber of a diesel engine fueled with B50 and Indonesian biodiesel fuel (IBF)». I: *Biofuel Research Journal* 3.4 (2016), s. 521–527. URL: [https://www.biofueljournal.com/article\\_32086.html](https://www.biofueljournal.com/article_32086.html).
- [103] Jernbaneverker. *Bruk av biodiesel ved jernbanene i Norge*. Tekn. rapp. 2006. URL: <https://banenor.brage.unit.no/banenor-xmlui/handle/11250/155405>.
- [104] Marina Kousoulidou mfl. «Biodiesel blend effects on common-rail diesel combustion and emissions». I: *Fuel* 89.11 (2010), s. 3442–3449. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0016236110003169>.
- [105] Hao Chen mfl. «Performance of a common rail diesel engine using biodiesel of waste cooking oil and gasoline blend». I: *Journal of the Energy Institute* 91.6 (2018), s. 856–866. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1743967117305342>.
- [106] MAN Energy Solutions. *Liquid Biofuels*. 2018. URL: <https://powerplants.man-es.com/fuels/biofuels>.
- [107] Deutz AG. *Requirements for fuels for DEUTZ engines*. 2019. URL: <https://www.deutz.com/en/products/technology-solutions/fuels-of-the-future/>.
- [108] Wei-Dong Huang og Y. H. Percival Zhang. «Energy efficiency analysis: biomass-to-wheel efficiency related with biofuels production, fuel distribution, and powertrain systems». I: *PLoS One* 6.7 (2011), e22113. URL: <https://journals.plos.org/plosone/article?id=10.1371/journal.pone.0022113>.
- [109] Ari Engman mfl. *Neste Renewable Diesel Handbook*. Tekn. rapp. Neste Corporation, 2016. URL: [https://www.neste.com/sites/default/files/attachments/neste\\_renewable\\_diesel\\_handbook.pdf](https://www.neste.com/sites/default/files/attachments/neste_renewable_diesel_handbook.pdf).
- [110] Hydrogen Tools. *Lower and Higher Heating Values of Fuels*. 2019. URL: <https://h2tools.org/hyarc/calculator-tools/lower-and-higher-heating-values-fuels>.
- [111] CircleK. *milesBIO HVO100 – fornybar diesel med miles additiv*. 2019. URL: [https://m.circlek.no/no\\_N0/pg1334073735761/busine](https://m.circlek.no/no_N0/pg1334073735761/busine).
- [112] Preem. *HVO Diesel 100*. 2019. URL: <https://www.preem.no/norsk/produkter--tjenester/hvo-diesel-100/>.
- [113] Ian Skinner mfl. *Railways and Biofuels*. Tekn. rapp. International Union of Railways, 2007. URL: [https://uic.org/IMG/pdf/railways\\_and\\_biofuels\\_final\\_report.pdf](https://uic.org/IMG/pdf/railways_and_biofuels_final_report.pdf).
- [114] Mats Portinson. *Inlandsbanan satsar på fossilfri diesel för sina lok*. 2019. URL: <https://inlandsbanan.se/utveckla/artikel/inlandsbanan-satsar-pa-fossilfri-diesel>.
- [115] Wikipedia. *Biodiesel: Railway usage*. URL: [https://en.wikipedia.org/wiki/Biodiesel#Railway\\_usage](https://en.wikipedia.org/wiki/Biodiesel#Railway_usage).
- [116] Bryan Sims. *Amtrak presents details on year-long Heartland Flyer B20 trial*. Nov. 2011. URL: <http://www.biodieselmagazine.com/articles/8156/amtrak-presents-details-on-year-long-heartland-flyer-b20-trial>.
- [117] Biofuels International. *18 new biodiesel fuelled trains coming to the Netherlands*. 2017. URL: <https://biofuels-news.com/news/18-new-biodiesel-fuelled-trains-coming-to-the-netherlands/>.

