

Materialutfordringer med Hydrogen, FOHB og Ammoniakk i Rørledninger

TRYM EKERHOVD
NIKOLAI KVALSVIK

Bacheloroppgave i Havteknologi
Bergen, Norge 2024





Materialutfordringer med Hydrogen, FOHB og Ammoniakk i Rørlinjer

Trym Ekerhovd
Nikolai Kvalsvik

Institutt for Maskin- og Marinfag
Høgskulen på Vestlandet
NO-5063 Bergen, Norge

IMM 2024-M9

Høgskulen på Vestlandet
Fakultet for Teknologi, Miljø- og Samfunnsvitskap
Institutt for maskin- og marinfag
Inndalsveien 28
NO-5063 Bergen, Norge

Omslag fotografi © Norbert Lümmer

English title: *Material challenges regarding Hydrogen, LOHC and Ammonia
in Pipelines*

Forfattere, studentnummer: Trym Ekerhovd 600076
Nikolai Kvalsvik 600053

Studieprogram: Havteknologi
Dato: Mai 2024
Rapportnummer: IMM 2024-M9
Veileder ved HVL: Yulia Skåtun
Oppdragsgiver: NORCE
Oppdragsgivers referanse: Torbjørn Egeland-Eriksen
Antonie Oosterkamp

Antall filer levert digitalt: 2

Forord

Denne bacheloroppgaven ved Institutt for Maskin- og Marinfag (IMM) på Høgskulen på Vestlandet (HVL) tar for seg hvilke materialutfordringer som er knyttet til hydrogentransport gjennom rørledninger. Oppgaven er gitt fra NORCE i samarbeid med Gassco, som, sammen med HVL, er partnere i Forskningscenteret for miljøvennlig energi Norwegian Centre for Hydrogen Research (FME HyValue). Vi vil takke alle våre veiledere for deres bidrag. Veileder ved IMM er Yulia Skåtun, som har bidratt med råd, dokumentasjon og oppfølging av rapporten. Eksterne veiledere er Torbjørn Egeland-Eriksen og Antonie Oosterkamp som har bidratt med kontakter til Gassco og tematisk veiledning. I tillegg vil vi takke Jørund Fonneland og Leif Idar Langelandsvik fra Gassco som har gitt oss mye nyttig innsikt når det gjelder drift av rørledninger.



Sammendrag

Hydrogen kan brukes som en bærekraftig energibærer som kan stilles til støtte for fornybare energikilder rundt om i verden. Hydrogen kan brukes som lagring av overskuddsenergi og gir høyere energitetthet enn batteri, men lavere enn bensin og diesel. Først forklares produksjon av hydrogen og egenskaper til både hydrogen og andre stoffer for energitransport. Videre forklares alternativer for lagring av hydrogen, som blant annet kan gjøres ved å bruke hydrogen til å lage andre stoff som ammoniakk eller flytende organiske hydrogenbærere (FOHB).

Transport i rørlinjer kan være en effektiv metode for transport av hydrogen, og ved bruk av eksisterende rørlinjer for naturgass kan dette gjøres med redusert kostnad. Dagens rørsystem på norsk sokkel er et veldig omfattende system under vann for transport av hovedsakelig olje og naturgass. Rapporten undersøker bruk av eksisterende naturgassrør til å transportere hydrogen, med eller uten tiltak/modifiseringer. Bygging av helt ny rørlinje kan være nødvendig dersom hydrogen ikke egner seg for naturgassrørene.

En stor utfordring for transport av komprimert (trykksatt) hydrogen gjennom rørlinjer er fenomenet med hydrogensprøhet. Hydrogensprøhet har vært kjent lenge fordi det forekommer også uten bruk av ren hydrogengass, f.eks. fra vann, hydrogenulfid og andre stoff som inneholder hydrogen. I rørlinjer kan atomært hydrogen trenge seg inn i mikrostrukturen i stålet, som vil redusere duktiliteten og bruddseigheten til materialet og føre til økt sprekkdannelse. Hydrogensprøhet kan være problematisk i utsatte områder som der det er sveist, hvor mikrostruktur og spenningsforhold vil være annerledes. Brudd eller design med små åpninger kan føre til at hydrogen lekker ut direkte. Hydrogen har negativ virkning på global oppvarming når det slipper ut i atmosfæren ved å forsterke andre effekter.

Det finnes resultater som tyder på at hydrogensprøhet kan håndteres enten ved å ha tilstrekkelig duktilitet eller tiltak som undersøkelse av egnet mikrostruktur og kjemiske hemmere (inhibitorer) eller begge deler. Tilstrekkelig duktilitet vil gi mindre sjanse for katastrofal og uforutsigbar svikt, mens god mikrostruktur og kjemiske hemmere vil forsinke eller hindre hydrogensprøhet. Stål av lavere styrke er foretrukket ettersom de har høyere duktilitet, men stål av høyere styrkegrader kan likevel ha god levetid ved å ha egnet mikrostruktur og muligens bruke kjemiske hemmere. Bedre overvåking kan redusere risikoen for svikt med store konsekvenser, men det er ikke enkelt å innføre system som kan oppdage tynne/små sprekker for rørlinjer som allerede er i bruk. Å redusere trykket vil redusere hydrogensprøhet, men vil også redusere transportkapasiteten.

Hydrogen kan blandes inn i naturgass og transporteres på denne måten, men flere tekniske utfordringer begrenser hvordan blandingsforholdet kan/bør være. I tillegg vil systemet oppleve utfordringer med både hydrogensprøhet og korrosjon. Kombinasjonen kan ha flere problemer enn renere stoff.

I stedet for å modifisere innholdet i rørledningen, kan selve rørledningen bli modifisert med coating (belegg) eller et nytt innvendig rør. Disse tiltakene er imidlertid utfordrende å utføre på hele lengden av rør som allerede er i bruk, spesielt undervannsrørledninger.

Både hydrogen og ammoniakk brukes allerede i rørlinjer med materialer som ligner de brukt for olje og gass, men de er på land og har lavere styrkegrad. Ammoniakk blir flytende ved relativt lave trykk, som kan være problematisk i rørtansportsystem ment for gass. Ammoniakk er også svært giftig, så lekkasje kan ha store konsekvenser for liv i nærheten.

FOHB er en variert gruppe stoff, men de er som regel ganske like (fossil) olje kjemisk sett. FOHB har derfor antagelig få problem knyttet til påvirkning av stål brukt i rørlinjer, men har andre utfordringer. FOHB er flytende ved romtemperatur og atmosfærisk trykk, mens store deler av norske rørtransportsystem er ment for gass. FOHB vil kreve håndtering av det gjenværende produktet etter at hydrogen har blitt hentet ut. Det kan medføre at gjenværende produkt må fraktes helt tilbake til start for å brukes om igjen, eller at det må ha et bruksområde ved destinasjonen.

Det anbefales å undersøke og evt. utvikle overvåkingsmetoder som gjør at utviklingen til hydrogensprøhet og sprekkdannelse er bedre kontrollert. Et fysisk eksperiment med testing av materialer og/eller rørlinjer under påvirkning av hydrogen er et forslag til videre arbeid.

Abstract

Hydrogen can be used as a sustainable energy carrier that can support renewable energy sources around the world. Hydrogen can be used to store surplus energy and provide a higher energy density than batteries, but lower than petrol and diesel. First the production of hydrogen and the properties of both hydrogen and other substances for energy transport are explained. Options for storing hydrogen are also explained, such as using hydrogen to make other substances like ammonia or liquid organic hydrogen carriers (LOHC).

Transport in pipelines is an efficient method for transporting hydrogen, and by using existing natural gas pipelines this can be done at a reduced cost. Today's pipeline system on the Norwegian continental shelf is a very extensive underwater system for the transport of mainly oil and natural gas. The report examines the use of existing natural gas pipes to transport hydrogen, with or without measures/modifications. Construction of a completely new pipeline may be necessary if hydrogen is not suitable for the natural gas pipelines.

A major challenge for the transport of compressed (pressurized) hydrogen through pipelines is the phenomenon of hydrogen embrittlement. Hydrogen embrittlement has been known for a long time because it also occurs without the use of pure hydrogen gas, e.g. from water, hydrogen sulphide and other substances containing hydrogen. In pipelines, atomic hydrogen can penetrate the microstructure of the steel, which will reduce the ductility and fracture toughness of the material and lead to increased crack formation. Hydrogen embrittlement can be problematic in exposed areas such as welds, where the microstructure and stress conditions are different. Fractures or design features with small openings can cause hydrogen to leak out directly. Hydrogen has a negative effect on global warming when it is released into the atmosphere by amplifying other effects.

There are results that indicate that hydrogen embrittlement can be handled either by having sufficient ductility or measures such as investigation of suitable microstructure and chemical inhibitors, or both. Adequate ductility will give less chance of catastrophic and unpredictable failure, while good microstructure and chemical inhibitors will delay or prevent hydrogen embrittlement. Lower strength steels are preferred as they have higher ductility, but steels of higher strength grades can still have a good service life by having a suitable microstructure and possibly using chemical inhibitors. Better monitoring can reduce the risk of failure with major consequences, but it is not easy to introduce a system that can detect thin/small cracks for pipelines that are already in use. Reducing the pressure will reduce hydrogen embrittlement, but will also reduce transport capacity.

Hydrogen can be mixed into natural gas and transported this way, but several technical challenges limit how the mixing ratio can/should be. In addition, the system will experience challenges with both hydrogen embrittlement and corrosion. Mixing may have more problems than purer substances.

Rather than modifying the content of the pipeline, the pipeline itself could be modified with coating or a new internal pipe. These measures are however challenging to perform on the entire length of pipes already in use, especially subsea pipelines.

Both hydrogen and ammonia are already used in pipelines with materials similar to those used for oil and gas, but they are on land and have a lower strength grade. Ammonia liquefies at relatively low pressures, which can be problematic in pipe transport systems intended for gas. Ammonia is also highly toxic, so a leak can have major consequences for life nearby.

LOHC is a varied group of substances, but they are usually quite similar to (fossil) oil chemically. LOHC therefore presumably has few problems related to the impact of steel used in pipelines but has other challenges. LOHC is liquid at room temperature and atmospheric pressure, while large parts of the Norwegian pipe transport system are intended for gas. LOHC will require handling of the remaining product after hydrogen has been extracted. This may mean that the remaining product must be transported all the way back to the start to be used again, or that it must have an area of use at the destination.

It is recommended to investigate and possibly develop monitoring methods which ensure that the development of hydrogen embrittlement and crack formation is better controlled. A physical experiment with testing of materials and/or pipelines under the influence of hydrogen is a proposal for further work.

Innholdsfortegnelse

Forord.....	V
Sammendrag	VII
Abstract.....	IX
1 Innledning	1
2 Teori.....	2
2.1 Status/Dagens teknologi	2
2.1.1 Hydrogenproduksjon.....	2
2.1.2 Egenskaper til stoffer	5
2.2 Hydrogenlagring.....	6
2.2.1 Flytende og komprimert (trykksatt) hydrogen	7
2.2.2 FOHB	8
2.2.3 Ammoniakk.....	9
2.2.4 Metallhydrid.....	10
2.3 Hydrogentransport.....	10
2.3.1 Rørtransport av hydrogen.....	12
2.3.2 Dagens rørsystem på norsk sokkel	13
2.3.3 Materialer i rør for naturgass.....	15
2.3.4 Bruk av ammoniakk i rørlinjer	17
2.4 Materialutfordringer ved hydrogentransport i rørlinjer	20
2.4.1 Hydrogensprøhet	20
2.4.2 Sveis	23
2.4.3 Hydrogenlekkasjer	24
3 Resultat	25
3.1 Umodifiserte rør for naturgass til hydrogentransport	25
3.1.1 Egnede rørlinjer.....	25
3.1.2 Rør med kjemiske hemmere (inhibitor)	26
3.1.3 Overvåking og vedlikehold av umodifiserte rør.....	27
3.1.4 Naturgass blandet med hydrogen	34
3.2 Modifiserte rør for naturgass til hydrogentransport.....	35
3.3 Rør tilpasset hydrogen.....	36
3.4 Potensiell bruk av hydrogenbærere i undersjøiske rørlinjer	38

3.4.1	Mulig bruk av ammoniakk i rør for naturgass.....	38
3.4.2	Mulig bruk av FOHB	38
4	Diskusjon	39
5	Konklusjon og videre arbeid.....	41
6	Referanser	42

1 Innledning

Global oppvarming er noe som tar stort fokus i den moderne industrien i dag. Økning i konsentrasjonen av drivhusgasser som CO₂ i jordens atmosfære fra ekstreme bruk av fossile og karbonbaserte energiresurser har ført til en økning på den gjennomsnittlige globale temperaturen. Dette vil føre til mer ekstreme klimaforhold som orkan, flom og hetebølger på jordkloden. Parisavtalen ble til i 2015 for å unngå økningen av den globale temperaturen til å gå over 2 °C, og unngå at både plante- og dyreliv går tapt og stigning av havnivå [1] [2]. Store deler av verden har da forpliktet seg til å (minst) bli klimanøytrale/ha netto nullutslipp mellom 2050 og 2100. [3]

For å redusere utslipp av klimagasser undersøkes mulighetene for å bruke klimavennlige typer av energikilder og energibærere. En energibærer er en måte å lagre energi på så den kan brukes fleksibelt senere eller andre steder. Hydrogen kan være en klimavennlig energibærer, for i motsetning til fossilt brensel som diesel, produserer hydrogen lite til ikke noe utslipp av drivhusgasser når det reagerer med oksygen for å lage vann. Imidlertid kan hydrogen bidra til drivhuseffekten hvis det slippes ut i ren form. Hvis ikke annet blir spesifisert er hydrogen i molekylær gassform (H₂). Hydrogen brukes allerede til en viss grad som drivstoff i transport, men ofte er det da snakk om pilotprosjekt/testing for å se hvor godt det fungerer. Eksempelvis går ferjen MF Hydra på flytende hydrogen i Rogaland (Hjelmeland - Nesvik) og Asko i Trondheim har både lastebiler og personbiler med hydrogen som drivstoff for sine ansatte [4] [5]. Det er usikkert hvor utbredt hydrogen vil bli i transportsektoren, men hydrogen kan også brukes i industrien i forbindelse med kjemiske prosesser og oppvarming.

Hydrogen brukes i dag i stor grad til å lage ammoniakk, som videre brukes for gjødsel i jordbruket. I tillegg brukes det til raffinering av olje, produksjon av metanol og diverse andre industriprosesser. Imidlertid er det meste av hydrogen brukt til disse formålene produsert fra fossile kilder, som har resultert i utslipp av klimagasser. Bare det å endre disse eksisterende prosessene til å bruke hydrogen laget på en mer klimavennlig måte vil være et godt klimatiltak. [6] [7] Ved å lage hydrogengass (H₂) ved hjelp av klimavennlig elektrisitet (elektrolyse) eller utvinning fra fossile kilder med karbonfangst, kan man ha energibærere som fører til mindre utslipp av klimagass [8]. Det kan da brukes til avkarbonisering av sektorer/områder som er vanskelig å elektrifisere. Hydrogen har fordeler og ulemper i forhold til bruk av elektriske batteri. En fordel er energitetthet (ved kompresjon eller i f.eks. flytende form), men en ulempe er effektivitet. [9]

Denne rapporten ser på muligheten til å transportere hydrogen eller produkt av hydrogen i rørledninger, med fokus på materialeegenskaper. Det er fordi Norge allerede har et ganske omfattende nettverk av rørledninger, bare at det var opprinnelig ment for naturgass. Å kunne benytte eksisterende infrastruktur kan være kostnadsbesparende og gjøre oppstart av hydrogenøkonomi enklere.

2 Teori

I dette kapittelet sammenlignes forskjellige måter å lagre og transportere energi på, hovedsakelig ved å bruke hydrogen. Noen av disse metodene går ut på å bruke hydrogen til å lage andre produkter. I noen tilfeller vil hydrogen bli hentet ut igjen, men i andre tilfeller kan produktet laget fra hydrogen brukes direkte uten å forme hydrogen på nytt. I begge tilfeller kan slike produkt omtales som «hydrogenbærere», som også vil bli praktisert her.

2.1 Status/Dagens teknologi

2.1.1 Hydrogenproduksjon

Det finnes flere måter å lage hydrogen på, alle med sine fordeler og ulemper. En oversikt over produksjonsmetoder, deres energieffektivitet og teknologisk modenhet kan ses i Tabell 1.

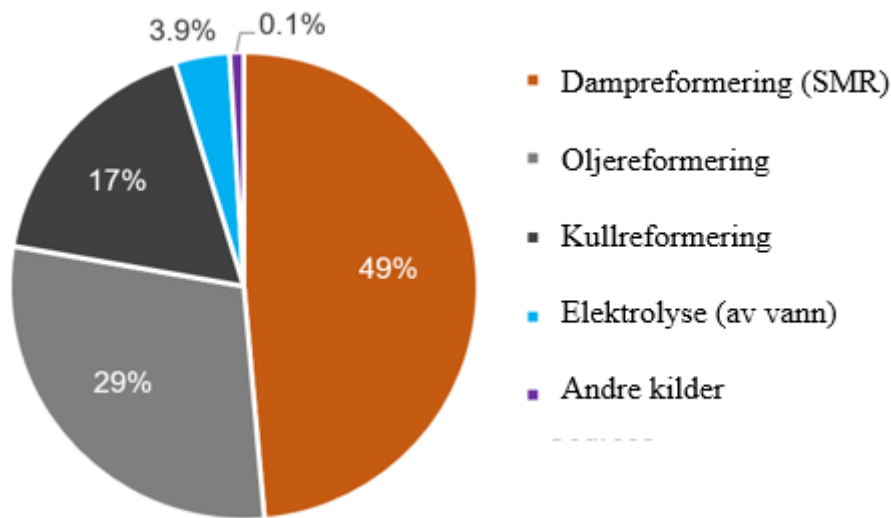
Tabell 1: [10]

Produksjonsmetode	Input	Energieffektivitet	Teknologisk modenhet
Dampreforming	Hydrokarboner	70-85%	Kommersielt
Delvis oksidering	Hydrokarboner	60-75%	Kommersielt
Autotermisk reformering	Hydrokarboner	60-75%	Nært kommersielt
Plasmareforming*	Hydrokarboner	9-85%	umoden (langsiktig)
Gassifisering av biomasse	Biomasse	35-55%	Kommersielt
Reforming i vannfase	Karbohydrater	35-55%	Middels
Elektrolyse	Vann og elektrisitet	50-90%	Kommersielt
Fotolyse	Vann og sollys	0,50 %	Umoden (langsiktig)
Termokjemisk vannsplitting	Vann og varme	ikke tilgjengelig	Umoden (langsiktig)

*En av de mer lovende formene for pyrolyse [11] [12]

Hydrogen lages i dag i stor grad fra fossile kilder, hovedsakelig fra såkalt dampreforming. En fordeling av produksjonsmetoder er vist i Figur 2-1. På en global skala er det ofte uten fangst av karbon, som gjør at det vil være såkalt «grå hydrogen». I Norge er det planlagt å lage «blå hydrogen» som vil si at karbonfangst er til stede. Hvis man bruker metan som et eksempel på dampreforming vil reaksjonene uttrykkes ved Reaksjonsligning 1 og Reaksjonsligning 2 [14]. Hydrogen kan også bli produsert ved elektrolyse. Da forbrukes bare vann og bærekraftig elektrisitet til å danne oksygen og hydrogen, også kalt «grønn hydrogen». Reaksjonen for grønn hydrogen vil kunne uttrykkes ved Reaksjonsligning 3 [11].

