

Ragnhild Skipevåg
Anneli Sørland Torper

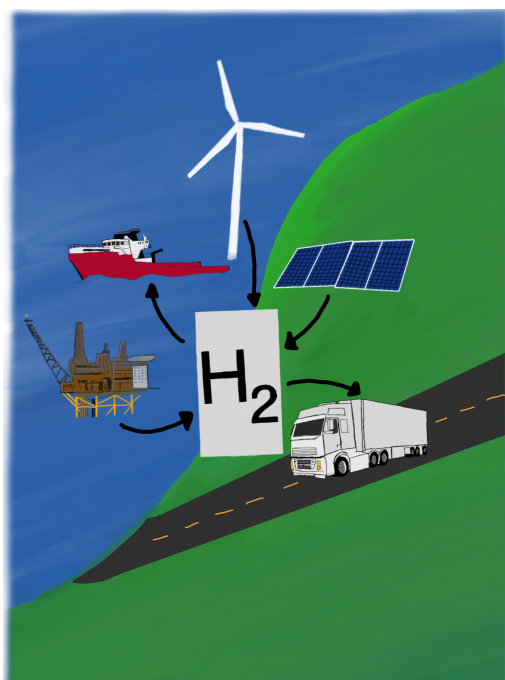
Samspillet mellom fremtidig energimiks og hydrogen for å nå norske klimamål mot 2050

Bacheloroppgave i Fornybar energi, ingeniør

Veileder: Håvard Karoliussen

Medveileder: Kenneth Brandsås, NTE

Mai 2021



Ragnhild Skipevåg
Anneli Sørland Torper

Samspeilet mellom fremtidig energimiks og hydrogen for å nå norske klimamål mot 2050

Bacheloroppgave i Fornybar energi, ingeniør
Veileder: Håvard Karoliussen
Medveileder: Kenneth Brandsås, NTE
Mai 2021

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for ingeniørvitenskap
Institutt for energi- og prosessteknikk



Kunnskap for en bedre verden

Det eneste som er sikkert, er at alt er usikkert
- Alf Bjørseth, 05. mai 2021 -

Forord

Denne bacheloroppgaven avslutter det treårige ingeniørstudiet Fornybar Energi ved NTNU i Trondheim. Oppgaven er gitt av NTE til studentene Ragnhild Skipevåg og Anneli Sørland Torper. Problemstillingen i oppgaven er hvordan samspeilet mellom en fremtidig energimiks og hydrogen kan bidra til at Norge når sine klimamål innen 2050. Oppgaven utgjør 20 studiepoeng og oppgaven må begrenses deretter.

For å gjøre oppgaven mer overkommelig, er det valgt en overordnet tilnærming. Det er tatt utgangspunkt i de produksjonsmetodene som ser ut til å utgjøre det meste av produksjonen i Norge i fremtiden; grått og blått hydrogen fra naturgass og grønt hydrogen fra elektrolyse. Produksjon av hydrogen krever et bruksmarked. Det er derfor nevnt ulike sektorer der hydrogen kan spille en viktig rolle på veien mot et lavutslippssamfunn. Det er lagt fokus på innenlandskraftbruk.

Gjennom arbeidet med oppgaven har det vært kontaktet en rekke sentrale fagpersoner innen ulike tema som dekkes av oppgaven. Blant disse er Alf Bjørseth og Bjørn Thorud om solkraft, Christoph Stiller om hydrogen i Tyskland, Steffen Møller-Holst om hydrogenkjøretøy og Ulf Eriksen om Statkrafts rolle i hydrogenproduksjon. Vi ønsker å takke alle som har bidratt i arbeidet med oppgaven.

Vi ønsker spesielt å takke Kenneth Brandsås og NTE for tildeling av denne spennende oppgaven og god oppfølging. Videre fortjener professor Bruno Pollet en stor takk for ukentlig oppfølging og god veiledning i begynnelsen av oppgaveskrivingen. Oppgaven hadde ikke blitt like bra uten veiledningen vi har fått av Håvard Karoliussen etter påske. Med et enormt engasjement og tett oppfølging, fortjener du den største takken av dem alle. Vi er også veldig takknemlige for at alle nøkkelpersonene du har satt oss i kontakt med.

Sist, men ikke minst, ønsker gruppen å rette en stor takk til våre to kjærester som har bidratt med nyttig informasjon, støtte og motivasjon gjennom hele oppgaveskrivingen.

Trondheim, 20. mai 2021



Ragnhild Skipevåg



Anneli Sørland Torper

Sammendrag

Gjennom Kyotoavtalen og Parisavtalen har Norge forpliktet seg til å redusere klimagassutslipp kraftig innen 2030 og 2050. Hydrogen som energibærer kan bli en viktig grunnpilar for at Norge skal nå klimamålene.

Produksjon av ammoniakk og metanol er de største forbrukerne av hydrogen i Norge i dag. Disse industriene vil dominere norsk hydrogenetterspørsel også i årene fremmover. I tillegg kan hydrogen bli viktig i ulike transportsektorer, spesielt i maritim sektor og for lastebiler. I disse sektorene er det få andre alternative lavutslippsteknologier.

Hydrogen kan i fremtiden bli en eksportvare fra Norge tilsvarende det naturgass er i dag. Land som Tyskland og England bruker gass til oppvarming, og kan i fremtiden benytte hydrogen til dette. Tyskland har en stor stålproduksjon hvor norsk hydrogen kan være med på å gjøre produksjonen utslippsfri.

For at hydrogenet ikke skal bidra til klimagassutslipp, er det viktig at det produseres fra fornybare kilder. Grønt hydrogen produseres vanligvis fra elektrolyse der kraften kommer fra vann, vind eller sol.

Grønt hydrogen kan også være et godt alternativ ved utbygging av innestengt kraft, hvor tilgang på nett er begrenset eller ikke eksisterende.

Det meste av hydrogenet som blir produsert i Norge og verden i dag, er grått hydrogen som produseres ved reformering av naturgass. Dersom Norge skal nyttiggjøre seg av de resterende naturgassressursene, må karbonfangst- og lagring benyttes i kombinasjon med hydrogenproduksjon. Da blir hydrogenet blått.

Vannkraft dominerer den norske kraftproduksjonen, men utbyggingen av vind- og solkraft har hatt en betydelig økning de siste årene. Felles for disse er at de i liten grad er regulerbare; kraften må produseres når det blåser og når det er sol.

Flytende sol på vannkraftmagasiner er spennende fordi det allerede er utbygd nett i området. Solceller vil også redusere vanntap fra fordampning, og det vil være mer vann tilgjengelig for kraftproduksjon.

For å kunne utnytte den uregulerbare kraften, blir det viktig å kunne lagre den. Et marked for hydrogen kan gjøre at det er aktuelt å lagre slik overskuddskraft som hydrogen, som igjen kan fraktes dit den forbrukes. Dette krever imidlertid infrastruktur.

En av de største utfordringene med hydrogen er lagring. Hydrogen ved atmosfærisk tilstand har for lav volumetrisk energitetthet. Hydrogenet må enten lagres under trykk, på flytende form, eller som en hydrogenrik væske. Frakt av hydrogen bør skje i flytende form, både for å redusere volum og øke sikkerheten. Ammoniakk er så giftig at den helst bør unngås. Siden det i dag er problemer med boil-off fra flytende hydrogentanker, anbefaler mange ammoniakk. Dersom firmaet IC Technology lykkes med å utvikle lagringstanker for flytende hydrogen uten boil-off, vil det bli mye mindre aktuelt med ammoniakk.

Abstract

Norway has committed to substantially reduce greenhouse gas emissions by 2030 and 2050 through the Kyoto and Paris agreement. Hydrogen as an energy carrier might become a vital pillar for Norway to achieve their climate goals.

Ammonia and methanol producers consumes the majority of hydrogen in Norway today. These industries will also dominate Norwegian hydrogen demand in the years to come. Additionally, hydrogen may become important in various transportation sectors, particularly in the maritime sector and for trucks. There are few alternatives for viable low emission technologies in these sectors.

In the future, hydrogen may become an export product from Norway, comparable with natural gas' position today. Countries such as Germany and England utilize gas for heating, and in the future might make use of hydrogen for this purpose. Regarding Germany's large-scale steel production, Norwegian hydrogen may be a part of the solution for it to reach zero emissions.

For hydrogen production not to contribute to the global greenhouse gas emissions, it is central that hydrogen is produced using renewable sources. Green hydrogen is generally produced through electrolysis which employs energy from hydropower, wind, or solar.

Furthermore, green hydrogen may also be a good alternative for energy production in remote areas where the access to an electricity grid is limited or nonexistent.

Most of the hydrogen produced globally and in Norway today, is gray hydrogen which is produced by reformation of natural gas. If Norway is to utilize the remaining natural gas reserves, carbon capture and storage must be made use of, in union with hydrogen production. The hydrogen will be blue as a result.

Hydropower dominates the Norwegian power generation. However, the expansion of wind and solar has grown significantly over the past few years. The commonality is that they are both intermittent; The energy must be generated when the wind is blowing, and the sun is shining.

Floating solar on hydropower water reservoirs are compelling as the infrastructure in the area is already developed. Solar cells will also reduce loss of water due to evaporation which will lead to more water available for energy production.

To take advantage of this intermittent energy, storage will be crucial. A market for hydrogen may make it possible for surplus energy to be stored as hydrogen, which then can be transported to the consumer. Though this leads to a requirement for infrastructure.

One of the largest challenges regarding hydrogen is storage. Hydrogen at atmospheric pressure has too low volumetric energy density. Therefore, the hydrogen must either be stored in pressurized storage, in liquid state or as hydrogen rich liquids. To reduce the volume and increase the security, hydrogen should be transported in liquid state. As ammonia is highly toxic it should be avoided. In the light of today's liquid hydrogen containers' issues with boil-off, ammonia is highly recommended. Ammonia will become less important if the company IC Technology successfully completes their development of liquid hydrogen containers without boil-off.

Kontaktpersoner

| Navn | Stilling | Bedrift | Kontaktform |
|--------------------------|---|-----------------------------------|----------------|
| Alf Bjørseth [1] | Gründer | Scatec | Teamsmøte |
| Bjørn Thorud [2] | Solenergiansvarlig | Multiconsult | Teamsmøte |
| Christoph Stiller [3] | Leder bærekraftig H_2 | Linde, DE | Teamsmøte |
| Steffen Møller-Holst [4] | Markedsdirektør | Sintef | Teamsmøte |
| Ulf Eriksen [5] | Avdelingsleder hydrogen | Statkraft | Teamsmøte |
| Roger Sæther [6] | Teknisk ansvarlig kjøretøy og system | ASKO | Telefonsamtale |
| Knut Skårdalsmo [7] | Konsulent | Skaardalsmo Fuel Consulting AS | Telefonsamtale |
| Steinar Eikaas [8] | VP low carbon solutions | Equinor | Mailutveksling |

Begrepsliste

| | |
|--|---|
| Blått hydrogen | Hydrogen fremstilt ved reformering av naturgass med karbonfangst og -lagring. |
| Boil-off | Et fenomen der nedkjølt flytende hydrogen ikke blir holdt ved en lav nok temperatur, slik at deler av væsken begynner å fordampe. |
| Dendrittvekst | Ujevn utfelling på katoden. |
| Distribusjonsnett | Fordelingsnett ut til forbrukere av kraft. |
| Energi | Alle former for energi. |
| Energibærer | Et stoff det er mulig å lagre energi i som kan utnyttes ved et senere tidpunkt. |
| Energiledd | Del av nettleien som er knyttet til forbruket. |
| Fast tariff | Fast nettleie. |
| Fastledd | En fast sum i nettleie. |
| Gravimetrisk kapasitet | Amperetime per gram. Brukes for batterier. |
| Grått hydrogen | Hydrogen produsert fra naturgass. |
| Grønt hydrogen | Hydrogen produsert fra fornybare energikilder. |
| Hydrokraking | Nedbryting av oljefraksjoner. |
| Høyenergifotoner | Fotoner som har en bølgelengde på under $1,13 \mu\text{ m}$. |
| Kraft | Elektrisk energi. |
| Kraftpris | Prisen på selve kraften. |
| Kritisk trykk, P_c | Over det kritiske trykket er det ikke mulig å skille mellom væske og gass. |
| Lavenergifotoner | Fotoner som har en bølgelengde på over $1,13 \mu\text{ m}$. |
| Magasinkraftverk | Et kraftverk der vannet lagres i magasiner. |
| Monokrystallinsk | Solcelle som består av enkrystall. |
| Multikrystallinsk | Solcelle som består av flere krystaller. |
| Nettleie | Transportkostnaden av å frakte kraft gjennom nettet. Tap, vedlikehold og utbygging.. |
| Primærbatteri | Et batteri som ikke kan lades opp. |
| Prosessvarme | Energi som trengs for å varme opp en kjemisk eller elektrokjemisk prosess. |
| Pumpekraftverk | Et vannkraftverk bestående av to magasiner der det er mulig å pumpe opp vann fra det laveste magasinet til det høyeste. |
| Raffinering | Kjemisk foredlingsprosess av for eksempel olje.. |
| Ratifikasjon | En stat forplikter seg til å følge en internasjonal avtale. |
| Reduksjonsmiddel | Et stoff som reduseres et annet. FO for eksempel i jernoksid til jern. |
| Reduksjonspotensiale | Potensiale til å bli redusert. |
| Rekombinasjon | Fritt elektron faller ned i et positivt elektronhull før det når den ytre kretsen. |
| Sekundærbatteri | Et batteri som kan lades opp. |
| Strømpris | Summen av kraftpris, nettleie og offentlige avgifter. |
| Syklus | noe som kommer tilbake til utgangspunktet . |
| Tariff | Annet ord for nettleie. |

Variabel tariff

Variabel nettleie.

Vekselvirkninger (solceller)

Et foton kan bare slå løs et elektron i solcellen.

Symbolliste

a : Van der Waals konstant; $0,02479 \frac{\text{Pa}\cdot\text{m}^6}{\text{mol}^2}$ for hydrogen

b : Van der Waals konstant; $2,66 \cdot 10^{-5} \frac{\text{m}^3}{\text{mol}}$ for hydrogen

c : Lyshastigheten = $3,00 \cdot 10^8 \text{m/s}$

E : Energi

h : Plancks konstant = $6,626 \cdot 10^{-34} \text{Js}$

Mm : Molar masse [gram/mol]

m : Masse [gram]

n : Stoffmengde [mol]

P : Trykk [bar]

P_c : Kritisk trykk [bar]

R : Gasskonstant = $0.08314 \left[\frac{\text{Liter}\cdot\text{Bar}}{\text{Kelvin}\cdot\text{mol}} \right]$

T : Temperatur [Kelvin]

T_c : Kritisk temperatur [Kelvin]

V : Volum [Liter]

Vm : Molart volum [mol/Liter]

Nm^3 : Normal kubikkmeter

Sm^3 : Standard kubikkmeter

Z : Kompresjonsfaktor

λ : Bølgelengde

Forkortelser

AEC: Alkalisk elektrolysecelle

AEMEC: Anion Exchange Membrane elektrolysecelle

ATR: Autotermisk reformering

CH₂: Komprimert hydrogengass

CO₂e: CO₂-ekvivalenter

kt : Tusen tonn

LH₂: Flytende hydrogengass

Mt : Millioner tonn

NG: Naturgass

NVE: Norges vassdrags- og energidirektorat

PEMEC: Proton Exchange Membrane elektrolysecelle

POX: Partiell oksidasjon

SMR: Dampreforming

SOEC: Solide Oxide elektrolysecelle

SSB: Statistisk sentralbyrå

TRL: Markedsmodenhet, (Technology readiness level)

2K: Andre kvartal

3K: Tredje kvartal

Innhold

| | |
|--|-----------|
| Forord | ii |
| Sammendrag | iii |
| Abstract | iv |
| Kontaktpersoner | v |
| Begrepsliste | vi |
| Symbolliste | viii |
| Forkortelser | ix |
| 1 Innledning | 1 |
| 1.1 Klimamål i Norge frem til 2050 | 2 |
| 1.2 Veien mot et lavutslippssamfunn | 3 |
| 1.3 Status for hydrogen | 3 |
| 1.4 Utarbeiding av problemstillingen | 4 |
| 2 Klimagassutslipp | 6 |
| 3 Energiforbruk og kraftproduksjon | 8 |
| 3.1 Fornybar kraft | 8 |
| 3.2 Vannkraft | 11 |
| 3.2.1 Magasinkraftverk | 13 |
| 3.2.2 Elvekraftverk | 15 |
| 3.2.3 Småkraftverk | 15 |
| 3.2.4 Ny vannkraft | 16 |
| 3.3 Vindkraft | 16 |
| 3.3.1 Vindkraftmotstand | 18 |
| 3.3.2 Ny vindkraft | 18 |
| 3.4 Solkraft | 19 |
| 3.4.1 Virkningsgrad til solcelle | 22 |
| 3.4.2 Fremtidige solceller | 23 |
| 3.4.3 Solkraftpotensial | 23 |
| 3.5 Strømpris | 24 |
| 3.5.1 Kraftpris | 24 |
| 3.5.2 Nettleie | 25 |
| 4 Batterier | 28 |
| 4.1 Litium ion-batteri | 29 |
| 4.1.1 Litium kobolt oksid (LCO) | 29 |
| 4.1.2 Litium jernfosfat (LFP) | 30 |
| 4.1.3 Litium manganoksid (LMO) | 30 |
| 4.1.4 Litium nikkelt mangan kobolt oksid (NMC) | 31 |
| 4.2 Andre batteriteknologier | 32 |
| 5 Hydrogenets egenskaper | 34 |
| 5.1 Å regne på hydrogen | 34 |
| 5.1.1 Ulike måter å lagre hydrogen på | 36 |
| 5.1.2 utfordringer med hydrogen | 37 |
| 6 Bruk av hydrogen | 38 |

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 6.1 | Hydrogen i industri | 39 |
| 6.2 | Hydrogen i transportsektoren | 41 |
| 6.2.1 | Landtransport | 42 |
| 6.2.2 | Maritim sektor | 43 |
| 6.3 | Hydrogen i andre anvendelser | 44 |
| 7 | Produksjon av hydrogen | 46 |
| 7.1 | Grått og blått hydrogen | 46 |
| 7.1.1 | Dampreforming | 47 |
| 7.1.2 | Partiell oksidasjon | 47 |
| 7.1.3 | Autotermisk reformering (ATR) | 47 |
| 7.1.4 | Karbonfangst og -lagring | 48 |
| 7.1.5 | Kostnader knyttet til blå og grå H_2 -produksjon | 50 |
| 7.2 | Grønt hydrogen | 51 |
| 7.3 | Andre produksjonsmåter | 54 |
| 8 | Metoder | 55 |
| 8.1 | Kontakt med sentrale fagpersoner | 55 |
| 8.2 | Bruk av data | 56 |
| 8.3 | Tallverdier til figurer | 56 |
| 8.4 | Antagelser | 56 |
| 8.5 | Fra resultater | 57 |
| 8.5.1 | Van der Waals ligning | 57 |
| 8.5.2 | Grått og blått hydrogen | 58 |
| 8.5.3 | CO_2 -avgift | 58 |
| 8.5.4 | Naturgasspris | 58 |
| 8.5.5 | Grønt hydrogen | 59 |
| 8.5.6 | Kraftpris | 59 |
| 8.5.7 | Nettleie | 60 |
| 8.6 | Energimiks | 61 |
| 8.7 | Hydrogenproduksjon | 62 |
| 9 | Resultater | 66 |
| 9.1 | Beregninger av gassvolum for hydrogen | 66 |
| 9.2 | Energimiks | 66 |
| 9.3 | Hydrogenproduksjon | 67 |
| 9.4 | Kostnadsutvikling av grått, blått og grønt hydrogen | 68 |
| 10 | Diskusjon | 74 |
| 10.1 | Energiforbruk og kraftproduksjon | 74 |
| 10.2 | Ny kraftproduksjon i fremtiden | 75 |
| 10.2.1 | Vannkraft | 75 |
| 10.2.2 | Vindkraft | 75 |
| 10.2.3 | Solkraft | 76 |
| 10.3 | Klimapolitikk | 76 |
| 10.4 | Batteri og hydrogen | 77 |
| 10.5 | Bruk av hydrogen | 77 |
| 10.5.1 | Bruk av hydrogen i transportsektoren | 78 |
| 10.5.2 | Bruk av hydrogen i industri | 79 |
| 10.5.3 | Bruk av hydrogen til langtids energilagring | 80 |
| 10.6 | Produksjon av hydrogen | 80 |
| 10.6.1 | Grått hydrogen | 80 |
| 10.6.2 | Blått hydrogen | 80 |
| 10.6.3 | Grønt hydrogen | 81 |
| 10.7 | Videre arbeid | 82 |