- [118] Wikipedia. *Second-generation biofuels*. URL: [https://en.wikipedia.org/wiki/Second-generation\\_biofuels](https://en.wikipedia.org/wiki/Second-generation_biofuels).
- [119] Pål Börjesson mfl. *Dagens och framtidens hållbara biodrivmedel*. Tekn. rapp. The Swedish Knowledge Centre for Renewable Transportation Fuels, 2013. URL: <https://www.regeringen.se/4a4b1d/contentassets/7bb237f0adf546daa36aaf044922f473/underlagsrapport-18---dagens-och-framtidens-hallbara-biodrivmedel.pdf>.
- [120] K. A. Abed mfl. «Effect of biodiesel fuels on diesel engine emissions». I: *Egyptian Journal of Petroleum* 2 (2019), s. 183–188. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1110062119300224>.
- [121] Hao Chen mfl. «NO<sub>x</sub> emission of biodiesel compared to diesel: Higher or lower?» I: *Applied Thermal Engineering* 137 (2018), s. 584–593. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1359431117379206>.
- [122] Dominik Rutz og Rainer Janssen. *Overview and Recommendations on Biofuel Standards for Transport in the EU*. Tekn. rapp. München: WIP Renewable Energies, 2006. URL: [https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/sites/iee-projects/files/projects/documents/biofuel\\_marketplace\\_biofuel\\_standards\\_for\\_transport\\_in\\_the\\_eu.pdf](https://ec.europa.eu/energy/intelligent/projects/sites/iee-projects/files/projects/documents/biofuel_marketplace_biofuel_standards_for_transport_in_the_eu.pdf).
- [123] BP. *BP Biodiesel Blend Data Sheet*. 2010. URL: [https://www.bp.com/content/dam/bp-country/en\\_au/products-services/fuels/e10/BP%20Biodiesel%20Blend%20MSDS.pdf](https://www.bp.com/content/dam/bp-country/en_au/products-services/fuels/e10/BP%20Biodiesel%20Blend%20MSDS.pdf).
- [124] Lovdata. *Forskrift om kjøretøy på jernbanenettet (kjøretøyforskriften)*. 2016. URL: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2016-12-19-1846>.
- [125] European Commission. *Directive 2008/57/EC of the European Parliament and of the Council on the interoperability of the rail system within the Community*. Jun. 2008. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32008L0057>.
- [126] European Commission. *Directive (EU) 2016/797 of the European Parliament and of the Council on the interoperability of the rail system within the European Union*. Mai 2016. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32016L0797&from=EN>.
- [127] European Commission. *Directive 2004/49/EC of the European Parliament and of the Council on safety on the Community's railways and amending Council Directive 95/18/EC on the licensing of railway undertakings and Directive 2001/14/EC on the allocation of railway infrastructure capacity and the levying of charges for the use of railway infrastructure and safety certification*. Apr. 2004. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32004L0049>.
- [128] Regjeringen. *Spørsmål og svar om fjerde jernbanepakke*. Mai 2019. URL: [https://www.regjeringen.no/no/tema/transport-og-kommunikasjon/jernbane\\_og\\_jernbanetransport/sporsmal-og-svar-om-fjerde-jernbanepakke/id2606760/](https://www.regjeringen.no/no/tema/transport-og-kommunikasjon/jernbane_og_jernbanetransport/sporsmal-og-svar-om-fjerde-jernbanepakke/id2606760/).
- [129] European Commission. *Commission Implementing Regulation (EU) No 402/2013 on the common safety method for risk evaluation and assessment and repealing Regulation (EC) No 352/2009*. Apr. 2013. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32013R0402>.
- [130] CENELEC. *EN 50126:1999 Railway applications - The specification and demonstration of Reliability, Availability, Maintainability and Safety (RAMS)*. 1999.
- [131] European Commission. *Commission Regulation (EU) No 1302/2014 concerning a technical specification for interoperability relating to the 'rolling stock — locomotives and passenger rolling stock' subsystem of the rail system in the European Union*. Nov. 2014. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32014R1302>.
- [132] Jonathan Hall. *Ignited releases of liquid hydrogen*. Research Report RR987. Buxton, UK: Health og Safety Laboratory, 2014. URL: <http://www.hse.gov.uk/research/rrpdf/rr987.pdf>.
- [133] Lotten Engbom mfl. *Explosion på buss i centrala Stockholm*. Expressen. Mar. 2019. URL: <https://www.expressen.se/nyheter/just-nu-kraftig-brand-i-centrala-stockholm-buss-star-i-lagor/>.
- [134] Mikael Hagberg, Johan Lindström og Petter Backlund. *Olycksutredning: Brand i gasbuss, Gnistängstunneln, Göteborg*. Tekn. rapp. 0397/16. Göteborg: Redningstjänsten Storgöteborg, 2016. URL: <https://rib.msb.se/Filer/pdf/28337.pdf>.
- [135] M. Sherman, S. Tieszen og W. Benedick. «The effect of obstacles and transverse venting on flame acceleration and transition to detonation for hydrogen-air mixtures at large scale». I: *NUREG CR-5275* (1989).
- [136] O. R. Hansen mfl. «Validation of FLACS-hydrogen CFD consequence prediction model against large scale H<sub>2</sub> explosion experiments in the FLAME facility». I: *Proceedings of International Conference on Hydrogen Safety, Pisa, Italy*. 2005. URL: [https://www.gexcon.com/us/image/ICHS\\_Pisa\\_Hansen\\_2005.pdf](https://www.gexcon.com/us/image/ICHS_Pisa_Hansen_2005.pdf).
- [137] Robert D. Witcofski og J. E. Chirivella. «Experimental and analytical analyses of the mechanisms governing the dispersion of flammable clouds formed by liquid hydrogen spills». I: *International journal of hydrogen energy* 9.5 (1984), s. 425–435. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/0360319984900648>.
- [138] S. Coldrick, C. J. Lea og M. J. Iving. *Validation database for evaluating vapor dispersion models for safety analysis of LNG facilities*. Fire Protection Research Foundation, 2009. URL: <https://www.nfpa.org/-/media/Files/News-and-Research/Fire-statistics-and-reports/Hazardous-materials/RFLNGDatabaseGuidev12.ashx>.
- [139] Olav R. Hansen mfl. «Validation of FLACS against experimental data sets from the model evaluation database for LNG vapor dispersion». I: *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* 23.6 (2010), s. 857–877. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0950423010001038>.
- [140] R. Karl Zipf, Michael J. Sapko og Jurgen F. Brune. «Explosion pressure design criteria for new seals in US coal mines». I: *Pittsburgh, PA, US Dept. HHS, NIOSH IC 9500* (2007), s. 76. URL: [https://www.researchgate.net/profile/Jurgen\\_Brune/publication/267822292\\_Explosion\\_Pressure\\_Design\\_Criteria\\_for\\_New\\_Seals\\_in\\_US\\_Coal\\_Mines/links/576465b508aedbc345ed0edf/Explosion-Pressure-Design-Criteria-for-New-Seals-in-US-Coal-Mines.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Jurgen_Brune/publication/267822292_Explosion_Pressure_Design_Criteria_for_New_Seals_in_US_Coal_Mines/links/576465b508aedbc345ed0edf/Explosion-Pressure-Design-Criteria-for-New-Seals-in-US-Coal-Mines.pdf).
- [141] Olav R. Hansen og D. Michael Johnson. «Improved far-field blast predictions from fast deflagrations, DDTs and detonations of vapour clouds using FLACS CFD». I: *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* 35 (2015), s. 293–306. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0950423014001831>.