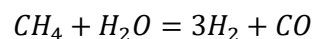
Global hydrogenproduksjon etter metode



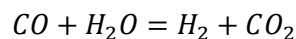
(Dincer & Acar, 2015)

Figur 2-1 [13]

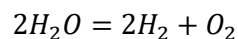
Reaksjonsligning 1



Reaksjonsligning 2

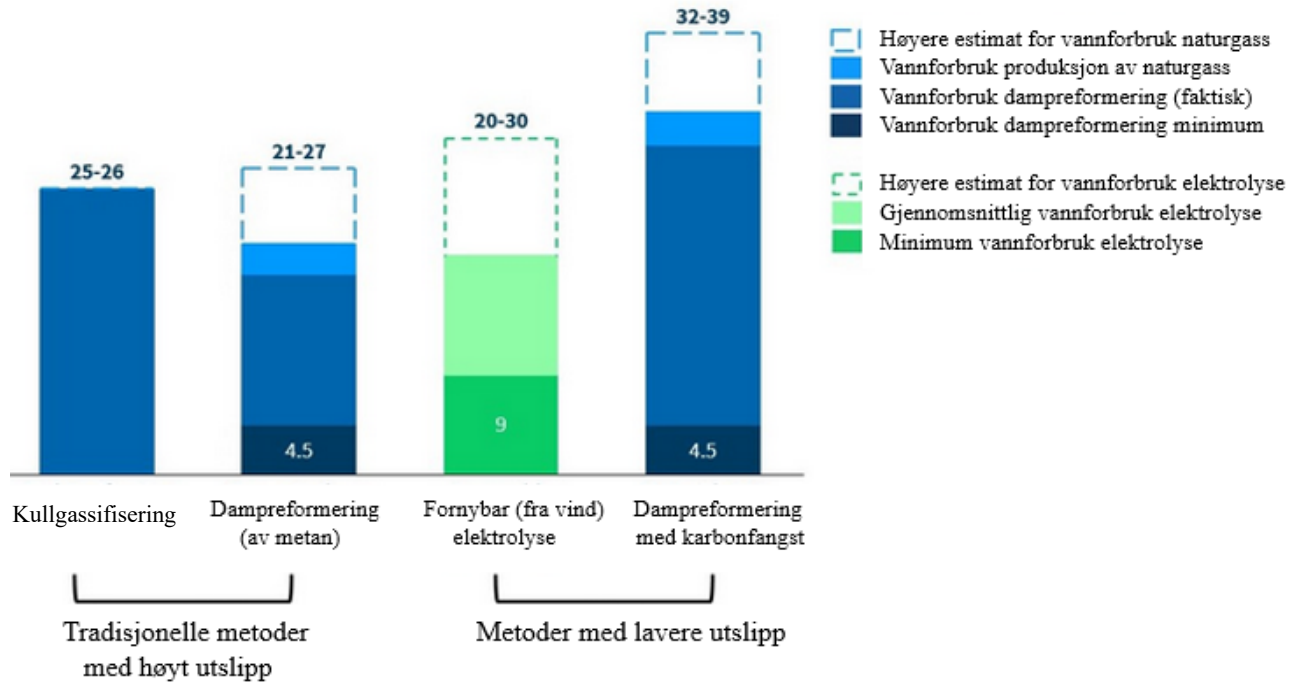


Reaksjonsligning 3

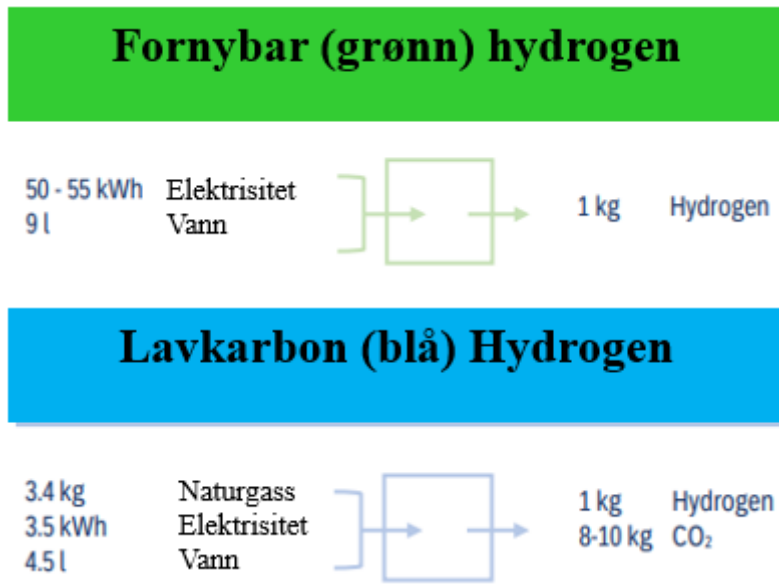


Utslipp fra produksjon av hydrogen er avhengig av flere faktorer som bl.a. energikilden til strøm som blir brukt og utilsiktet utslipp av stoff som metan. Ved produksjon av hydrogen vha. naturgass og karbonfangst (blå hydrogen) er det viktig å holde utslipp av metan og andre gasser til et minimum, ellers er det en risiko for at klimavennligheten vil bli redusert eller til og med negativ i forhold til direkte bruk av metan til forbrenning [8]. Fra Figur 2-2 og Figur 2-3 kan det ses at produksjon av hydrogen krever en del vann og elektrisitet, men når det lages fra naturgass vil det også være produksjon av CO₂ som må håndteres.

**Vannforbruk til forskjellige produksjonsmetoder for hydrogen
L/kg H₂**



Figur 2-2 [15]



Figur 2-3 [16]

2.1.2 Egenskaper til stoffer

Tabell 2 gir en oversikt over noen relevante egenskaper til energibærere. Merk at energi per volum angitt i MJ/L er det samme som MJ/dm³, men må ikke forveksles med kWh/L, MJ/m³, eller andre enheter som ofte forårsaker misforståelser. MJ/kg er energi per masse og ikke per volum, men det hender likevel at det omtales som energitetthet og forveksles med verdier for energi per volum. I tillegg til ulike estimat kan energiinnhold benytte «LHV» eller «HHV» som står for henholdsvis «Lower Heating Value» og «Higher Heating Value». Grovt sett er forskjellen at HHV ikke anser energi brukt på fordamping (av vann) som et tap, men gjenvinnbart. LHV derimot ser ikke på dette som brukbar energi. [17] Hva som faktisk er nyttig energi og ikke avhenger av bruksområde.

Hovedutfordringen ved hydrogentransport i rør er at det kan forårsake såkalt hydrogensprøhet i materialer som stål. Hydrogensprøhet er problematisk fordi det kan redusere duktilitet og forverrer sprekkdannelse i materialet. Hydrogensprøhet blir utdypet i kapittel 2.4.1.

Tabell 2

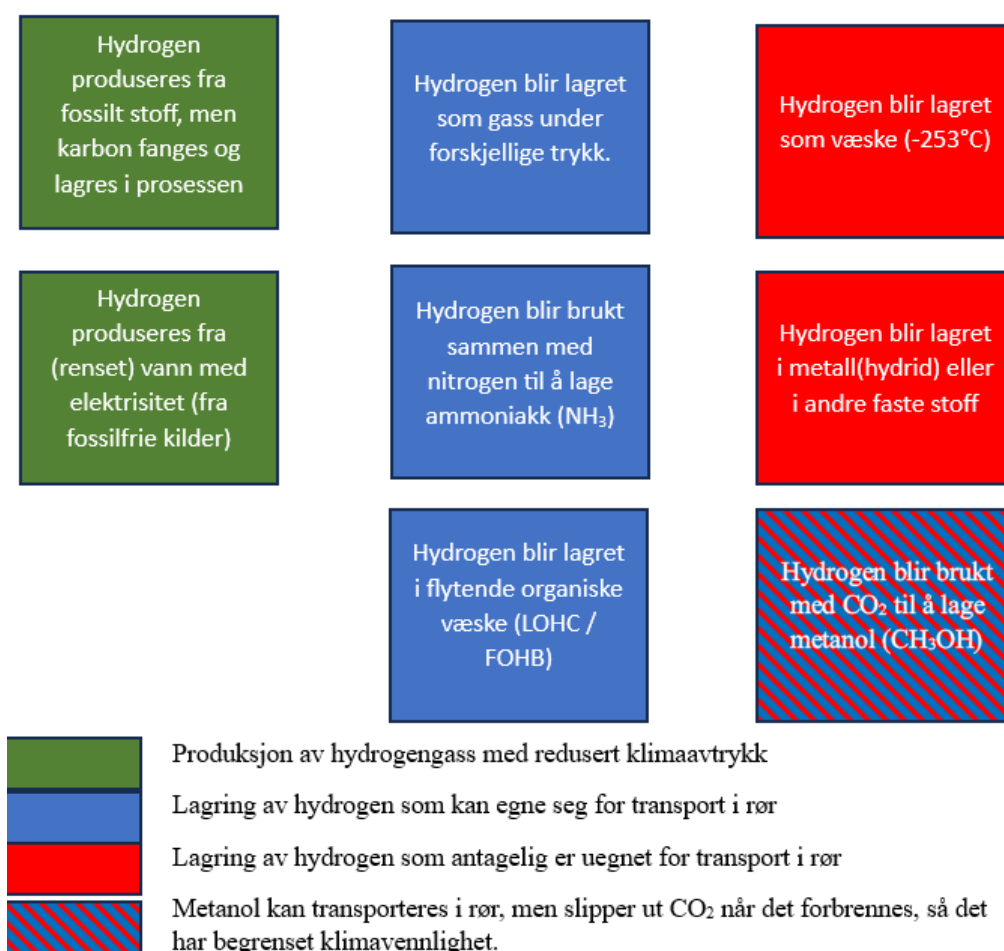
Stoff/ energibærer	Energi per volum [MJ/L]	Energi per masse [MJ/kg]	Merknad og referanser
Hydrogen (H ₂), 200-700 bar	1,8 - 5,6	141,86 (HHV) 119,93 (LHV)	[18] [19] [20]
Hydrogen (H ₂), flytende	8,64 - 10	141,86 (HHV) 119,93 (LHV)	[18] [19] [20]
Ammoniakk	17,47 - 18,6 11,5 - 14,76	18,6 (direkte, LHV) 21,3 («cracked»). LHV)	[20] [21] Svært giftig, blir lett flytende
FOHB	5,4 - 11,88		[22] [23] Flytende
Metallhydrid	2,5 - 24,14* 2,1 - 20,4*	2,13-26,13 1,8-22,08	[24] [25] [22] [25] [23] Fast stoff
Litium-ion batteri	0,9 - 3,2**	0,47-0,8**	[22] [26] [27]
Bensin (petroleum)	31 - 34,6	46,4-47,5 43,4-44,5	[22] [18] [19] [28] [29] [20]
Diesel	35,3 - 38,6	44,8-45,8 42,5-42,8	[22] [18] [19] [28] [29] [20]
Metanol	12 - 15,8	19,9	[30] [31] [22] [18] Flytende
Metan	0,033 - 0,037	50-55,7	[18] [32]
Flytende naturgass (LNG)	22,2 - 26,9	54-56	[28] [29] [20] [33]

* Uklart om dette forutsetter 100% pakkefaktor [24]

**Det er mange varianter av batterier og dermed mulig energiinnhold

2.2 Hydrogenlagring

Hydrogenlagring har hatt økt interesse i senere tid som langvarig og fleksibel energilagring som kan benyttes sammen med bærekraftige energikilder. En av de største utfordringene med hydrogen gass er dens lave volumetriske energitetthet. Dette er noe som kan endres ved å komprimere, flytendegjøre eller omforme hydrogen til hydrogenbærere for å øke energitettheten og/eller sikkerhet. Etter produksjon eller transport vil de vanligste formene å lagre hydrogen på være som komprimert gass eller i flytende form. For å få en oversikt over mulige alternativer for hydrogen eller hydrogenbærere har Figur 2-4 blitt laget. Figuren viser grovt forskjellige måter hydrogen kan produseres fornybart og lagres. I noen tilfeller skjer lagring ved å produsere andre stoff, som muligens brukes i forbrenningsmotor direkte.



Figur 2-4

2.2.1 Flytende og komprimert (trykksatt) hydrogen

Å gjøre hydrogen flytende er en krevende prosess ettersom kokepunktet er ved cirka -253 grader celsius. På liknende måte som CO_2 blir ikke hydrogen flytende bare ved å redusere temperaturen, det kreves også endring av trykk [34]. Energibruk hvis hydrogen blir gjort flytende ligger i praksis på rundt 36 MJ/kg H_2 , men kan muligens bli redusert til omtrent 22 MJ/kg H_2 . Teoretisk sett vil det være et minimum på omtrent 10 MJ/kg H_2 [35]. Dette kan sammenliknes med at hydrogen gir cirka 120 MJ/kg (LHV) eller 142 MJ/kg (HHV). Selv om flytende hydrogen har sine bruksområder er det neppe egnet for transport i rør ettersom det ville kreve nedkjøling av et enormt volum med mye overflate i forhold til volum (som er ugunstig i denne sammenheng). Hydrogensprøhet er imidlertid et mindre problem for flytende hydrogen enn komprimert [35].

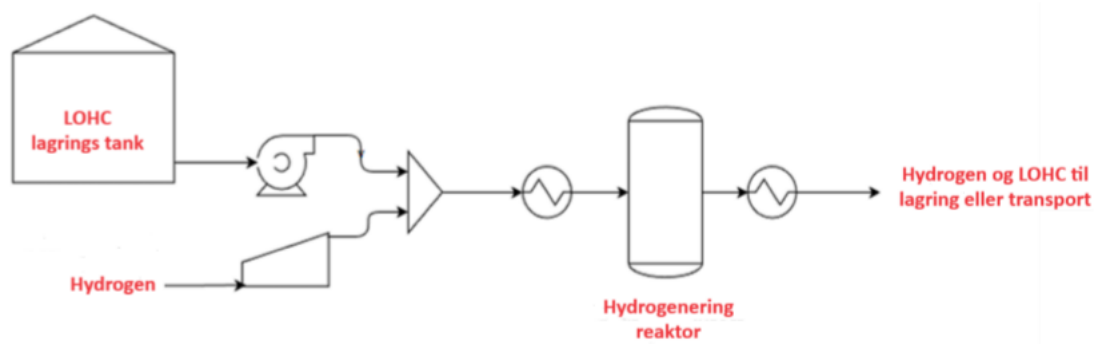
Å komprimere hydrogengass er kanskje den mest brukte lagringsmetoden, og har alltid vært utfordrende på grunn av dens lave massetetthet. Det er flere måter å lagre komprimert hydrogengass på. Hydrogentanker er en veldig vanlig måte å lagre hydrogen på i industri og varierer fra små sylindere til store lagringstanker. Her vil hydrogen normalt bli komprimert til trykk mellom $100\text{bar} - 825\text{bar}$ [36]. Hvor mye energi som kreves for å komprimere hydrogen vil være avhengig av trykket som skal oppnås og trykket ved start, men det kan antas å ligge i et område mellom 6 og 23 MJ/kg i praksis og ned mot $3,8 \text{ MJ/kg}$ teoretisk [37]. Som en grov regel kan det sies at 10% av energien går tapt ($12\text{-}14 \text{ MJ/kg}$) [38]. Materialvalg vil da være viktig på grunn av hydrogensprøheten, som er mer betydningsfull ved høyt trykk. De mest vanlige materialene for hydrogentanker som er brukt og egner seg mot hydrogensprøheten er austenittisk rustfritt stål, aluminium- og kobberlegeringer ettersom de har vist seg resistente for effektene til hydrogen ved omgivelsesforhold [36]. Lagring av hydrogen over lang tid vil derimot være utsatt for lekkage som vil være utfordrende ved lagring av store mengder.

En annen mulighet å lagre hydrogengass på vil være underjordisk lagring. Høyt trykksatte systemer vil alltid øke risikoer og sikkerhetskrav for folk og nærværende områder. Ved å lagre hydrogengassen under jorden ved mer moderat trykk vil det redusere risikoene og kan bli tatt opp igjen når den skal brukes. Det vil også føre til mer plass ved industriområder i forhold til at land og områder blir brukt for store lagringstanker. Dette vil lønne seg økonomisk og vil være mulig for å lagre store mengder hydrogengass. Ved injeksjon kan dette skje i olje- og gassreservoar etter uthenting, salthuler og andre underjordiske lagringsområder. Utfordring med dette er at det er begrenset erfaring og områder ved bruk av denne metoden. Hydrogen kan reagere med andre stoffer og føre til tap av gass, og flere utfordrende faktorer som injeksjonskost, dybde og volum dukker opp ved anvending av metoden. Videre forskning vil være nødvendig for evaluering av potensielle risikoer [36].

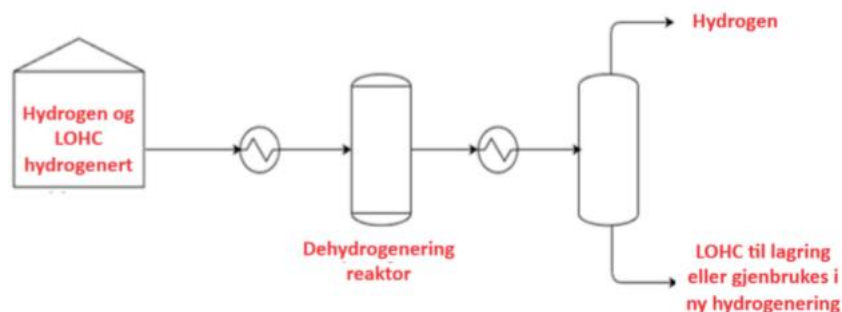
2.2.2 FOHB

En mulighet for hydrogenlagring er at hydrogen kan lagres i flytende form ved å la det reagere kjemisk med en organisk forbindelse. De organiske forbindelsene er de vi kaller FOHB (Flytende organiske hydrogenbærere). Teknologien er relativt ny der prosessen blir kalt for hydrogenering når hydrogen blir innført i uorganiske eller organiske forbindelser. For å lage FOHB reagerer hydrogenet kjemisk under eksoterme forhold. Dette skjer ved høy temperatur, men noen FOHB krever også høyt trykk for at det skal kunne effektivt ta inn hydrogenet. En simplifisert modell av hydrogeneringsprosessen er vist i Figur 2-5. [39] [40]

Prosessen vil føre til at hydrogenet får en flytende form med lignende egenskaper som olje ved romtemperatur og atmosfæretrykk. I forhold til mange andre alternativer er forskjellige typer FOHB ikke særlig giftige eller antennelige. Det vil gjøre produktet enklere håndterbart for transport. Energitettheten er gjerne litt under eller lignende flytende hydrogen, men FOHB vil ikke oppleve tap fra avdamping under transport eller lagring. Når hydrogenet skal bli tatt i bruk igjen må den separeres fra FOHB gjennom dehydrogenering. Ved endotermiske forhold, høy temperatur og trykk (basert på type) vil hydrogenet være separert med en renhet på omtrent 100% [39]. Etter separasjon vil det være mulig å gjenbruke FOHB for neste hydrogeneringsprosess, men det vil være cirka 0.1% tap av gjenbrukbarhet for hver gang [9]. En modell av dehydrogeneringsprosessen er vist i Figur 2-6.