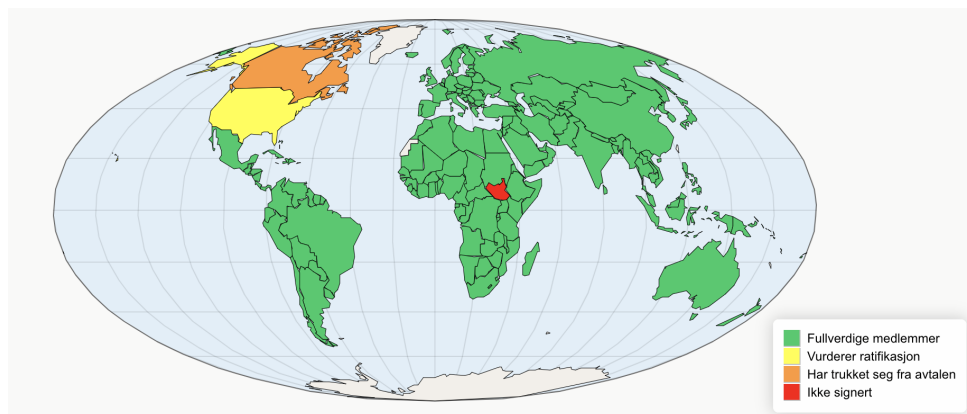
| | |
|------------|----|
| Konklusjon | 83 |
| Referanser | 84 |

1 Innledning

Klimaendringer har for alvor begynt å få oppmerksomhet for sine betydelige konsekvenser. Siden førindustriell tid har jordkloden i snitt blitt én grad varmere, og det er ventet at temperaturen vil fortsette å stige. Blant konsekvensene av dette er mer ekstremvær, tørke, oversvømmelser og forsuring av havet, noe som vil påvirke livet på jorda i stor grad. Internasjonalt samarbeid er essensielt for å begrense endringene så mye som mulig. [9]

Under Riokonferansen i 1992 ble det vedtatt tre konvensjoner som skulle samle verdens land om å arbeide mot menneskeskapte klimaendringer. Den mest omtalte konvensjonen av de tre er Klimakonvensjonen. Denne har som mål å begrense klimagassutslipp, og det ble vedtatt at det skulle settes konkrete og ambisiøse mål for å redusere slike utslipp. Klimakonvensjonen ble malen for de fremtidige internasjonale klimaavtalene; Kyotoavtalen og Parisavtalen. [10]

Kyotoavtalen ble vedtatt som et tillegg til Klimakonvensjonen desember 1997 i Kyoto, Japan, og ble med det den første forpliktende internasjonale klimaavtalen. Avtalen trådte ikke i kraft før i februar 2005. På det tidspunktet hadde 55 land ratifisert avtalen. Figur 1.1 viser en oversikt over hvilke land som hadde ratifisert Kyotoavtalen da den utgikk ved utgangen av 2020. Figuren viser at Canada hadde ratifisert avtalen, men senere valgte å trekke seg. Avtalen omfattet konkrete mål og tidsfrister for kutt i klimagassutslipp, men disse gjaldt kun for industriland. I tillegg var ikke utslippene fra internasjonal fly- og sjøfart inkludert. Målene for kutt i klimagassutslipp var referert til nivået i 1990. En annen utfordring med Kyotoavtalen var at USA aldri ratifiserte avtalen, og dermed omfattet ikke avtalen et land med betydelige klimagassutslipp. [11]

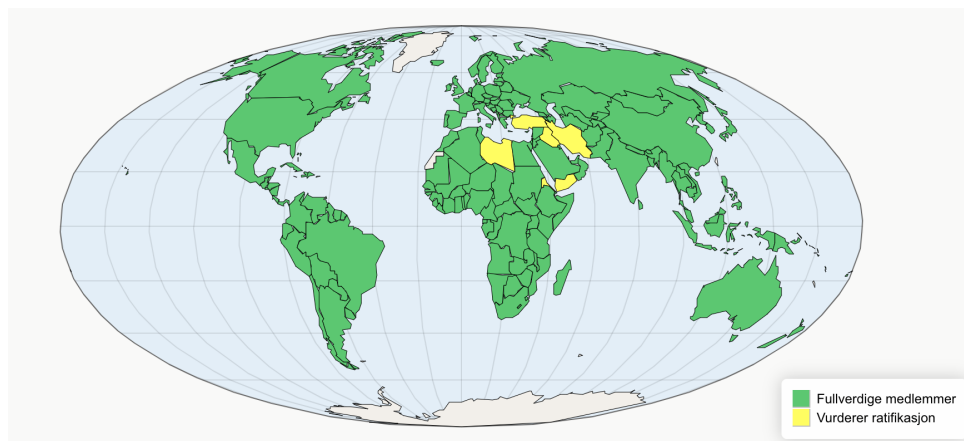


Figur 1.1: Oversikt over hvilken stilling landene i verden har til Kyotoavtalen ved utgangen av avtalen desember 2020. Illustrasjonen er hentet fra FN sine hjemmesider. [11]

Kyotoavtalen skulle stå frem til 2012, men ble forlenget gjennom Kyoto 2 til 2020. Dette ble gjort for å sørge for at det ble vedtatt en ny internasjonal klimaavtale innen denne utgikk. I 2015 ble dette en realitet, da Parisavtalen ble vedtatt. Parisavtalen tok da plassen til den snart utgåtte Kyotoavtalen. [11]

1.1 Klimamål i Norge frem til 2050

Parisavtalen er en internasjonal avtale som forplikter alle land i verden til å bidra med å redusere klimagassutslipp. Målet med avtalen er at temperaturen på jorden ikke skal stige mer enn 2 °C, men det skal også gjøres en iherdig innsats for å sørge for at temperaturen ikke stiger med mer enn 1,5 °C. Figur 1.2 viser en oversikt over alle landene som har ratifisert eller vurderer ratifikasjon av Parisavtalen ved utgangen av 2020. Det er svært få land som per desember 2020 ikke har ratifisert avtalen. [12]



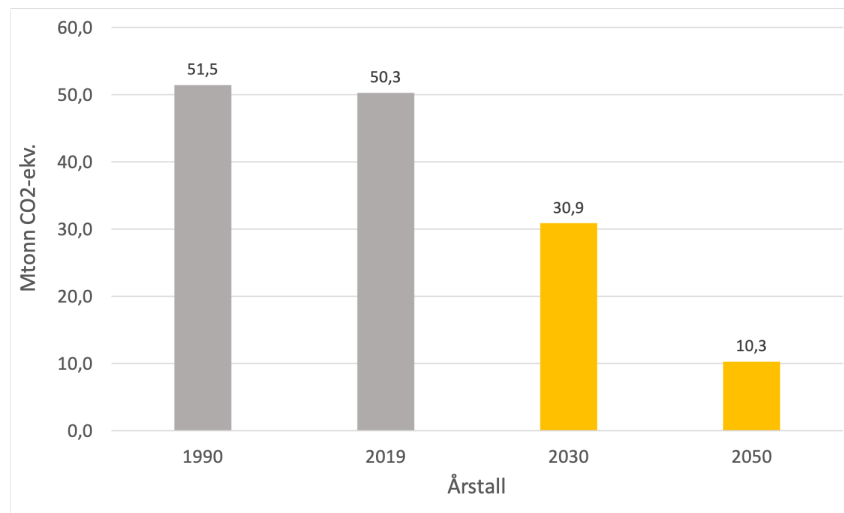
Figur 1.2: Oversikt over hvilke land som har ratifisert Parisavtalen ved slutten av 2020. Illustrasjonen er hentet fra FN sine hjemmesider. [12]

Parisavtalene kunne ikke tre i kraft før minst 55 land som til sammen sto for 55 % av verdens klimagassutslipp, hadde ratifisert avtalen. Dette skjedde 4. november 2016 [13]. Avtalen medfører at alle land skal lage en nasjonal plan og nasjonale mål om hvordan og hvor mye utslippene skal kuttes. Fra og med 2020 skal det hvert femte år settes nye og mer ambisiøse mål. Det skal også hvert femte år fra og med 2023 rapporteres inn hvordan situasjonen med utslippskuttene er. [12]

For å begrense klimaendringene, er det viktig at de landene som står for størstedelen av utslippene har ratifisert Parisavtalen. Et av de landene med størst klimagassutslipp er USA. USA blir omtalt som verdens mektigste land, og deres deltakelse i Parisavtalen er vesentlig for nå de målene som er satt. USA skrev under på Parisavtalen i 2016 under Obama-administrasjonen, men allerede i 2017 meldte den da nytiltrådte presidenten, Donald Trump, at USA ville trekke seg fra avtalen. Dette ble realiteten november 2020. Noe av det første Joe Biden gjorde da han ble innsatt som president få måneder senere, var å gå inn i Parisavtalen igjen. Slik politisk ustabilitet er ikke et engangstilfelle, og ikke ideelt for internasjonalt samarbeid. [11, 13, 14]

Norge ratifiserte Parisavtalen 22. april 2016. På bakgrunn av dette ble det i 2017 presentert en ny klimalov for Norge, som trådte i kraft året etter. I klimaloven er det satt ambisiøse mål som har som hensikt å støtte Norges omstilling til et lavutslippssamfunn frem mot 2050. Målet for 2030 er at klimagassutslippene skal ha blitt redusert med minst 40% sammenlignet med utslippene i 1990. Tilsvarende for 2050 er en reduksjon på 80-95% i forhold til 1990-nivået. [15]

Som illustrert i figur 1.3, ble det sluppet ut 51,5 millioner tonn CO_2 -ekvivalenter i 1990 i Norge. De nåværende klimamålene betyr at utslippet i 2030 skal reduseres ned til 30,9 Mt CO_2e og i 2050 ned til 10,3 Mt CO_2e . I følge figuren har reduksjonen frem til 2019 bare vært på 2,3 %. Av utslippene i 2019 sto transportsektoren for en betydelig andel; hele 12,7 Mt CO_2e . Utslippene fra ulike sektorer omtales videre i kapittel 2. [16]



Figur 1.3: Historisk og fremtidig utvikling av klimagassutslipp i Norge med bakgrunn i klimamålene for 2030 og 2050. Dataene for 1990 og 2019 er hentet fra Statistisk sentralbyrå. [16]

1.2 Veien mot et lavutslippssamfunn

Forbrenning av fossile bensler har ført til store utslipp av klimagasser [17]. De sektorene som står for det meste av utslippene i Norge var i 2019; industri og bergverk, transport og olje- og gassutvinning. Disse sto for et utslipp på henholdsvis 11,6, 14,0 og 12,7 Mt CO_2e . Dette illustreres i figur 2.2. [16]

Allerede er elektrifisering og bruk av batteri et viktig tiltak i en rekke sektorer for å redusere utslipp. Som eksempel økte andelen elbiler med 391,8 % fra 2015 til 2020. [18]

I sektorer der elektrifisering er vanskelig, kan hydrogen produsert ved hjelp av fornybare energikilder være et godt alternativ. Det er også viktig at hydrogen som allerede brukes i dag, fremstilles fra fornybare kilder. I dag brukes det 225 kt hydrogen, først og fremst til fremstilling av ammoniakk og metanol i industrisektoren. Hydrogenet som benyttes fremstilles av naturgass, og kalles grått hydrogen. Utslippene fra denne fremstillingen kan fjernes ved å erstatte grått hydrogen med grønt. [19]

1.3 Status for hydrogen

Etter at EØS-avtalen trådte i kraft i 1994 har Norge fått en rekke nye miljø- og klimalover. Det blir idag anslått at omlag 80% av de norske miljø- og klimalovene kommer fra EØS-avtalen, og det utarbeides stadig flere. Norge vil også samarbeide med EU gjennom European Green Deal, hvor målet er klimanøytralitet innen 2050. I arbeidet mot å oppnå denne klimanøytraliteten la regjeringen sommeren 2020 frem *Norges hydrogenstrategi*. Denne strategien skal gi styrket satsing på hydrogen i Norge fremover. [20, 21]

I forbindelse med Covid-19 utbruddet i Norge la regjeringen i mai 2020 frem en krisepakke som ga signal om økt satsing på hydrogen. En slik satsing skulle virke som et tiltak mot de økonomiske utfordringene pandemien førte med seg. I fjor ble det satt av 100 millioner kroner som var øremerket hydrogensatsingen. Regjeringen dobler nå satsingen på hydrogen, og øker beløpet til 200 millioner kroner i det reviderte nasjonalbudsjettet for 2021. 11. juni 2021, et år etter at den norske hydrogenstrategien ble publisert, skal et veikart utgis. [19, 22]

Tabell 1.1: Oversikt over hvilke land som har gitt ut en hydrogenstrategi, og hvilke som har planlagt og gi ut en strategi. [23, 24]

| Land som har publisert hydrogenstrategi | Land som kommer med hydrogenstrategi |
|---|--------------------------------------|
| Frankrike, 2018 | Østerrike |
| Japan, 2019 | Colombia |
| Australia, 2019 | Danmark |
| Sør-Korea, 2020 | Marokko |
| Nederland, 2020 | Oman |
| Norge, 2020 | Paraguay |
| Tyskland, 2020 | Uruguay |
| EU, 2020 | Storbritania |
| Portugal, 2020 | Sverige |
| Spania, 2020 | Irland |
| Chile, 2020 | |
| Finland, 2020 | |
| Italia, 2021 | |

I tabell 1.1 er det gitt en oversikt over hvilke land som allerede har vedtatt en hydrogenstrategi, og hvilke land som planlegger en strategi. Overvekten av utgitte hydrogenstrategier kom i 2020, og viser en global interesse for hydrogen. Tyskland, Storbritannia og Nederland er eksempler på land som jobber med konkrete hydrogenprosjekter [19]. Tyskland er et foregangsland, og i følge Christoph Stiller satser Tyskland hardt på hydrogen [25]. [23, 24]

Tyskland la i juni 2020 frem sin hydrogenstrategi. Her ble hydrogen etablert som en avgjørende faktor for at Tyskland skal kunne omstilles slik at landet oppfyller EUs klimamål innen 2030. Hydrogenstrategien til Tyskland slår fast at landet skal være verdensledende innen å utvikle og benytte hydrogenteknologi. Hydrogenstrategien slår fast at sektorer som tungtransport, skips- og flytrafikk, men også industriprosesser som står for størstedelen av klimagassutslippene, som stål- og sementproduksjon, skal avkarboniseres ved bruk av hovedsakelig grønt hydrogen. Det kommer likevel frem at også blått hydrogen vil være en viktig kilde av hydrogen for å kunne nå klimamålene. [26]

I Norge har Statkraft en rekke hydrogenprosjekter på gang. Blant annet er det prosjekter på gang i Berlevåg hvor det skal produseres grønt hydrogen til maritim bruk, og hos YARA hvor grått hydrogen til ammoniakproduksjon skal erstattes med grønt hydrogen. På Berlevåg skal det grønne hydrogenet produseres fra vindkraft fra Raggovidda, mens for YARA skal hydrogenet produseres ved å benytte kraft fra nettet. [5]

1.4 Utarbeiding av problemstillingen

Som utgangspunkt fikk gruppen tilsendt en todelt problemstilling fra Nord Trøndelag Elektrisitetsverk, NTE. De to delene omhandlet utviklingen til hydrogen og hvordan energimixen i Norge vil være i 2050 gitt at Norge skal nå sine klimaambisjoner innen den tid.

Gjennom rådføring med både intern og ekstern rådgiver ble det klart at problemstillingen begrensens. Den eksterne veilederen uttrykte at NTE var svært åpne rundt problemstillingen, men at hydrogen er et viktig tema.

Ettersom denne oppgaven utarbeides på bestilling fra NTE er det viktig for gruppen at ønskene til bedriften blir oppfylt på en tilstrekkelig måte. Det ble derfor satt et fokus på hydrogen, og hvordan og hvor hydrogen kan bidra for for at Norge skal nå klimamålene.

For å begrense oppgaven ble det valgt at fokuset skulle ligge på produksjon av hydrogen i Norge. For produksjon av hydrogen er det blitt skilt mellom grått, blått og grønt hydrogen, der fokuset er på de tradisjonelle produksjonsmetodene. Hydrogen er en energibærer, og produksjon av hydrogen er derfor avhengig av en energikilde. Denne oppgaven fokuserer på hvordan kraftproduksjon fra de fornybare energikildene; vann, vind og sol, kan spille på lag med hydrogenproduksjon.

Det er også blitt tatt begrensinger innenfor batterier. Det er valgt å fokusere på Li-ion batterier, ettersom dette er de batteritypene som anses som mest aktuelle i konkurranse med hydrogen.

Produksjon av en vare er svært avhengig av at det finnes kunder for produktet. Derfor er også bruken av hydrogen blitt innlemmet i oppgaven. Det er valgt en overordnet tilnærming til problemstillingen, og dybden rundt de ulike temaene er begrenset der etter.

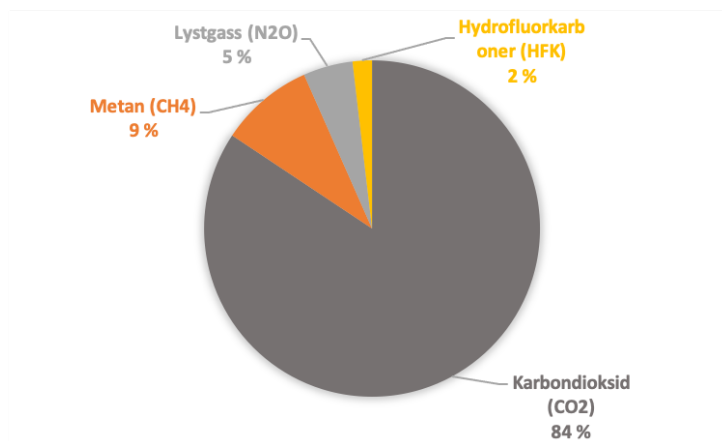
2 Klimagassutslipp

Klimagasser er gasser som endre klodens evne til å holde på varme, bedre kjent som drivhuseffekten. Dette vil med tiden endre klodens klima. Klimagassutslipp er dermed utslipp til luft av nettopp slike gasser. [27]

De ulike klimagassene påfører atmosfæren ulik oppvarmingseffekt og levetid. For at de ulike gassenes effekt skal kunne sammenlignes direkte benyttes enheten CO_2e . Dette er mulig ved å benytte omregningsfaktoren; global oppvarmingspotensial, GWP. Denne tar hensyn til gassenes totale oppvarmingseffekt over en periode på 100 år. [28]

For Norge var det totale utslippet i form av CO_2e 51,5 Mt. I følge klimamålene til Norge skal det altså slippes ut mindre enn 30,9 Mt i 2030, og i 2050 mellom 2,6-10,3 Mt. Til sammenligning så ble det i 2019 sluppet ut 50,3 Mt. Det kreves en stor reduksjon i klimagass de kommende årene for å nå de målene som er satt. [16]

Figur 2.1 viser fordelingen mellom utslipp av klimagasser. Målt i CO_2e står CO_2 for 84 % av klimagassutslippene i 2019. Deretter kommer CH_4 som står for 9 %, og N_2O som står for 5 % og HFK som står for 2 %. [29]



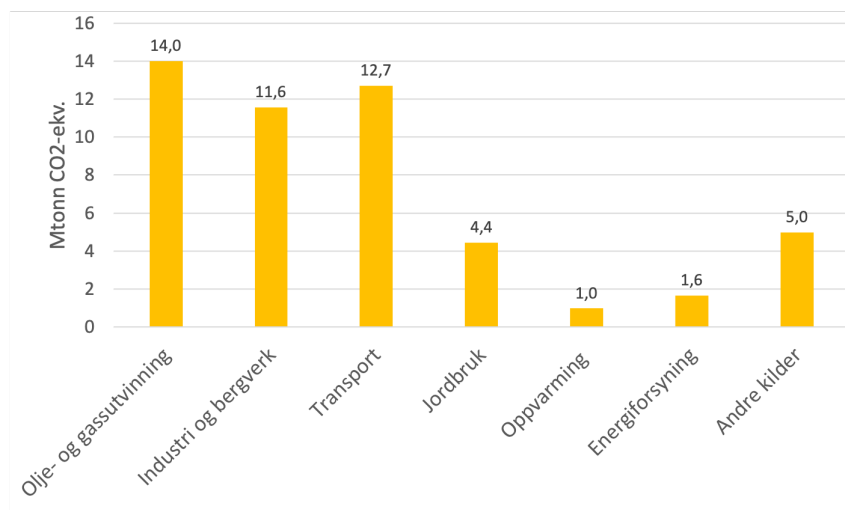
Figur 2.1: Utslipp i CO_2e fordelt på de mest betydelige klimagassene. [29]

Figur 2.2 viser klimagassutslippene i 2019 fordelt på de respektive sektorene. Kun utslipp fra innenlands bruk er tatt med. Dette betyr at utslipp fra utenlands fly- og skipsfart ikke er inkludert. Dataene denne figuren er laget av er hentet hos Statistisk sentralbyrå. Som det er vist i figuren er det tre sektorer som sammen står for den store tyngden av klimagassutslippene. Disse sektorene er olje- og gassutvinning, industri og bergverk og transport.

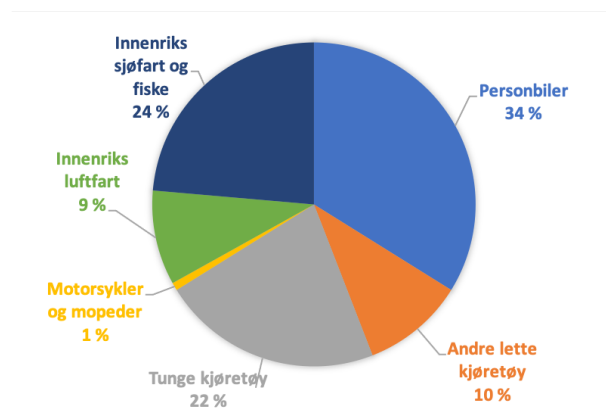
Det totale utslippet av klimagasser innen transportsektoren i 2019 var 12,7 Mt CO_2e [16]. Figur 2.3 viser kildene til klimagassutslippene fra transportsektoren. De største bidragsyterne til utslippet innen transport er personbiler, tunge kjøretøy og innenriks sjøfart og fiske.