- [142] Olav R. Hansen. «Liquid hydrogen releases show dense gas behavior». I: *International Journal of Hydrogen Energy* (2019). In press.
- [143] Davide Manca. «New insights into the Viareggio railway accident». I: *CHEMICAL ENGINEERING* 36 (2014). URL: <https://core.ac.uk/download/pdf/55254666.pdf>.
- [144] Mitsubishi Turbocharger and Engine Europe B.V. *M/F Glutra - Skipshistorie på naturgass*. URL: <http://www.mtee.no/aktuelt/m-f-glutra-skipshistorie-pa-naturgass>.
- [145] Chengqun Qiu og Guolin Wang. «New evaluation methodology of regenerative braking contribution to energy efficiency improvement of electric vehicles». I: *Energy Conversion and Management* 119 (2016), s. 389–398. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890416302941>.
- [146] Travis D. Painter og Christopher P. L. Barkan. «Prospects for dynamic brake energy recovery on north american freight locomotives». I: *Proceedings of the 2006 IEEE/ASME Joint Rail Conference*. IEEE, 2006, s. 181–188. URL: <http://railtec.illinois.edu/wp/wp-content/uploads/pdf-archive/Painter-&-Barkan-JRC2006-94051.pdf>.
- [147] Mikael Sjöholm. «Benefits of regenerative braking and eco driving for high-speed trains: Energy consumption and brake wear». I: *KTH MSc thesis* (2011). URL: <http://urn.kb.se/resolve?urn=urn:nbn:se:kth:diva-31701>.
- [148] Greenbrier Europe. *Sgnss 60' 4-axle intermodal wagon*. URL: <https://www.greenbrier-europe.com/products/product/sgnss-60/>.
- [149] Panasonic. *NCR18650B Datasheet*. 2019. URL: <https://www.batteryspace.com/prod-specs/NCR18650B.pdf>.
- [150] Celine Cluzel og Craig Douglas. *Cost and performance of EV batteries*. Tekn. rapp. Element Energy, 2012. URL: [https://www.theccc.org.uk/archive/aws/IA&S/CCC%20battery%20cost\\_%20Element%20Energy%20report\\_March2012\\_Public.pdf](https://www.theccc.org.uk/archive/aws/IA&S/CCC%20battery%20cost_%20Element%20Energy%20report_March2012_Public.pdf).
- [151] Johnson Matthey Battery Systems. *Our Guide to Batteries*. 3<sup>rd</sup> edition. 2017. URL: <http://www.jmbatterysystems.com/JMBS/media/JMBS/Documents/JMBS-23946-Battery-Guide-Update-August-2015-Web.pdf>.
- [152] Howell – DoE. *The EV Everywhere Challenge*. Tekn. rapp. US Department of Energy, 2013. URL: [http://energy.gov/sites/prod/files/2014/05/f15/APR13\\_Energy\\_Storage\\_c\\_II\\_EV\\_Everywhere\\_1.pdf](http://energy.gov/sites/prod/files/2014/05/f15/APR13_Energy_Storage_c_II_EV_Everywhere_1.pdf).
- [153] Karolina Adolfsson. «Erfaringer, utfordringer og forbedringer av prosessene med infrastruktur for strøm til ladeløsning for ferger». I: *Seminar Elektrifisering av Maritim Sektor*. Okt. 2018. URL: <https://zero.no/wp-content/uploads/2018/10/7-Karolina-Adolfsson-Norled-Erfaringer-og-forbedringer-av-prosessene-med-infrastruktur-for-str%C3%B8m-til-ladel%C3%B8sning-for-ferger.pdf>.
- [154] Hydrogen & Fuel Cells Program. *Fuel Cell Technologies Office Multi-Year Research, Development, and Demonstration Plan*. Tekn. rapp. US Department of Energy, mai 2017. Kap. Fuel Cells. URL: [https://energy.gov/sites/prod/files/2016/10/f33/fcto\\_myrrdd\\_fuel\\_cells.pdf](https://energy.gov/sites/prod/files/2016/10/f33/fcto_myrrdd_fuel_cells.pdf).
- [155] Agata Godula-Jopek. *Hydrogen production by electrolysis*. John Wiley & Sons, 2015.
- [156] UMOE. *Transport modules for Hydrogen*. 2017. URL: <https://www.uac.no/container-transportation-solutions/hydrogen/>.
- [157] Bane NOR. *Model of the Norwegian national rail network*. Mar. 2016. URL: <https://www.banenor.no/en/startpage1/Market/Model-of-the-national-rail-network/>.
- [158] Birgit Jaekel og Thomas Albrecht. «Comparative analysis of algorithms and models for train running simulation». I: *Journal of Rail Transport Planning & Management* 4.1-2 (2014), s. 14–27. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2210970614000316>.
- [159] Erik Bjørn Grønning Lindgreen og Spencer C. Sorenson. *Driving Resistance from Railroad Trains*. Tekn. rapp. Deliverable D7 in the Artemis project. Technical University of Denmark (DTU), 2005. URL: [https://www.researchgate.net/profile/Sc\\_Sorenson/publication/326673032\\_Deliverable\\_D7b/data/5b5cab150f7e9bc79a6c47da/Deliverable-D7b.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Sc_Sorenson/publication/326673032_Deliverable_D7b/data/5b5cab150f7e9bc79a6c47da/Deliverable-D7b.pdf).
- [160] Peter Spiess. *Fahrdynamik des Schienenverkehrs*. Tysk. Die Bahn, 2005. URL: [http://www.ids.uni-hannover.de/fileadmin/IDS/ids\\_lehre/SFZ/Fahrdynamik\\_2006.pdf](http://www.ids.uni-hannover.de/fileadmin/IDS/ids_lehre/SFZ/Fahrdynamik_2006.pdf).
- [161] Andreas Steimel. *Electric Traction: Motive Power and Energy Supply*. Deutscher Industrieverlag GmbH, 2014.
- [162] NSB-Konsernet. *Miljøregnskap 2012*. Tekn. rapp. Norges Statsbaner, 2012. URL: <https://www.vy.no/globalassets/filer-no/miljoregnskap/2012-miljoregnskap.pdf>.
- [163] Harald Thune-Larsen, Anne Madslie og Jan Lindjord. *Energieffektivitet og utslipp i transport*. Tekn. rapp. 1078/1997. Oslo: Transportøkonomisk Institutt, okt. 1997. URL: <https://www.toi.no/getfile.php/Publikasjoner/T%C3%98I-notater/1997/1078-1997/1078-97-elektronisk.pdf>.
- [164] Bane NOR. *Jernbanen i tall*. 2019. URL: <https://www.banenor.no/jernbanen/jernbanen-i-tall/>.
- [165] Bane NOR. *Tunneler Rørosbanen*. 2019. URL: <https://orv.banenor.no/sjn/doku.php?id=tunneler:rorosbanen>.
- [166] Bane NOR. *Tunneler Solørbanen*. 2019. URL: <https://orv.banenor.no/sjn/doku.php?id=tunneler:solorbanen>.
- [167] Bane NOR. *Tunneler Raumabanen*. 2019. URL: <https://orv.banenor.no/sjn/doku.php?id=tunneler:raumabanen>.
- [168] Pål Longva og Astri Tverstøl. *Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser mv*. Tekn. rapp. Det Kongelige Finansdepartementet, 2014. URL: [https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/rundskriv/faste/r\\_109\\_2014.pdf](https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/rundskriv/faste/r_109_2014.pdf).
- [169] Jernbanedirektoratet. *SAGA—Nyttetekostnadsverktøy*. URL: <https://www.jernbanedirektoratet.no/no/strategier-og-utredninger/analyse-og-metodeutvikling/samfunnsokonomiske-analyser-og-transportanalyser/saga--nyttetekostnadsverktoy/>.
- [170] Henning Wahlquist, Tor Homleid og Annegrete Bruvoll. *Metodehåndbok — Samfunnsøkonomiske analyser for jernbanen 2015*. Jernbaneverket, 2015. URL: <https://www.jernbanedirektoratet.no/contentassets/f9ed15eb368e4abb9dc6d2f558432135/metodehandbok-2015.pdf>.
- [171] Willard D. Weiss, H. Ian Hayes og Peter L. Shaw. «Comparative catenary costs—European and US main line railroad electrification». I: *Transportation Research Record* 939 (1983). URL: <https://trid.trb.org/view/210586>.