Figur 2-5: Hydrogenering prosess [39]



Figur 2-6: Dehydrogenering prosess [39]

Det finnes flere typer FOHB, blant annet maursyre/metansyre, metanol, naftalen, toluen, dibenzyltoluen, og fenazin. Som et eksempel på hvordan FOHB virker kan metanol betraktes nøyere. Merk at i dette tilfellet er metanol ikke tenkt som et drivstoff til forbrenning (selv om det er mulig), men som en måte å frakte hydrogen på. Ved dehydrogenering/avlastning vil metanol da slippe ut CO₂ og H₂. For å hindre utslipp av CO₂ til atmosfæren eller hydrogenere/laste CO₂ må den fanges opp igjen. For å slippe å frakte CO₂ tilbake igjen kunne det være lagringsmuligheter der det mottas. En annen mulighet er å slippe ut CO₂ til atmosfæren, men da resulterer det i beste fall til nullutslipp hvis CO₂ ble nylig fanget fra atmosfæren eller en nødvendig forbrenningsprosess [22].

Overordnet sett kan dehydrogenering av metanol (CH₃OH) uttrykkes vha. Reaksjonsligning 4, og hydrogenering ved samme Reaksjonsligning reversert (Reaksjonsligning 6). Imidlertid utføres produksjon gjerne i flere trinn, som vist i Reaksjonsligning 5 til Reaksjonsligning 7 [41] [42].

Reaksjonsligning 4



Reaksjonsligning 5



Reaksjonsligning 6



Reaksjonsligning 7

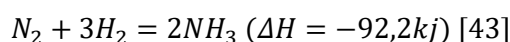


[30]

2.2.3 Ammoniakk

Ammoniakk produseres over store deler av verden ved å kombinere hydrogen og nitrogen. Det brukes i stor grad til gjødselproduksjon, og globalt sett ble det produsert 183 Megatonn i 2020 [9]. Hvis hydrogen blir gjort om til ammoniakk med nitrogengass vha. Haber-Bosch prosessen vil reaksjonen for dette skje i flere omganger ettersom relativt lite blir omformet i hver syklus, men totalt sett vil cirka 97-99% [9] bli omformet, som kan uttrykkes ved Reaksjonsligning 8.

Reaksjonsligning 8



Haber-Bosch prosessen som kombinerer disse stoffene krever høy temperatur og trykk i området 350-650°C og 150-400 bar [9] [43]. Fordeler ved bruk av ammoniakk er hovedsakelig høy energitetthet, relativt enkel produksjon og mulighet for langvarig lagring. En annen fordel er at ammoniakk kan brukes direkte som et råstoff for industrielle sammenhenger. Dette kan for eksempel være tilfelle for gjødsel til jordbruk, eller drivstoff til maritime skip. Dette gjør det mulig for skip som transporterer ammoniakk til å bruke lasten som drivstoff [9] [44]. Tidligere bruk av ammoniakk betyr også at mye infrastruktur og reguleringer/standarder er på plass fra før. Dessverre er ammoniakk svært giftig og OSHA har angitt en grense på 50 ppm (35 mg/m^3) for kortvarig eksponering. Det reagerer svært lett med vann. [45] [46] [47]

Det kan anslås at for produksjon av ammoniakk trengs det omtrent 1,5-4 MJ/kg NH_3 ekskludert hydrogenproduksjon. Mens ved inkludering av hydrogenproduksjon (elektrolyse) er det rundt 31,5 MJ/kg NH_3 . Å konvertere ammoniakk tilbake til hydrogen krever også en god del energi, rundt 6,4 MJ/kg NH_3 [45] eller 40 MJ/kg H_2 [9].

2.2.4 Metallhydrid

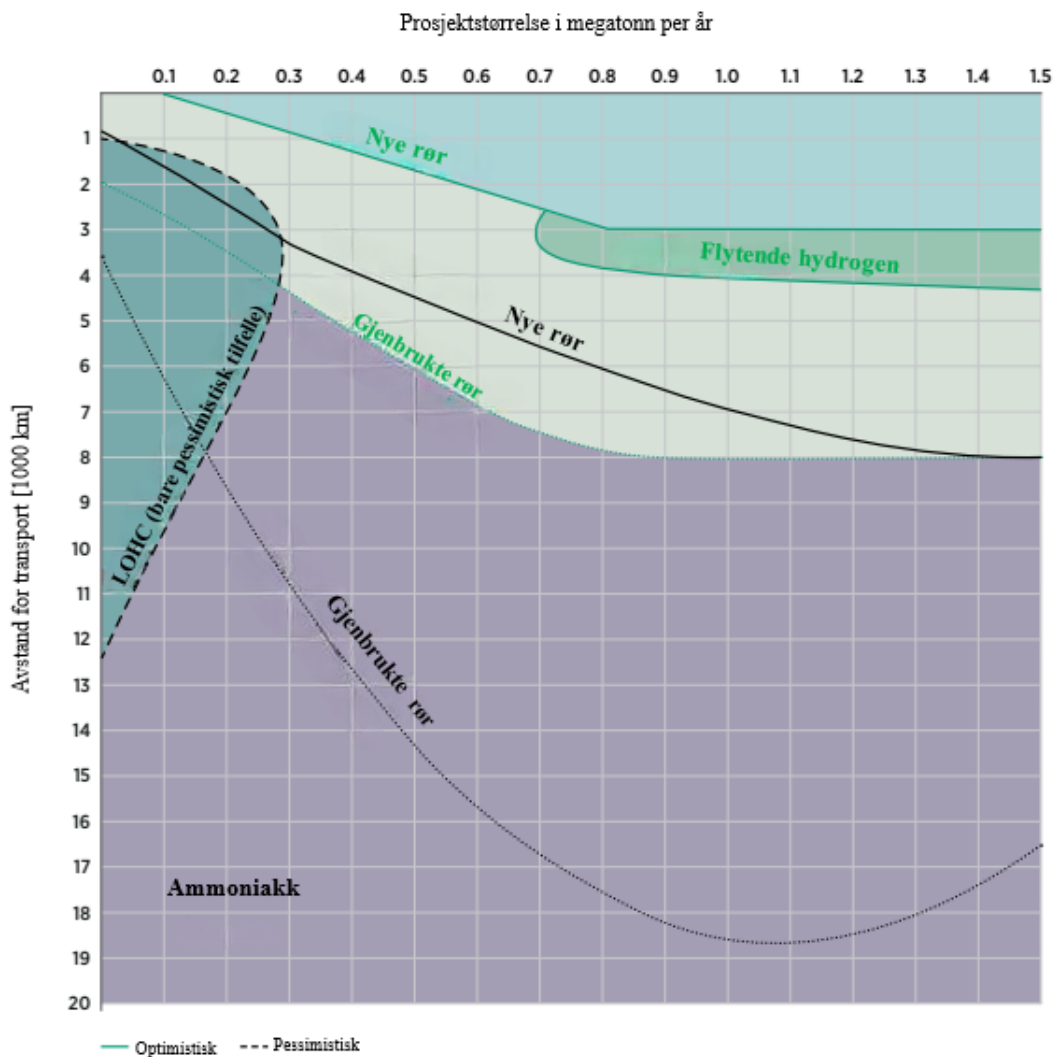
Som navnet antyder er metallhydrid fast stoff. For uorganiske forbindelser som metallhydrid fungerer hydrogeneringen ved å fylle hulrom i metallstrukturen. Det finnes mange forskjellige metallhydrid, men målet er å kunne bruke de som hydrogenbærere som kan ta opp og avgi hydrogen ved behov. Vekt, kostnad og mulige forhold som en inert atmosfære gjør at metallhydrid virker uegnet for transport i rør over lengre avstand. Imidlertid bør det påpekes at metallhydrid ofte er i pulverform, så det er ikke utenkelig at partiklene kan fraktes over små avstander i rør [9]. Metallhydrid vil antagelig finne noen gode bruksområder, men vil ikke diskuteres videre her.

2.3 Hydrogentransport

Hydrogentransport vil bli viktig for mange land og regioner. Land med konsistente vindhastigheter og utsatt for mye sol vil ha store muligheter til å generere fornybar energi med høy effektrate over lengre tid. Dette kan føre til lave kostnader til fornybar energi, men sol- og vindenergiressursene er ikke like tilgjengelig over hele verden [48]. Importering av hydrogen vil da bli mer attraktivt for land som har en begrenset tilgang til fornybare energikilder. Land som er rike på fornybar energiproduksjon har da potensial til å bli store eksportører av grønt hydrogen som også kan bidra til regioner/områder som trenger avkarbonisering. Behovet for utvikling av infrastruktur vil da være viktig for å transportere hydrogen over lange avstander både nasjonalt og internasjonalt.

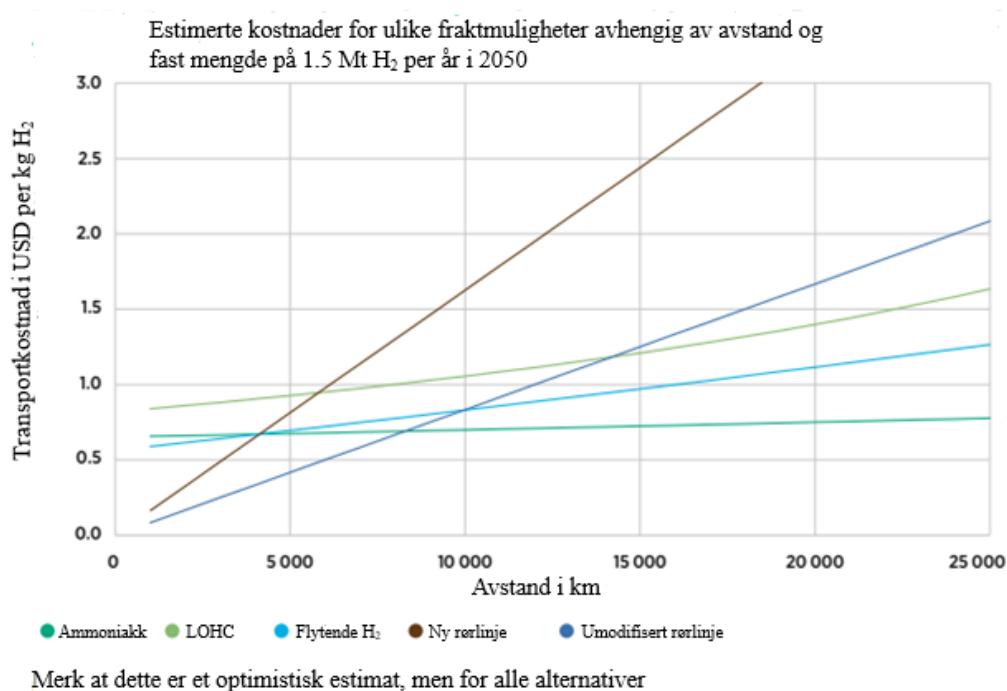
Hydrogen transporteres i dag ved lastebil, skip eller gjennom rørlinjer. Lastebiler er en gunstig måte å transportere hydrogen i mindre volum over korte avstander, men dersom volumet øker vil det være behov for å øke energitettheten og lastebiler kan da transportere flytende hydrogen. For større mengder vil rørlinjer være det mest kosteffektive over kort til middels avstand (<1000 km), men vil bli dyrere enn andre alternativer over lengre avstander. For veldig lange avstander eller restriksjoner for utbygging av rørlinje, vil skipstransport av hydrogen være mest attraktivt ved ruter over vann [9] [49]. Transport av hydrogen via rørlinjer er kostnadmessig attraktivt for avstander som er aktuelle for Norge. Avstander fra Norge til større aktører i Europa faller ofte under kort til middels avstand. Figur 2-7 viser både et optimistisk og pessimistisk kostnadsestimat for mulig hydrogentransport avhengig av prosjektstørrelse og avstand i 2050. Figur 2-8 viser et optimistisk kostnadsestimat for ulike fraktmuligheter avhengig av avstand og en fast mengde på 1,5 Mt/år av H₂ i 2050.

Estimat for 2050: Billigste alternativer for transport av hydrogen avhengig av prosjektstørrelse og avstand. Optimistisk kostnad = grønn linje og pessimistisk kostnad = svart linje



Områder hvor flytende hydrogen er attraktivt forsvinner i det pessimistiske tilfellet og LOHC er ikke attraktivt i et optimistisk tilfelle.

Figur 2-7 [9]



Figur 2-8 [9]

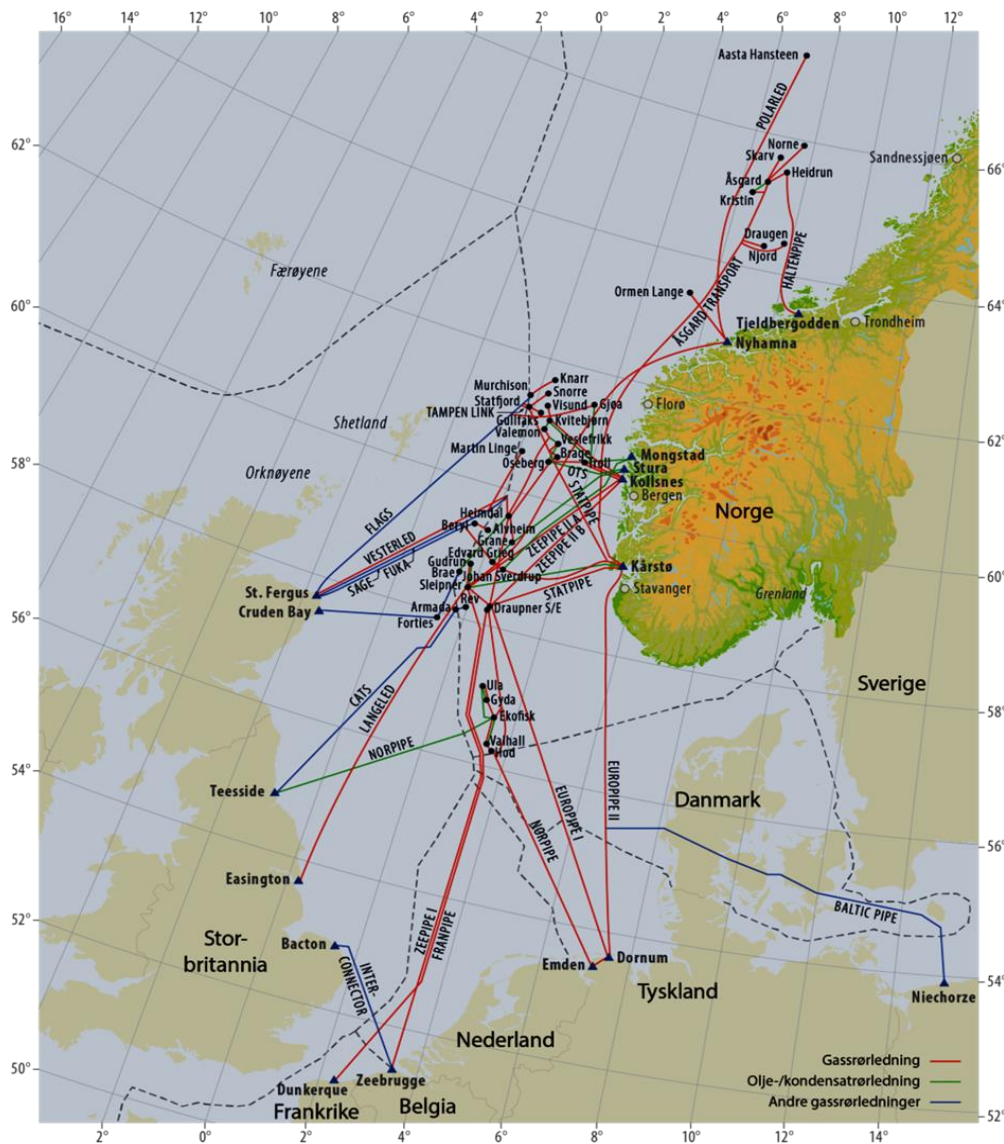
2.3.1 Rørtransport av hydrogen

I forbindelse med transport av fossile ressurser har det blitt bygget rør for olje og fossil gass /naturgass. Det er ønskelig å undersøke om hydrogen kan og bør fraktes i de samme rørene som for fossile stoff, eller om det kreves en form for modifikasjon eller andre tiltak. Hvis det ikke trengs dyre og/eller inngrepene tiltak for å bruke hydrogen i eksisterende rør vil det antagelig spare store kostnader i forhold til å lage nye rør til hydrogen [9]. Noen bekymringer i forbindelse med å bruke rør ment for naturgass er hydrogensprøhet og lekkning av hydrogen. Hydrogenmolekyl (H₂) er såpass små at de kan lekke ut mindre åpninger enn metan, som er det hovedparten av naturgass består av. [50]

En del av fossil gass /naturgass brukes til oppvarming. Det gjøres nå forsøk med å tilsette små mengder hydrogen i miksen/blandingen. Dette kan gi antydninger om hydrogens effekt på rør, men det er et begrenset klimatiltak ettersom det foreløpig brukes ganske mye naturgass i forhold til hydrogen i miksen. Det er også mulig at kombinasjonen av naturgass og hydrogengass er mer skadelig for rør enn renere former [51] [52]. Hydrogen kan også renses ut i etterkant fra miksen, men det vil være energikrevende [50].