I 2019 var det totale utslippet fra industrisektoren 11,6 Mt CO_2e . Dette utslippet er fordelt på de ulike industriområdene som vist i figur 2.4. De største bidragsyterne her er metallindustrien, oljeraffineri, petrokjemi, kunstgjødselproduksjon, samt sement-, kalk- og gipsproduksjon. [16]

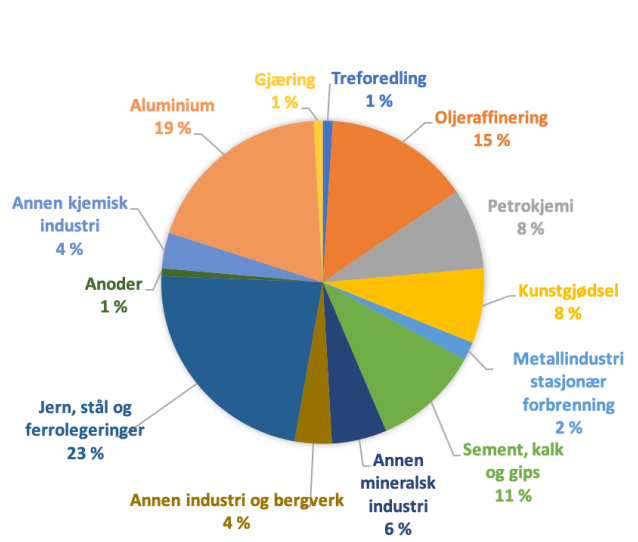
Norge er en del av et komplekst europeisk kraftsystem. Dette betyr at Norge både importerer og eksporterer kraft fra Europa. Kraften som blir produsert i Norge, kommer i all hovedsak fra fornybare energikilder. Hvor kraftproduksjonen fra vannkraft stod for hele 93,4 % i 2019. [30, 31]



Figur 2.2: Klimagassutslippene i 2019 i antall millioner tonn CO_2e fordelt på ulike sektorer. Dataene inkluderer kun innenlandsutslipp. Dataene er hentet fra Statistisk Sentralbyrå [16].



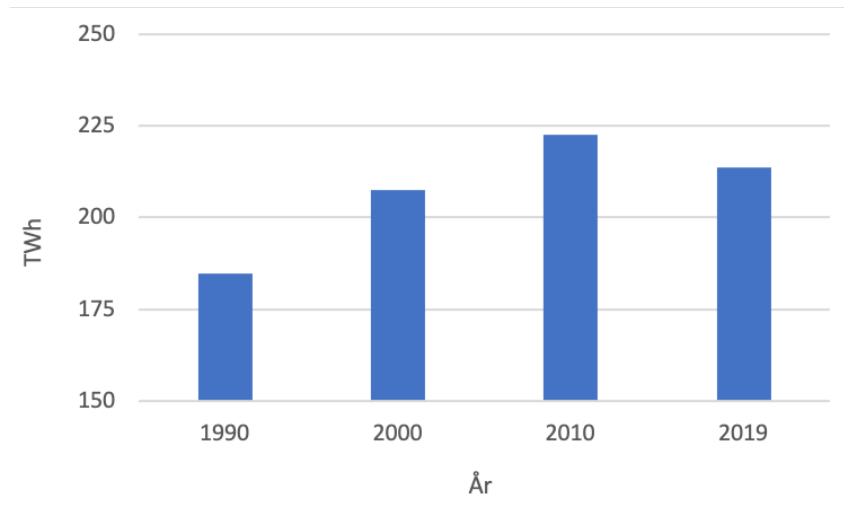
Figur 2.3: Fordelingen av klimagassutslipp på de ulike gruppene innen transport sektoren. Verdiene som er brukt er for 2019 og er hentet fra Statistisk sentralbyrå [16].



Figur 2.4: Fordelingen mellom klimagassutslippene i form av CO_2e i industrien for 2019. Dataene er hentet fra Statistisk sentralbyrå [16].

3 Energiforbruk og kraftproduksjon

Siden 1990 har det årlige energiforbruket i Norge økt med 29,0 TWh. Denne veksten kommer også frem i figur 3.1, hvor forbruket i 1990 var på 184,8 TWh og var 213,8 TWh i 2019. Andel fossilt energiforbruk i Norge var 75,1 TWh i 2019 dersom råstoff ekskluderes, mens selve kraftproduksjonen i Norge er tilnærmet 100 % fornybar. [32, 33]



Figur 3.1: Energiforbruket fra 1990 til 2019. Verdiene er hentet fra Statistisk sentralbyrå. [32]

Europa produserer kraft fra fossile kilder, og har derfor et høyt utslipp per kWh produsert kraft. Norge importerer og bruker kraft fra Europa, og får dermed også et utslipp på forbruket. I Norge var utslippet fra kraftforbruk 17 g CO_2e per kWh i 2019 [30]. I Europa ligger det tilsvarende utslippet på 256 g CO_2e , mens det globalt ligger på 442 g CO_2e [34].

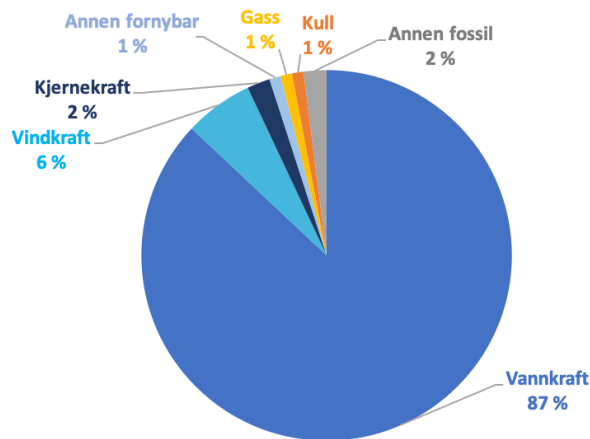
Figur 3.2 viser hvor kraften som ble brukt i Norge i 2019 kom fra. Det kommer frem fra figuren at andelen av fornybar kraftforbruk i Norge er litt lavere enn andelen fornybar kraftproduksjon i Norge. Dette er på grunn av at det også importeres litt kraft fra Europa. [30] Norge er en del av et europeisk kraftsystem. Det blir både eksportert og importert kraft på tvers av landegrensene. Utslippet fra kraftproduksjon i Europa er mye høyere enn i Norge på grunn av at det benyttes fossile energikilder. Når kraft som forbrukes i Norge, er importert fra Europa, vil det gjøre at kraftmiksen i Norge også består av fossile kilder. derfor føre med utslipp. det si at når Norge importere kraft fra det europeiske markedet, vil også andelen fossil kraft i Europa i snitt er mye høyere enn i Norge. [30]

3.1 Fornybar kraft

I et kraftsystem må det hele tiden være en balanse mellom forbruk og produksjon. Det må derfor alltid være tilgjengelig kraft i nettet. I dag er det Norske kraftsystemet dominert av regulerbar vannkraft, men andelen av uregulerbar kraft fra sol og vind, øker. [35]

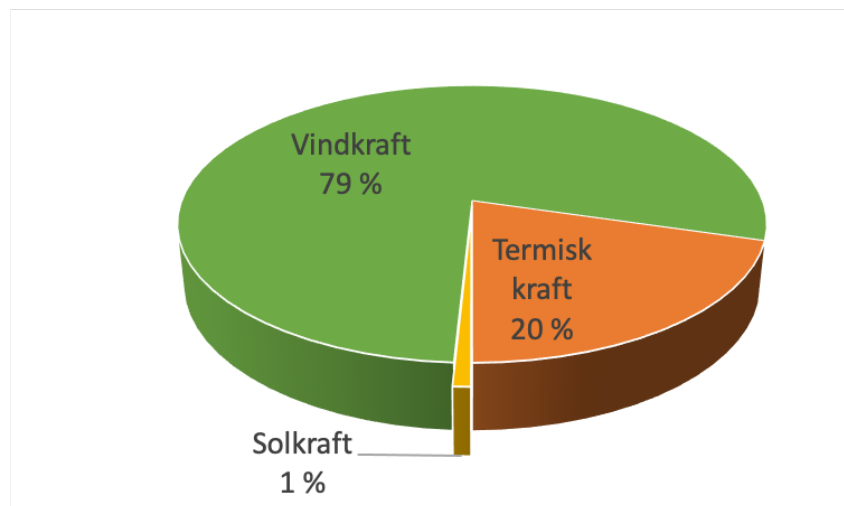
I 2020 ble det produsert 153,2 TWh kraft. Av disse ble 136,7 produsert fra vannkraft, 13,1 fra vindkraft, mens termisk kraft sto for de resterende 3,4. Vannkraften sto for omlag 90 % av den norske kraftproduksjonen dette året. [36]

I Norge er den installerte effekten for termisk kraft; 1 GW. 300 MW av disse tilhører reservekraftverk. I Norge er termisk kraft basert på gass, varme fra industrielle prosesser og avfallsforbrenning. Gass inkluderer; naturgass, biogass og CO-gass. [37]



Figur 3.2: Fordelingen av hvor kraften på det norske nettet kom fra i 2019. Illustrasjonen er basert på en lignende figur fra NVE sine nettsider. [30]

I figur 3.3 blir vannkraften ekskludert fra oversikten slik at fordelingen mellom de mindre kraftkildene er tydeligere. Dette betyr at foruten vannkraft, vil solenergi står for 1 % av den produserte kraften i Norge i 2020. [36, 38]



Figur 3.3: Fordelingen av kraftproduksjonen i Norge fra fornybare kilder når vannkraft er ekskludert i 2020. [36, 38]

Videre vil 2019 bli brukt i stedet for 2020 for å gi en mer gjennomsnittlig oversikt over kraftbildet, og gi tall fra samme periode gjennom hele oppgaven.

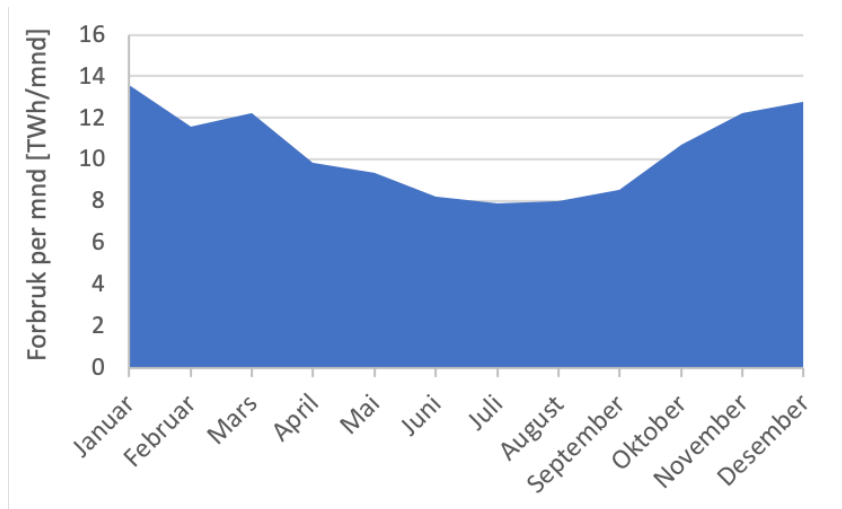
I 2019 utgjorde vannkraft i overkant av 93 % av kraftmiksen. Vindkraft stod for 4,1 %. For vannkraften betydde dette en nedgang på 9,8 % fra 2018, mens vindkraften økte med 42,5 % som vist i figur 3.13. Økningen i vindkraft skyldes utbygging av en rekke vindkraftverk. [33, 39]

Solkraft pekes på av mange som den energikilden som kommer til å vokse mest i årene som kommer. [1, 2] Som vist i figur 3.17 har den allerede hatt en betydelig vekst de siste fem årene. I 2020 var den installerte effekten 160 MW. [40]

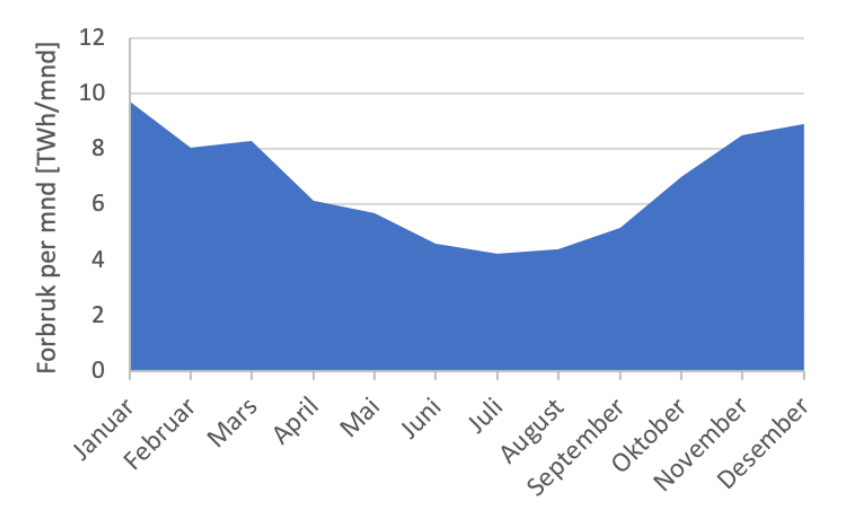
Ligning 3.1 viser hvordan brukstiden for kraftverk regnes ut. [41]

$$Bruk\text{stid [h]} = \frac{\text{\AA}rlig\text{produksjon [Wh]}}{\text{Installert\textit{effekt [W]}}} \quad (3.1)$$

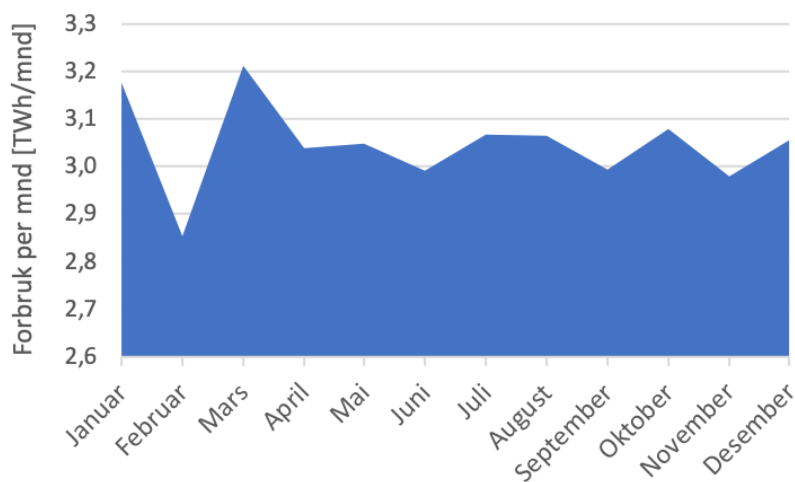
Figur 3.4 viser nettoforbruket av elektrisk kraft i Norge i 2019 fordelt på måneder. Her er det tydelig at nettoforbruket var størst på vinteren og tidlig vår. Forbruket i løpet av året var minst i juli. Figur 3.5 viser forbruket av elektrisk kraft i Norge som gikk til allminnelig forsyning i 2019. Det som legges i allminnelig forsyning er forsyning til husholdninger og tjenesteytende næringer. Også denne figuren viser den samme tendensen som figur 3.4. Forbruket er størst i de tradisjonelt kalde månedene, og minst i de varme sommermånedene. Figur 3.6 viser forbruket av elektrisk kraft i 2019 som gikk til kraftintensiv industri i Norge. Denne figuren viser ikke de samme tendensene som figur 3.4 og 3.5. Her er forbruket nokså jevnt gjennom året, og er ikke preget av om det er sommer eller vinter. [42]



Figur 3.4: Det totale forbruket av elektrisk kraft per måned i Norge i 2019. Dataene er hentet fra Statistisk Sentralbyrå. [42]



Figur 3.5: Det månedlige forbruket av elektrisk kraft i Norge til alminnelig forsyning i 2019. Dataene er hentet fra Statistisk Sentralbyrå. [42]



Figur 3.6: Norsk forbruk av elektrisk kraft per mnd til kraftintensiv industri i 2019. Dataene er hentet fra Statistisk Sentralbyrå. [42]

Mange småkraftverk har fått tildelt konsesjon, men blir ikke bygd ut. Grunnen til dette er at for mange steder blir kostnaden for å kobles på nettet blir for stor. På denne måten blir kraften innestengt, og har ikke mulighet til å komme på nettet. En løsning for å unngå denne kostnaden kan være at kraften benyttes veldig lokalt i forhold til kraftproduksjonen. Ved å for eksempel koble kraftproduksjonen direkte opp med en kraftkrevende hydrogenproduksjon. [43]

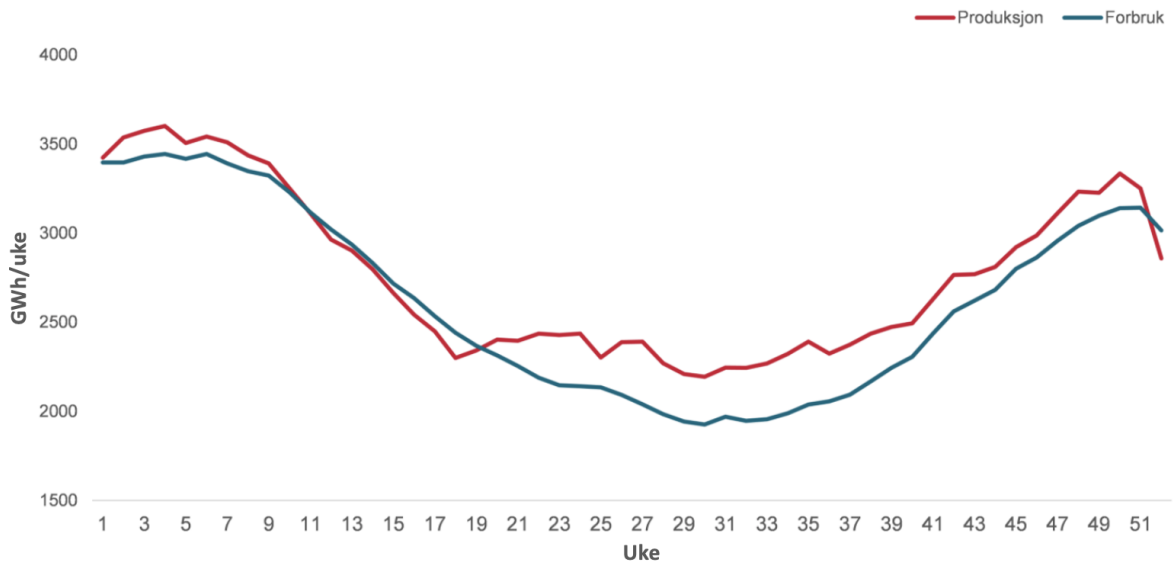
3.2 Vannkraft

Vannkraft står for den alle største delen av den norske kraftproduksjonen. I mars 2021 stod denne for rett i underkant av 90 % av den totale kraftproduksjonen i Norge [33].