- [172] Bane NOR. *Elektrifisering Hønefoss-Follum*. 2019. URL: <https://www.banenor.no/Prosjekter/prosjekter/elektrifisering-honefoss-follum/>.
- [173] Christoph Steitz. *European carmakers hope to catch Tesla with faster e-car chargers*. Jan. 2017. URL: <https://www.reuters.com/article/us-emobility-utilities-idUSKBN14VOLB>.
- [174] Statnett. *Tariffer for transmisjonsnettet 2019*. 2019. URL: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/tariff/tariffhefte-2019.pdf>.
- [175] Brian D. James mfl. *Fuel Cell Vehicle and Bus Cost Analysis*. Tekn. rapp. US DoE, 2016. URL: [https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/progress16/v\\_f\\_6\\_james\\_2016.pdf](https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/progress16/v_f_6_james_2016.pdf).
- [176] Kvinnherad Kommune. *Samarbeidsavtale—storproduksjon av flytande hydrogen frå vasskraft*. URL: <https://www.kvinnherad.kommune.no/samarbeidsavtale-storproduksjon-av-flytande-hydrogen-fraa-vasskraft.6169284-431582.html>.
- [177] Lars Ole Valøen og Mark I. Shoesmith. «The effect of PHEV and HEV duty cycles on battery and battery pack performance». I: *PHEV 2007 Conference*. 2007, s. 4–5. URL: [http://web.archive.org/web/20090326150713/http://www.pluginhighway.ca/PHEV2007/proceedings/PluginHwy\\_PHEV2007\\_PaperReviewed\\_Valoen.pdf](http://web.archive.org/web/20090326150713/http://www.pluginhighway.ca/PHEV2007/proceedings/PluginHwy_PHEV2007_PaperReviewed_Valoen.pdf).
- [178] Alexander et al. Körner. *Technology Roadmap for Hydrogen and Fuel Cells*. Tekn. rapp. International Energy Agency, 2015. URL: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapHydrogenandFuelCells.pdf>.
- [179] Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. *Multi-Annual Work Plan*. 2014. URL: [http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/documents/FCH2%20JU%20-%20Multi%20Annual%20Work%20Plan%20-%20MAWP\\_en\\_0.pdf](http://www.fch.europa.eu/sites/default/files/documents/FCH2%20JU%20-%20Multi%20Annual%20Work%20Plan%20-%20MAWP_en_0.pdf).
- [180] Leslie Eudy og Matthew Post. *Fuel Cell Buses in U.S. Transit Fleets: Current Status 2017*. Tekn. rapp. TP-5400-70075. NREL, nov. 2017. URL: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70075.pdf>.
- [181] Jennifer Kurtz mfl. *Fuel cell electric vehicle evaluation*. Tekn. rapp. Golden, CO (United States): NREL (National Renewable Energy Laboratory, jun. 2017. URL: [https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review17/tv001\\_kurtz\\_2017\\_o.pdf](https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review17/tv001_kurtz_2017_o.pdf).
- [182] Christoph Noack mfl. *Studie über die Planung einer Demonstrationsanlage zur Wasserstoff-Kraftstoffgewinnung durch Elektrolyse mit Zwischenspeicherung in Salzkavernen unter Druck*. Tekn. rapp. 0325501. German Federal Ministry for Economic Affairs og Energy, jan. 2015. URL: <http://elib.dlr.de/94979/>.
- [183] Helge Drösemeyer. *T2027 Godstrafikk: Tilbudskonsept*. Tekn. rapp. 201701763. Jernbanedirektoratet, feb. 2018.
- [184] Centro Nacional de Control de Energía. *Anuncian SENER y CENACE resultados preliminares de la Tercera Subasta de Largo Plazo*. 2017. URL: <https://www.gob.mx/cenace/prensa/anuncian-sener-y-cenace-resultados-preliminares-de-la-tercera-subasta-de-largo-plazo-141668>.
- [185] Kjetil Mork, Ingar Flatlandsmo og Alina Osadcha. *LCOE-beregning av Davvi vindkraftverk*. Tekn. rapp. Multiconsult, 2018.
- [186] Jerry M. Mendel. «General type-2 fuzzy logic systems made simple: a tutorial». I: *Fuzzy Systems, IEEE Transactions on* 22.5 (2014), s. 1162–1182. URL: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6656868>.
- [187] Arvid Bårdstu. *Måler opp for høyere tog*. Jun. 2014. URL: <https://www.banenor.no/0m-oss/arkiv-jernbaneverket/Jernbanemagasinet-arkiv/Nyheter/2014/Maler-opp-for-hoyere-tog/>.
- [188] CHIC project. *Clean Hydrogen in European Cities*. URL: <http://chic-project.eu/about-us>.
- [189] Per Erlien Dalløkken. *Det finnes ingen nullutslippsbiler*. Teknisk Ukeblad. Jun. 2011. URL: <http://www.tu.no/industri/motor/2011/06/14/det-finnes-ingen-nullutslippsbiler>.
- [190] Klaus Scheuerer. *Transport Energy Strategy (TES) and Clean Energy Partnership (CEP) Berlin – Signposts for a sustainable mobility*. Feb. 2008. URL: [https://docs.wixstatic.com/ugd/45185a\\_5395202a9f71402eb6cc9e46dc6f6e2d.pdf](https://docs.wixstatic.com/ugd/45185a_5395202a9f71402eb6cc9e46dc6f6e2d.pdf).
- [191] Ingvald (CEO Fjord Line) Fardal. *ONS2014-foredrag. (Day 2)*. Aug. 2014. URL: <https://www.ons.no/wordpress/wp-content/themes/foundation/iframes/centre.html>.
- [192] National Post. *Natural gas-powered locomotive drives CN into eco-friendly(er) future*. Sep. 2012. URL: <http://news.nationalpost.com/news/canada/natural-gas-powered-locomotive-drives-cn-into-eco-friendlyer-future>.