2.3.2 Dagens rørsystem på norsk sokkel

Ved å benytte eksisterende rørledninger til transport av en ny type gass vil store mengder kapitalkostnad (CAPEX) bli bespart [16]. Som det kan ses fra Figur 2-9 [53] er det eksisterende norske rørettnetverket ganske omfattende. Gassrørledninger markert med blått er teknisk sett ikke innom norsk sokkel. Avstanden mellom breddegrader er omtrent 111 km, så mellom hver kvadrant (rektangel) er det omtrent 222 km i skrå vertikal retning på kartet [54]. Det er også med på å vise at rørene i nordsjøen ligger under 1000 km i lengde, i hvert fall seksjonsvis. Som et eksempel er «Europipe II» fra Kårstø til Dornum 658 km. Gass transportert fra Norne (66°, 8°) til Tyskland transportereres omtrent 1500 km over 5 døgn [55].



Figur 2-9: Eksisterende Norsk Rørsystem [53]

Selv om det eksisterende nettverket er ganske stort er det ikke alle rør som vil være like aktuelle å bruke, ettersom andre faktorer enn materialegenskaper må ses på. Det kan for eksempel være mer aktuelt å produsere hydrogen på fastlandet i Norge, slik at bruk av gamle rørlinjer til hydrogen er mest aktuelt for transport til utlandet og lengre strekninger i Norge. Å produsere hydrogen mer lokalt på oljeplattformer eller vindparker er imidlertid ikke utenkelig. Som det kan ses fra Figur 2-10 har parter i Norge, Danmark og Tyskland sett på muligheter med å bruke vindkraft til å supplementere hydrogenforsyning til Tyskland [16]. I Norge foregår kompresjon til høyt trykk ved innløp, men uten fornyet kompresjon underveis. Trykket faller altså på vei til utløp, men det blir da unødvendig å fornye trykket med rekompresjon. For å ta høyde for dette er veggtykkelsen ved innløp større enn ved utløp [56].



Figur 2-10: [16]

2.3.3 Materialer i rør for naturgass

Det eksisterende nettverket av rør på norsk sokkel er hovedsakelig ferrittisk stål betegnet som X52 til X70 i henhold til American petroleum institute (API) sine standarder. De har som regel en BCC (body centered cubic) struktur, som betyr at hydrogenatom kan relativt lett trenge igjennom strukturen (diffusivitet), men relativt lite kan bli absorbert per volum (oppløselighet) [57]. Nummeret etter «X» i API sin standard angir hva flytegrensen (yield strength) til materialet skal være, som et minimum. X52 har da en nedre flytegrense på 52 200 psi, eller ca 360 MPa. X52 har også en øvre flytegrense/maksimum på 76 900 psi, eller ca 530 MPa [58]. Standarder til ISO og EN (European norm) bruker da f.eks. L360 som en tilsvarende standard til X52. Betegnelse og standard av stålkaliteter til rør i forskjellige regioner er vist i Tabell 3 [2]. En mer utfyllende tabell for materialers øvre og nedre styrker kan ses i Tabell 4 [58].

Tabell 3: [2]

Organisasjon (Region / Land)	Standard / Spesifikasjon	Material Betegnelse							
API (USA)	API 5L	X42	X46	X52	X56	X60	X65	X70	X80
ISO	ISO 3183	L290	L320	L360	L390	L415	L450	L485	L555
EN (Europe)	EN 10,208	L290	L320	L360	L390	L415	L450	L485	L555
DIN (Japan)	DIN 17172	StE 290.7	StE 320.7	StE 360.7	StE 385.7	StE 415.7	StE 445.7	StE 480.7	StE 550.7
BIS (India)	ICS NO. 75.200;77.140.75	TM YSt 290	TM YSt 317	TM YSt 359	TM YSt 386	TM YSt 414	TM YSt 448	TM YSt 483	TM YSt 552

Tabell 4: [58]

Standard (API)	KSI				MPa			
	Flytegrense (YS)		Strekkfasthet (UTS)		Flytegrense (YS)		Strekkfasthet (UTS)	
	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.
BR, BN,BQ,BM	35,5	65,3	60,2	95,0	245	450	415	655
X42,X42R,X42Q,X 42M	42,1	71,8	60,2	95,0	290	495	415	655
X46N,X46Q,X46M	46,4	76,1	63,1	95,0	320	525	435	655
X52N,X52Q,X52M	52,2	76,9	66,7	110,2	360	530	460	760
X56N,X56Q,X56M	56,6	79,0	71,1	110,2	390	545	490	760
X60N,X60Q,S60M	60,2	81,9	75,4	110,2	415	565	520	760
X65Q,X65M	65,3	87,0	77,6	110,2	450	600	535	760
X70Q,X65M	70,3	92,1	82,7	110,2	485	635	570	760
X80Q,X80M	80,5	102,3	90,6	119,7	555	705	625	825

Hydrogen vurderes og testes ut som et drivstoff i maritim sektor. Der er det også mer aktuelt å vurdere bruk av flytende hydrogen. Selv om denne rapporten har fokus på transport i rørledninger kan det gi innsikt i egnethet til materialer. I Tabell 5 kan det ses et utvalg av materialer og hvor godt de egner seg for å holde på hydrogen ifølge AIAA (american institute of aeronautics and astronautics) både for hydrogengass og flytende H₂. Diverse gummi- og plastrelaterte materialer som nitril, neopren (polykloropren), nylon og mylar kan også egne seg for hydrogengass, men ikke nødvendigvis for flytende hydrogen. [59]

Tabell 5

<u>Materiale</u>	<u>H2 Gass</u>	<u>Flytende H2</u>	<u>Merknad</u>
Aluminium og aluminiumlegeringer	Akseptabelt	Akseptabelt	-
Austenittisk stål med mer enn 7% Nikkel	Akseptabelt	Akseptabelt	Mulig martensittovergang ved lav temperatur og stress over flytegrense
Karbonstål	Akseptabelt	Uakseptabelt	For sprøtt for kryogenisk bruk
Kobber og kobberlegeringer	Akseptabelt	Akseptabelt	-
Støpejern og grått jern	Uakseptabelt	Uakseptabelt	Uegnet for bruk med hydrogen
Lavlegert stål	Akseptabelt	Uakseptabelt	For sprøtt for kryogenisk bruk
Nikkel og Nikkellegeringer (som Inconel og Monel)	Akseptabelt	Uakseptabelt	Sårbart for hydrogensprøhet
Nikkelstål (som 2,25%, 3,5%, 5% og 9% Ni)	Uakseptabelt	Uakseptabelt	Vær obs på tap av duktilitet
Titan og titanlegeringer	Uakseptabelt	Akseptabelt	Sårbart for hydrogensprøhet

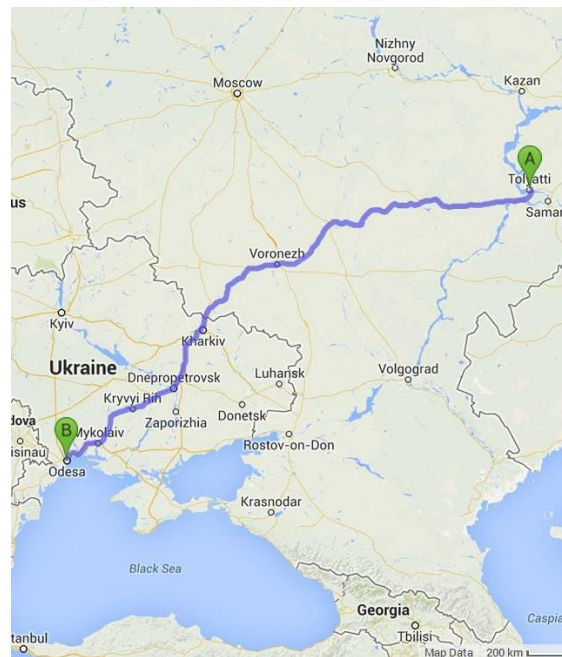
2.3.4 Bruk av ammoniakk i rørlinjer

Noen av de største rørlinjene for ammoniakk er i USA, Russland og Ukraina. Dette gjelder bare rørlinjer på land, som kan ses i Figur 2-11: Ammoniakkørlinjer I USA Figur 2-12:

Ammoniakkørlinjer i Russland og Ukraina, ettersom rørlinjer under vann for ammoniakk ikke finnes i dag. I USA har noen av de større delene en diameter på 200 til 250 mm, mens for Russland og Ukraina er det snakk om 350 mm. Hovedlinjene i USA er omtrent 3200 km til sammen mens for Russland og Ukraina er det omtrent 2400 km. Det er også en del kortere linjer (1-74 km) diverse steder i Europa. Noen oversikter for nevnte linjer kan ses i Tabell 6 [46].



Figur 2-11: Ammoniakkørlinjer I USA [60]



Figur 2-12: Ammoniakkørlinjer i Russland og Ukraina [61]

Tabell 6

Flytende ammoniakk i EU					
Sted	Lengde i km	trykk [barg]	temperatur [°C]	diameter [mm]	kapasitet (tonn per dag)
Belgia 1	10	22	10 til 15	100 og 150	3 100
Belgia 2	12	22	10 til 15	100 og 150	3 100
Tyskland 1	24	21	5 til 40	50-200	2 600
Tyskland 2	2,8	11	5 til 40	150	1 900
Tyskland 3	12	10 -15	1 til 5	275	3 600
Italia 1	74	17	10	200	900
Nederland 1	5,8	16	5	100-200	3 000
Nederland 2	1	10	-32	80	1 000
Polen 1	1,2	10-15	-30	200	1 500
Polen 2	1,5	13	-7 til 0	75, 100 og 150	120
Polen 3	6	8-13	-33 til -15	350	14 000
Polen 4	5,9	8-13	-33 til -15	100	600
Polen 5	1,2	5-22	-5	150	1 680
Portugal 1	1,9	13	-30	100	900
Spania 1	10	14,5	13	150 og 350	860
Spania 2	1,5	3,5-4,5	-33	300	10 000
Spania 3	2,4	6	-33	300	12 000
Spania 4	4,2	15-18	8 til 15	100	390
Storbritannia 1	8,8	30	-32	100 og 150	240
Storbritannia 2	6,9	21	-33 til +25	150	1 440
Storbritannia 3	6,8	21	-28	150	1 440
Storbritannia 4	2,2	14	-29 til luft	100	290
Storbritannia 5	1,6	14	-29 til luft	100	240
Storbritannia 6	2	2-5	-32	300	12 000
Storbritannia 7	2	2-5	-32	75	600

[46]

Rør for ammoniakk i EU er typisk laget av karbonstål eller rustfritt stål. Uheldigvis er angivelsene for nøyaktig materialtype svært varierende, men karbonstålet har gjerne noe lavere styrke enn undersjøiske rør for naturgass og tilsvarer det som kalles X35 eller L240 med referanse til kilo-psi eller MPa for flytegrense (yield strength). Rustfritt stål kan være nede i tilsvarende X25 eller L170 [46].

Dersom ammoniakk forbrennes i en blanding med luft vil det hovedsakelig danne nitrogengass (N_2) og vann (H_2O), men det vil også føre til utslipp av NO_x (NO og NO_2) og muligens N_2O når det brukes en mager (lean) blanding. N_2O er en kraftig drivhusgass, mens NO_x kan bidra til ozon ved bakkenivå (troposfærisk). Imidlertid dannes disse gassene også ved forbrenning av fossile brennstoff, så hvis utslipp av NO_x er på samme nivå for ammoniakk vil det totalt bli en reduksjon i CO_2 . [62] Det finnes tiltak for å redusere utslipp av N_2O og NO_x , men det medfører selvsagt ekstra kostnad [63] [64].

Å konvertere ammoniakk tilbake til hydrogengass kan være en krevende prosess der også mye energi går tapt på grunn av høye temperaturer [44]. Med referanse til energi som går tapt vil det avhenge av metoden brukt, men et av de bedre tilfellene er 86% effektivitet, altså 14% tap [9] [65]. Det må også tas med i betraktningen at det er en energikostnad knyttet til å gjøre hydrogen om til ammoniakk, men den er relativt liten og er hovedsakelig varme. Regner man varmen som et tap er det omtrent 8% av energien som går tapt. [9] Dette må ikke forveksles med energitap som involverer produksjon av hydrogen eller nitrogen. Det er svært lite tap av hydrogen med tanke på mengde/masse ettersom konverteringsgraden til ammoniakk er opp mot 97-99%. [66] Konvertering tilbake til hydrogen derimot kan føre til større massetap på rundt 25% [9]. For å unngå tap av energi er det ønskelig at steget med å konvertere ammoniakk tilbake til hydrogen (cracking) unngås (ved at ammoniakk brukes direkte) eller blir mer effektiv.

Ammoniakk er relativt vanskelig å antenne, ettersom det kreves et forhold på 15 - 28% luft for antenning [47]. Det kan ses på som en fordel sikkerhetsmessig, men en ulempe med tanke på hvor lett det er å bruke i forbrenningsprosesser [45].

Ammoniakk har et kokepunkt på omtrent -33 grader celsius, men kan også gjøres flytende ved romtemperatur ved å øke trykket til omtrent 10 bar [45]. Teoretisk sett vil det holde med omtrent 8 bar, men det er gjerne litt høyere i praktisk sammenheng [9]. I motsetning til hydrogen er ammoniakk vanligvis flytende ved transport i rørlinjer. I likhet med flytende hydrogen kan ammoniakk transporteres i tankskip og gir konkurranse til rørlinjer som et alternativ. Tankskip vil kostnadmessig være bedre over lengre distanser, men selv nye rørlinjer kan være økonomisk gunstig på avstander under 500 km. Tankskip er også mer fleksible med tanke på omlegging av rute. [49]

Selv om ammoniakk forårsaker korrosjon er rør designet for naturgass ofte motstandsdyktige mot slikt. Ifølge [67] er det typisk snakk om mindre enn 0.051 mm reduksjon i veggtykkelse per år.

2.4 Materialutfordringer ved hydrogentransport i rørlinjer

2.4.1 Hydrogensprøhet

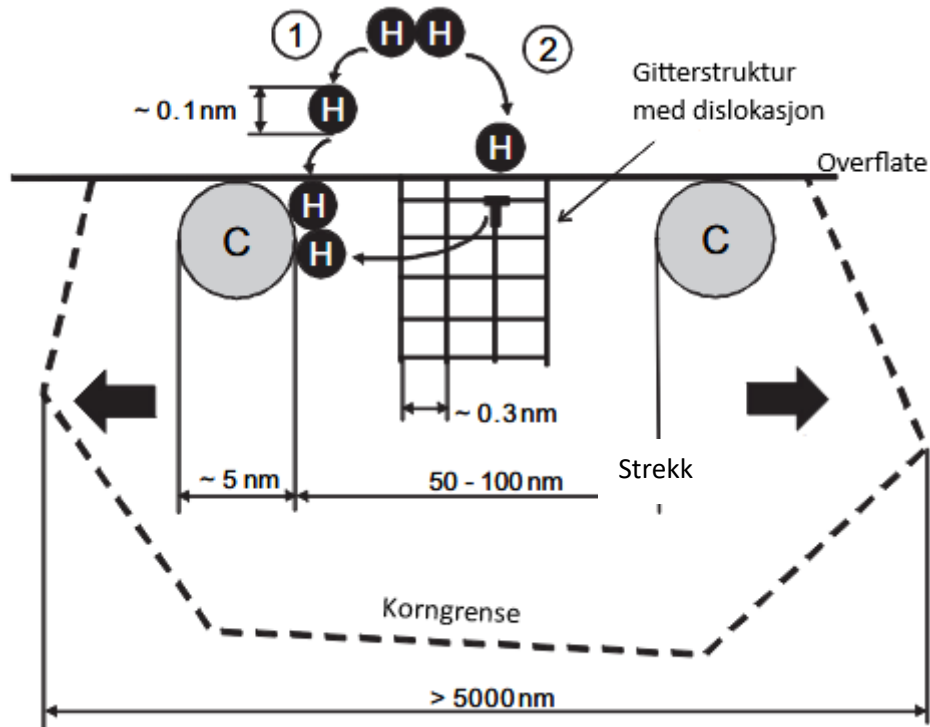
Hydrogensprøhet er et relativt vidt begrep som handler om hvordan hydrogen kan forårsake endringer i egenskaper til materialer, fortrinnsvis redusert duktilitet og større sjanse for sprøbrudd (brittle fracture). Hydrogensprøhet kan også føre til forverring av sprekkdannelse, som kan være vanskelig å oppdage. Selv om hydrogen er et relativt lite molekyl og kan samles i små sprekker handler hydrogensprøhet som regel om atomært hydrogen. Altså hydrogen som har gått inn i materialet som et enkeltatom, og som da er så lite at det kan diffusere gjennom svært mye. Molekylært hydrogen er for stort til å trenge inn i mikrostrukturen til stål, men kan binde seg fysisk til overflaten (physiosorbtion). Hydrogensprøhet er mer aktuelt når større mengder hydrogen er det som transporteres, men det forekommer også fra andre kilder som vann eller andre forbindelser som inneholder hydrogen. [68]

Når hydrogen splittes til atomær form kan det bindes kjemisk til overflaten (chemisorbed) og senere trenge inn /diffusere inn i materialet. For øvrig kan atomært hydrogen rekombineres igjen til molekylært hydrogen, i hvert fall så lenge bindingsformen kan sies å være reversibel [68]. Det er ikke full enighet om hvordan hydrogensprøhet fungerer i stål, muligens fordi det er avhengig av flere ting som tilvirkning/produksjon og miljøfaktorer [69]. Det påpekes blant annet at flytegrensen (yield strength) og strekkfastheten (ultimate tensile strength) er ikke særlig påvirket av trykksatt hydrogengass, men duktilitet (formbarhet) og bruddseighet (fracture toughness) påvirkes negativt. Hydrogen ser ut til å samle seg i sprekker og grenseområder (korngrenser og dislokasjoner) i materialer, som igjen fører til økt sjanse for videre sprekkdannelse. Stål med bånd av perlitt og ferritt ser ut til å få mindre sprekkdannelse hvis båndene står 90 grader i forhold til sprekkenes retning. [57]

Materialer med en homogen mikrostruktur ser ut til å være mer resistent mot sprekkdannelse. Men i tillegg har strukturer som ferritt høyere diffusivitet enn perlitt og bainitt. [57] [70] [71]

Ifølge [72] kan styrke til materialet gi en antydning til hvor sårbart det er for hydrogensprøhet, men det er langt fra den eneste faktoren. Martensitt ser ut til å være mer sårbar for hydrogensprøhet enn ferritt, og ferritt mer enn perlitt eller bainitt. Varmebehandling og kornstørrelse kan også ha noe å si i tillegg til styrke. Noe av det mest betydningsfulle ser ut til å være tilstedeværelse av forbindelser som kan binde seg irreversibelt med atomært hydrogen, som karbid (karbon) [71], nitrid (nitrogen) og oksid (oksygen). Irreversibelt vil i dette tilfelle si at bindingsenergien er større enn 60 kJ/mol, mens reversible har mindre bindingsenergi og er for eksempel i dislokasjoner, korngrenser og erstattere for jern (substitutional). Hydrogen vil kunne oppholde seg i reversible bindinger midlertidig og føre til mer skade ettersom det beveger seg videre (diffuserer til en ny lokasjon), men vil stoppe når det binder seg irreversibelt, og vil da også hindre/reducere mer hydrogen i å trenge inn. Det kan derfor være en god idé å ha slike irreversible bindinger jevnt og tett fordelt nær overflaten slik at hydrogen ikke får muligheten til å bevege seg i dislokasjoner o.l.