Vannkraft er både en stabil og fleksibel energikilde, og hovedgrunnen til dette er at vann kan lagres i vannmagasiner. Energi kan ved det lagres til et senere tidspunkt. Det vil da være naturlig å lagre energi i magasinene ved tidspunkter hvor behovet for kraft er lavt, og benytte denne energien ved et senere tidspunkt hvor kraftbehovet er større. Vannkraftproduksjon er også lett å regulere ved at kraftverket kan stoppes og startes på kort varsel. Disse egenskapene gjør vannkraft til en spesielt viktig energikilde for fremtidens kraftmiks, hvor uregulerbar sol- og vindkraft vil få en større rolle enn de har i dag. [44]

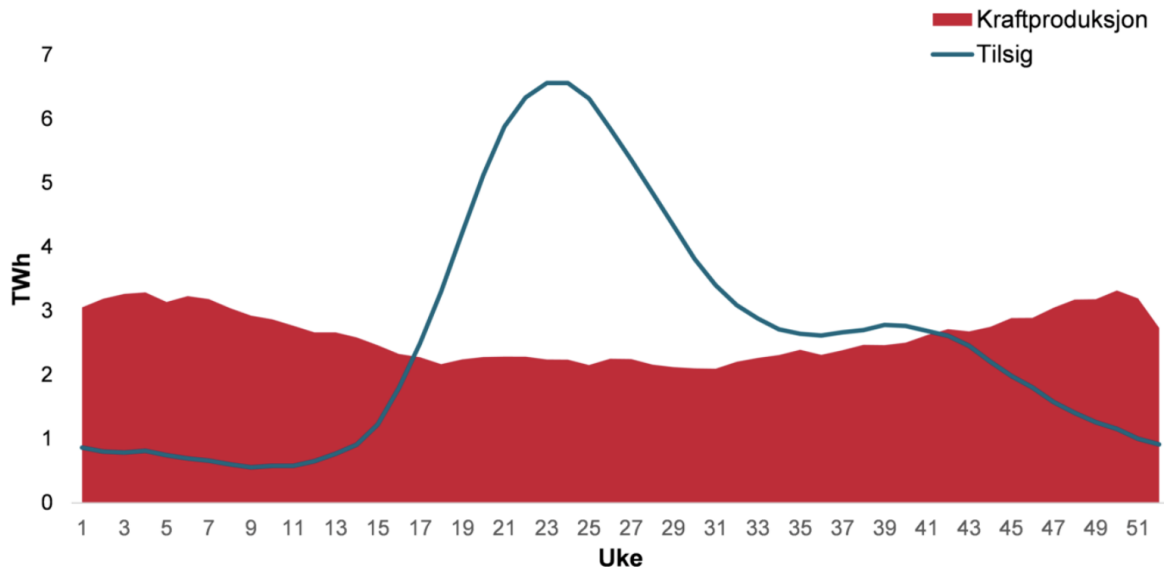
Typisk deler en inn vannkraftverk inn i to kategorier; magasin kraftverk og elvekraftverk. Et magasin kraftverk er et kraftverk som er knyttet til et regulerbart vannmagasin, hvor vann kan lagres slik at kraften kan produseres når det er behov. Et elvekraftverk er et mer uregulert kraftverk som ikke har et magasin, men benytter vannmengden som føres i en tilknyttet elv. [45]

Figur 3.7 viser fordelingen av produksjon og forbruk av kraft gjennom året. Figuren tar et utgangspunkt av et gjennomsnitt alle ukene fra 2002 til 2017. Det viser at det er lavere forbruk rundt sommerhalvåret, og kraftproduksjonen følger forbruket nokså tett gjennom året. Det er underskudd av produsert kraft fra uke 10 til uke 20. Ellers gjennom året produseres det mer kraft enn forbruket i Norge tilsier. [46]



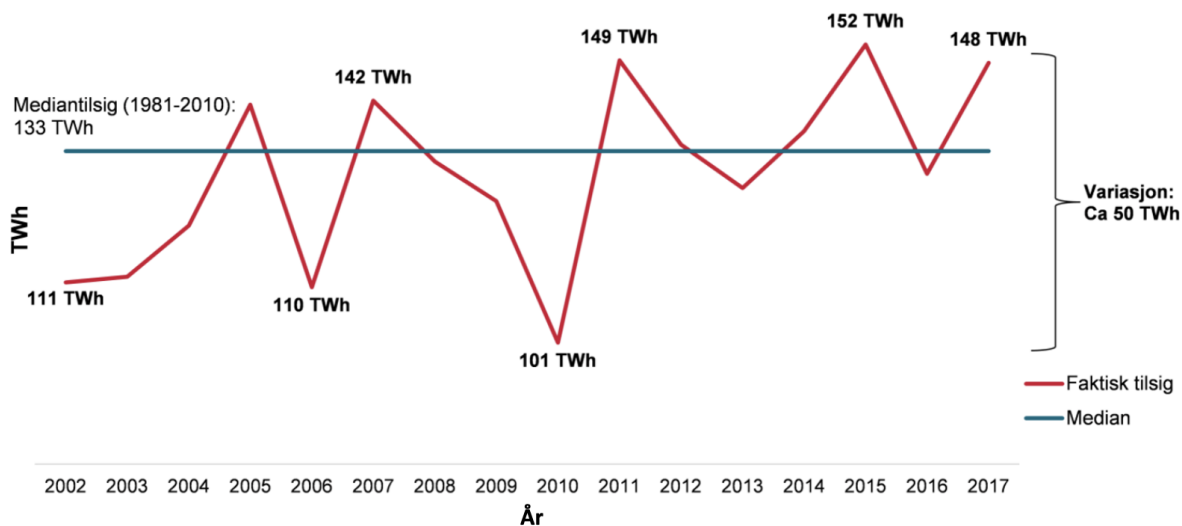
Figur 3.7: Fordeling av produksjon og forbruk gjennom året. Forbruket og produksjonen er fordelt på ukene. Figuren er laget av NVE. [46]

Figur 3.8 viser ukentlig kraftproduksjon og tilsig for vannkraftverkene i Norge. Det kommer frem av figuren at tilsiget i hovedsak kommer ved snøsmeltingen på våren og ut over sommeren, i tillegg til større nedbørmengder på høsten. Selve kraftproduksjonen har mindre variasjon enn tilsiget, men det viser at det er lavest kraftproduksjon på sommeren, med en større produksjon i de kalde månedene. [46]



Figur 3.8: Kraftproduksjon og tilsig per uke i Norge. Figuren er hentet fra NVE. [46]

Figur 3.9 viser at til tross for at vannkraft i Norge er en stabil energikilde, er det slik at også vannkraften har ukontrollerte variasjoner. Det kommer frem i figuren at det fra 2002 til 2017 på det meste var en variasjon på hele 50 TWh i tilsiget tilknyttet regulerte vassdrag. Det kan forekomme store variasjoner fra år til år slik som en ser på figuren fra 2010 til 2011. Her var tilsiget i 2010 på 101 TWh mens det i 2011 var oppe på 149 TWh. [46]



Figur 3.9: Tilsig av vann i det norske vannkraftsystemet. Tilsiget til vannkraftverkene kan variere mye fra år til år slik som fra 2010 til 2011. Figuren er laget av NVE. [46]

3.2.1 Magasinkraftverk

Det er over 1000 magasinkraftverk i Norge i dag, og disse rommer tilsammen omlag 70 % av det årlige kraftforbruket i Norge. I overkant av 75 % av produksjonens kapasiteten av kraft i Norge er regulerbar. [35]

Et magasinkraftverk er et vannkraftverk som har en regulert tilførsel av vann som kommer fra et vannmagasin [47]. Vannmagasin dannes ved at vassdrag reguleres ved oppdemming av elv-strekninger eller innsjøer, og i dag er 13 av de 18 største innsjøene i Norge benyttet som reguleringsmagasiner for vannkraftverk. Vannmagasinene kan benyttes til regulering innenfor for eksempel dager, uker eller sesonger. [48]

Regulerte vannmagasin gir fleksibilitet og mulighet til å produsere kraft etter hvert som behovet oppstår. Vannmagasin i Norge kan lagre energi over svært lang tid, og nettopp dette gjør at Norges vannkraft kan fungere som et stort batteri. 50 % av magasinkapasiteten i Europa ligger i Norge. Dette kan gjøre at Norges vannmagasin kan fungere som Europas batteri. [44]

Det finnes totalt 1681 vannkraftverk i Norge i dag. 30 av disse er pumpekraftverk [49]. Et pumpekraftverk er et vannkraftverk som også kan benyttes som en pumpe, og er tilkoblet et magasin. Ved et slikt tilfelle vil kraftverket lagre energi ved å pumpe vann opp i magasinet. [50]

Tonstad kraftverk i Sirdal kommune er det vannkraftverket som har den høyeste årsproduksjonen i hele Norge. Den midlere årsproduksjonen til dette kraftverket er på hele 4,36 TWh, mens den installerte effekten er på 960 MW. Dette er et pumpekraftverk med en fallhøyde på 442 meter, som ut fra ligningen 3.1 har en brukstid på 4544 timer [51, 52]. [53]

Målt i installert effekt er Kvilldal vannkraftverk det største vannkraftanlegget i Norge. Dette kraftverket ligger i Suldal kommune, og har en installert effekt på 1,24 GW, og en årlig produksjon på 3,61 TWh. Dette gir en brukstid på 2913 timer ut fra ligning 3.1. Kvilldal kraftverket har en fallhøyde på 536,5 meter, og ble tatt i bruk i 1981. [53, 54]

Kvilldal kraftverk er koblet på Blåsjø som det mest energiholdige vannmagasinet i Norge [55]. Blåsjø har et årlig energiinnhold på 7,76 TWh [48]. Lagrings- og pumpekapasiteten til Blåsjømagasinet er veldig stort, og det har en viktig rolle i det norske kraftsystemet. Slike magasiner fungerer som et energilager, ved å lagre potensiell energi i vann. [56]

Som en ser på figur 3.8 er det et stort tilsig av vann på de samme tidpunktene som kraftproduksjonen, og da behovet for vann, er minst. Magasinkraftverkene kan da lagre overskuddsvannet fra sommer til vinter. [46]

3.2.2 Elvekraftverk

Et elvekraftverk er et vannkraftverk i en elv, hvor vannføringen nærmest ikke reguleres i det hele tatt. Vannmengden bestemmes stort sett av den naturlige vannføringen. Et elvekraftverk har generelt sett en lav fallhøyde og en stor vannføring. [57]

I Glommavassdraget er det tilsammen 112 små og store elvekraftverk. I 2019 var det her en samlet installert effekt på 2,77 GW. Den totale midlere årsproduksjonen fra dette vassdraget var på 12,66 TWh i 2019. Ut fra ligning 3.1 tilsvarende dette 4570 brukstimer per år. [58]

Det største kraftverket i Glommavassdraget er Vamma kraftverk [58]. Kraftverket har en installert effekt på 344 MW, og en årlig kraftproduksjon på 1,51 TWh. Ut fra ligningen om brukstid 3.1 gir dette at brukstiden til Vamma kraftverk er på 4381 timer per år. [52]

Kraftverket består av til sammen 12 turbiner. De ti første turbinene ble satt i drift mellom 1915 og 1944, mens den ellefte begynte å produsere kraft på 70-tallet. Den nyeste turbinen, Vamma 12, ble satt i drift i 2019 og produserer alene 1 TWh/år. Turbin 11 og 12 vil sammen stå for produksjonen det meste av året. De eldste turbinene vil i hovedsak produsere kraft når vannføringen er større enn slukeevnen til turbin 11 og 12. [59, 60]

Figur 3.11 viser gamle Vamma kraftverket. Figur 3.10 viser Vamma 12 som ble satt i drift i 2019.

I Norge har vannkraften lenge vært enerådende som kraftkilde, men som kommer frem av figur 3.13 har vindkraft de siste årene hatt en stor vekst. [61]

3.2.3 Småkraftverk

Et småkraftverk er definert som et vannkraftverk der den installerte effekten er mindre enn 10 MW. 3,2 TWh av den midlere kraftproduksjonen fra vannkraft i Norge kommer fra småkraftverk. Per 1. januar 2021 var det 1 337 småkraftverk i Norge. Disse utgjør til sammen en installert effekt på 2,90 GW. [49]

I følge Småkraftforeningens *Småkraftrapport* var det i 2018 gitt hele 400 konsesjoner til småkraftverk som ikke var utbygget. Dette utgjør tilsammen et potensiale på 3,20 TWh. [62]



Figur 3.10: Bilde av gamle Vamma kraftverk i Viken fylke. Bildet er tatt av Anneli Sørland Torper



Figur 3.11: Bilde av Vamma 12 kraftverk i Viken fylke. Bildet er tatt av Anneli Sørland Torper

Et eksempel på et småkraftverk er Vågååna kraftverk i Rogaland. Dette er et kraftverk som har en installert effekt på 3,30 MW. Kraftverket har en fallhøyde på 422 m, og har en midlere årsproduksjon på 9,80 GWh. Kraftverket er avbildet i figur 3.12. Vamma kraftverk ble satt i drift i 2012, og [63]



Figur 3.12: Bilde av Vågååna kraftverk i Rogaland. Bildet er tatt av Ragnhild Skipevåg

3.2.4 Ny vannkraft

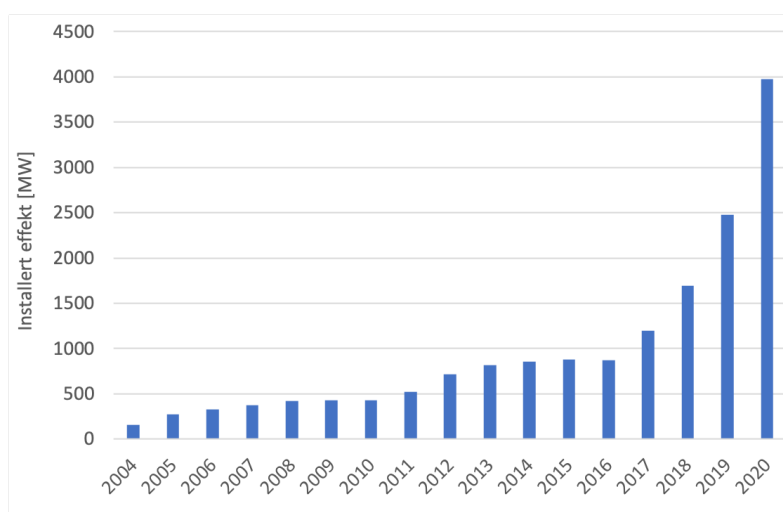
Det årlige potensialet for kraftproduksjon fra vannkraftverk var i 2018 på 214,2 TWh. Av dette var 133,9 TWh utbygd, og 50,4 TWh er vernet for utbygging. Det står da igjen et uutnyttet potensiale på 29,9 TWh vannkraft.

Utbygging av vannkraft påfører naturen store inngrep som går ut over landskapet og det biologiske mangfoldet. Svært store områder i Norge er berørt av denne kraftutbyggingen, ettersom omlag 70 % av Norges vassdrag er berørt eller regulert til kraftutvinning. [61]

Dersom hvert eneste vannfall i Norge hadde blitt regulert til vannkraftproduksjon, ville det vært en kraftproduksjon på 600 TWh. Ved opprustning og utvidelse av de eksisterende vannkraftanleggene, vil det være mulig å hente ut mellom 6 og 8 TWh. [64]

3.3 Vindkraft

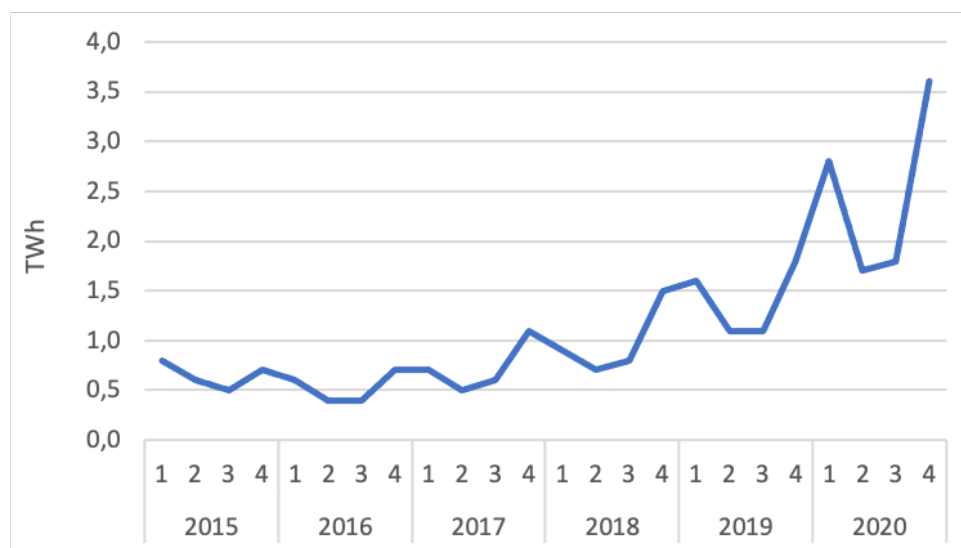
Å utnytte vindressursene er ikke noe nytt i Norge. Dahles Vindkraftverk på Andøya ble satt i drift i 1916, og ga den gang strøm til 16 husstander [65]. I dag er vindturbinene blitt større og produserer mer i kraft. I 2020 produserte 1 164 vindturbiner til sammen 9,9 TWh. Dette er en betydelig vekst fra året før. Dette korrelerer med figur 3.13, som viser at det var en stor økning i installert effekt. Figuren viser at installert effekt har økt betydelig siden 2004. Spesielt de siste fire årene har økingen vært stor. I 2020 var den installerte effekten totalt på 4,0 GW, 1,5 GW mer enn den var i 2019. [66]



Figur 3.13: Utviklingen av installert effekt innen vindkraft i Norge fra 2004 til 2020. [39]

Vindressursene variere gjennom året. Det blåser mest når det er størst forskjell i temperatur mellom ekvator og polene, og mellom land og hav. Det betyr at i Norge blåser det mest i vinterhalvåret. [67]

Figur 3.14 viser hvordan vindkraftproduksjon har variert gjennom året fra 2015 til 2020. Figuren deler hvert år opp i fire kvartaler. 1. kvartal omfatter januar, februar og mars, 2. kvartal april, mai og juni, 3. kvartal juli, august og september og 4. kvartal oktober, november og desember. Hvert år får produksjonen et fall rundt 2. og 3. kvartal. Dette samsvarer med at det er om vinteren tilgangen på vindressurser er størst [67]. [68]



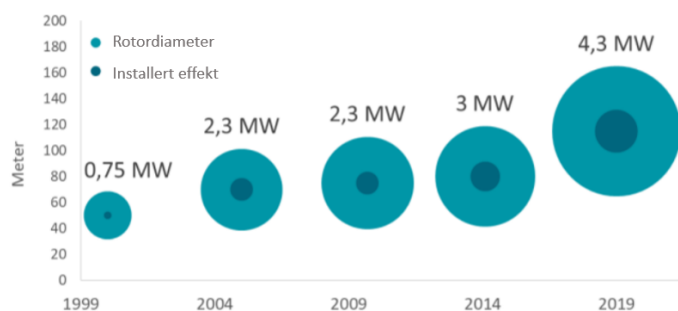
Figur 3.14: Produsert vindkraft kvartalvis fra 2015 til 2020. [68]

Figur 3.1 gir en oversikt over de største vindkraftparkene i Norge. Alle ble satt i drift i 2018 eller senere. Den største vindkraftparken, målt i midlere årsproduksjon, er parken på Storheia. Denne har en midlere årsproduksjon på hele 973 GWh, fordelt på 80 turbiner. [39]

Tabell 3.1: De fem største vindkraftverkene i Norge. Tallene er hentet fra NVEs vindkraftdatabase [39]

| | Satt i drift | Antall turbiner | Installert effekt [MW] | Middelproduksjon [GWh/år] |
|--------------|--------------|-----------------|------------------------|---------------------------|
| Storheia | 2019 | 80 | 288,0 | 973 |
| Roan | 2018 | 71 | 255,6 | 900 |
| Tonstad | 2019 | 51 | 208,3 | 670 |
| Guleslettene | 2020 | 47 | 197,4 | 712 |
| Kvitfjell | 2019 | 47 | 197,4 | 541 |

Figur 3.15 viser hvordan vindturbinenes rotordiameter og installert effekt har vokst de siste årene. De nye turbinene er mye av grunnen til at nye vindkraftverk i dag produserer mye mer kraft enn hva de gjorde for bare 20 år siden. [69]



Figur 3.15: Økende rotordiameter de siste årene. Figuren er hentet fra NVE [69]

3.3.1 Vindkraftmotstand

I april 2019 publiserte NVE på oppdrag fra Olje- og energidepartementet *Forslag til nasjonal ramme for vindkraft på land*. I rapporten pekte de på ulike områder i Norge som egner seg for vindkraftutbygging. [70]

Forslaget ble skrotet etter sterk kritikk fra kommunene. På dette tidspunktet hadde det tidligere vært utført en rekke protester mot vindkraftutbygging på land. Bland disse mot-standene var et av de store protesten på Frøya i Trøndelag. [71]

En undersøkelse utført av Opinion på oppdrag fra DNT viser at andelen som er svært eller ganske negativ til landbasert vindkraft har økt fra 25 % i april 2019 til 42 % i september 2020. Andelen som er positive har minket fra 49 % til 35 % i samme tidsperiode. [72]

3.3.2 Ny vindkraft

Figur 3.16 viser at det er store vindressurser på havet, men også i fjellområdene til Norge. Dette er typisk områder med liten tilgang på utbygd nett. [66]

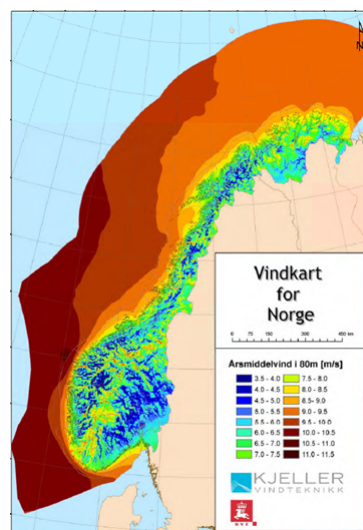
Et godt eksempel på at områder uten tilstrekkelig nettilgang er egnet for vindkraftutbygging, er Raggovidda vindkraftverk i Berlevåg. Kraftverket har en installert effekt på 45 MW og har en årlig kraftproduksjon på 190 GWh. [73] Varanger Kraft har i midlertid konsesjon på 200 MW, men utbygginga begrenses av kapasiteten på nettet. [74]

Som et alternativ for å utnytte vindressursene har det blitt etablert hydrogenproduksjon i forbindelse med anlegget. Gjennom EU-prosjektet *Haeolus* har det blitt installert PEM-elektrolysører med en effekt på 2,5 MW. Anlegget kan produsere opp til ett tonn hydrogen i løpet av et døgn. [74]

På grunn av gode vindressurser og mindre belastning for miljø og mennesker, peker mange på havvind som den kraftproduksjonen som vil vokse mest. Havvind kan enten være bunnfaste eller flytende turbiner. Bunnfast havvind er mindre aktuelt i Norge fordi havbunnen ligger for dypt mange steder. Flytende havvind er per i dag mye dyrere enn bunnfast havvind, men mye av grunnen til dette er at teknologien fremdeles er umoden. I dag er kun 55 MW havvind flytende. I dag er det installert 55 MW flytende havvind i verden, der alle kun er demonstrasjonsprosjekter. [75]