## A Vurdering av naturgass som alternativt drivstoff

Det er en rekke aspekter som må legges til grunn for vurdering av fossilbasert naturgass som alternativt drivstoff for ikke-elektrifiserte baner.

- Naturgass eliminerer så å si lokale utslipp (NO<sub>x</sub> & PM);
- Naturgass gir 10–20 % reduksjon i CO<sub>2</sub>-utslippet;
- Naturgass er (per i dag) langt billigere enn diesel;
- Naturgass omsettes i forbrenningsmotor:
  - lav effektivitet,
  - lavere effekt enn elektriske lokomotiver,
  - høyere trekraft enn elektriske lokomotiver.

Da en relativt liten andel av godstrafikken på ikke-elektrifiserte baner foregår i urbane strøk, er lokale utslipp ikke av stor betydning. Mål om betydelige kutt i utslipp fra transportsektoren (60 % innen 2050) gjør at naturgass som erstatning for diesel ikke vil være en akseptabel løsning i et lengre tidsperspektiv. Lave priser på naturgass kan gi lavere driftskostnader sammenliknet med diesel, men avgifter på bruk av naturgass som drivstoff er allerede på vei inn, og nivået forventes å øke. Omsetning av naturgass i forbrenningsmotor begrenser effektiviteten til samme nivå som for diesel, mens effekt og trekraft forblir på samme nivå som diesel. Basert på denne evaluering konkluderer SINTEF som følger:

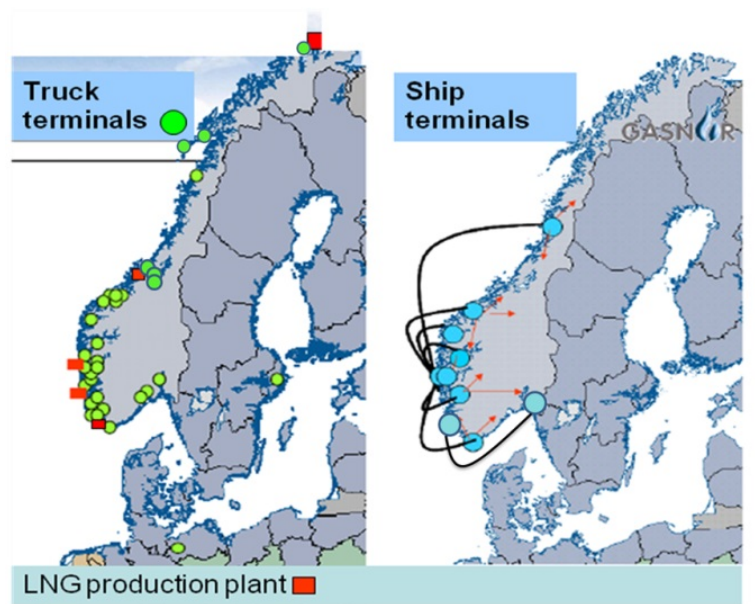
- Naturgass gir marginale miljømessige fordeler sammenliknet med diesel;
- Naturgass kan (inntil videre) gi lavere driftskostnader sammenliknet med diesel;
- Naturgass gir kun én fordel sammenliknet med elektriske konsepter, høyere trekraft (som for diesel);
- Rullende materiell for naturgass vil kunne benytte biogass som gir større miljøgevinster.

### Tilgjengelighet av naturgass

Det er i dag tre småskala produksjonssteder for LNG på Vestlandet (Kolsnes, Snurrevarden og Risavika), og et større LNG anlegg på Melkøya; naturgass distribuert som LNG er blitt kommersielt tilgjengelig for dedikerte brukere over hele landet.

I transportsektoren er naturgass tatt i bruk innenfor kollektivtrafikken og maritim sektor, men det kjøres ingen gassdrevne tog i Norge i dag. Det har derimot vært banebrytende aktivitet i Norge mht. etablering av regelverk for bruk av naturgass (i flytende form, LNG) som drivstoff i skip. Den første gassdrevne ferjen (M/F Glutra) kom allerede i drift i februar 2000; siden har dette bredt om seg og i dag er det ca. 50 skip som benytter naturgass som drivstoff i norske farvann, i hovedsak ferger og supply, men også andre fartøyer som ROPAX, fraktestartøy og slepebåt.

Det er for tiden en rivende utvikling og stadig flere leverandører leverer store naturgassmotorer [191]. Norske Fjordline er blant de første som har tatt i bruk naturgassdrevne motorer i sine store ferjer (ROPAX) som i dag opererer mellom Norge og Danmark. I Canada er naturgassdrevne tog tatt i bruk ifm. utvinning av oljesand [192]. Det forventes at regelverket for bruk av naturgass i skip vil kunne danne grunnlag for at tilsvarende kan komme på plass for anvendelse innen jernbanen relativt raskt.