Et mulig tiltak mot hydrogensprøhet er overflatebehandling. Noen forbindelser (mot hydrogendiffusivitet) som kan nevnes fra [22] er Cr_2O_3 og $(\text{V, Nb})_x\text{C}_y\text{N}_z$. Selv om finfordelte irreversible bindinger kan hindre videre diffusjon av hydrogen er det en fare for at posisjoner for slike «feller» kan oppleve en form for hydrogensprøhet selv.

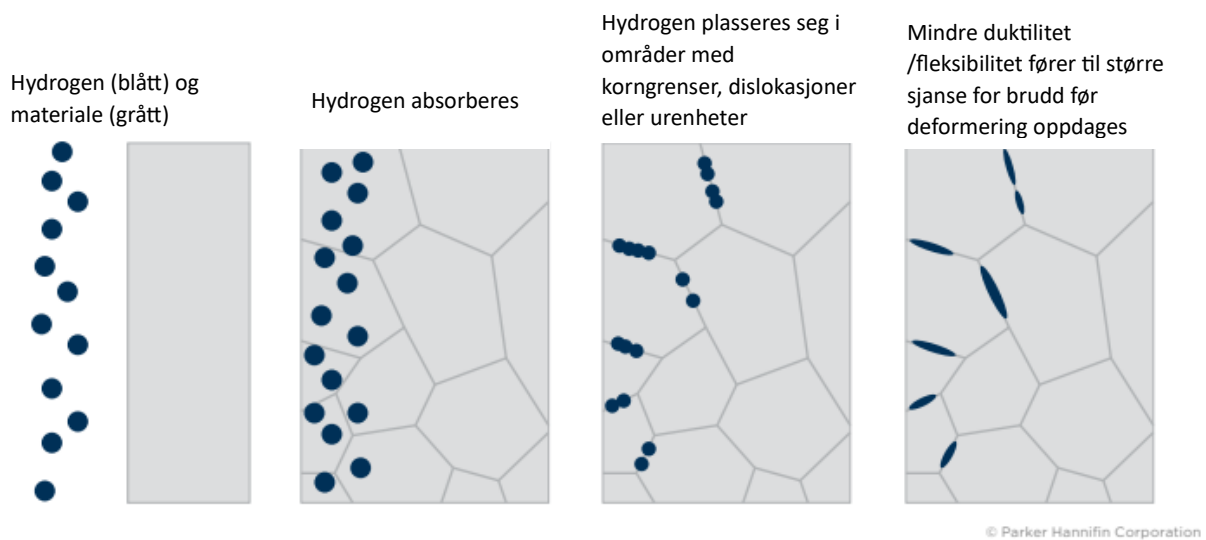


Figur 2-13:

I Figur 2-13 [72] er det vist 2 mulige hendelsesforløp. I begge tilfeller går molekylært hydrogen over til atomært hydrogen, men for forløp nummer 1 vil hydrogen binde seg irreversibelt til karbid (vist som «C») til å begynne med og ikke bevege eller reagere mer. For forløp nummer 2 vil hydrogen bevege seg/diffusere gjennom metallens gitterstruktur og midlertidig oppholde seg i en dislokasjon før det bindes irreversibelt til karbid. Det er også mulig å tenke seg flere hendelsesforløp, som at hydrogen beveger seg til en korngrense eller helt gjennom metallet. I denne figuren er imidlertid tanken at de irreversible bindingene (som karbid) er relativt tett og jevnt fordelt nær overflaten, slik at atomært hydrogen vil ha lite til ingen videre diffusjon. Når tilførsel av hydrogen er praktisk talt ubegrenset vil høy grad av diffusjon føre til at det kan være hydrogen i mange reversible bindingssteder - som dislokasjoner og korngrenser - samtidig. Det vil da føre til mindre duktilitet ettersom det er mindre rom for sammentrekning (opptatte mellomrom).

Dersom eksisterende rørmateriale skal bli brukt i fremtiden vil løsninger på hydrogensprøhet være svært ønskelig. Indre coating teknikker er en metode som kan bli brukt for å redusere hydrogensprøhet [73]. Coating med det riktige type materialet kan virke som en barriere for den metalliske overflaten og redusere hydrogens gjennomtrenging mot stålet. Bruken av et indre rør som er egnet for hydrogentransport på innsiden av det eksisterende røret vil da også være mulig. En annen indre coating mulighet er å bruke polymermateriale som barriere. Polymerer er kostnadseffektive og kan behandles relativt enkelt [73] [74]. Dette vil forklares mer i kapittel 3.2.2. Andre måter å håndtere hydrogensprøheten på ville være kontinuerlig overvåking og observering av sprekker og korrosjon, og å bruke rørene med mindre trykk enn det de er basert og designert for [2].

Figur 2-14 viser helt enkelt hydrogen som absorberes inn i et materiale og samler seg i korngrenser. Om det er bedre eller verre med økt kornstørrelse med tanke på hydrogensprøhet er omdiskutert. Ifølge [68], som sammenligner flere andre rapporter, er diffusjon av hydrogen høyest ved mellomstore kornstørrelser på 12,2 μm , mens mindre/finere og de store/grove får relativt lavt hydrogeninnhold. Det kan være fordi store korn gir en totalt sett mindre overflate/område, mens små korn fordeler hydrogenet bedre og fanger/stanser hydrogen (midlertidig) oftere. Karboninnhold til stål kan påvirke flere egenskaper som styrke og bruddseighet, og det regnes som lettere å sveise med lavere karboninnhold. [68].



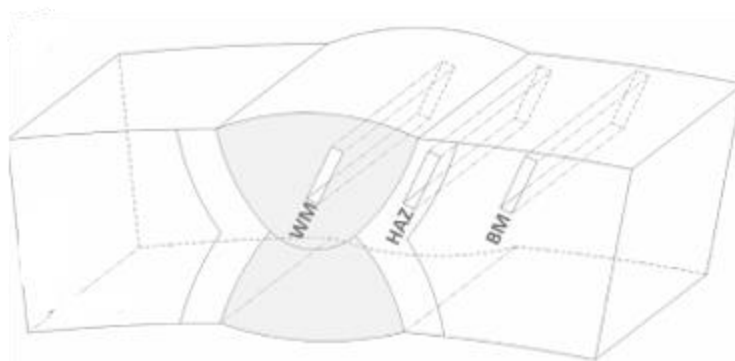
Figur 2-14 [59]

2.4.2 Sveis

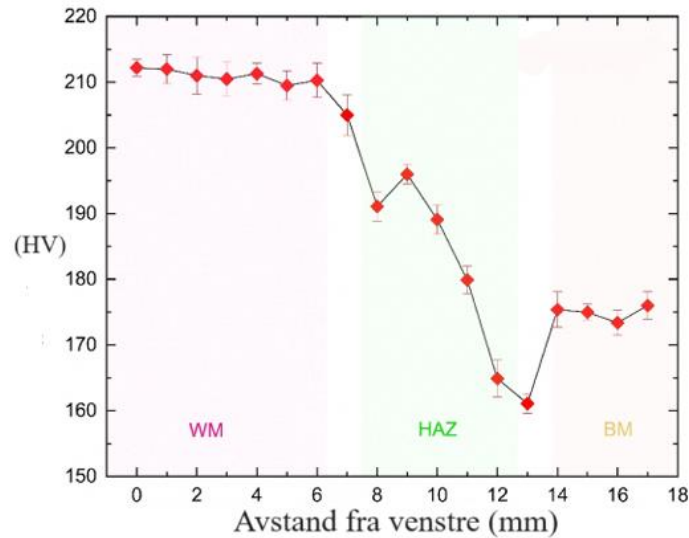
Undervannsrørlinjer kan gå over lange avstander som fører til at de må sveises sammen i flere seksjoner. Mange av problemene i rørlinjer skjer på eller i området rundt denne sveisen [68].

Mikrostruktur spiller en viktig rolle i forhold til materialets sårbarhet mot hydrogensprøhet. Når rør blir sveiset sammen vil sveisemetallet og område rundt være utsatt for sykluser av høy temperatur som vil føre til en økning i kornstørrelse [75]. Disse områdene blir kalt for WM (weld metal) og område rundt HAZ (heat affected zone). En modell av WM, HAZ og BM (base metal) er vist i Figur 2-15. Når sveisen og området rundt kjøles ned igjen vil det føre til en endring i mikrostrukturen mot marstenitt og bainitt som har som konsekvens å være mer sensitiv mot hydrogensprøhet og har en redusert bruddseighet. I tillegg til sveis defekter og sensitiv mikrostruktur vil det også oppstå restspenninger som setter utfordringer for materialet [68].

Ved tidligere forskning på X65 stålrør har det vist seg å være tydelig forskjell i mikrostrukturen til WM, HAZ og BM. Det viste at WM er den mest utsatte delen for hydrogensprøhet og sprekkdannelse, og BM den minst utsatte delen [75]. Dette vil også være samme tilfelle i en blanding med hydrogen og naturgass [76]. Som tidligere sagt har styrken/hardheten av materialet mye å si for hvor utsatt det er mot hydrogensprøhet. Figur 2-16 viser variasjonene av hardhet (HV) med avstander langs de tre sonene for X65 stålrør [75]. Ifølge EIGA bør ikke sveisen og HAZ overstige en hardhet på Rockwell C 22 som er ekvivalent til Vickers 248 eller 250 Brinell som en øvre grense i forhold til hvor sårbar materialet er mot hydrogensprøheten. Sveisen blir dermed sett på som en av de mest utsatte delene av rørlinjen som vil også være en stor utfordring for eksisterende- og umodifiserte rørlinjer til hydrogentransport.



Figur 2-15: Modell som viser plassering av WM, HAZ og BM i forhold til sveisen [75]



Figur 2-16: Variasjoner i Hardhet (HV) med avstand mellom sonene for X65 stålrør [75]

2.4.3 Hydrogenlekkasjer

Selv om stål og påfølgende rør blir laget av høy kvalitet vil hydrogen kunne lekke gjennom ved at molekylært hydrogen (H_2) splittes til atomært hydrogen (H^+) og rekombineres til molekylært hydrogen etter å ha gått gjennom. Denne formen for lekkning kan kalles atomær diffusjon eller gjennomtrengning (permeation). Atomær gjennomtrengning kan også skje med nitrogen og oksygen, men skjer i større grad for hydrogen. Atomært hydrogen som oppholder seg i metallet er det som kan føre til hydrogensprøhet, som forklart i 2.2.2. Økende trykk og temperatur øker også hvor fort dette skjer [68] [77]. Imidlertid er tap av hydrogen gass fra atomær gjennomtrengning vanligvis mye mindre enn tap forårsaket av at molekylært hydrogen lekker ut på andre måter. Så med tanke på tap av hydrogen er «atomær lekkning» neglisjerbart [9]. Hydrogen kan selvfølgelig lekke ut i molekylær form hvis systemet ikke er tett nok.

Hvis hydrogen slipper ut til atmosfæren kan det ha en indirekte virkning som en drivhusgass. Selv om det ikke ses på som en varmende gass i seg selv (strålingspåvirkende), tyder nyere forskning på at hydrogen kan forlenge levetiden til metan, øke konsentrasjonen av vanddamp i stratosfæren, øke ozon nær bakkenivå (troposfæren) og redusere det i ozonlaget (stratosfæren). Utslipp av hydrogen er altså ikke ønskelig av både miljømessige og kostnadmessige grunner, men det antas at det vil skje i såpass liten grad at det ikke er et stort problem, og at bruk av hydrogen vil også føre til mindre utslipp av mer problematiske gasser [78].

3 Resultat

Ved å se på kilder som omtaler etablert bruk og forskning på rørlinjer, har forskjellige tiltak for å kunne bruke hydrogen eller hydrogenbærere i rørlinjer blitt undersøkt. Modifiseringer vil føre til ekstra kostnader på kort sikt, men kan være nødvendig for langsiktig kostnadsbesparelse og sikkerhet. Mulige løsninger er delt opp i umodifiserte rør, modifiserte rør, rør tilpasset hydrogen og potensiell bruk av hydrogenbærere.

3.1 Umodifiserte rør for naturgass til hydrogentransport

3.1.1 Egnede rørlinjer

Hvis rørlinjer opprinnelig ment for naturgass skal brukes til hydrogen vil det antagelig kreve at komponenter for regulering og sikring av trykk erstattes eller modifiseres, men selve røret vil da forbli uendret/umodifisert. Hvor godt egnet et umodifisert rør er, avhenger av såpass mange faktorer at hver enkelt linje bør vurderes individuelt med tanke på f.eks. materialtype, levetid/operasjonstid, sammensetning til tidligere innhold (f.eks. H₂S) og pådratte skader. Antagelig vil bruk av hydrogen forkorte levetiden, men gjenbruk av rør vil likevel være kostnadsbesparende. Mer overvåking og rutinesjekkning vil også være nødvendig for å opprettholde et tilfredsstillende sikkerhetsnivå, men ekstra kostnader knyttet til alt dette vil antagelig være langt mindre enn utbygging av helt nye rørlinjer [9].

Som en indikator for om rørlinjen er egnet til hydrogen kan anbefalinger fra forskjellige rapporter og standarder sammenlignes. Ifølge IRENA [9] er en flytegrense (yield strength) på 360 MPa eller lavere ønskelig. Stål av grad X52 og lavere er da bedre egnet for bruk av hydrogen enn X70 og høyere. Tanken bak at lavere styrke er bedre er at duktiliteten antagelig er høyere, og en reduksjon av duktilitet fra hydrogensprøhet vil ha blitt tatt høyde for. Dermed vil rørlinjen med større sannsynlighet ikke oppleve et plutselig og uventet brudd, men heller deformering eller andre typer milde svikt som kan oppdages før alvorlig svikt. EIGA støtter også at X52 eller lavere er ønskelig [79].

Ifølge EIGA [79] bør strekkfastheten (UTS) være maks 800 MPa, eller angitt ved 22 for Rockwell C hardhet og 250 for Brinell. Dette gjelder da både for rør og for sveis. Imidlertid påpekes det at sveising ofte fører til høyere hardhet og at det derfor bør vurderes å bruke stål med lavere strekkfasthet (500 MPa) eller at sveisingen gjøres på andre måter for å ta hensyn til dette. Det spesifiseres også at sømløse beholdere kan ha strekkfasthet opp til 950 MPa.

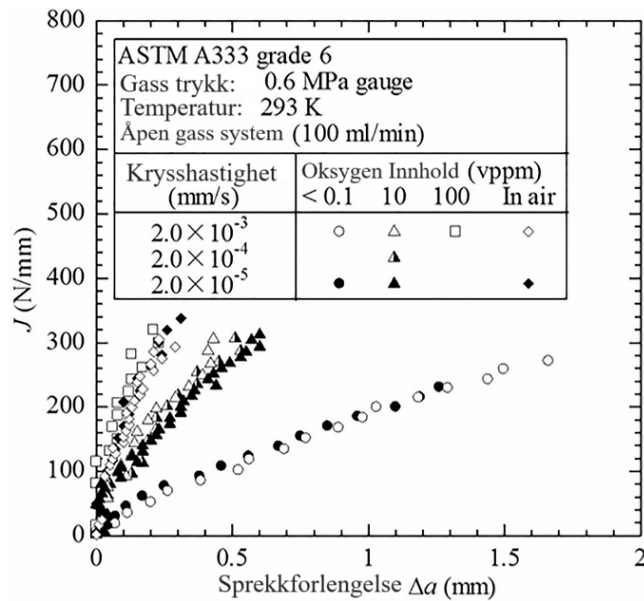
Ut fra disse anbefalingene er rørlinjer av grad X52 de eneste aktuelle for bruk til hydrogen på norsk sokkel, ettersom de eksisterende ligger mellom X52 og X70. Imidlertid bør det påpekes at materialets styrke ikke er den eneste faktoren å ta hensyn til. Hvordan materialet ble laget, hvor lenge materialet har vært i bruk og under hvilke forhold er muligens enda viktigere. Rør som er sømløse og har en mer homogen struktur (som tyder på at de er nyere) kan være mer resistente mot hydrogensprøhet enn varmvalsede som er sveist sammen med lagvis struktur (perlitt-ferritt) [57] [79]. Ideelt sett har umodifiserte rør både bedre mikrostruktur (nye) og har høy duktilitet.

Et annet tiltak er å regulere trykket i røret. Hydrogen under høyt trykk er en av de største faktorene som påvirker økende sprekkdannelse i rørmaterialet [68]. Ved å operere røret med et lavere designtrykk vil det redusere spenningen av hydrogen på ståloverflaten [9]. Trykket bør også holdes mest mulig stabilt for å unngå svingninger som kan være med å akselerere sprekkdannelse. Mindre trykk derimot vil også som konsekvens kritisk redusere kapasiteten til rørene av transportert hydrogengass. En anbefaling av hvor mye lavere trykket bør være er det laveste av enten 30% av flytegrense (SMYS) eller 20% av strekkfasthet (SMUTS). Dette gjelder hvis rørlinjen ikke oppfyller anbefalte krav som passelig styrke eller mikrostruktur med homogen og finfordelt mikrostruktur [79].

3.1.2 Rør med kjemiske hemmere (inhibitor)

Rør med kjemiske hemmere er et annet tiltak som kan brukes mot hydrogensprøheten. Ved å tilsette små mengder av spesifikke gasser har det som hensikt å hindre gjennomtrenging (diffusjon) av hydrogen i en rørlinje med høy-trykk hydrogentransport uten en fysisk modifisering av røret. Tilsetning av CO (karbonmonoksid) har vist å redusere hydrogens gjennomtrenging for stålrør [80]. En økning i CO konsentrasjonen vil også øke denne reduksjonen, men vil ikke fullstendig hindre hydrogengjennomtrenging. En tilsetning på 0.01% CO har vist å ha betraktelig effekt for gjennomtrengingen av hydrogen for X42 stål [81]. Det samme gjelder sterkere typer stål som X80, hvor en tilsetning på 0.1% CO har betydelig effekt på hydrogensprøheten [82]. Gasser som O₂ og SO₂ har også vist seg å være effektive kjemiske hemmere mot hydrogensprøhet [83]. Tester for bruddseighet- og sprekkutmattelse for å undersøke sprekkforlengelse har tidligere blitt gjort for A333 gr.6 karbonstål rør, og X52 stålrør ved forskjellig oksygeninnhold og krysshastigheter [68]. Figur 3-1 viser sprekkdannelsen i materialet basert på økende konsentrasjon av oksygen sammen med hydrogen der et volumetrisk innhold på 100 vppm oksygen viste stor effekt å hindre hydrogenet å trenge inn i materialet.