Equinors Hywind Tampen er per i dag det største prosjektet for flytende havvind i verden. Elleve turbiner skal til sammen produsere 88 MW. Kraften skal forsyne olje- og gassfeltene Snorre og Gullfaks med fornybar elektrisitet. Prosjektet vil være et viktig steg for å elektrifisere sokkelen. Prosjektet har en kostnadsramme på i underkant av fem milliarder kroner. Enova støtter prosjektet med 2,3 milliarder. [76]

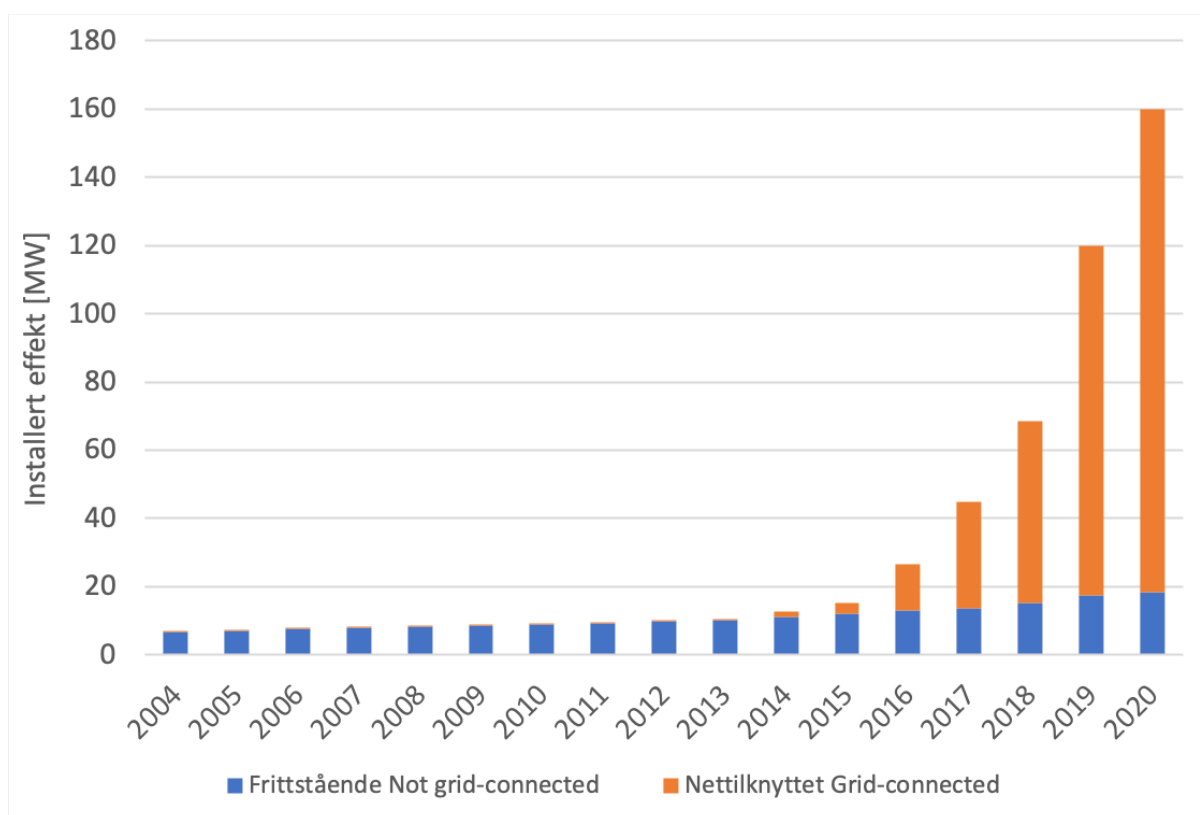
1. januar i år åpnet regjeringen åpnet to områder for utbygging av havvind i Norge; Utsira Nord og Sørlig Nordsjø II. Disse områdene har til sammen muligheter for totalt 4500 MW installert kapasitet. Det er mer enn hva installert kapasitet for landvind ved utgangen av 2020 [66]. Dersom det installeres like mye effekt som det er åpnet for, vil havvind utgjøre en stor del av kraftmiksen i Norge. [77]



Figur 3.16: Vindressurser i Norge. Bildet er hentet fra NVE. [66]

3.4 Solkraft

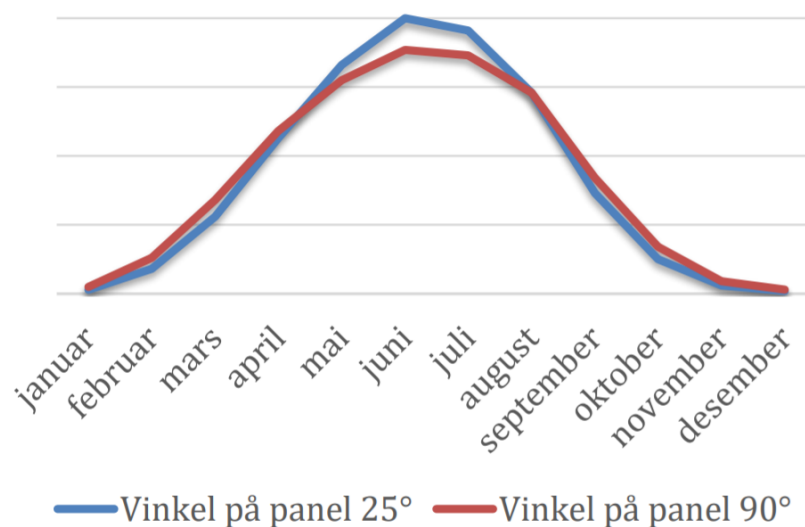
Den installerte effekten av solkraft i Norge har hatt en betydelig vekst de siste årene som vist i figur 3.17. Her vises det at fra 2015 til 2020 har det blitt installert 145 MW ny solkraft. Det ble gjort spesielt store hopp fra 2018 til 2019 og fra 2019 til 2020. [40]



Figur 3.17: Utviklingen av installert effekt innen solkraft i Norge fra 2004 til 2020 [40].

I Norge varierer solinnstrålingen mye i løpet av et år. Solinnstrålingen er størst i mai, juni og juli, og minst i desember og januar. Ved å benytte en optimal vinkel mellom solcellene og jordens overflate, kan solcellene fange opp en betydelig mengde solenergi fra mars til oktober. Det kalde klimaet i Norge er en fordel for solceller, ettersom virkningsgraden på solceller er høyere ved kalde temperaturer. [78]

Figur 3.18 viser hvordan solinnstrålingen er fordelt over året. Mengden solinnstråling øker mot sommerhalvåret, før den synker etterhvert som vintermånedene kryper innpå. Det kommer også frem at en får utnyttet en større mengde av solinnstrålingen om sommeren dersom solcellene har en vinkel på 25 % i forhold til horisonten. Det vises også at en slik vinkel vil føre til litt mindre solinnstråling på solcellen tidlig på våren og sent på høsten. Midtvinters er forskjellen veldig liten. [79]

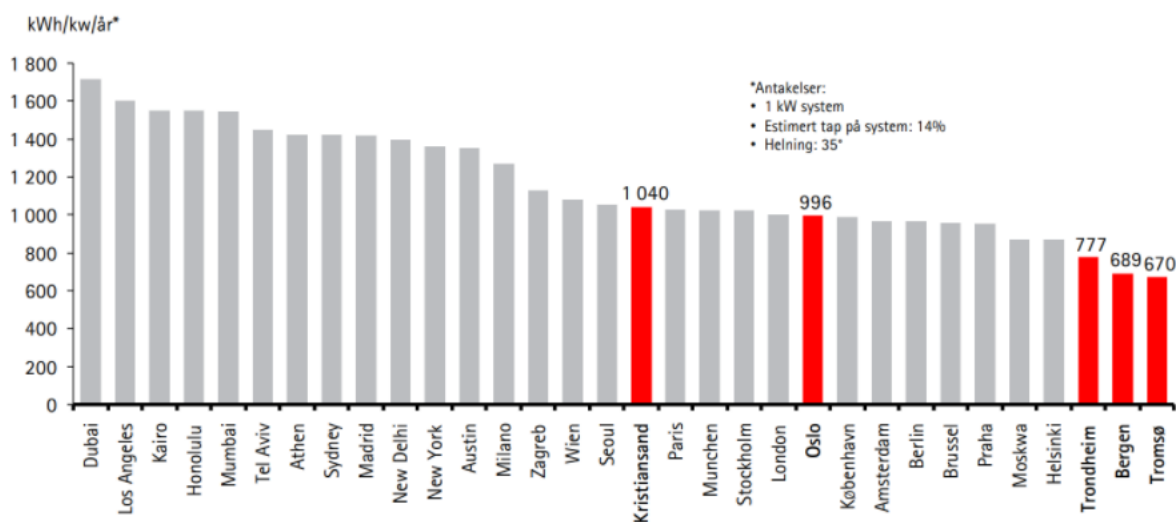


Figur 3.18: Solinnstråling gjennom året. Figuren er hentet fra Solenergiklyngen sin presentasjon om hvorfor [79]

Årlig mottar jorda 15 000 ganger mer energi fra sola enn befolkningen på jorda bruker. Selv i solfattige Norge gir solen 1 500 ganger mer energi enn det som brukes. På jorden varierer solinnstrålingen mellom 700 til over 2 200 kWh/(m² år). For en horisontal flate varierer solinnstrålingen i Norge mellom 700 og 1 000 kWh/(m² år). Figur 3.19 viser den årlige solinnstrålingen for ulike steder i verden. Som vist i figuren er det området i Norge med høyest årlig solinnstråling i Kristiansand, hvor solinnstrålingen er 1 040 kWh/(m² år). I Trondheim er den årlige solinnstrålingen 777 kWh/m². [78, 79]

NVE har anslått at det i 2040 vil bli produsert 7 TWh/år fra solceller i Norge. I tillegg er det forventet at det også vil bli solcelleproduksjon fra solcelleparker. [80]

Norges største solpark i dag er ROAF sin park på Kjeller. Solcellene utnytter solenergi fra både under- og oversiden, og det antas at snørefleksjon vil kunne gi en energigevinst på opp mot 10 %. Denne parken legger beslag på et område på omlag 7 mål matjord, men er flyttbart. Etter planen kan parken flyttes ved et senere tidspunkt for å ikke ta opp brukbar matjord. Parken vil produsere 0,6 - 0,7 GWh/år. [81]

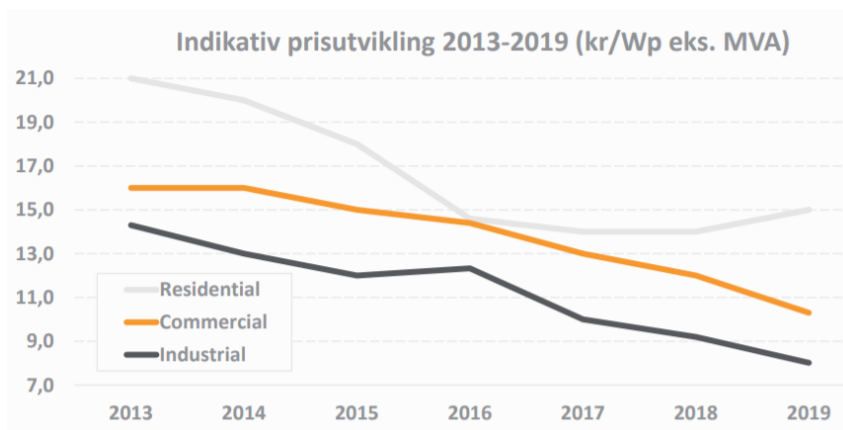


Figur 3.19: Solinnstråling for ulike steder i Norge og verden

Remote er et EU-prosjekt som handler om hvordan hydrogen kan bidra i et selvforsynt og selvstyrende mikronett. Et mikronett er et geografisk avgrenset distribusjonsnett [82]. Prosjektet skal sørge for at Bonden Lars Hoem skal være selvforsynt med kraft. På gården er det både en vindturbin, et solcelleanlegg samt batteri og et hydrogenanlegg til energilagring. Det vil produseres totalt 290 MWh/år fra sol og vind. Batteriet kan lagre 540 kWh, og hydrogenanlegget har en lagringskapasitet på 3 MWh. [83]

De siste årene har prisen på energi fra solceller falt drastisk. I Norge er solenergi den billigste energiformen fra ny installert kraft i dag. [2]

Figur 3.20 er hentet fra Multiconsult sin presentasjon *Lansering av nøkkeltall for det norske solcellemarkedet i 2019* og viser hvordan prisen på solenergi har falt de siste årene for både privat-, nærings- og industribygg. Prisen er gitt i kroner per W_p . Grafen viser at prisen for solceller til private bygg har stabilisert seg og til og med gått litt opp fra 2016 til 2019. [84]



Figur 3.20: Historisk prisutvikling på sol frem til 2019. Figuren er hentet fra Multiconsult sin presentasjon *Lansering av nøkkeltall for det norske solcellemarkedet i 2019* [84].

3.4.1 Virkningsgrad til solcelle

Virkningsgraden for silisium solcelle har de siste 10 årene økt fra 16 % til 23 %. Hovedårsaken til dette er at er gått mer over fra multikrystalinsk til monokrystalinsk silisium. Den maksimale virkningsgraden for en silisiumsollcelle er bestemt av lysspekteret til 29 %. [1]

En annen årsak er at tynnere celler gir mindre rekombinasjon, som gjør at færre frie elektroner faller ned i positive hull før de kommer til den ytre kretsen. Tynnere metalltråder har også gitt økt virkningsgrad. [85]

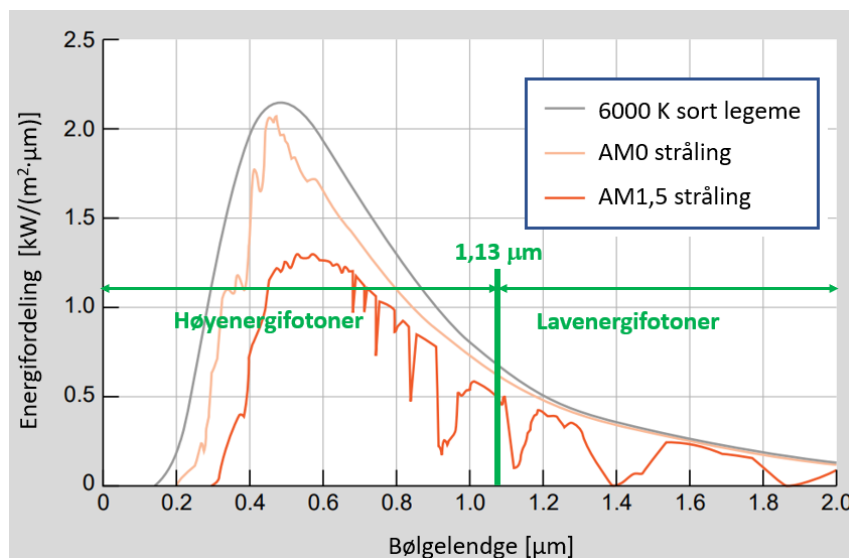
Silisium har et båndgap på 1,1 eV. Bølgelengden til et lysfoton med energi på 1,1 eV, kan beregnet fra Plancks strålingslov. [85]

$$E = \frac{h \cdot c}{\lambda} \quad (3.2)$$

I ligning 3.2 er h gitt som Plancks konstant på $6,626 \cdot 10^{-34} \text{ Js}$. c er gitt som lyshastigheten i vakuum, og tilsvarer $3,00 \cdot 10^8 \text{ m/s}$. E er energien i lysfotonet, tilsvarer $1,1 \text{ eV} \cdot 1,602 \cdot 10^{-19} \text{ J/eV}$. λ er gitt som bølgelengden, og regnes ut som vist i ligning 3.3. [85]

$$\lambda = \frac{6,626 \cdot 10^{-34} \text{ Js} \cdot 3,00 \cdot 10^8 \frac{\text{m}}{\text{s}}}{1,1 \text{ eV} \cdot 1,602 \cdot 10^{-19} \frac{\text{J}}{\text{eV}}} = 1,13 \mu\text{m} \quad (3.3)$$

Lysfotoner med bølgelengde over $1,13 \mu\text{m}$ kalles for lavenergifotoner, og her vil all energi gå tapt. Lysfotoner med bølgelengde under $1,13 \mu\text{m}$ kalles for høyenergifotoner. Et lysfoton kan bare vekselvirke med et elektron. Hvor stor andel av energien som går tapt er avhengig av energiinnholdet i lysfotonet. Viss det for eksempel kommer et lysfoton med energiinnhold på 2,8 eV, så vil 1,1 eV nyttiggjøres, mens 1,7 eV går tapt. Figur 3.21 viser skillet for bølgelengden mellom lav- og høyenergifotoner. [85]



Figur 3.21: Lysspekter for solinnstråling på jorden. Figuren er hentet fra Håvard Karoliussen sitt notat om solenergi i faget TFNE1001 Fornybar energi grunnkurs. [85]

Alf Bjørseth tror at virkningsgraden på solceller kan fordobles frem mot år 2050. Dette er basert på dagens enorme teknologiutvikling. [1]

3.4.2 Fremtidige solceller

Norges største ekspert på det materialtekniske bak solcelle, Alf Bjørset, spår at det vil bli en utvikling på solceller fram mot 2050. Alf ser for seg at det blir Multi-junction solceller der silisium kombineres med et annet materiale som har et høyere båndgap. På denne måten kan det bli utnyttet mer av solspekteret. [1]

Alf tror fortsatt at silisium vil være det dominerende materialet i solceller i 2050. I naturen er det mye silisium, samtidig som silisiumsolceller har lang levetid Den garanterte levetiden er 30 år, mens den virkelige levetiden kan komme opp i 50 år. [1]

I dag finnes det organiske Grätzel solceller. Disse solcellene har bedre virkningsgrad, men de har ikke like lang levetid som en silisiumsolcelle. Det forskes også mye på keramiske persovskitt solceller, men disse har heller ikke god nok levetid. [1]

3.4.3 Solkraftpotensial

Nå planlegges Norges største solcelleanlegg i Gjøvik. Det ble torsdag 29. april 2021 stemt frem i kommunestyret i Gjøvik, at kommunen vil godta en utbygging av en solcellepark. Resultatet for avstemmingen var tydelig, ettersom resultatet lød 10 mot 1. Solcelleanlegget som planlegges er i form av en stor bakkemontert solcellepark, som vil dekke 1215 mål med beiteareal. Om alt går etter planen skal området avskoges, og det skal settes inn store solcelleinntalasjoner som vil rotere med solens gang. [86]

Den installert solkraftkapasiteten har økt kraftig i Norge de siste fem årene. I 2015 var kapasiteten på 15 GW. I 2020 hadde dette tallet økt til 160 GW. 18 GW var ikke tilknyttet strømmettet. [40]

Den totale produksjonen ved utgangen av 2020 var 135,8 GWh. Til sammenligning var det i 2015 en total produksjon på 12,9 GWh. I 2015 ble det er stor økning i netttilknyttet produksjon. [38]

NVE forventer at det vil være en stor vekst innen kraftproduksjon fra solenergi i Norge frem mot 2040. De anslår at det innen 2040 vil være mellom 4-10 TWh årlig produksjon, med hensyn på ulike forutsetninger. NVE går ut i fra et scenario som tilsier at det vil være 7 TWh produksjon i 2040. [87]

Potensialene innen bygg i Norge er 30 TWh, og 20 TWh av dette kommer da fra tak, og innen 2050 vil alle bygg ha solceller. Dette er på grunn av et EU direktiv som sier at alle nye bygg skal være null-utslippsbygg. Samtidig vil alle tak måtte bli byttet i løpet av en periode på 30 år på grunn av standard levetid for tak. Det er da en gylden mulighet for å legge solceller samtidig som nytt tak. [2]

Equinor har planer om å bygge et testanlegg for flytende sol utenfor Frøya i samarbeid med Moss maritime. Anlegget, som nå er til behandling hos NVE, vil bli 80 meter · 80 meter stort og ligge mindre enn tre meter over vannoverflaten. Planen er å bygge anlegget på sensommeren 2021 og teste det i minst ett år. Formålet med testanlegget er å sjekke ut vær- og miljøforholdene. [88]

Både Alf Bjørseth og Bjørn Thorud påpeker at flytende sol kan bli viktig i energimiksen fremover. Et slikt solkraftverk har den fordelen at det kan plasseres på vannmagasin for å utnytte det allerede utbygde kraftnettet. Også virkningsgraden på solcellene vil bli bedre ved at vannet vil gi en kjølede effekt. [1, 2]

På havet er det store bølger. Det vil være mye mer bevegelse ved storm enn det blir på innsjøer. Ved å ha et solkraftanlegg på vann, vil dette gi et lavere vanntap som følger av fordampning. [1]

3.5 Strømpris

Strømprisen i Norge er delt opp i kraftpris, nettleie og offentlige avgifter. Strømprisen varierer ut fra hvor i landet kraften forbrukes. Det er i hovedsak nettleien som varierer med hensyn på område, men i denne oppgaven er det gått ut fra et gjennomsnitt for både kraftpris og nettleie fra Statistisk sentralbyrå. [89]

Elektrisk kraft som benyttes til hydrogenproduksjon fra elektrolyse var i 2020 fritatt all form for avgift [90]. I denne oppgaven er det derfor bare relevant med kraftpris og nettleie for å vise til hydrogenproduksjon.