**Figur 65: Tilgjengelighet av naturgass i Norge, kilde: Gasnor, Skangass, MARINTEK 2012.**

## B Nåverdi- og annuitetsmetoden

Nåverdimetoden benyttes for å vurdere lønnsomheten til investeringsprosjekter. Siden verdien av pengestrømmer er tidsavhengig, er det viktig å diskontere alle kontantstrømmer til ett basisår før de summeres. Diskonteringsraten som velges vil variere mellom selskap og investorer, og avhenger blant annet av mulig avkastning i alternative prosjekter, finansieringskostnader og risikoprofil.

Dersom to ulike prosjekter skal sammenlignes ved hjelp av nåverdimetoden, er det viktig at prosjektene er gjensidig utelukkende og at en har oversikt over konsekvenser for reinvesteringer og potensielle påvirkninger på eksisterende portefølje. For sammenligning av flere prosjekter vil det også kunne være gunstig å benytte andre kriterier i tillegg til nåverdimetoden, som for eksempel å beregne internrenten til prosjektene (*Internal rate of return*). I denne sammenhengen, hvor prosjektene utelukkende vil sammenlignes på basis av totale kostnader, er dette imidlertid mindre hensiktsmessig.

En annen utfordring med nåverdimetoden er knyttet til sammenligning av prosjekter med ulik levetid. En enkel sammenligning av nåverdien til prosjektene vil ikke gi riktig resultat dersom effekten av investeringene er ulik (for eksempel at prosjektene gir ulik driftstid). For å kunne sammenligne prosjektene må en da gjøre antagelser for reinvesteringer.

Den enkleste måten å gjøre dette på, er å anta at en kan investere i det samme prosjektet flere ganger (slik at summen av levetider for prosjektene blir like) med samme totale kostnader. I dette tilfellet vil en anta at det ikke forekommer teknologiutvikling mellom investeringstidspunktene som påvirker effektivitet og lønnsomhet. Alternativt kan en legge inn antagelser om hva teknologiutvikling vil bety for effektivitet og kostnader fram i tid (og eventuelt også ta med eventuelle kostnadsbesparelser knyttet til restverdi av den forrige investeringen).

Et viktig poeng her er også at en ved reinvesteringer kan velge å skifte til et annet fremdriftskonsept. Om en, for eksempel, har valgt mellom Teknologi A som har en levetid på 100 år, Teknologi B som har en levetid på 20 år og Teknologi C som har en levetid på 10 år, kan en, dersom Teknologi C er valgt for de første 10 årene, deretter skifte til Teknologi B i neste periode (og så videre). Om en har valgt Teknologi A, er en derimot låst til dette valget (med mindre man vil avskrive hele investeringskostnaden). For å verdsette denne typen fleksibilitet er det imidlertid nødvendig å benytte realopsjonsteori og innhente mer detaljerte opplysninger om pris- og teknologiutvikling.

Forventninger til teknologi- og prisutvikling er uansett usikre og vil kunne påvirkes betydelig av teknologiske gjennombrudd som det er vanskelig og noen ganger tilnærmet umulig å forutse. Det er her viktig at forventningene er realistiske og faglig fundert i fysiske lover som gir absolutte begrensninger for eksempel mht. muligheter for å effektivisere prosesser.

Et annet alternativ er å bruke **annuitetsmetoden**, hvor man finner en ekvivalent årlig kostnad til den nåverdien som er beregnet. Enkelt sagt kan denne beregnes i to trinn, hvor det første trinnet er å finne nåverdien for hvert enkelt prosjekt, og det andre trinnet er å spre denne nåverdien ut på levetiden til hvert enkelt prosjekt. Nåverdien spres ut slik at en får en lik årlig kostnad hvert år (som diskontert tilbake til basisåret gir den opprinnelige nåverdien). På denne måten vil en få sammenlignbare årlige kostnader for de prosjektene selv om disse har ulik levetid.

For å oppnå samme driftstid for de to prosjektene, må man her anta at man gjør reinvesteringer i nøyaktig det samme prosjektet tilstrekkelig antall ganger til at levetidene er like. Det betyr også at dersom en vil konvertere den ekvivalente årlige kostnaden til et sammenlignbart tall for nåverdi for de to prosjektene må en velge en felles driftstid som går opp i levetiden til de enkelte prosjektene.

Et annet alternativ er å anta at driftstiden er uendelig og estimere den totale kostnaden ved å dele den årlige kostnaden på diskonteringsraten. Gitt de to trinnene i beregningen av annuitetsmetoden, skal denne gi resultater som er konsistente med nåverdimetoden.

Som praktisk eksempel av forskjellene mellom nåverdi- og annuitetsmetoden vurderer vi kontaktledningsanlegg og dieseldrift på Rørosbanen, med investeringsdata som gitt i tabell 21. Det er tydelig fra dataene at KL innebærer mye større langsiktige investeringer, mens diesel er dyrere i drift.