Utfordringer her er at tilsetning av hemmere kan føre til komplikasjoner med tanke på rensing av gassen / uthenting av hydrogen [84]. CO ved forbrenning vil også bli til uønsket drivhusgass CO₂ slik at minst mulig tilføring vil være mest attraktivt. Det vil også være økonomisk besparende om kjemiske hemmere ikke er nødvendig.



Figur 3-1: Kurver fra bruddseighetstester ved forskjellig innhold av Oksygen [68]

3.1.3 Overvåking og vedlikehold av umodifiserte rør

En mulig måte å overvåke rørsystem uten altfor inngripende tiltak er sensorer som kan oppdage endringer i trykk og strømning. Ved hjelp av naturlig forekommende forstyrrelser eller midlertidige (transient) endringer i trykk og strømning laget med vilje kan sensorer og matematisk analyse bidra til å oppdage områder hvor det forventede mønsteret/bølgepulsen endres. De områdene vil da antagelig ha skader eller andre uønskede faktorer som endrer hvordan signalet forplantes videre [85] [86]. I tillegg til slike indre metoder er det også metoder for å oppdage lekkasjer utenifra med ulike styrker, svakheter og begrensninger. Noen metoder som benyttes for rørlinjer på land kan være mer utfordrende eller umulig å benytte for undersjøiske rørlinjer, men en oversikt for ytre metoder på land kan ses i Tabell 7 [86]. En oversikt for undersjøiske metoder kan ses i Tabell 8 [87]. Begge tabellene er oversatt til norsk, men er i stor grad satt opp på samme måte som i de opprinnelige rapportene.

Tabell 7

Metode/teknologi	Virkemåte	Styrker	Svakheter
Lydforstyrrelse (acoustic emission)	Sprekker og andre skader lager uvanlige og høyere lyder / vibrasjoner	Lett å installere og kan oppdage feil raskt. Lett å frakte og kostnadseffektiv	Følsom for lyd fra miljø og tilfeldige kilder. Kan forårsake falsk alarm og egner seg ikke for små lekkasjer
Fiberoptisk sansing	Temperaturrendring fra lekkasje endrer optiske egenskaper i kabel	Ufølsom for elektromagnetiske forstyrrelser og optisk fiber kan virke både som sensor og medium for data	Implementering har høykostnad, kort levetid og er uegnet for rørledninger med katodisk beskyttelse
Damprøver	Gass fra hydrokarbon diffusert inn i sensor oppdager spor av spesifiserte hydrokarboner	Egnet for å oppdage små konsentrasjoner av diffusert gass	Tar lang tid å oppdage lekkasje, ikke effektive for undersjøiske rørledninger
Infrarød termografi	Infrarøde bilder ser lekkasjer som temperaturrendringer	Effektiv bruk av kraft for å skape bilder, lett å bruke og rask respons	lekkasjer mindre enn 1 mm er vanskelige å anslå / kvantifisere
Gjennomtrengende radar (GPR)	Antenne beveges langs overflate ved overvåket objekt og sender inn elektromagnetiske bølger	Pålitelig og gir lett forståelig informasjon. Kan brukes etter behov.	Signal kan bli forvrent i miljø som leire. Dyr metode som krever dyktig bruker.
Fluorescens	Benytter proporsjonalitet mellom mengden fluid ut og mengden lys med en annen bølgelengde	Kan dekke et stort område og derfor skanne for lekkasjer raskt og lett	Stoffet man leter etter må være fluoriserende

Elektromekanisk impedans	Mekaniske defekter på rørlinjer (som sammentrekning eller utvidelse) skaper elektrisk impedansendring i sensor (lapp)	En enkelt piezoeletrisk transduser (overfører) kan virke både som sensor og aktuator og signalformidler	Kan bare brukes for metalliske rør, begrenset av høye temperaturer
Kapasitetssansing	Oppdager endringer i elektrisk kapasitet til mediumet sensor står i	Kan brukes i system som ikke er metall	Krever direkte kontakt med lekkende medium
Spekterskanning	Sammenligner spekter (lys) fra medium i forhold til bakgrunn	Kan identifisere tykkelse og type av enkelte fluid som olje	Skaper mye data, som gjør det vanskelig å operere i sanntid
Lidar	Pulserende laser, metan lyser (digitalt) opp når det blir truffet	Kan oppdage lekkasje uavhengig av temperaturendring	Høy kostnad for utførelse og ofte falsk alarm
Elektromagnetisk refleksjon	Måler emittert og reflektert energi ved forskjellige bølgelengder	Kan indikere hvor lekkasjen er	Kan påvirkes av vær og miljø

[86]

Tabell 8

Metode/ Teknologi	Fordeler	Ulemper
MFL (magnetic flux leakage)	Høy følsomhet. Minimal databehandling nødvendig. Kan oppdage både ytre og indre defekter, inkludert mange typer korrosjon. Minimalt påvirket av miljø. Svært moden teknologi. Virker uavhengig av jerninnhold til coating. Krever ikke kontakt eller fjerning av de fleste typer coating eller beskyttelse for rørlinjer.	Følsom for hastighet fra f.eks. pig. Rørvegg krever fullstendig magnetisk metning. Mer følsom for defekter nær overflaten. Ofte egnet for å oppdage defekter som er aksiale. Urenheter i rørvegg can gi falske negativer, avhengig av operatørens erfaring. Data kan være mest "kvalitativ".

EFM (electrical field mapping)	Lett forståelig data som krever minimal prosessering. Forstyrrer ikke indre deler av røret. Kan oppdage mange typer korrosjon og defekter. Enkel installasjon for enkelte konfigurasjoner. Kan bli montert for overvåking via nett.	Krever stødig/stabil kontakt med rørlinjen, noen ganger kreves sveising for å fikse elektroder. Kan være krevende å installere. Krever direkte kontakt med metall til rør. Avhengig av operatørs erfaring.
Eddy-strømning	Svært sensitiv for overflatedefekter. Kan (for noen typer som magnetisk) detektere feil gjennom flere lag. Krever ikke direkte kontakt eller forberedning av overflate. Krever ikke fjerning av coating eller beskyttelse for rørlinjer. Nyttig for å bestemme vegtykkelse ved pulserende Eddy-strømning. svært moden teknologi.	Mest følsom for defekter nær overflaten. Svært avhengig av magnetisk gjennomtrengbarhet til materialet. Operatørerfaring og dataprosessering er nødvendig. Følsom for "lift-off" (sensor endrer avstand til overflaten)
ultralyd puls-ekko	Kan inspisere både ytre og indre defekter. Høy oppløsning og nøyaktighet. Kan gi detaljert informasjon om defekters volum og form. Utmerket gjennomtrenging /dybde og evne til å oppdage feil sammenlignet med de fleste andre teknikker. Egnert for å måle vegtykkelse. Kan bli brukt for detaljert, ikke radioaktiv bildedannelse av rørvegg. Svært moden teknologi	Krever tilkobling. Rengjøring av overflate kan være nødvendig. Svært avhengig av operatørs erfaring. Materialeegenskaper som stor kornstørrelse kan påvirke bølgedemping. Vanskelig å bruke på ru og ujevne overflater. Defekter som er orientert i samme retning som ultralydstrålen blir kanskje ikke oppdaget.
GWT (guided wave testing)	Kan sjekke lange seksjoner av rørlinjer for veggtykning og store nok defekter. Kan være nyttig for å inspisere grensen mellom rør og coating. Kan inspisere områder vanskelige å nå. Kan bli brukt for passiv sansing (fra miljøet). Mange forskjellige moduser er tilgjengelig for ulike typer effekter og inspeksjonsoppgaver.	Rekkevidde kan bli begrenset av svinger og uregelmessigheter som flenser og ventiler. Viskoelastisk coating som bitumen kan dempe guidede bølger. Lyd som forårsaker vibrasjon i rør kan skape støy i signal. Visse frekvenser/signaltyper forsterker støy.

<p>Akustisk emisjon /hydrofon</p>	<p>Følsom for akustikk forårsaket av visse forhold til rørlinjer (som lekkning og kollisjon). Flere hydrofoner i mønster kan brukes til å lokalisere stedet for lekkning eller kollisjon. Kan integreres / brukes sammen med sonar for bedre rekkevidde.</p>	<p>Oppdager bare endringer fra installert tidspunkt, gir ikke informasjon om tidligere skader. Krever et sett med transdusere for mer avanserte funksjoner som å finne lokasjon for lekkasje. Bruk av sett (arrays) er fremdeles på forskningsstadiet for undersjøisk bruk. følsom for støy fra miljøet.</p>
<p>Radiografi</p>	<p>Kan inspisere både ytre og indre defekter. Kan bli brukt for de fleste typer materialer til undersjøiske rørlinjer. Kan tydelig skille mellom forskjellige lag til rørlinjen.</p>	<p>Skadelig for mennesker og dyr i nærheten. Tregere enn andre metoder. Svært avhengig av operatørs erfaring. Krever tilgang fra to sider. Defekter orientert langs stråle kan gå uoppdaget.</p>
<p>Sonar</p>	<p>Kan gi "global informasjon" om rørlinjen som form og lokasjon. Kan oppdage "skuring" og "brospenn" (sand fjernes under rør pga. vekt og vannstrøm, som gjør at rør blir hengende på støtter og kan bli slipt av sand). Kan hjelpe med å oppdage fremtidige problemer i tilfelle rør flytter seg eller miljøet endres. Billig for visse typer bruk. Kan i noen tilfeller skjelve mellom materialer utfra signal.</p>	<p>Ikke brukbar for overvåking av lokale defekter. Sideskannende sonar vil ha en stor "blindsoner". Kan kreve bruk av skip. Sofistikert skanning krever mye datakraft/regnekraft.</p>
<p>Fiberoptisk sansing</p>	<p>Svært nøyaktig. Små sensorer som er lite forstyrrende og billige. Upåvirket av elektromagnetisk forstyrrelse. Design kan tilpasses ønsket virkemåte som gjør det til en svært fleksibel løsning som kan oppdage mange typer defekter.</p>	<p>Svært skjørt. Tolkningssystemer er dyre. Krever permanent installasjon. I noen tilfeller må installasjon skje før rørlinjer legges. Mye signalprosessering kan være nødvendig. Avhengig av krav og virkemåte kan nærkontakt være nødvendig. Skade på et punkt i sensorlinjen vil deaktivere resten av linjen (med enkelte unntak).</p>

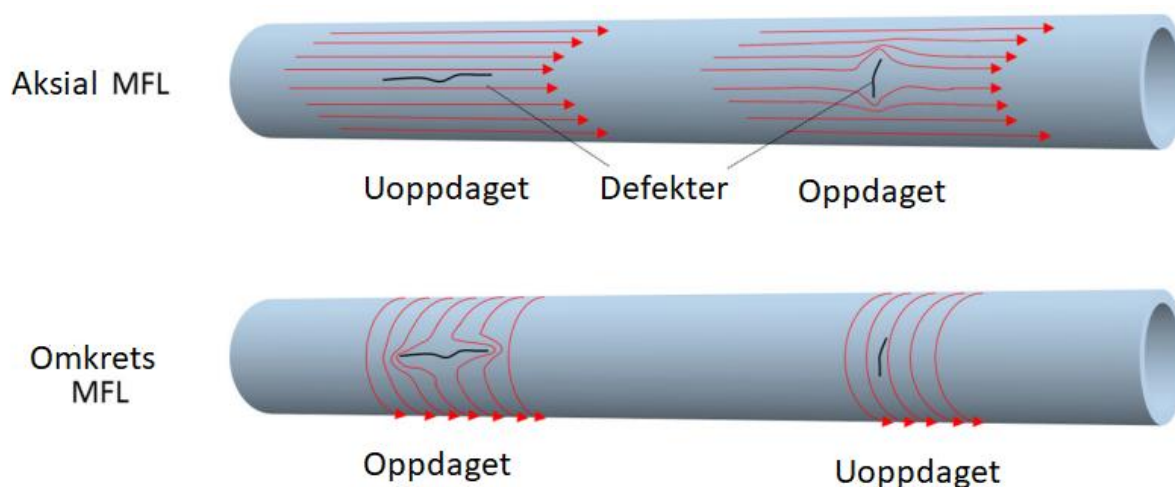
[87]

Flere av de aktuelle metodene for overvåking kan foretas ved hjelp av mekaniske enheter som f.eks. «pigs/pigger» (pipeline inspection gauge), «crawlere/krypere» eller fjernstyrte roboter. Pigger er også (opprinnelig) brukt til rengjøring [88]. Noen eksempler på hvordan såkalte «intelligent pigs» kan brukes til overvåking i rør er hentet fra [87] og vist i tabell 9.

Tabell 9

Intelligent pig type	Funksjon
Ultralyd	Oppdager tap av metall, korrosjon og sprekker.
Magnetisk fluks lekkning (MFL)	
Eddy - strømning	
Stråling	Detekterer rørlinjens nedgravde tilstand (i jord eller sand) og coating. Intensitet til gammastråling har sammenheng med tykkelse på sementlag og jordlag.
Geometrisk	Måler formen på den indre overflaten. Følede fingre med spente fjær rundt enheten kombinert med et odometer (distansemåler) oppdager geometriske avvik og deres plassering i rørlinjen.
Billedannelse (optopig)	Laserskanning (forflytting/displacement) brukes til å måle geometrien til et rørsnitt i større detalj. Små hulrom/hull fra effekter som korrosjon kan bli oppdaget på denne måten.

MFL er en av de vanligste metodene for overvåking, men den er avhengig av retning/orientering og tetthet til magnetfelt for å oppdage defekter. Dette er illustrert i Figur 3-2, hentet fra [87].



Figur 3-2

Et eksempel på en vedlikeholdsplan kan ses i Tabell 10 [79], og i Tabell 11 [89]. Begge er oversatt til norsk, men følger i stor grad samme oppsett som i opprinnelige rapporter. Tabell 10 er ment for landbaserte rør, mens Tabell 11 benytter risikoanalyse for undersjøiske rør.

Tabell 10

Underjordiske rørlinjer	Intervall for utførelse						Ved behov
	1 måned	3 måneder	6 måneder	1 år	3 år	5 år	
Rørlinje patruljering		x					
Patruljering i kritisk område	x						
Gående service-inspeksjon				x			
Rørlinje stigerør- og dekselinspeksjon			x				
Effekter av graving (nedsynking)					x		
Rørlinjer over jordlaget							
Rørlinje patruljering og service			x				
Rørbroer - inspeksjon og maling				x			
Støtter og ankere						x	
Indre inspeksjon av rørlinje							x

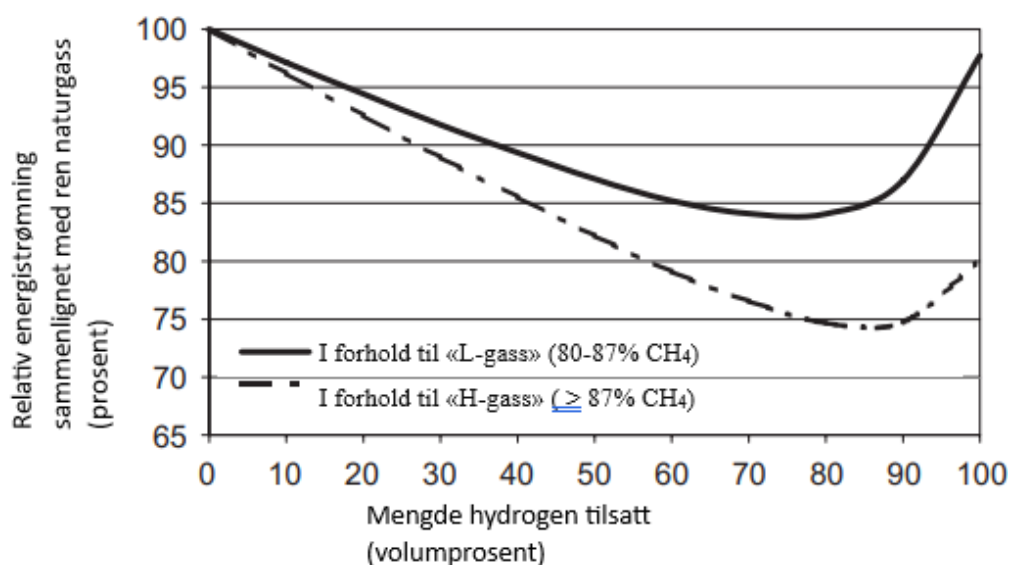
Tabell 11

Risiko	Overvåkingsnivå	Definisjon
20-25	Forutseende inspeksjon	inspeksjonsmetoder inkluderer: -Beregning av perioden hvor sannsynligheten for svikt (PoF) fra en gitt kilde er lav eller neglisjerbar -prognose av svikt eller beregning av gjenværende brukstid
13-19	Detekterende overvåking	Overvåkingsmetoder inkluderer: - bekreftelse av at viktige defekter fortsatt ikke er tilstede. -oppdaging av begynnende svikt som gir tid for forebyggende tiltak.
9-12	Grunnleggende inspeksjonsnivå	Inspeksjonsmetoder som ikke er kvalitative og brukes naturlig til: - oppdage abnormaliteter knyttet til oppsett for rør og mulige skader
1-8	Ingen	Ingen inspeksjon foretas

3.1.4 Naturgass blandet med hydrogen

Transport av hydrogen sammen med naturgass i langdistanserør består av gass med høyt trykk. Hensikten kan være direkte bruk eller å blande inn hydrogen i eksisterende langdistanse-rørledninger for å senere uthente ren hydrogengass. Urenheter som H_2S (Hydrogen sulfid), CO_2 og vann vil også være til stede [52] [9]. Det kan være begrenset hvor mye reduksjon av CO_2 – utslipp blandingen resulterer i ettersom en økning i volum av hydrogen ikke er direkte overførbart til en like stor reduksjon i utslipp. En blanding med 20% hydrogen og uendret volum som fraktes per tid (strømningshastighet) vil føre til omtrent 7% mindre CO_2 - utslipp og kan føre til komplikasjoner med hensyn til pris (høyere pris enn ren naturgass, men mindre enn rent hydrogen) og evt. utvinning av hydrogen fra blandingen senere [90].