3.5.1 Kraftpris

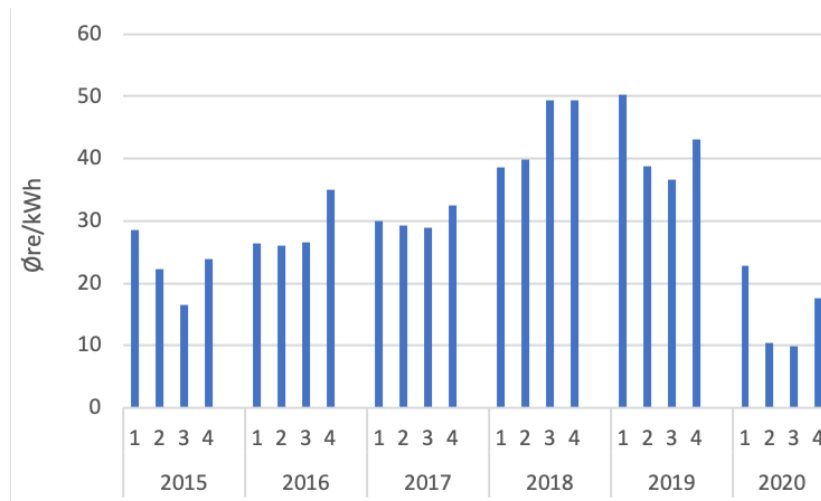
Norge er i et felles nordisk kraftsystem, som står tett med kraftmarkedet i Europa. Dette gjør at kraftprisene i Norge vil variere i forhold Europeisk kraft. [46]

Både Statnett og NVE gir regelmessig ut hver sine kraftanalyse. Her kommer det frem langsiktige fremtidsutsikter for kraftutbygging og kraftpris. Et viktig moment som kommer frem er at kraftprisen først og fremst avhenger av tilgjengelig produksjon og forbruk av elektrisitet. [91] [80, 92, 93]

I NVEs 2018 analyse viser at kraftprisen i Norge kan ligge på 32 øre/kWh i 2020 og 36 øre/kWh i 2030. Analysen peker på høyere CO₂-priser og idriftsettelsen av de to planlagte utenlandskablene til Storbritannia og Danmark som pådriverene for økte priser. Det kommer også frem at en økende andel fornybar kraft, og et økende kraftoverskudd i Europa vil stabilisere kraftprisen i Norge. Det spås i denne analysen at i 2050 vil kraftprisen gå litt ned i forhold til 2040. NVE antar også i denne rapporten at kraftoverskuddet i Norge øker fra rundt 5 TWh i 2018 til 20 TWh i 2030. Dette vil gjøre at prisøkningen ikke vil bli så stor som den kunne blitt. [93]

I NVEs analyse fra 2020 viser til en høyere kraftpris enn 2018 analysen. 2025 vil kraftprisen være 40 øre/kWh. 2030 vil kraftprisen være 39 øre/kWh. I 2040 vil kraftprisen være 41 øre/kWh. Det påpekes i denne analysen at kraftprisen i Norge er svært avhengig av været. Dette vil også være tilfelle de nærmeste årene. Slik som i 2020 vil mye nedbør og varmt vær gi lave kraftpriser. Derimot vil lite nedbør og kalde temperaturer gi høye priser. NVE legger til grunn at forbruket i Norge vil øke. Dette vil skje til tross for energieffektivisering i husholdninger og næringsbygg. Økningen i forbruk vil komme som et resultat av økt elektrifisering av sokkel, industri og transport. Etersom forbruket øker vil kraftprisen følge med. I samme rapport påpekes det at kraftforbruk til produksjon av hydrogen vil øke kraftprisen til tider der den uten hydrogenproduksjon ville vært lav. [80]

I følge SSB har kraftprisen de siste seks årene for husholdninger, fra 2015 til og med 2020, variert både årlig og kvartalvis. Dette illustreres i figur 3.22, der kraftprisene er vist. Ut fra tallene i figuren kommer det frem at det i 2020 var en usedvanlig lav kraftpris. Derimot var 2018 og 2019 de dyreste årene for vist intervall. Det er stort sett høyere kraftpris i de kaldeste delene av året, mens prisen synker ut mot vår og sommer, før prisen igjen går opp i takt med den synkende temperaturen. [94]



Figur 3.22: Gjennomsnittlig kvartalvis kraftpris for 2015 til og med 2020 for husholdninger i Norge. Kraftprisene er oppgitt i norske øre per kWh for hvert kvartal for 2015 til og med 2020. [94]

I Statnetts *Langsiktig markedsanalyse for Norden og Europa fra 2020 til 2050* oppgis fremtidige estimater for kraftprisen. Her står det at kraftprisen i 2025 vil ligge på 30 øre/kWh, i 2040 vil kraftprisen være 40 øre/kWh og at den i 2050 vil ha gått litt ned. [92]

I NVEs rapport fra 2018 ble det oppgitt en kraftpris for 2030. Denne ble satt til 36 øre/kWh. I den samme rapporten ble det oppgitt at kraftprisen i 2020 ville ligge på 32 øre/kWh, mens den faktiske prisen endte opp på 28 øre/kWh. [93, 94]

3.5.2 Nettleie

Transportkostnaden av kraft kalles for nettleie. Denne skal fastsettes av kraftselskapene selv. Nettleien skal dekke de utgiftene nettselskapene har ved transport av kraft og utnyttelse og utvikling av nettet. Den kan ikke overstride den satte inntektsgrensen NVE har satt for hvor mye nettselskapene kan tjene fra kundene sine. Nettleien er også omtalt som tariff. [95]

Nettleien deles inn i ulike tariffledd; et variabelt tariffledd og et fast tariffledd. Førstnevnte omtales som energileddet, og er et bruksavhengig ledd. Dette leddet skal reflektere den enkelte kundes belastning på nettet, enten de tar ut eller mater inn kraft. Energileddet skal minimum dekke de tapene som oppstår i nettet ved økt belastning [95]. Det faste tariffleddet har som oppgave å sørge for at nettselskapene når sin tillatte totale inntekt fra nettleien. Nettleien er et virkemiddel som skal gi signaler om effektiv utnyttelse og utvikling av nettet. [96]

Ved bestemmelse av energileddet skilles det mellom stort forbruk og øvrig forbruk. Stort forbruk klassifiseres som en enkeltkundes effektuttak på over 15 MW, og et årlig kraftforbruk på over 100 GWh. Slike forbruk kvalifiserer kunden for å få redusert tariff. For å gi en støtte til de mange bedriftene og forbrukerkundene som har havnet i en krevende økonomisk situasjon på grunn av Covid19-pandemien, ble det besluttet at energileddet for 2021 skulle settes ned. [96]

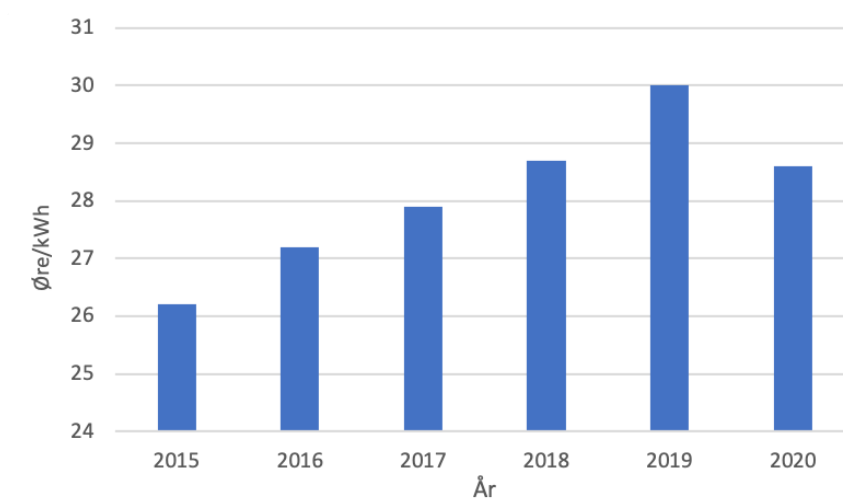
Bestemmelsen av nettleien til store enkeltforbrukere er i 2021 blitt endret fra en modell som ga opp til 60 % reduksjon av nettleien i 2020 til en reduksjon opp til 50 %. Også nettleiereduksjonen for fleksibelt forbruk er justert ned til halvparten av den mulige reduksjonen som var i 2020. Fleksibelt forbruk kategoriseres som forbruk som kan kobles ut ved behov, og Statnett tilbyr egne nettleieavtaler for forbrukere som kan dette. Disse avtalene er avhengige av hvor lang tid

beskjeden om utkobling må komme før utkoblingen kan skje. Det er for eksempel forskjell på om beskjeden må komme 15 minutter eller 2 timer før utkoblingen forekommer. Det er også forskjell på om utkoblingen kan være på ubestemt tid eller ei. [96]

I Statnett sin tariffmodell for 2020 blir det oppgitt ulike kriterier som i 2020 ga nettkunder redusert nettleie. Ved at forbrukeren hadde en høy brukstid, og dermed et høyt stabilt forbruk gjennom året, kunne den få redusert nettleien med opptil 50 %. Ved at forbrukeren hadde en lav timevariasjon gjennom døgnet, kunne den få en reduksjon på opptil 15 %, mens ved at forbrukeren hadde en sommerlast kunne den få en reduksjon i nettleien med opptil 25 %. I forhold til disse kriteriene kunne de teoretisk sett gi en samlet reduksjon på 90 % av nettleien. I 2019 ble det satt en maks tillatt reduksjonen av nettleien. Den ble satt til 75 %. I 2020 ble denne redusert igjen til en maksgrense på 60 %. [97]

Fra 1. januar 2022 har Statnett besluttet å avvikle de nåværende tariffordningene. Overgangen til en slik avvikling er allerede i gang, da dette er bakgrunnen for at den maksimale reduksjonen av nettleien i 2021 er kraftig redusert i forhold til 2020-nivået. Dette betyr at alle nettleieavtalene vil bli sagt opp med virkning fra inngangen til 2022. [96]

Figur 3.23 viser den gjennomsnittlige nettleien for husholdninger fra 2015 til og med 2020. Nettleien har i følge figuren hatt en jevn økning frem mot 2019, men den tok et steg tilbake i 2020. [98]



Figur 3.23: Gjennomsnittlig nettleie for 2015 til og med 2020 i Norge for husholdninger. Nettleien er oppgitt i norske øre per kWh for hvert år for 2015 til og med 2020. [98]

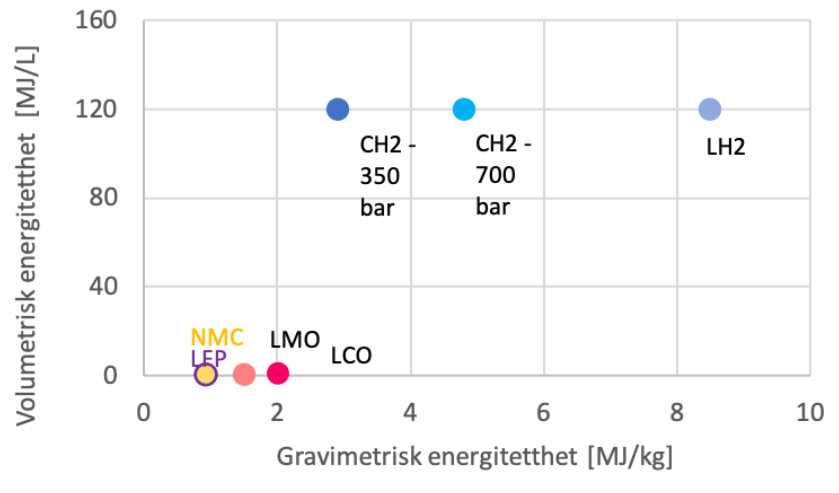
Statnett planlegger store investeringer i nettet fra 2018 frem til 2027. Det er planlagt at det skal investeres hele 135 milliarder NOK, for å bland annet for å støtte en økning i kraftforbruket. Et økende forbruk i kraft på tidspunkt hvor kraftforbruket allerede er høyt, fører til et stort effektuttak på disse tidspunktene. Dette vil føre til et behov for en større effektkapasitet i nettet, som da må oppnås ved utbygging av nettet. Dersom forbrukere klarer å redusere forbruket sitt på slike tidspunkt, vil nettutbyggingene kunne utsettes eller begrenses. Etttersom nettleien skal reflektere kostnadene i nettet, kan en begrensing i utbyggingene redusere investeringsbehovet, og med det gi kraft-forbrukerne en lavere nettleie [95]. [99]

Netttilknytningskostnad er kostnaden knyttet til å etablere nødvendig nettinfrastruktur hos en kraftprodusent eller kraftforbruker. Den tilgjengelige nettkapasitet vil variere i forhold til lokasjon. Dette er på grunn av at nettutbyggingen gjennom tidene har vært forskjellig i forhold til

de ulike områders forbruk og produksjon. Dersom en grønn hydrogenproduksjon skal etableres i et område hvor nettkapasiteten må forbedres, vil det påløpe store kostnader. [91]

4 Batterier

Figur 4.1 sammenligner den volumetriske og den gravimetrisk energitettheten til ulike Li-ion batterier med trykksatt og flytende hydrogen. Her ligger hydrogen mye lengre opp med tanke på både gravimetrisk og volumetrisk energitetthet. Hydrogen har altså et høyere energiinnhold med tanke på både vekt og volum, dersom den er trykksatt. [100–103]



Figur 4.1: Både gravimetrisk og volumetrisk sammenligning av energitettheten for mellom ulike Li-ion batterier og hydrogen ved ulike tilstander. [100–103]

Det planlegges ny industri i Norge i form av battericelleproduksjon, og Professor Odne Stokke Burheim spår at battericelleproduksjon har et enormt potensiale [104]. Norge har et sterkt potensiale for produksjon av battericeller på grunn av sin andel fornybar kraft, og sine lave kraftpriser. Flere selskaper jobber i dag med å etablere batterifabrikker i Norge innen 2025. Batteriplanene i Norge er uten tvil realistiske, ettersom det i Europa vil være et behov for 30-50 batterifabrikker innen 2030-2050. [105]

Et batteri inneholder kjemisk energi, som blir omformert til elektrisk energi ved en redoksreaksjon. Et batteri består av to anoder; en negativ ladet og en positivt ladet. Ved en redoksreaksjon foregår det en oksidasjon av den negative anoden og en reduksjon av den positive anoden. Det frigis da elektroner fra anoden som strømmer til katoden via en ytre krets. Fra katoden til anoden går det negative ioner og det er med det en sluttet krets. [106]

Tabell 4.1 viser en oversikt over noen av de mest vanlige Li-ion batteriene. Her sammenlignes egenskapene, som volumetrisk energitetthet, levetid, bruksområder og C-raten. NMC skiller seg ut som et batteri som vil kunne fungere godt til elektriske kjøretøy på grunn av blant annet den høye levetiden. [101, 102]

Energien et batteri inneholder er avhengig av mengden med aktivt elektrodematerial det har, og når dette er brukt opp vil det ikke lenger gå strøm fra batteriet. Det skilles mellom to typer batterier, oppladbare og ikke oppladbare, henholdsvis sekundær- og primærbatteri. I oppladbare batteri kan den kjemiske reaksjonen reverseres slik at systemet går tilbake til sin opprinnelige tilstand. [106, 107]

Tabell 4.1: Sammenligning mellom ulike typer Li-ion batteri. [101, 102]

| | LCO | LFP | LMO | NMC |
|--|---|---|---|--|
| Spesifikk energi [<i>Wh/kg</i>] [101] | 190 | 160 | 150 | 160 |
| Vol. energi [<i>Wh/L</i>] [101] | 560 | 260 | 418 | 260 |
| Levetid [<i>antall sykluser</i>] [101] | 500-1000 | 2000+ | 300-700 | 1000-2000 |
| Katode materiell [102] | Koboltoksid | Jernfosfat | Manganoksid | Nikkel manganoksid |
| Bruksområder [102] | Mobiltelefoner, digitale kamera, bærbare pc-er. | Til mobilt, og stasjonære bruk som trenger høye belastningsstrømmer og utholdenhet. | Elektriske verktøy, medisinske instrumenter, hybrid- eller el-kjøretøy. | Elektriske sparkesykler, medisinske instrumenter, industri, elektriske kjøretøy. |
| C-rate/Opplading [102] | 0,7-1C | 1C | 0,7-1C. Maks. 3C | 0,7 - 1C |
| C-rate/Utlading [102] | 1C | 1C | 1-10C | 1C |

I batterier så reduseres kapasiteten over tid, og Li-ion batterier bør operere innenfor en SoC, State of Charge, på 20-90% for å beholde kapasiteten lengst mulig. SoC viser til hvor mye ladning som kan transporteres mellom elektrodene. På grunn av at et batteri sin kapasitet tappes etterhvert som det eldres, er det innført et begrep som forkortes til SoH. SoH står for State of Health, og er et begrep som brukes for å sammenligne mengden tilgjengelig ladning i et batteri ved en gitt C-rate mot et nytt batteri. C-rate er et begrep som omhandler ladningstiden, hvor 1C viser til en times ladning av en hel syklus. En syklus er definert som fra 0% til 100 % SoC, altså fra 0 % av full kapasitet til 100 % av full kapasitet. Alle batterier som ligger ubrukt vil oppleve selvutladning, og vil over tid miste kapasitet [108]. [101]

4.1 Litium ion-batteri

Litium-ion, Li-ion, batteri har en virkningsgraden som ligger mellom 90-98 %. Innenfor Litium-ion, Li-ion, batteri kategorien er det veldig mange ulike batterikjemier. Basen for Li-ion batterier har den kjemiske formen $LiCoO_2$, og har fått forkortelsen LCO. Det er ut fra denne basen at det har oppstått mange ulike kjemivarianter av Li-ion batteriet, hvor det er katodekjemien som varierer. [101]

Li-ion batterier er sekundærbatteri, og kan lades opp igjen etter en utladning. I dag er Li-ion batterier den batteritypen som er den mest brukte ettersom den brukes i elektronikk som bærbare PC-er, smart-telefoner, nettbrett og hodetelefoner med mye mer. Li-ion batterier er også den typen batteriteknologi som i dag nyttes i elektriske biler. Typisk består et Li-ion batteri av en anode av karbon, en separator og en katode av litium-koboltoksid. [101, 106]

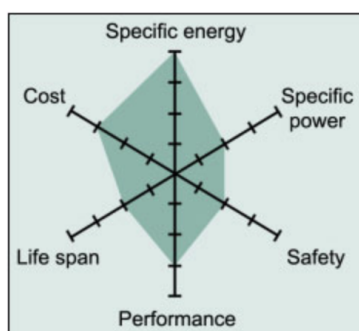
I elbiler ble det tidligere nyttet både nikkel-kadmium, NiCd, og nikkel metall hydrid, NiMeH, som batterier. Disse batteritypene er robuste, tåler kulde og har lang levetid, men de er tunge. Disse batteriene har over tid blitt erstattet av Li-ion batteri, som til forskjell er svært lette. En annen fordelene med litium-ion batteriet er at det har en stor nominell celledspenning på hele 3,6-3,7 V. [106, 109]

4.1.1 Litium kobolt oksid (LCO)

Litium kobolt oksid, LCO, er hvor Li-ion batteriene først startet. LCO er derfor grunnlaget for de nyere Li-ion batteriene. [101]

Li-kobolt batteri er et populært batteri til bruk i småelektronikk som mobiltelefoner, bærbare pc-er og digitale kamera. LCO batteriet er et populært batteri på grunn av dens høye spesifikke energi. Batteriet har en katode av koboltoksid og en anode av grafitt karbon. På grunn av grafittanoden har batteriet en lav levetid sammenlignet med andre Li-ion batterier ved skiftende fast elektrolytt grensesnitt (SEI). Det vil her være en avsetning av litiumbelegg på anoden ved hurtiglading eller ved lading ved lave temperaturer. LCO batteriet har også en begrenset spesifikk energi og lav termisk stabilitet. Dette kan forbedres ved å benytte nikkel, mangan eller aluminium i stedet for kobolt. Det finnes lite rent kobolt i naturen, og må derfor fremstilles kjemisk [110]. LCO batteriet har en lagvis struktur hvor Li-ioner beveger seg fra katode til anode ved oppladning og i motsatt rekkefølge ved utladning. [102]

Figur 4.2 viser hvordan LCO batteriet scorer på områder som kostnad, levetid, spesifikk energi og spesifikk effekt. LCO batterier har som nevnt høy spesifikk energi, men har middels evner når det kommer til sikkerhet, spesifikk effekt og levetid. Ytelsesposten er mer i den høye enden av middels sjiktet. [102]



Figur 4.2: Sammenligning av egenskapene til en LCO batteri. LCO batteriet er i den høye enden når det kommer til spesifikk energi, men har bare middels evner når det kommer til sikkerhet, spesifikk effekt og levetid. Illustrasjonen er hentet fra nettstedet "Battery University". [102]

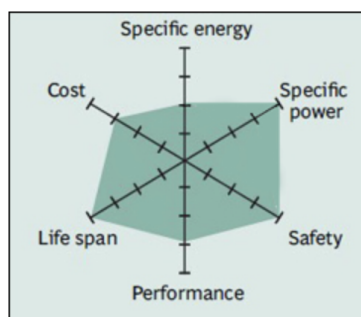
4.1.2 Litium jernfosfat (LFP)

En av de flere Li-ion batteri variantene er Li-ion-Fosfat, LFP. En LFP celle er en ny type litium-ion batteri som i det siste har dukket opp som et alternativ. Ved å erstatte oksid på katoden med fosfat gir dette flere fordeler. Li-ion-Fosfat celler har lengre levetid, og kan lades opp ved lavere spenninger samt at fylletiden skal være vesentlig redusert i forhold til Li-ion batteriet. Det er også større sikkerhet tilknyttet å benytte fosfat i stedet for oksid ved katoden, ettersom dette fjerner muligheten til oksygenproduksjon ved oppvarming. [106]

Figur 4.3 viser hvordan egenskapene til LFP batteriene er i forhold til hverandre.