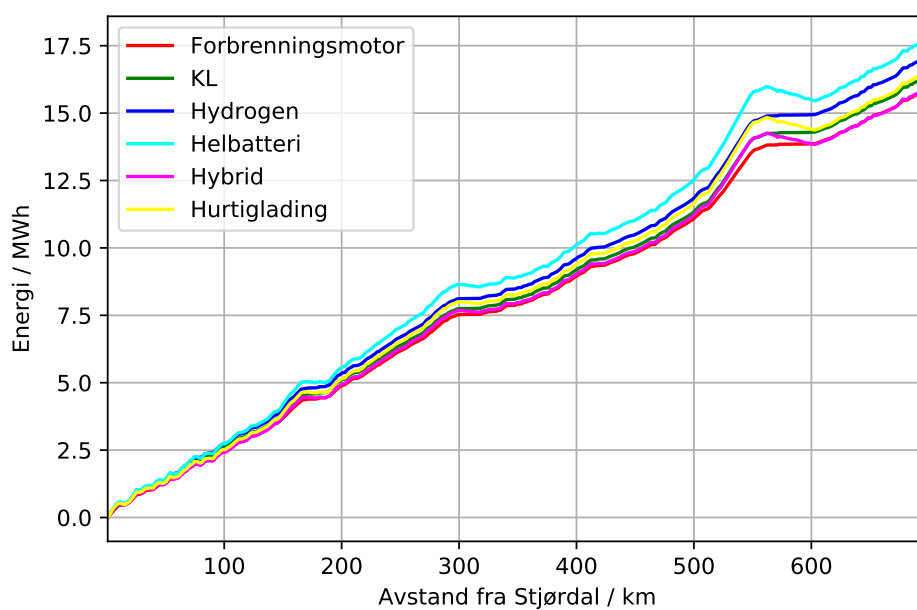
**Tabell 21: Data for sammenligning av KL-anlegg med dieseldrift for Rørosbanen.**

	Elektrisk	Diesel
<b>Investeringer</b>		
4 lokomotiver (levetid 30 år)	140 MNOK	180 MNOK
KL-anlegg (levetid 75 år)	7620 MNOK	–
<b>Årlige kostnader</b>		
Energi og vedlikehold	44 MNOK	107 MNOK
NNV (75 år)	8856 MNOK	2771 MNOK
NNV ( $\infty$ )	9350 MNOK	2925 MNOK
Annuitet	374 MNOK/år	117 MNOK/år

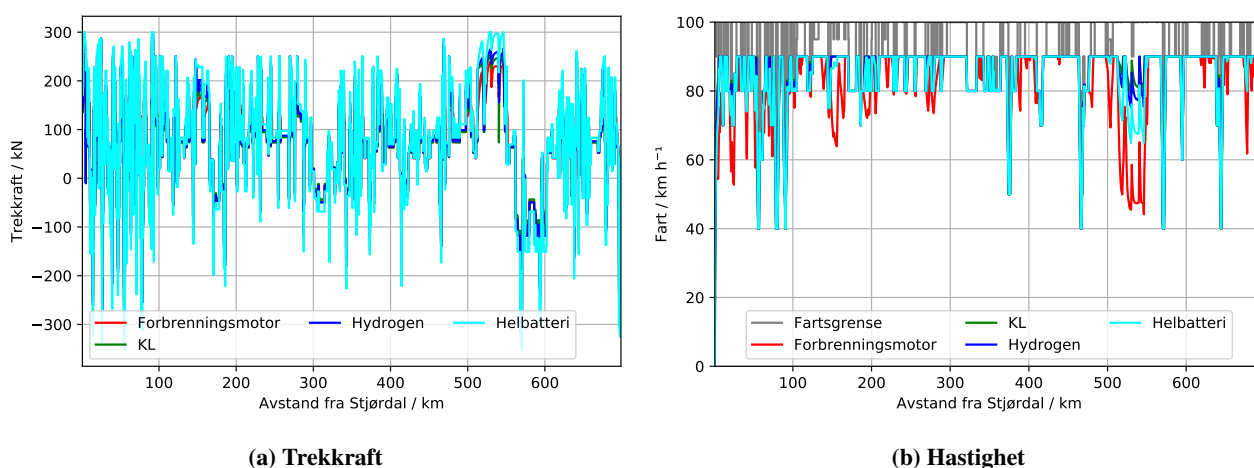
## C Forlenget godstog

Det ble antatt gjennom hele rapporten at når en vogn legges til et tog for å frakte batterier, hydrogen eller brenselceller, så skal godsseksjonen avkortes tilsvarende for å opprettholde togets lengde, slik at det ikke er nødvendig å forlenge kryssningssporene.

Til sammenligning betrakter vi her hvordan resultatene ellers ville blitt om man kunne anta at kryssningsspor ville forlenges til 750 m fra dagens 600 m på Nordlandsbanen.



**Figur 66: Energi for et godstog med 600 m godsvogner og ekstra vogner for batterier, hydrogen og brenselceller over Nordlandsbanen.**



**Figur 67: Trekkraft og hastighetsprofil for et godstog med 600 m godsvogner og ekstra vogner for batterier, hydrogen og brenselceller over Nordlandsbanen.**

Energiprofilene for diesel og KL er vist i figur 66; som forventet er energibehovet noe større enn i figur 41a. Viktigere er det at trekkraften nærmer seg 300 kN, som er den maksimale for el-lokomotivet CE 119, som vist i figur 67a. Spesielt batterialternativet kommer veldig nært grensen, og det er tvilsomt et slikt tog vil kunne forsere Saltfjellet under alle værforhold, spesielt ved isdannelse i sporet.



## D Kryssreferanser til NULLFIB-prosjektet

### Delmål II: Batteritog

- **1 Historisk utvikling:** 17
- **2 Batteriteknologi**
  - 2.1 Hvor langt er forskningen kommet: 17
  - 2.2 Tilgjengelighet av teknologi for batterityper-effektetthet: 17
  - 2.3 Prisutvikling, historisk og forventet: 23
  - 2.4 Fremtidig perspektiv på utviklingen av batterier: 23
  - 2.6 Energieffektivitet 'Well to wheel': 17
- **3 Nå-situasjon for bruk av batterier som energibærer innen transport/anlegg generelt**
  - 3.1 Erfaringer: 4
  - 3.2 Planlagte utvidelser for bruk og tidsperspektiver (anleggsmaskiner, lastebiltransport, ferger og luftfart): 4
- **4 Nå-situasjon ved batterier som energibærer innen jernbane**
  - 4.1 Presentasjon av erfaringer ved batteridrift: 25
- **5 Miljøkonsekvenser**
  - 5.3 Levetid, gjenbruk/deponering av batterier: 26
  - 5.4 HMS ulemper og gevinster: 24
- **6 Ladekonsepter/ladeteknologi for batterier**
  - 6.1 Ladesykluser, ladekapasitet og levetid: 19
  - 6.2 Effektbehov ved lading: primært hurtiglading under drift: 23
  - 6.5 Hva er maksimal ladeeffekt ved bruk av KL og ladetider: 16
  - 6.6 Regenerering av effekt ved motorbremsing: 59
- **7 Begrensninger/barrierer ved bruk av batterier som energibærer**
  - 7.1 Kapasitet for lengre strekninger og hvilke restkapasiteter skal beregnes: 77
  - 7.2 Klimatiske forhold som kan, og påvirker batteridrift: 20
- **10 Sikkerhet og risiko**
  - 10.1.1 Lover og forskrifter: 44
  - 10.1.2 TSI'er: 44
  - 10.1.3 Lovpålagte standarder: 44
  - 10.1.4 Andre lover og forskrifter: 44