Antakelsen om at hydrogen vil gi omtrent 3 ganger mindre CO_2 – utslipp enn volumfraksjon i en blanding av naturgass og hydrogen ser ut til å være basert på at hydrogen gir omtrent 13 MJ per normal kubikkmeter mens naturgass gir omtrent 40 MJ per normal kubikkmeter (HHV). Denne svakheten kan kompenseres for ved å utnytte at hydrogen har lavere tetthet enn naturgass. Tettheten til hydrogen er omtrent $0,08375 \text{ kg/m}^3$ mens naturgass har $0,68 \text{ kg/m}^3$ (og har større variasjon) altså rundt 8-9 ganger mindre. Det betyr at hydrogen vil føre til mindre trykktap i rørledningen under de samme betingelsene. Hvis ren hydrogengass blir fraktet med ca 3 ganger større strømningshastighet enn ren naturgass, vil trykkfallet bli omtrent likt. Dermed kan ren hydrogen brukes med samme trykkfall og rørdiameter uten at energitapet blir mer enn 2-20% per volum, avhengig av sammensetning til naturgass. Energitapet kan bikke over 25% dersom omtrent 85% av volumfraksjonen er hydrogen, se Figur 3-3 [50]. Imidlertid vil ikke det totale energiinnholdet i volumet til rørledningen endres ved endring av strømningshastighet, så et system med rent hydrogen vil per (stasjonært) volum ha mindre energi enn et med naturgass.



Figur 3-3 [50]

Når hydrogen er blandet med naturgass kan den ikke direkte brukes i en brenselcelle. Det finnes mange forskjellige teknologier for å separere hydrogen fra naturgass. Dette er teknologier som har relativt høy kostnad, som vil gjøre de mindre attraktive [9]. Etter separasjon kan det hende hydrogen ikke er rent nok for brenselceller og vil trenge videre prosessering. Blandingsforhold av hydrogen og naturgass kan også variere stort mellom forskjellige land. For at en global handling mellom land skal kunne gå uten kollisjon må de involverte land ha samme gasskvalitet og standarder [9].

Naturgass kan også potensielt forverre farene ved hydrogensprøhet. Tilstedeværelse av H₂S kan hindre at atomært hydrogen rekombineres til molekylært hydrogen (H₂), slik at det blir mer sannsynlig for atomært hydrogen å trenge inn i metallet [51]. I tillegg kan evt. sprekkdannelse fra hydrogensprøhet muligens øke sjansen for korrosjon fra naturgass [52].

3.2 Modifiserte rør for naturgass til hydrogentransport

Dersom rør opprinnelig designet for naturgass skal bli brukt for hydrogen på mest mulig sikker måte bør røret modifiseres og ta for seg egnet material, kompresjon og rørkapasitet. Lekking av hydrogen er en viktig faktor og har som mulighet å trenge seg gjennom materialet på atomnivå (permeation) eller lekke ved operasjon. Siden rørene skal brukes for hydrogen, som er mye mindre enn metan, kan det føre til at komponenter som trykkregulatorer, pakninger, ventiler og andre kontrollsystemer for trykk vil trenge å byttes ut. Dette er komponenter som tar relativt små deler av kostnadene i forhold til det totale for modifisering [9]. Utbytting av komponenter på undersjøiske rørlinjer derimot kan også være veldig krevende sammenlignet med rørlinjer på land. Samtidig er det ikke ønskelig å senke trykket for å stanse transporten av hydrogen over lengre tid, som kan gjøre enkelte modifiseringsmetoder vanskelig. Variasjoner i trykket vil også føre til syklisk utmattelse av materialet. De mest kostbare delene vil være ny rørlinje egnet for hydrogen, kompressor og energien til å generere dette trykket [9].

En viktig del/motivasjon for å modifisere rør er å egne rørene mot hydrogensprøheten som setter utfordringer for materialet til naturgassrøret. En mulighet inkluderer indre coating, som vil si å tilføre et indre lag/belegg eller «kledning» av f.eks. sprayet polymer i røret. En grundig rens på innsiden av røret fra en pigging enhet vil sørge for at ingen urenheter fra tidligere bruk sitter igjen som hydrogen kan reagere med. Dette vil gjelde for både umodifiserte og modifiserte naturgassrør der pigging enheten går gjennom hele røret. En slik forberedelse av naturgassrøret kan ta opp til 35% av den totale investeringen for gjenbruk, men vil være mye mindre i forhold til en helt ny rørlinje [9].

Modifisering av rørene med indre coating kan ha flere formål, men her er målet å hindre gjennomtrenging (diffusjon) av hydrogen i naturgassrøret. Polymermateriale har vist å være en god barriere i hydrogenomgivelser og er mer kostnadseffektivt og håndterbart enn et indre rør ville ha vært [73] [74]. Ifølge EUROPIPE sin forskning på indre coating for nye hydrogenrørlinjer vil en epoxy-basert flowcoating være i stand til å brukes som barriere i X70 stålrør med ren hydrogengass ved 100 bar [91]. En flowcoating er et veldig tynt lag av indre coating, vanligvis polymer med en tykkelse mellom 60-120µm. Denne tykkelsen ble testet av EUROPIPE, men er ikke en fast størrelse og kan variere [91]. Å tilføre indre coating til eksisterende undervannsrørlinjer kan derimot være svært krevende og kostbart med tanke på størrelse og hvor mye rørstruktur som skal dekkes. Polymer coating kan ideelt bli innført til eksisterende rør ved spray coating fra en pigging enhet [73]. Denne innføringen er en ideell metode under utvikling som ikke er funnet brukt innenfor norsk rørtransport ennå. Indre coating blir heller innført i nye rørlinjer rett etter produksjon.

3.3 Rør tilpasset hydrogen

Bygging av en helt ny rørlinje tilpasset hydrogen vil medføre de største kostnadene for prosjekter [9]. Investeringene vil være avhengig av lengde og- diameter av røret samt operasjonstrykk. En økning i diameter vil betydelig øke kostnadene etter mengde stålmateriale brukt. Dette samsvarer også med operasjonstrykket der tykkere rør vil være nødvendig for høyere trykk som tilsvarende vil øke kostnadene. Disse økningene derimot har også tilsvarende positive effekter for transport av hydrogen. Jo høyere operasjonstrykk jo mer energi kan transporteres over samme rørlinje.

Nye rør kan bli produsert med flowcoating på innsiden av røret for å egne seg for hydrogentransport. Flowcoating, også omtalt «flow efficiency coating», benytter å spraye et tynt lag med flytende material som stivner på røroverflaten av gassrørlinjer rett etter produksjon. Denne indre coatingen har fordeler både ved installasjon og operasjon, som å beskytte ståloverflaten fra hydrogen. Som tidligere sagt har polymermateriale i form av en epoxy-indre coating vist resultat bedre enn forventninger for X70 stålrør ifølge EUROPIPE sine forskninger [91]. Dette vil øke levetiden til rørene betraktelig og man får en mer sikker rørlinje beskyttet mot hydrogensprøhet og redusert sprekkdannelse. Rørlinjene fører til en pålitelig transport med minimale tap, og har en forventet levetid mellom 40- og 80 år [49]. Det finnes omtrent 4600 km med nye installerte rørlinjer tilpasset hydrogen transport rundt om i verden, hovedsakelig på land i USA og Europa [9]. Nye rørlinjer vil imidlertid være begrenset økonomisk over lengre avstander, men lønner seg bra for kortere avstander som rørsystemene i Norge går innenfor. Rørlinjer under vann kan ha en 50%-300% høyere kostnad enn landbaserte rørlinjer [49]. Et kostnadsestimat i forhold til avstand og prosjektstørrelse for ny hydrogenrørlinje er vist i tidligere Figur 2-7 og Figur 2-8.

Rør allerede brukt til hydrogen har lignende komposisjon/innhold som de brukt for naturgass, som vil si karbonstål, men er av lavere styrke. EIGA viser til (oversatt) «API 5L X52 (og lavere styrker) og ASTM A 106 grad B» som ståltypene mest utbredt til bruk av for hydrogen og med få problemer. For hydrogen med såkalt «ultra-høy-renhet/ ultra high purity» eller UHP, er elektropolert rustfritt stål av type 316L det som er anbefalt av EIGA [79]. I Figur 3-4 kan noen av ståltypene brukt til hydrogen ses. En svakhet er at EIGA ikke ser ut til å spesifisere krav til undersjøisk bruk. Det kan føre til at inspeksjon og overvåking er vanskeligere.

MATERIAL TYPE OR ALLOY	EN-MAT.NO. (7)	UNS NO. (8)	NOMINAL COMPOSITION RANGE
Carbon Steels, Pipe			
ASTM A53, Type S Grade A		K02504	C, Mn, Bal. Fe
ASTM A53, Type S Grade B		K03005	C, Mn, Bal. Fe
ASTM A106, Grade A		K02501	C, Mn, Bal. Fe
ASTM A106, Grade B		K03006	C, Mn, Bal. Fe
ASTM A333, Grade 1 ⁽¹⁾		K03008	C, Mn, Bal. Fe
ASTM A333, Grade 6 ⁽¹⁾		K03006	C, Mn, Bal. Fe
API 5L Grade A PSL1			C, Mn, Bal. Fe
API 5L Grade B PSL1 and PSL2 ⁽¹⁾			C, Mn, Bal. Fe
API 5L Grade X42 PSL1 and PSL2 ⁽¹⁾			C, Mn, Bal. Fe
API 5L Grade X46 PSL1 and PSL2 ⁽¹⁾			C, Mn, Bal. Fe
API 5L Grade X52 PSL1 and PSL2 ⁽¹⁾			C, Mn, Bal. Fe
NF A 49-211 TUE 220 b2			C, Mn, Bal. Fe
NF A 49-211 TUE 250 b2			C, Mn, Bal. Fe
NF A 49-400 TSE 220 cl. II			C, Mn, Bal. Fe
NF A 49-400 TUE 250 cl. II			C, Mn, Bal. Fe
L245 NB	1.0457		C, Mn, Bal. Fe
L245 MB	1.0418		C, Mn, Bal. Fe
L290 NB	1.0484		C, Mn, Bal. Fe
L290 MB	1.0429		C, Mn, Bal. Fe
L360 NB	1.0582		C, Mn, Bal. Fe
L360 MB	1.0572		C, Mn, Bal. Fe
P265 NL	1.0453		C, Mn, Bal. Fe
P275 NL1	1.0488		C, Mn, Bal. Fe
P355 NL1	1.0566		C, Mn, Bal. Fe
CSA Z245.1-98, 207 Categories. I, II ⁽¹⁾ , III ⁽¹⁾			C, Mn, Bal. Fe
CSA Z245.1-98, 241 Categories. I, II ⁽¹⁾ , III ⁽¹⁾			C, Mn, Bal. Fe
CSA Z245.1-98, 290 Categories. I, II ⁽¹⁾ , III ⁽¹⁾			C, Mn, Bal. Fe
CSA Z245.1-98, 317 Categories. I, II ⁽¹⁾ , III ⁽¹⁾			C, Mn, Bal. Fe
CSA Z245.1-98, 359 Categories. I, II ⁽¹⁾ , III ⁽¹⁾			C, Mn, Bal. Fe

Figur 3-4

3.4 Potensiell bruk av hydrogenbærere i undersjøiske rørledninger

3.4.1 Mulig bruk av ammoniakk i rør for naturgass

Det finnes allerede rør for transport av ammoniakk i stor skala, men det er da gjerne på land og ikke i Norge. På lignende måte som for organiske hydrogenbærere kan det hende at ammoniakk er bedre egnet for transport i eksisterende rør enn hydrogen med tanke på materialpåvirkning, men i tillegg har ammoniakk andre fordeler og ulemper. En fordel er at ammoniakk har relativt mye energi per volum, men en ulempe er at ammoniakk er svært giftig. Hvis ammoniakk blir brukt direkte som et endeprodukt av forbruker, unngår man kostnader knyttet til rekonvertering av ammoniakk tilbake til hydrogengass [66] [39].

Eksisterende rørledninger for ammoniakk er laget av ståltyper som ligner de som blir brukt for naturgass på norsk sokkel, men de er som regel på land og beregnet for mindre trykk og har litt mindre styrke. [46] Selv om ammoniakk kan sies å være korrosivt er ikke innvendig korrosjon av stor bekymring blant etablerte transportkjeder. Et av tiltakene for å unngå korrosjon er faktisk å tilsette litt vann (0,2%-0,5%) for å motvirke skader forårsaket av oksygen. Ammoniakk er imidlertid svært giftig og trenger strenge sikkerhetstiltak [46] [62]. Med tanke på egnethet av materialer virker det derfor som ammoniakk godt kan innføres i rør for naturgass under vann, men med tanke på andre faktorer, spesielt toksisitet, er det utfordrende/ikke relevant. I tillegg til giftigheten er det også slik at ammoniakk transporteres om regel i flytende form, så driftsbetingelser som trykk og mengdestrøm kan bli en utfordring. Selv små trykk på 8+ bar kan gjøre ammoniakk flytende [9].

3.4.2 Mulig bruk av FOHB

Siden hydrogenet sammen med FOHB gir et stoff med lignende egenskaper til olje eller diesel kan stoffet i teorien bli brukt til eksisterende infrastruktur knyttet til dette som rørtransport [22] [92]. Det bør da nevnes at for FOHB kan den «lastede» formen og den «tomme» være ganske forskjellige [93]. Rørtransport av FOHB er ikke noe som man finner i dag i forhold til hydrogentransport. Dette er antageligvis på grunn av at det finnes bedre og mer effektive måter å transportere hydrogenet gjennom rørledninger på som komprimert gass. Selv om FOHB gir noen gode fordeler til transport av hydrogen så har den en del utfordringer.

For å utføre dehydrogeneringen av den sammensatte oljen trengs en temperatur (270-320°C) og energiforbruk vil være ekvivalent til 30-40% av energien i hydrogenet [9]. Prosessen tar også mye plass, men kan være aktuelt der plassmangel ikke er et problem. Dette kan for eksempel være tilfelle på store skip eller på land med stort industriområde. De fleste bærere har også en høy produksjonskostnad og har et relativt lavt hydrogen innhold (4-7% av vekten er hydrogen, resten er bæreren) [9]. Dette er en stor nedside som vil føre til å måtte transportere store mengder masse av FOHB for at det skal økonomisk lønne seg, og vil være mer attraktivt for mindre prosjekter og korte avstander.

4 Diskusjon

Basert på utfordringene til ulike tiltak som bruk av umodifiserte rør med ekstra overvåking og/eller kjemiske hemmere (inhibitor), modifiserte rør med f.eks. coating, blanding med naturgass, ammoniakk, FOHB er det mange faktorer som spiller inn om det er gode metoder som kan/bør brukes eller ikke.

Selv om det er ønskelig å bruke eksisterende rørlinjer til å transportere hydrogen for å kunne drastisk redusere kostander så er det vanskelig å vite hvor lang levetid det vil være for en rørlinje uten noe modifiseringer. Overvåkingmetoder for rørlinjer som vist i Tabell 7 med sensorer og matematiske analyser hjelper å oppdage områder med forventet skade, men det er derimot ingen teknologi/verktøy som kan oppdage små sprekkdannelse i materialet. Dette gir en veldig usikker og risikabel drift av røret uten å vite når sprekkene vokser til en kritisk tilstand. Tilsetning av kjemiske hemmer derimot er en mulighet som fysisk ikke modifiserer røret men tilsetter små mengder gasser som kan renskes etter transport. Bortsett fra noe mulig rensing av gass i etterkant er kjemisk hemmere et såpass uproblematisk tiltak at det kan brukes nesten uansett hvilke tiltak som innføres. Det medfører imidlertid en ekstra kostnad, så det kan være økonomisk besparende å unngå hvis mulig.

Modifisering av rørlinjen med f.eks. coating kan ses på som en veldig krevende utfordring å gjøre på undervannsrør, blant annet fordi det ikke er ønsket å stanse produksjonen over lengre tid. Tilføring av coating vil da være mest gunstig for nye rørlinjer ment for hydrogen.

Levetiden til rørlinjer kan også forbedres ved å begrense hyppige variasjoner i trykk da dette fører til syklisk utmatting. På grunn av lavere tetthet vil hydrogen ha mindre trykkfall enn naturgass over samme avstand ved samme operasjonsbetingelser. Det er imidlertid ikke sikkert operasjonsbetingelsene vil være de samme. Hvis samme energitetthet (per tid) skal oppnås må hastigheten økes til mellom 3-4 ganger så mye. Ved å operere med mindre trykk vil risikoen for hydrogensprøhet bli redusert, men det vil da være økonomisk ugunstig.

Dersom hydrogen brukes i en blanding sammen med naturgass vil det kunne ha dårlig synergi ettersom kombinasjonen av korrosjon fra naturgass og hydrogensprøhet kan forsterke uønskede misdannelser. Det er også begrenset hva en slik blanding kan benyttes til ettersom hydrogen må renses ut igjen hvis ikke blandingen forbrennes/brukes direkte.

Ammoniakk brukes allerede i rørlinjer på land som ligner de for naturgass under vann, og det virker som ammoniakk ikke vil forårsake store problemer for materialet. Men ammoniakk har andre utfordringer som giftighet, flytendegjøring under trykk i gassrør og bør helst brukes direkte heller enn å bli omgjort til hydrogen igjen.

FOHB er en ganske stor gruppe stoff med forskjellige egenskaper, men mange av de kan antagelig brukes i rørlinjer for fossile stoff uten å forårsake store problem materialmessig ettersom de er av lignende natur/kjemisk oppbygging som olje og naturgass. Når hydrogen utvinnes fra det «lastede» stoffet, vil den «ulastede» formen av FOHB enten transporteres tilbake eller bli håndtert på en annen måte. Et eksempel på en lastet FOHB kan være dekalin som er den lastede formen av naftalen med hydrogen. Etter dehydrogenering vil disse separeres og naftalen gjenstå som den ulastede formen.

Å benytte helt nye rør eller gjøre store inngrep for å modifisere de nåværende vil være dyrt, men også sikrere. Å benytte eksisterende rør vil antagelig være økonomisk innsparende og kan gjøre det enklere å starte med hydrogentransport. Transport i rør vil konkurrere med andre metoder som skip og veitransport, som er mer fleksible med tanke på å endre destinasjon/forbruker, men de aktuelle avstandene som f.eks. Norge til Tyskland ligger innenfor området hvor rørtransport er økonomisk gunstig i forhold til skip og andre alternativ.

5 Konklusjon og videre arbeid

Resultatene i denne oppgaven tyder på at bruk av hydrogen i rør for naturgass vil kunne fungere en god stund, men at svikt i systemet vil være mindre forutsigbart. Rørledninger brukt for hydrogen (på land) er typisk karbonstål slik som de for naturgass, men med lavere styrke. Hydrogensprøhet reduserer duktiliteten til materialet og dermed øker sjansen for at svikt ikke vil skje gradvis, men heller raskt. Bruk av tilsatt hemmer/inhibitor kan redusere problemer som hydrogensprøhet og sprekkdannelse og vil være anbefalt i de fleste sammenhenger. Umodifiserte rør burde ha mer og bedre overvåking hvis de skal brukes til hydrogen. Nåværende overvåkingsmetoder er i stor grad fokusert på å oppdage endringer i veggtykkelse fra korrosjon, men det finnes også metoder for å oppdage større sprekker og andre defekter. Hydrogensprøhet kan forårsake tynne sprekker som kan være vanskelige å oppdage på samme måte. Å blande hydrogen med naturgass gir lignende effekter, men har i tillegg «vanlig» korrosjon og krever rensing i etterkant for mange bruksområder.