4.1.3 Litium manganoksid (LMO)

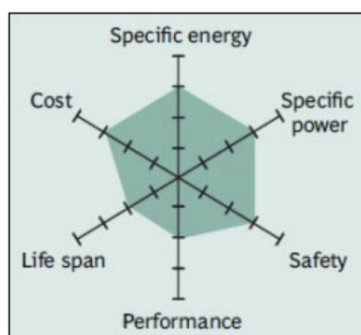
Litiummangandioksid, LMO, er også en variant av Li-ion batteriet. LMO batteriet har manganoksid som katodemateriell, og er bygd opp i en tredimensjonal spinellstruktur. Denne strukturen gjør at Li-ionene får en bedre flyt på elektrodene, noe som reduserer den indre motstanden og forbedrer strømhåndtering. En annen fordel med spinellstrukturen er at batteriet får høy termisk stabilitet og dermed en økt sikkerhet. [102]



Figur 4.3: Sammenligning av egenskapene til en LFP batteri. LFP batteriet er i den høye enden når det kommer til levetid, sikkerhet og spesifikk effekt, men har bare middels evner når det kommer til spesifikk energi og ytelse. Illustrasjonen er hentet fra nettstedet ”Battery University ”. [102]

Ettersom at strukturen til LMO batteriet reduserer den indre motstanden er det mulig å benytte hurtiglading for opplading av batteriet. Det er også mulig å få høy strøm ved utladning når batteriet har lav indre motstand. Disse egenskapene gjør at LMO batterier blir nyttet i elektriske verktøy, medisinske instrumenter og i hybrid- og el-kjøretøy, [102]

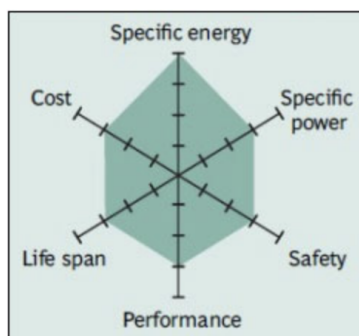
Figur 4.4 viser hvordan LMO batteri scorer på områder som levetid, spesifikk energi, spesifikk effekt og ytelse. Til sammenligning med LCO batteriet har LMO batteriet en litt dårligere spesifikk energi og ytelse, men samtidig en litt større spesifikk effekt og sikkerhet. [102]



Figur 4.4: Sammenligning av egenskapene til et LMO batteri. LMO batteriet er i det øvre middels sjiktet når det kommer til både spesifikk energi og spesifikk effekt. Også sikkerheten er i det øvre middels sjiktet, mens levetiden og ytelsen er i det lavere området. Illustrasjonen er hentet fra nettstedet ”Battery University ”. [102]

4.1.4 Litium nikkelt mangan kobolt oksid (NMC)

En av de beste batterisystemene for Li-ion. Nøkkelen til hvorfor dette batteriet er så bra er at det her blir kombinert både nikkelt og mangan. Nikkelt har høy spesifikk energi, men er ustabil, mangan på den andre siden har lav spesifikk energi, men danner en spinellstruktur som oppnår lav indre motstand. Ved å kombinere disse to, vil de forbedre hverandres fordeler, og sammen lage et batteri som er både trygt og har høy spesifikk energi. Figur 4.5 viser nettopp dette. Fra denne figuren kommer det frem at et NMC batteri har spesielt høy spesifikk energi, men scorer også høyt på de andre områdene som er tatt med i sammenligningen i figur 4.5. Selv om NMC batteriet scorer høyt på både spesifikk energi, spesifikk effekt, levetid, sikkerhet og ytelse, er også kostnadene nokså høye. [102]



Figur 4.5: Sammenligning av egenskapene til en NMC batteri. NMC batteriet er generelt sett i det høye sjiktet i alle kategoriene som det tas hensyn til i denne figuren. Spesielt har NMC batteriene en høy spesifikk energi. Illustrasjonen er hentet fra nettstedet "Battery University". [102]

4.2 Andre batteriteknologier

Når kapasiteten til et batteri skal vurderes er det spesielt to faktorer som spiller inn; spesifikk kraft og spesifikk energi. Et Li-ion batteri har en spesifikk kraft som ligger mellom 0,15 og 0,25 kW/kg og en spesifikk energi mellom 0,1 og 0,5 kWh/kg . Li-ion batterier har en virkningsgrad som ligger mellom 90 og 98 %, og en levetid opp til 20 000 sykluser. For å redusere kapasitetstapet over tid bør et Li-ion batteri operere mellom 20 og 90 % SoC. [101]

Til sammenligning så har Nikkel-kadmium, NiCd, batteri en spesifikk kraft mellom 0.010 og 0.150 kW/kg og en spesifikk energi mellom 0.04 og 0.06 kWh/kg . NiCd batterier har en nokså redusert virkningsgrad i forhold til Li-ion batteriet ettersom det kun har en virkningsgrad på 80 %. NiCd batteriet har også mye lavere levetid, med en levetid på opp til 3 000 sykluser. Fordelen med NiCd i forhold til Li-ion er at NiCd batteriet lar seg lade helt ut for å så lades fullt opp igjen. NiCd har altså et SoC vindu hvor kapasiteten ikke vil reduseres fra 0 til 100 %. [101]

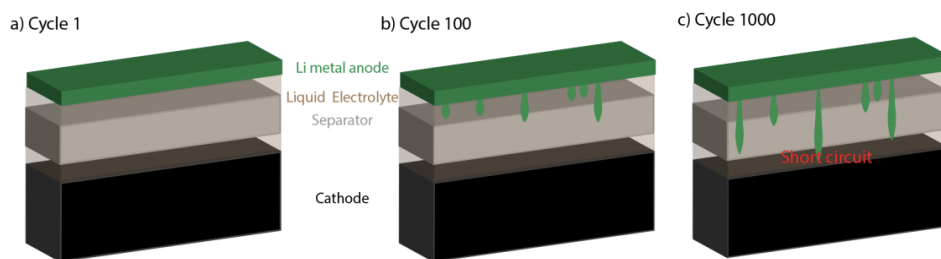
Behovet for stadig bedre batterier blir drevet av mange ulike industrier, og opp gjennom årene er det oppladbare Li-ion som har blitt stående som den dominerende energilagringens kilden. Slike batterier blir brukt i forbruks elektronikk, stasjonære energilagringens applikasjoner og sist men ikke minst brukt i bilindustrien. Spesielt kom suksessen tidlig på 1990-tallet med LCO katode og dens etterfølgere med overgangs metalloksyd, som NMC, kombinert med en karbon anode og en flytende elektrolytt. [111]

Til tross for den store suksessen er denne batterikjemien ikke uten grenser, og rene elektriske kjøretøy har enda ikke kunnet konkurrere med fossile kjøretøy på grunn av batterikostnadene og rekkeviddeangst. Begge disse faktorene er bundet til batteriets energitetthet. Det er også verdt å nevne at den flytende elektrolytten er brannfarlig og kan forårsake brann og eksplosjoner. Den flytende elektrolytten er i tillegg en stor del av vekten og kostnaden til batteriet. [111]

Det er slike problemer som fortsetter å motivere for videre forskning etter nye batterikjemier som er både billigere og har høyere energitetthet. [111]

En åpenbar endring som kan gjennomføres med batterikjemien hvor det er en oskydkatode og en karbonanode er å bytte karbonet på anoden med Li-metall. Anoden vil da ha rundt 10 ganger større gravimetrisk kapasitet (Ah/g) enn om anoden var av karbon. Dette kan gi store forbedringer av batteriet, men det vil også kunne føre til såkallede dendritter ved gjentatte sykluser. Dendrittene blir dannet ved at Li-metallet under gjentatte sykluser blir utsatt for ikke ensartede stripping og avsetning. Figur 4.6 illustrerer hva som kan skje når en Li-metall anode

blir utsatt for mange sykluser av oppladning og utladning og det dannes dendritter. Dersom dendrittene får vokse gjennom mange sykluser vil de til slutt kunne kortslutte batteriet ved en stor selvutladningsstrøm ved at anoden og katoden blir koblet sammen via dendrittene. Den høye selvutladningsstrømmen kan antenne den brennbare elektrolytten, og føre til en eksplosjon. [111]



Figur 4.6: Ved mange sykluser vil anoden av Li-metall bli utsatt for ikke-ensartet stripping og avsetning slik at det kan bli dannet dendritter. Disse dendrittene kan til slutt nå fra anoden til katoden ved å vokse gjennom den flytende elektrolytten og føre til en kortslutning. Illustrasjonen er hentet fra Andrew Ulvestads oversikt over nåværende Li-ion batteri teknologier. [111]

For å løse problemet med dendrittvekst kan det i teorien benyttes en fast elektrolytt. Ettersom elektrolytten ligger mellom anoden og katoden vil den da kunne være en fysisk bæreri som hindrer dendrittene fra å vokse fra anoden og nå tilslutt nå katoden. I praksis har det vist seg at tiltross for den fysiske bæreri vil noen faste elektrolytter tillate vekst av dendritter mellom molekylgrensene. Faste elektrolytter er også dårligere enn flytende elektrolytter til å lede Li-ioner. Dette gjør det vanskelig å bygge batterier med tilstrekkelig hastighet på syklusene. Tiltross for at faste elektrolytter ikke nødvendigvis kan løse problemet med dendrittvekst, er det også slik at faste elektrolytter typisk er mindre brennbare. Faste elektrolytter er dermed en god del tryggere enn flytende elektrolytter ved bruk av Li-metall på anoden. [111]

Som tidligere nevnt vil bruk av Li-metall som anode istedenfor karbon kunne gi store forbedringer på batteriet. Ved bruk av Li-metall vil batteriet kunne få en volumetrisk energitetthet som er økt med 8 % Wh/L og en gravimetisk energitetthet som er økt med 19 % Wh/kg i forhold til ved bruk av karbon på anoden. Før Li-metall kan benyttes på anoden må problemene knyttet til sikkerhet, som tidligere er omtalt, først løses. [111]

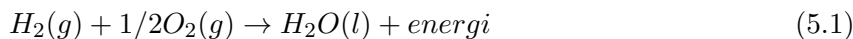
5 Hydrogenets egenskaper

Hydrogen, H, er det vanligste og letteste atomet i hele universet [112]. Den diatomiske hydrogen-gassen, H_2 , er to hydrogenatomer satt sammen. På jorden er hydrogen å finne nesten utelukkende i kjemiske bindinger. For å fremstille ren hydrogengass til bruk i blant annet industrien må da hydrogenet ekstraheres fra de kjemiske bindingene. [100, 113] Heretter omtales både hydrogen og hydrogengass som H_2 .

Hydrogen er et veldig reaktivt atom som derfor lett reagerer og danner kjemiske bindinger med andre atomer. Ved dannelsen av slike bindinger blir det frigitt energi. På denne måten fungerer hydrogen som en energibærer. Dette betyr at hydrogengass kan lagre energi, som kan frigjøres ved et senere tidspunkt ved hjelp av en kjemisk reaksjon. [100, 114]

Fremstilling av hydrogen gjøres på flere måter. Den mest vanlige metoden i dag er ved å damperformere naturgass der hovedbestanddelen er metan. Denne metoden gir utslipp av CO_2 , og dette utslippet må fanges og lagres for at produksjonen av hydrogen skal være miljøvennlig. En annen måte å fremstille hydrogen på er ved hjelp av vann og elektrisitet i en prosess som kalles elektrolyse. Dette er en metode hvor vann blir spaltet til hydrogen- og oksyngengass ved hjelp av elektrisitet. Dette regnes som en miljøvennlig fremstilling av hydrogen, dersom den elektriske energien kommer fra fornybare energikilder som vann-, vind- eller solkraft. Hvordan de ulike fremstillingsmetodene fungerer vil det gås nærmere inn på i kapittel 7. [114]

Hydrogengass er en farge-, lukt- og smaksfri gass ved standard tilstand. Den har en god evne til å lede varme, og er brennbar ved romtemperatur. Reaksjonsligningen for forbrenning av hydrogengass i luft vises i ligning 5.1. Forbrenningen av hydrogen avgir bare vann som utslipp. [113]



Av de konversjonelle drivstoffene er hydrogengass den med størst vektbasert energiinnhold, men lavest volumbasert energiinnhold. Dette kommer frem i tabell 5.1, og betyr at hydrogen veier lite, men tar opp et stort volum per kWh. Her har hydrogen et vektbasert energiinnhold på 33,33 kWh/(kg H_2) mens diesel har et energiinnhold på 11,90 kWh/(kg diesel). [115]

Tabell 5.1: Oversikt over vektbasert og volumbasert energiinnhold for hydrogen mot noen av de vanligste fossile energikildene. [115]

| | Vektbasert energiinnhold | Volumbasert energiinnhold |
|----------------------------|--------------------------|---------------------------|
| Hydrogen, (H_2) | 33,33 kWh/kg | 3,00 kWh/ Nm^3 |
| Naturgass, (100 % CH_4) | 13,90 kWh/kg | 9,94 kWh/ Nm^3 |
| Propan | 12,88 kWh/kg | 34,40 kWh/ Nm^3 |
| Bensin | 12,10 kWh/kg | 9,10 kWh/l |
| Diesel | 11,90 kWh/kg | 10,00 kWh/l |

5.1 Å regne på hydrogen

For å relatere gassvolum til hydrogen brukes en referansetilstand. Det er mest vanlig å bruke standard kubikkmeter, Sm^3 eller normal kubikkmeter, Nm^3 . Videre i denne oppgaven blir standard kubikkmeter benyttet. Standardbetingelsene er på 15 °C og normalt atmosfærisk trykk. [116]

Ved bruk av hydrogen er den energiinnholdet per volumenhet viktig. Hydrogengass er en veldig lett gass, og har derfor veldig lav tetthet ved standard tilstand. For å benytte seg av hydrogengass til energilagring eller drivstoff vil det stort sett være vesentlig at volumet ikke blir for stort. For å øke energiinnholdet per volumenhet kan derfor gassen komprimeres. Ved lavt til moderat trykk benyttes ideell gasslov for å regne på massen eller mol per volumenhet. Ideell gasslov er gitt ved ligning 5.2. [117]

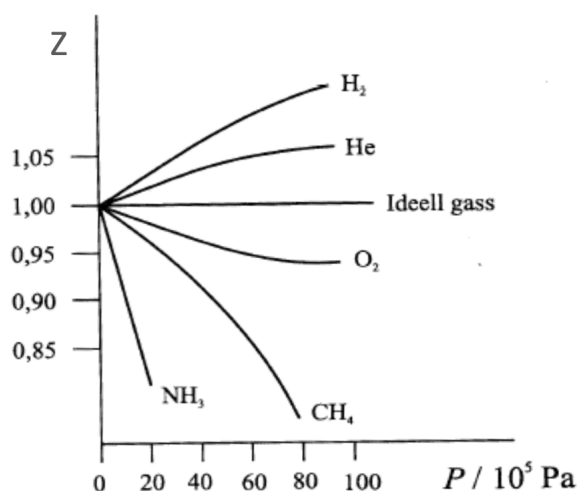
$$PV = nRT \quad (5.2)$$

I ligning 5.2 er P gitt som trykk med enhet bar, V som volum med enhet liter og T som temperatur med enhet kelvin. R er gasskonstanten $0,08314 \frac{L \cdot \text{bar}}{K \cdot \text{mol}}$ og n er stoffmengden i antall mol. n kan regnes ut ved bruk av ligning 5.3. I denne ligningen står m for masse i gram og Mm står for molar masse i gram/mol. [117]

$$n = \frac{m}{Mm} \quad (5.3)$$

Hydrogen benyttes eller lagres ofte ved opptil 700 bar. Ved et slikt høyt trykk vil gassmolekylene bli presset tett sammen, og det vil oppstå vekselvirkninger mellom dem. Disse vekselvirkningene vil da påvirke tettheten til hydrogengassen. Etersom ideell gasslov går ut fra at det ikke finnes vekselvirkninger, som tiltrekking- og frastøtningskrefter mellom molekylene, vil bruk av denne loven gi feil verdi for masse per volumenhet. For å ta hensyn til vekselvirkningene kan Van der Waals ligning brukes. Denne er gitt ved ligning 5.4. [117].

I figur 5.1 viser kompresjonsfaktoren, Z, til de ulike gassene ved ulike trykk, P. Frastøtningskreftene er dominerende når Z er større enn 1. Etersom Z for H_2 er større enn 1, vil volumet blir større ved bruk av Van der Waals ligning enn ved bruk av Ideell gasslov. CH_4 har en Z som er mindre enn 1, og volumet ved bruk av Van der Waals ligning blir derfor mindre enn ved bruk av Ideell gasslov. [117]



Figur 5.1: Sammenhengen mellom kompresjonsfaktor og trykk for noen utvalgte gasser [117]

Van der Waals ligning tar hensyn til at molekylene i en gass tiltrekker hverandre ved store avstander, og har motsatt effekt ved små avstander. Dette vil si at Van der Waals ligning bør benyttes for hydrogen ved høyt trykk, ettersom det da vil være små avstander mellom molekylene og derfor også frastøtningskrefter. [118]

$$P = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a}{V_m^2} \quad (5.4)$$

I ligning 5.4 står V_m for molart volum i mol/liter og er gitt ved ligningen 5.5 der V står for volum i liter. Van der Waals-konstantene b og a er beskrevet i ligningene 5.6 og 5.7. [117]

$$V_m = V/n \quad (5.5)$$

For å finne konstantene b og a benyttes kritisk temperatur, T_c , oppgitt i kelvin og kritisk trykk, P_c , oppgitt i bar for den respektive gassen [117]

$$b = \frac{RT_c}{8P_c} \quad (5.6)$$

$$a = \frac{27RT_c b}{8} \quad (5.7)$$

I flere lærebøker er a og b verdiene oppgitt. I denne rapporten er det brukt a og b verdier fra en lærebok i fysikalsk kjemi. Her er a oppgitt til $0,02479 \frac{Pa \cdot m^6}{mol^2}$, og b er oppgitt til $2,66 \cdot 10^{-5} \frac{m^3}{mol}$. [117]

I tabell 5.2 sammenlignes trykksatt og flytende hydrogen med hydrogen i standard tilstand. Energitetthet kommer fra bruk av Van der Waals ligning. Energitettheten for flytende er mye større enn for hydrogen ved standard tilstand.