- 10.1.5 Øvrige standarder, normer og håndbøker: 44
- 10.1.6 Regelverket betyr at: 44
- **11 Mulighetsstudie/gjennomførbarhet for batteridrift av godstog, persontog for de enkelte banestrekningene**
- 11.2 Ladeløsninger/konsepter som kan benyttes: 60

### **Delmål III: Delelektrifisering**

N/A

### **Delmål IV: Hydrogen, biogass og biodiesel**

- **Historisk utvikling**
- 1.1 Hydrogen: 27
- 1.2 Biogass: 34
- 1.3 Biodiesel: 37
- **2 Hydrogenteknologi**
- 2.1 Hvor langt har forskningen kommet: 27
- 2.2 Tilgjengelighet av teknologi for bruk av hydrogen: 27
- 2.3 Prisutvikling, historisk og forventet: 27
- 2.4 Fremtidig perspektiv på utviklingen av hydrogenteknologi: 28
- 2.6. Energieffektivitet 'Well to wheel': 28
- **3 Biogass**
- 3.1 Hvor langt har forskningen kommet: 34
- 3.2 Tilgjengelighet av teknologi for bruk av biogass: 35
- **4 Biodiesel**
- 4.1 Hvor langt har forskningen kommet: 38
- 4.2 Tilgjengelighet av teknologi for bruk av biodiesel: 40
- 4.3 Prisutvikling, historisk og forventet: 40
- 4.4 Fremtidig perspektiv på utviklingen av biodieselteknologi: 41
- 4.5 Hva er forventet utvikling uttalt fra produsenter/kjøretøyprodusenter: 41
- 4.6 Energieffektivitet 'Well to wheel': 42
- **5 Nå-situasjon for bruk av hydrogen, biogass og biodiesel som energibærer innen transport/anlegg generelt**

- 5.1 Erfaringer: 35 (biogass), 43 (biodiesel) 27 (hydrogen)
- 5.2 Planlagte utvidelser for bruk og tidsperspektiver (anleggsmaskiner, lastebiltransport, ferger og luftfart): 43 (biodiesel), 27 (hydrogen)
- **6 Nå-situasjon ved hydrogen, biogass og biodiesel som energibærer innen jernbane**
- 6.1 Presentasjon av erfaringer ved hydrogendrift: 30
- 6.5 Presentasjon av erfaringer ved biodieseldrift: 43
- **7 Miljøkonsekvenser ved bruk av hydrogen**
- 7.1 Utslipp: 32
- 7.2 Støy: 32
- 7.3 Levetid, gjenbruk/deponering av utstyr: 32
- 7.4 HMS ulemper og gevinster: 33
- **9 Miljøkonsekvenser ved bruk av biodiesel**
- 9.1 Utslipp: 43
- 9.2 Støy: 43
- 9.3 Levetid, gjenbruk/deponering av utstyr: 43
- 9.4 HMS ulemper og gevinster: 43
- **10 Fyllekonsepter/teknologi for fylling og transport av hydrogen**
- 10.1 Kapasitet i fylleanlegg: 82
- 10.2 Kjøretøyenes fyllekapasitet: 61
- 10.3 Produksjon, kapasitet og tilgjengelighet: 28
- 10.4 Transport av hydrogen, flytende, gass: 29
- 10.5 Hva er maksimal rekkevidde, gods, persontog: 76
- 10.6 Regenerering av effekt ved motorbremsing: 59
- **13 Begrensninger/barrierer ved bruk av hydrogen som energibærer**
- 13.1 Kapasitet for lengre strekninger og hvilke restkapasiteter skal beregnes: 76
- 13.2 Klimatiske forhold som kan, og påvirker hydrogendrift: 30
- 13.3 Topografiske forhold: 30
- 13.4 Konsekvenser for nyttelast ved installasjon av hydrogenteknologi: 79
- **14 Nødvendige forutsetninger/tiltak i infrastrukturtiltak for en overgang til hydrogendrift**
- 14.1 Fylleanlegg: 29
- 14.2 Tunnelprofiler: 50 (gassformig), 54 (flytende)

- 14.3 Tilpassing av verksteder og andre overdekkede områder: 33
- 14.4 Behov for sikring av områder: 55
- **18 Forurensning og HMS gevinster ved vedlikehold- og byggearbeider i infrastrukturen ved overgang til alternativ drift**
- 18.1 Hydrogendrift: 33
- **19 Sikkerhet og risiko**
- 19.1 Sikkerhet hydrogen
- (i) Lover og forskrifter: 44
- (ii) TSI'er: 44
- (iii) Lovpålagte standarder: 45
- (iv) Andre lover og forskrifter: 45
- (v) Øvrige standarder, normer og håndbøker: 45
- 19.4 Kartlegging risikoforhold knyttet til operativ drift basert på hydrogen (infrastruktur og togoperatører)
- (i) Brann/eksplosjon: 46
- **21 Kostnader for kjøretøy ved drift basert på hydrogen**
- 21.1 Investering: 81
- 21.2 Drift: 81
- 21.3 Vedlikehold: 81
- **24 Kostnader for infrastruktur; Investering, drift og vedlikehold ved drift basert på hydrogen**
- 24.1 Utbygging: 81
- 24.2 Drift: 81
- 24.3 Vedlikehold: 81



Teknologi for et bedre samfunn  
[www.sintef.no](http://www.sintef.no)