Valg av rør er også viktig ettersom egnetheten til røret bør vurderes nøye i forkant. Lavere styrke er anbefalt for at svikt skal ha mindre konsekvenser, men for å hindre hydrogensprøhet i utgangspunktet er det også viktig å se på materialets mikrostruktur. Sveising er noe av det som kan endre lokal mikrostruktur og dermed potensielt være et punkt for økt spenning og hydrogensprøhet. Nyere rør hvor tilvirkning er bedre dokumentert, mikrostrukturen er mer homogen, sveisemetoder er bedre utviklet eller unngått og irreversible bindingssteder er i større grad jevnt og fint fordelt er å anbefale.

Det virker dessverre for komplisert/dyrt å benytte coating eller rørfornyning på rør som allerede er i bruk. Ammoniakk og FOHB virker materialmessig godt egnet, men har andre utfordringer som gjør de usikre for transport i undersjøiske rørledninger for naturgass under nåværende forhold.

Som en anbefaling til videre arbeid er det to viktige punkter som kan undersøkes:

1. Hva slags overvåkingsmetode(r) kan brukes for å oppdage små sprekker (med hydrogen)?
2. Hvilke materialer/mikrostrukturer for rør er best egnet mot hydrogensprøhet? Både nåværende og fremtidige. I dette tilfellet kunne det benyttes en mindre sløyfe/sirkel av rør som det kjøres hydrogen gjennom under kontrollerte/overvåkede forhold.

6 Referanser

- [1] X. Gong, Y. Song, C. Fu og H. Li, «Climate risk and stock performance of fossil fuel companies: An international analysis,» 2023.
- [2] C. Tsiklios, M. Hermesmann og T. Müller, «Hydrogen transport in large-scale transmission pipeline networks: Thermodynamic and environmental assessment of repurposed and new pipeline configurations,» 2022.
- [3] FN-sambandet, «Parisavtalen,» 2023. [Internett]. Available: <https://fn.no/avtaler/miljoe-og-klima/parisavtalen>.
- [4] T. Hildonen, «Verdens første hydrogenferje,» 2023. [Internett]. Available: <https://bil24.no/verdens-forste-hydrogenferje>.
- [5] ASKO, «ASKO-ansatte får Norges største hydrogenbilpark,» 2020. [Internett]. Available: <https://asko.no/nyhetsarkiv/asko-ansatte-far-norges-storste-hydrogenbilpark/>.
- [6] Y. Abuov, D. Zhakupov, B. Suleimenova, B. Ismagulov, A. Kim og S. Zholdayakova, «Realizing the benefits of a hydrogen industry in,» 2023.
- [7] WHA-international, «Top Industrial Uses of Hydrogen, and the Need for Industrial Hydrogen Safety,» 2020. [Internett]. Available: <https://wha-international.com/hydrogen-in-industry/>.
- [8] M. C. Romano, C. Antonini, A. Bardow, V. Bertsch, N. P. Brandon, J. Brouwer, S. Campanari, L. Crema, P. E. Dodds, S. Gardarsdottir, M. Gazzani, G. J. Kramer, P. D. Lund, N. M. Dowell, E. Martelli, L. Mastropasqua, R. C. McKenna, J. G. M.-S. Monteiro, N. Paltrinieri, B. G. Pollet, J. G. Reed, T. J. Schmidt, J. Vente og D. Wiley, «Comment on“How green is blue hydrogen?”,» 2022.
- [9] IRENA, «Global hydrogen trade to meet the 1.5°C climate goal: Part II – Technology review of hydrogen carriers,» International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2022.
- [10] P. Mendrela, W. Stanek og T. Simla, «Thermo-ecological cost e System evaluation of energy-ecological efficiency of hydrogen production from renewable and non-renewable energy sources,» 2023.
- [11] S. Dermühl og U. Riedel, «A comparison of the most promising low-carbon hydrogen production technologies,» 2023.
- [12] N. Sánchez-Bastardo, R. Schlögl og H. Ruland, «Methane Pyrolysis for Zero-Emission Hydrogen Production: A Potential Bridge Technology from Fossil Fuels to a Renewable and Sustainable Hydrogen Economy,» 2021.
- [13] I. Dincer og C. Acar, «Review and evaluation of hydrogen production methods for better sustainability,» 2015.
- [14] L. T. LeValley, A. R. Richard og M. Fan, «The progress in water gas shift and steam reforming hydrogen production technologies - A review,» 2014.

- [15] K. Ramirez, T. Weiss, T. Kirk og C. Gamage, «Hydrogen Reality Check: Distilling Green Hydrogen's Water Consumption,» 2023.
- [16] Dena; Gassco, «German-Norwegian Energy Cooperation Joint Feasibility Study,» Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena); Gassco AS, 2023.
- [17] Global cement and concrete association, «Lower and Higher Heating Values (LHV and HHV),» 2020. [Internett]. Available: https://www.cement-co2-protocol.org/en/Content/Internet_Manual/tasks/lower_and_higher_heating_values.htm.
- [18] College of the desert, «Module 1: Hydrogen properties,» 2001.
- [19] K. Hofstad, «energivare,» 2024. [Internett]. Available: <https://snl.no/energivare>.
- [20] Wikipedia, «Energy density,» [Internett]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Energy_density.
- [21] T. Brown, «Round-trip Efficiency of Ammonia as a Renewable Energy Transportation Media,» 2017. [Internett]. Available: <https://ammoniaenergy.org/articles/round-trip-efficiency-of-ammonia-as-a-renewable-energy-transportation-media/>.
- [22] M. Niermann, A. Beckendorff, M. Kaltschmitt og K. Bonhoff, «Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) -Assessment based on chemical and economic properties,» 2019.
- [23] V. d. V. Marcel og R. Giglioli, «Overview for hydrogen storage,» i *Hydrogen Storage for sustainability, volume II*, 2021.
- [24] Y. Kojima, «Hydrogen storage materials for hydrogen and energy carriers,» 2019.
- [25] W. Liu, E. Setijadi, L. Crema, R. Bartali, N. Laidani, K. F. Aguey-Zinsou og G. Speranza, «Carbon nanostructures/Mg hybrid materials for hydrogen storage,» 2017.
- [26] Clean energy institute, University of Washington, «Lithium-ion battery,» 2020. [Internett]. Available: <https://www.cei.washington.edu/research/energy-storage/lithium-ion-battery/>.
- [27] D. Monti, A. Ponrouch, R. B. Araujo, F. Barde, P. Johansson og R. M. Palacin, «Multivalent Batteries—Prospects for High Energy Densities: CA Batteries,» 2019.
- [28] Miljødirektoratet, «Tabeller for omregning fra energivare til utslipp,» 2021. [Internett]. Available: <https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klima/for-myndigheter/kutte-utslipp-av-klimagasser/klima-og-energiplanlegging/tabeller-for-omregning-fra-energivarer-til-kwh/>.
- [29] Engineering toolbox, «Fossil vs. Alternative Fuels - Energy Content,» 2008. [Internett]. Available: https://www.engineeringtoolbox.com/fossil-fuels-energy-content-d_1298.html.
- [30] K. Shah og R. S. Besser, «Key issues in the microchemical systems-based methanol fuel processor: Energy density, thermal integration, and heat loss mechanisms,» 2007.
- [31] C. Marquez, J. Deign og H. Williams, «MARINE METHANOL Future proof shipping fuel,» 2023.

- [32] B. Wan, «Energy density of methane,» 2004. [Internett]. Available: <https://hypertextbook.com/facts/2004/BillyWan.shtml>.
- [33] unitrove, «Liquefied Natural Gas (LNG),» 2024. [Internett]. Available: <https://www.unitrove.com/engineering/gas-technology/liquefied-natural-gas>.
- [34] H. Deng, S. Roussanaly og G. Skaugen, «Techno-economic analyses of CO₂ liquefaction: Impact of product pressure and impurities,» 2019.
- [35] M. Aziz, «A Review on Liquefaction, Storage, Transportation and Safety,» 2021.
- [36] A. M. Elberry, J. Thakur, A. Santasalo-Aarnio og M. Larimi, «Large-scale compressed hydrogen storage as part of renewable electricity storage systems,» 2024.
- [37] M. Gardiner, «DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record,» Department of energy, 2009.
- [38] H. Barthélémy, «HYDROGEN STORAGE – INDUSTRIAL PROSPECTIVES».
- [39] D. Q. G. S. H. Nomuunaa Tsogt, «Exploring the potential of liquid organic hydrogen carrier (LOHC) system for efficient hydrogen storage and Transport: A Techno-Economic and energy analysis perspective,» p. 14, 2023.
- [40] S. T. S. D. M. K. M. Niermann, «Liquid Organic Hydrogen Carriers and alternatives for international,» p. 15, 2021.
- [41] E. Alberico og M. Nielsen, «Towards a methanol economy based on homogeneous catalysis: methanol to H₂ and CO₂ to methanol,» 2015.
- [42] A. V. Bøe, D. O. Gullbrå og T. A. Reinertsen, «An efficiency comparison of liquid hydrogen,,» 2021.
- [43] B. Pedersen, «Haber-Bosch-metoden,» SNL, 2022. [Internett]. Available: <https://snl.no/Haber-Bosch-metoden>.
- [44] S. Sun, Q. Jiang, D. Zhao, T. Cao, H. Sha, C. Zhang, H. Song og Z. Da, «Ammonia as hydrogen carrier: Advances in ammonia decomposition catalysts for promising hydrogen production,» 2022.
- [45] ACS energy letter, «Limitations of Ammonia as a Hydrogen Energy Carrier for the Transportation Sector,» 2021.
- [46] Fertilizers europe, «GUIDANCE FOR INSPECTION OF AND LEAK DETECTION IN LIQUID AMMONIA PIPELINES,» 2013.
- [47] OSHA, «AMMONIA†,» 2024. [Internett]. Available: <https://www.osha.gov/chemicaldata/623>.
- [48] M. Hermesmann, C. Tsiklios og T. E. Müller, «The environmental impact of renewable hydrogen supply chains: Local vs. remote production and long-distance hydrogen transport,» 2023.

- [49] Q. V. Dinh, P. H. T. Pereira, V. N. Dinh, A. J. Nagle og P. G. Leahy, «Levelised cost of transmission comparison for green hydrogen and ammonia in new-build offshore energy infrastructure: Pipelines, tankers, and HVDC,» 2024.
- [50] D. Haeseldonckx og W. D'haeseleer, «The use of the natural-gas pipeline infrastructure for hydrogen transport in a changing market structure,» 2006.
- [51] W. D. Callister og D. G. Rethwisch, Callister's Materials science and engineering, 2020, pp. 668-670.
- [52] H. Zhang, J. Zhao, J. Li, B. Yu, J. Wang, R. Lyu og Q. Xi, «Research progress on corrosion and hydrogen embrittlement in hydrogen-natural gas pipeline transportation,» 2023.
- [53] Norsk Petroleum, «Rørtransportsystemet,» 2020. [Internett]. Available: <https://www.norskpetroleum.no/produksjon-og-eksport/rortransportsystemet/>.
- [54] K. Hofstad, «Breddegrad,» Store Norske Leksikon, 2021. [Internett]. Available: <https://snl.no/breddegrad>. [Funnet 2024].
- [55] Gassco, «Rørledninger,» [Internett]. Available: <https://map.gassco.eu/rorledninger/europe-ii>. [Funnet 2024].
- [56] L. I. Langelandsvik, Interviewee, [Intervju]. 15 Mars 2024.
- [57] A. O. Myhre, A. B. Hagen, B. Nyhus, V. Olden, A. Alvaro og A. Vinogradov, «Hydrogen Embrittlement Assessment of Pipeline Materials Through,» 2022.
- [58] american piping products, «API 5L seamless & welded pipe,» 2024. [Internett]. Available: <https://amerpipe.com/products/api-5l-pipe-specifications/>.
- [59] American Bureau of shipping (ABS), «Hydrogen as marine fuel,» 2021.
- [60] E. I. Nicolaou, «The Russian Pipeline Leak No One is Talking About,» 2015.
- [61] Illwindtalsa, «Our two interstate ammonia pipeline systems,» 2018. [Internett]. Available: <https://illwindnh3.wordpress.com/2018/11/29/our-two-interstate-ammonia-pipeline-systems/>.
- [62] J. Ashcroft og H. Goddin, «Centralised and Localised Hydrogen Generation by Ammonia Decomposition,» 2022.
- [63] G. Peters og R. L. Thompson, «Nitrous oxide: A potent, long-lived, and rapidly increasing greenhouse gas,» 2020. [Internett]. Available: <https://cicero.oslo.no/en/articles/nitrous-oxide-a-potent-long-lived-and-rapidly-increasing-greenhouse-gas>.
- [64] A. Kahlon og T. Tang. [Internett]. Available: [https://chem.libretexts.org/Bookshelves/Physical_and_Theoretical_Chemistry_Textbook_Maps/Supplemental_Modules_\(Physical_and_Theoretical_Chemistry\)/Kinetics/07%3A_Case_Studies_-_Kinetics/7.01%3A_Catalytic_Converters](https://chem.libretexts.org/Bookshelves/Physical_and_Theoretical_Chemistry_Textbook_Maps/Supplemental_Modules_(Physical_and_Theoretical_Chemistry)/Kinetics/07%3A_Case_Studies_-_Kinetics/7.01%3A_Catalytic_Converters).

- [65] T. Brown, «Round-trip Efficiency of Ammonia as a Renewable Energy Transportation Media,» 2017. [Internett]. Available: <https://www.ammoniaenergy.org/articles/round-trip-efficiency-of-ammonia-as-a-renewable-energy-transportation-media/>.
- [66] H. A. Y. Rizi og D. Shin, «Green Hydrogen Production Technologies from Ammonia Cracking,» 2022.
- [67] M. D. Kass, J. R. Keiser, Y. Liu, A. Moore og Y. Polsky, «Assessing Compatibility of Natural Gas Pipeline Materials with Hydrogen, CO₂, and Ammonia,» ASCE, 2023.
- [68] A. B. Hagen og A. Alvaro, «Hydrogen Influence on Mechanical Properties in Pipeline Steel,» SINTEF industri, 2020.
- [69] H. W. Lee, M. B. Djukic og C. Basaran, «Modeling fatigue life and hydrogen embrittlement of bcc steel with unified mechanics theory,» *<https://www.sciencedirect.com/journal/international-journal-of-hydrogen-energy>*, pp. 20773-20803, 29 juni 2023.
- [70] Y. Ding, «Atomic Insights into Hydrogen-Grain Boundary Interactions,» NTNU, 2023.
- [71] Y.-S. Chen, H. Lu, J. Liang, A. Rosenthal, H. Liu, G. Sneddon, I. Mccarroll, Z. Zhao, W. Li, A. Guo og J. M. Cairney, «Observation of hydrogen trapping at dislocations, grain boundaries, and precipitates,» 2020.
- [72] T. Michler og J. Naumann, «Microstructural aspects upon hydrogen environment embrittlement of various bcc steels,» 2009.
- [73] L. L. C. A. S. S. E. K. Yidi Lei, «Crosslinked PVA based polymer coatings with shear-thinning behaviour and ultralow hydrogen permeability to prevent hydrogen embrittlement,» 2024.
- [74] E. H. L. L. C. S. S. K. Y. Lei, «Internal polymeric coating materials for preventing pipeline hydrogen embrittlement and a theoretical model of hydrogen diffusion through coated steel,» 2022.
- [75] P. Zhang, M. Laleh, A. E. Hughes, R. K. W. Marceau, T. Hilditch og M. Y. Tan, «Effect of microstructure on hydrogen embrittlement and hydrogen-induced cracking behaviour of a high-strength pipeline steel weldment,» 2024.
- [76] T. T. Nguyen, N. Tak, J. Park, S. H. Nahm og U. B. Beak, « Hydrogen embrittlement susceptibility of X70 pipeline steel weld under a low partial hydrogen environment,» 2020.
- [77] G. Rawls og A. T, «Hydrogen production and containment,» Woodhead publishing limited, 2012.
- [78] M. J. Maple, «Is hydrogen a greenhouse gas?,» 2023. [Internett]. Available: <https://www.dnv.com/article/is-hydrogen-a-greenhouse-gas--243214/>.
- [79] EIGA, «HYDROGEN PIPELINE SYSTEMS,» 2014.

- [80] C. Wang, X. Xu, Y. Hua, R. Zhang, C. Liu, X. Luo, S. Gu, Y. Li og Y. F. Cheng, « Inhibiting effect of carbon monoxide on gaseous hydrogen embrittlement of pipelines transporting hydrogen,» 2024.
- [81] W. Zhao, W. Wang, S. Li, X. Li, C. Sun, J. Sun og W. Jiang, «Insights into the role of CO in inhibiting hydrogen embrittlement of X80 steel weld at different hydrogen blending ratios,» 2024.
- [82] C. Liu, H. Yang, C. Wang, H. Zhang, R. Ding, L. Ai, X. Fan, R. Zhang, X. Xu, Y. Ning, Y. F. Cheng og Y. Li, « Effects of CH₄ and CO on hydrogen embrittlement susceptibility of X80 pipeline steel in hydrogen blended natural gas,» 2023.
- [83] M. Röthig, J. Hoschke, C. Tapia, J. Venezuela og A. Atrens, « A review of gas phase inhibition of gaseous hydrogen embrittlement in pipeline steels,» 2024.
- [84] S. Cerniauskas, A. J. C. Junco, T. Grube, M. Robinius og D. Stolten, «Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: Cost assessment for a Germany case study,» 2020.
- [85] C. Verde og L. Torres, Modeling and monitoring of pipelines and networks, Springer, 2017, pp. 20-29.
- [86] M. A. Adegboye, W.-K. Fung og A. Karnik, «Recent Advances in Pipeline Monitoring and Oil Leakage Detection Technologies: Principles and approaches,» MDPI, 2019.
- [87] M. Ho, S. El-Borgi, D. Patil og G. Song, «Inspection and monitoring systems subsea pipelines: A review paper,» 2020.
- [88] S. M. Folga, «Natural gas pipeline technology overview,» 2007.
- [89] H. Hameed, Y. Bai og L. Ali, «A risk-based inspection planning methodology for integrity management of subsea oil and gas pipelines,» 2021.
- [90] International Renewable Energy Agency, «Hydrogen pipelines,» 2022.
- [91] EUROPIPE, «EUROPIPE Pipes internally lined with Epoxy Flow Coat Ready for 100 Percent Hydrogen,» 2022.
- [92] A. Lin og G. Bagnato, «Revolutionising energy storage: The Latest Breakthrough in liquid organic hydrogen carriers,» 2024.
- [93] H. Blanco, «What's best for Hydrogen transport: ammonia, liquid hydrogen, LOHC or pipelines?,» 2022.