I tabell 5.2

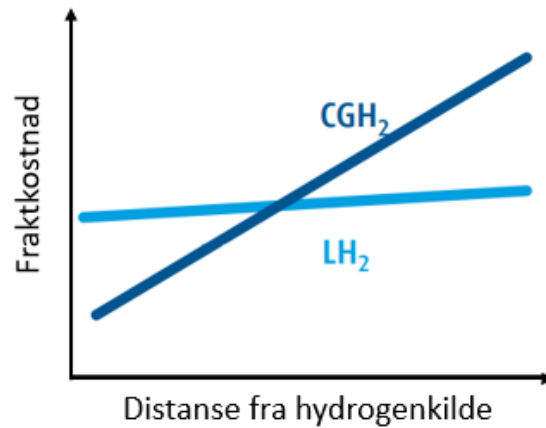
Tabell 5.2: Temperatur, trykk og energitetthet for hydrogen ved ulike tilstander. [100],

| Hydrogen ved ulike tilstander | Temperatur [K] | Trykk [bar] | Energitetthet [MJ/L] |
|-------------------------------|----------------|-------------|----------------------|
| Standard | 288,15 | 1 | 0,01 |
| Komprimert | 288,15 | 350 | 2,70 |
| Komprimert | 288,15 | 700 | 4,20 |
| Flytende | 20,15 | 1 | 8,51 |

5.1.1 Ulike måter å lagre hydrogen på

Som vist i tabell 5.2 er energitettheten til hydrogen svært lav ved standard tilstand. Det er derfor nødvendig å komprimere eller flytendegjøre hydrogenet, eller lagre det i metallhybrider eller hydrogenrike væsker. [119]

Å komprimere hydrogen krever mye plass. Det er også en sikkerhetsrisiko knyttet til det å lagre hydrogen under så høye trykk. Hydrogenets kokepunkt er $-253,15 \text{ }^\circ\text{C}$. det betyr at flytendegjøring av hydrogen krever svært lave temperaturer. En mulig følge av å holde hydrogenet så kaldt er boil-off. Dersom det blir fordamping i tanken, vil det bli trykkoppopping i systemet. [115]



Figur 5.2: Flytenende vs trykksatt hydrogen. Kilde: Linde

Boil-off er et fenomen hvor nedkjølt flytende hydrogen ikke blir holdt ved en lav nok temperatur, slik at deler av væsken begynner å fordampe. Ved fordampning i tanken, vil det bli trykkoppbygging i systemet. Boil-off er forbundet med en betydelig sikkerhetsrisiko. En løsning på boil-off må komme dersom flytende hydrogen skal benyttes. [120, 121]

Det er også en mulighet å lagre hydrogen i en hydrogenrik væske, som for eksempel ammoniakk og metanol. En slik væske bør være flytende mellom $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ og $60\text{ }^{\circ}\text{C}$. Den bør være lett å fremstille og ikke giftig. For mobile bruksenheter, som for eksempel bil, vil det også være viktig at det er lett å fremstille hydrogen fra den hydrogenrike væsken ombord. Ammoniakk er giftig og metanol gir lokale CO_2 -utslipp. Det er derfor ønskelig å unngå bruk av disse. [115]

Hydrogen kan lagres også lagres i fast stoff. Et eksempel på dette er lagring i metallhydrid. Ved dannelse av et metallhydrid blir metallet utsatt for et trykk, og reagerer med hydrogen-gass. Ved oppvarming kan denne prosessen reverseres, og hydrogenet vil frigis. Tettheten på hydrogenet kan i denne sammenheng sidestilles med flytende hydrogen, med problemet her vil være den høye vekten til metallet. [119]

5.1.2 utfordringer med hydrogen

Sammen med oksygen er hydrogen svært eksplosivt. Det har skjedd to store ulykker på grunn av dette. Luftskipet *Hindenburg* eksploderte i 1937 fordi hydrogen-gassen ble antent av en gnist. 36 personer omkom som følge av denne ulykken. I 1986 eksploderte en tank på romfergen *Challenger*, og besetningen på 7 omkom. [122]

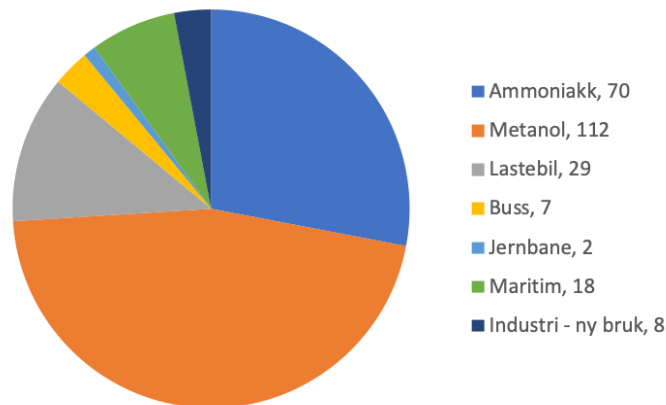
For to år siden begynte en hydrogen fyllstasjon å brenne. Denne ulykken førte til at alle fyllstasjoner av samme type fikk bruksforbud i 12 måneder. Senere ble det klart at ulykken var forårsaket av en feilmontert plugg. [6, 123]

Tar opp et stort volum per kWh, og hydrogen må derfor komprimeres for å kunne forflyttes. [115]

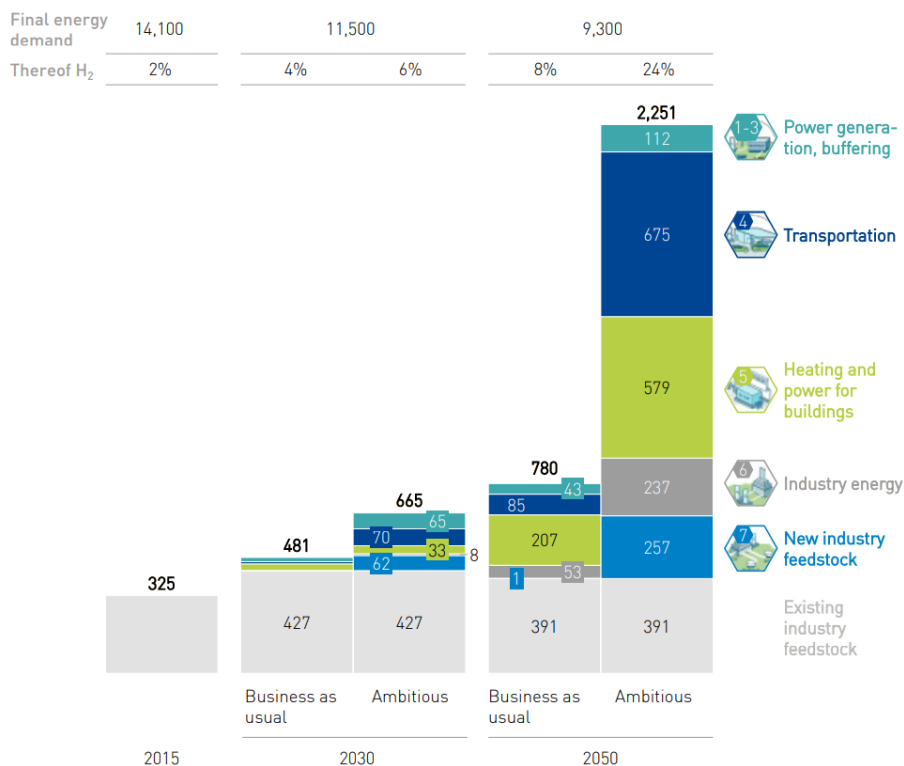
6 Bruk av hydrogen

Det er mange ulike bruksområder for hydrogen, men det er hovedsaklig to områder som er aktuelle; anvendelse i energi og anvendelse i materiell [124]. Årlig brukes det omtrent 70 millioner tonn hydrogen på verdensbasis. Mesteparten brukes i kjemisk industri og oljeraffinering. [19]

I dag brukes det meste av hydrogenet i Norge til ammoniakkproduksjon på Herøya og metanolproduksjon på Tjeldbergodden. I sin synteserapport skriver DNV GL at disse sektorene også vil dominere bruksmarkedet i 2030. Dette kommer frem i figur 6.1. De påpeker også at hydrogen vil bli viktig for lastebiler og maritimsektor i tillegg til bruk i jernbanen og ny industri. [91]



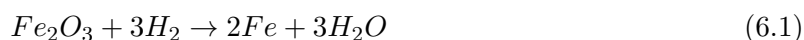
Figur 6.1: Estimert hydrogenbehov i ulike sektorer for 2030 i Norge. Tallene er hentet fra DNV GL sin synteserapport. Tallene er oppgitt i tusen tonn. [91]



Figur 6.2: Fremtidsutsikter for bruk av hydrogen. Hentet direkte fra hydrogen veikartet for Europa. [125]

For EU sin del vil bruk av hydrogen i 2050 være mest aktuelt i transportsektor og som energi til bygninger. Dette kommer frem i figur 6.2. Hydrogen vil også bli viktig som råstoff eller til prosessvarme i industri. I følge Christoph Stiller i Linde vil stålproduksjon bli den viktigste hydrogenforbrukeren i Tyskland [3]. [125]

Christoph Stiller tror at hydrogen som reduksjonsmiddel ved jernfremstilling, vil bli den viktigste anvendelsen av hydrogen i Tyskland. Dagens reduksjonsmiddel, CO -gass skal byttes ut med H_2 -gass. Tyskland har som mål å gjøre all jernfremstilling utslippsfritt. Kjemien bak en slik fremstilling av jern vises i ligning 6.1, hvor jernoksid, Fe_2O_3 , og hydrogen reagerer og danner rent jern og vann. [3]



Årsproduksjonen av jern i Tyskland var i 2019 39,7 Mt, og jern har en molar masse på 55,85 g/mol.

Der det i dag brukes naturgass til oppvarming, som i glassproduksjon, kan hydrogen erstatte naturgassen. I følge Christoph Stiller vil et gjennomsnittlig stort stålverk benytte 200 000 $m^3 H_2/h$. Christoph Stiller sier også at hydrogen kommer til å bli svært viktig i Tyskland de kommende årene. Særlig i stålindustrien som både reduksjonsmiddel og som prosessoppvarming. Han påpeker at Tyskland mest sannsynlig ikke har nok hydrogen til å dekke sitt voksende behov, og at import kommer til å bli nødvendig. [3]

Dersom hydrogen skal anvendes som en energibærer kan det enten benyttes direkte, for eksempel i en forbrenningsmotor, eller i en brenselcelle. I en brenselcelle vil hydrogenet reagere med oksygen og danne vann og elektrisitet. Også ved bruk i en forbrenningsmotor vil vann dannes som et biprodukt. Dette kan føre til at vannet kommer til i smøreoljen, og føre til problemer med motoren. Ved bruk av hydrogen i forbrenningsmotor vil det i tillegg føre til utslipp av NO_x gasser. Fordelen med å benytte hydrogen i forbrenningsmotorer, i stedet for å installere brenselcelle, er at det er kostnadseffektivt. [7]

I tabell 6.1 er de fem vanligste brenselcelleteknologiene presentert. Felles for alle er at de har en lav virkningsgrad sammenlignet med Li-ion batterier. Den mest brukte brenselcelleteknologien innen transportsektoren er PEM brenselcelle, PEMFC. Denne har en oppgitt virkningsgrad på mellom 30 til 60 %. Gjennomsnittet av disse to er 45 %. [124]

Virkningsgraden til en brenselcelle er i midlertid sterkt avhengig av belastningen. Det er typisk å ville sammenligne virkningsgraden for en forbrenningsmotor på fossile kilder og en brenselcelle på hydrogen. Dette blir ikke rett, ettersom en forbrenningsmotor har lav virkningsgrad ved lave belastninger, mens en brenselcelle har en høy virkningsgrad ved lave belastninger. [4]

En utfordring med brenselcelle i transportsektoren er at dersom belastningen øker, vil virkningsgraden synke. Som et eksempel vil virkningsgraden være 20 % ved en belastning som tilsvarer 1000 hestekrefter. [4]

6.1 Hydrogen i industri

Nesten alt hydrogen som brukes i Norge i dag, brukes i kjemisk industri og i raffinering av petroleumsprodukter [19]. På verdensbasis blir 55 % av produsert hydrogen brukt til produksjon

Tabell 6.1: Oversikt over ulike brenselcelleteknologier. [124]

| | Effekt | Virkningsgrad [%] | Temperatur [°C] | Levetid [1000h] |
|-------|-----------------------------------|-------------------|-----------------------------|--------------------------|
| AFC | Opp til 250 kW | 50-60 | 60-90 | 5-8 |
| PEMFC | Fra 500 W til 400 kW | 30-60 | 60-90(LT)/ opp til 180 (HT) | 5(mobil)/ 60 (stasjonær) |
| PAFC | Opp til flere titalls MW | 30-40 | 160-220 | 30-60 |
| MCFC | Fra et par hundre kW til flere MW | 55-60 | 600-700 | 20-40 |
| SOFC | Fra et par kW til flere MW | 50-70 | 700-1000 | -90 |

av ammoniakk, 10 % til produksjon av metanol, 25 % blir brukt til raffinering og de resterende 10 % blir brukt til andre formål. [124]

Ammoniakk har, i over 100 år, vært sentral i Yaras, tidligere Hydro, aktiviteter. Ammoniakk er et viktig råstoff som benyttes i blant annet kunstgjødsel. Yara er i dag verdensledende på ammoniakkfremstilling. [126]

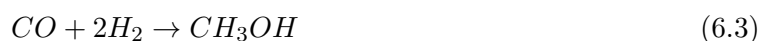
Ammoniakk, NH_3 , produseres gjennom Haber-Bosch-prosessen, hvor hydrogen og nitrogen reagerer som vist i ligning 6.2. For å gjennomføre denne prosessen trengs det både ren hydrogengass og rent nitrogen, N. I dag er dette hydrogenet grått, mens nitrogenet kommer fra separasjon av luft. Haber-Bosch-prosessen foregår ved en temperatur mellom 350 og 600 °C og ved et trykk på 150 til 300 bar. Det er ønskelig at reaksjonen foregår ved så lave temperaturer som mulig, ettersom utbyttet da blir størst. [124, 127]



90 % av den produserte ammoniakken brukes i dag i gjødsel, men ammoniakk benyttes også i kjøleanlegg på grunn av sin høye fordampningsenergi [124]. Det er også mulig å benytte ammoniakk som hydrogenbærer. Statkraft har et prosjekt på Herøya, der grått hydrogen skal byttes ut med grønt hydrogen i ammoniakkproduksjonen [5].

I Berlevåg, Finnmark, er det i 2025 planlagt oppstart av en grønn ammoniakkproduksjon. Her skal ammoniakken produseres fra fornybar energi fra Raggovidda. [5, 128]

I metanolproduksjon er hydrogen en av to reaktanter. Karbon monoksid og hydrogen reagerer og danner metanol som vist i ligning 6.3. Metanol kan brukes som brensel i forbrenningsmotoren, men kan også brukes i både metanol brenselceller og PEM brenselceller. For å brukes i en PEM brenselcelle må metanolen først reformeres. [124]



Metanol er en viktig kjemisk råmateriale som nyttes i produksjon av sentrale kjemiske mellomprodukt. Etterspørselen etter metanol har økt jevnt de siste 10 årene, og det forventes at denne økningen vil fortsette fremover. [124]

Statkraft har også et hydrogenprosjekt i Finnfjord. Der skal grønt hydrogen produseres for å benyttes i produksjon av grønt metanol. [5].

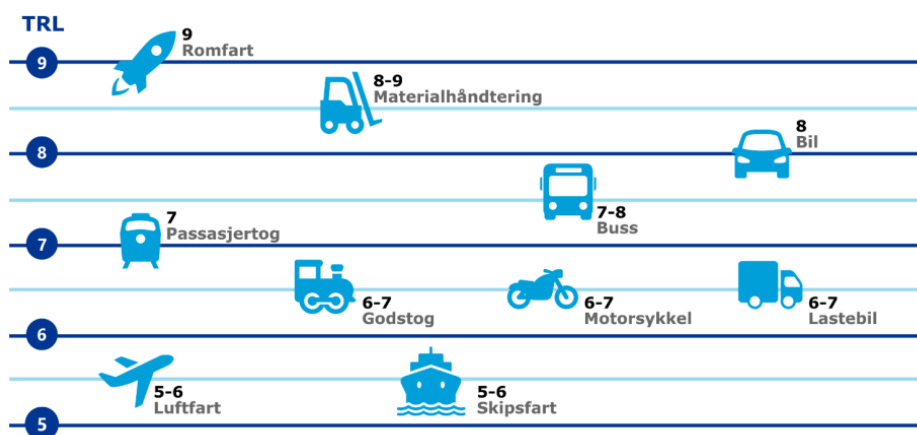
Raffinering er prosesser der råolje behandles for å gi ulike oljeprodukter. Slike produkter kan være bensin, diesel, fyringsolje og white spirit. I enkelte raffineringprosesser spiller hydrogen en viktig rolle. Om oljeproduktene har et for høyt innhold av svovel etter destillasjon, gjennomgår de en vannbehandling. Vannbehandlingen går ut på å varme opp oljeproduktene sammen med hydrogen. Svovel og hydrogen vil da danne hydrogensulfid som vil kunne fjernes, og et renere oljeprodukt vil være igjen. [124]

For å øke produktutbyttet etter raffineringen benyttes en metode som kalles for hydrokraking. Ved hjelp av hydrogen, oppvarming og en katalysator blir store molekyler spaltet til molekyler med lavere vekt. Hydrokraking gjør det enklere å fjerne urenheter fra produktet. Shell skriver i sin hydrogenstudie at det er forventet en fremtidig økning i hydrogenetterspørsel til bruk i raffinering. Denne økende etterspørselen vil komme som en løsning for å nå målet om ha en større utnyttelse av den produserte råoljen. [124, 129]

6.2 Hydrogen i transportsektoren

DNV GL estimerer at hydrogenbehovet i transportsektoren i 2030 vil være 57 kt. Mesteparten vil gå til maritimt bruk og til lastebiler. Dette vises i figur 6.1. Hydrogen regnes som en reell konkurrent til batterier først og fremst i maritim sektor og for tungtransport. Hydrogenets fordeler innebærer blant annet svært kort fylletid sammenlignet med opplading av batterier, og at vekten er lav. Dette gjør at batteriteknologien kan utkonkurreres av hydrogen på disse områdene. [19, 91]

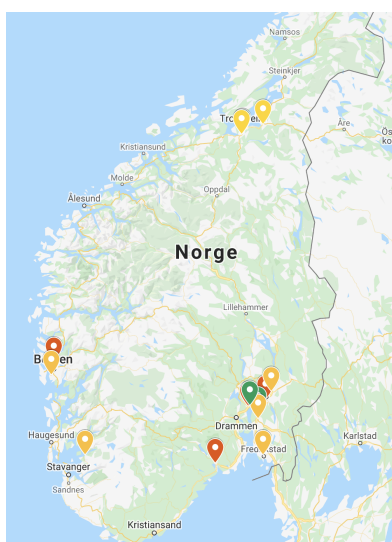
Figur 6.3 viser markedsmodenheten, TRL, til brenselceller innenfor ulike transportområder. Brenselceller til bruk i romfart er det som desidert har kommet lengst, men bruk i materialhåndtering er ikke langt under. Brenselceller i personbiler kommer deretter med en modenhet på 8 TRL, som akkurat overstiger buss og passasjertog. Godstog, motorsykler og lastebiler ligger lengst bak. [91]



Figur 6.3: Modenheten til brenselceller i ulike transportsektorer. Figuren er hentet fra DNV GLs syn-teserapport. [91]

Figur 6.4 viser hvor i Norge det finnes utbygde hydrogen fyllestasjoner, og hvor slike stasjoner er under etablering. Det er ingen slike fyllestasjoner Nord for Stjørdal, og figuren er derfor begrenset med hensyn på dette. Det skilles mellom grønn, gul og rød stasjon, der de som er markert med grønt er operative, de som er markert med gult er under etablering og de som er markert med rødt er stengt. Det er tre grønne fyllestasjoner i Norge i følge denne figuren. To av disse ligger i Oslo-området, mens den tredje ligger hos ASKO på Tiller i Trondheim. Den sistnevnte er vanskelig å få øye på i figuren ettersom den ligger bak den gule stasjonen på samme sted. [130]

På figur 6.5 er det markert av strategiske plasseringer for H_2 fyllestasjoner med små blå prikker. Dette er steder hvor det er gjennomført forstudier som utpeker disse stedene som potensielle lokasjoner for H_2 fyllestasjoner. Det er også markert av noen områder hvor maritime anvendelse av H_2 er under planlegging. Disse områdene er markert med blå sirkel som inneholder et skip. Blant disse er Hjelmelandsferjen. [130]



Figur 6.4: Oversikt over utbygde fyllestasjoner for H_2 i Norge i dag. Oversikten er hentet fra Norsk hydrogenforum. [130]



Figur 6.5: Oversikt over strategiske mulige posisjoner for fyllestasjoner for H_2 i Norge i dag. Oversikten er hentet fra Norsk hydrogenforum. [130]

6.2.1 Landtransport

Antall registrerte kjøretøy for ulike transportgrupper driftet på hydrogen og elektrisitet vises i tabell 6.2. Tallene er hentet fra regjeringens *Hydrogenstrategi*, og er fra 2019. Det er tydelig at det blir benyttet langt flere kjøretøy på elektrisitet enn på hydrogen. Dette gjelder spesielt for privatbiler. [19]

Tabell 6.2: Kjøretøy drevet på elektrisitet og hydrogen i Norge ved utgangen av 2019. [19]

| | Personbiler | Varebiler | Busser | Lastebiler |
|--------------|-------------|-----------|--------|------------|
| Hydrogen | 149 | 1 | 5 | 1 |
| Elektrisitet | 260 582 | 7331 | 199 | 21 |

Steffen Møller-Holst i Sintef har en hydrogenbil av typen Toyota Mirai. Den rommer maksimalt 5,6 kg H_2 , og det tar mellom 3 og 5 minutter å fylle tanken. Ved full tak er trykket i tanken 700 bar. Bilen er en hybrid med både batteri og brenselcelle, hvor batteriet har som hensikt å regenerere kraft fra bremseenergi. Forbruket ligger mellom 0,8 og 1,0 kg H_2 /mil, og bilen kan kjøre 700 km på en full tank. [4]

ASKO lanserte sine første hydrogenlastebiler i januar 2020. Bilene har en rekkevidde på 500 kilometer. En tredjedel av lastebilenes hydrogenforbruk kan dekkes av solkraftanlegget på taket hos ASKO Midt-Norge. Til sammenligning har Teslas lastebil, Semi, en rekkevidde på opp mot 800 kilometer [131]. [132]

En full tank kan romme 25 kg H_2 , og har da et trykk på 350 bar [4]. I følge Roger Sæther fra ASKO har lastebilen en fylletid på 20 minutter. Lastebilene har en beregnet kjørelengde på 50 000 km i året, og bruker 0,7 kg H_2 per mil. [6]

Hydrogen er også aktuelt i tog. I 2018 ble verdens første hydrogentog, Alstoms Coradia iLint, satt i drift i Tyskland. Det er flere togstrekninger som ikke er elektrifisert i Norge i dag, blant annet Nordlandsbanen, Raumabanen, Rørosbanen og Solørbanen [133–136]. DNV GL mener at hydrogen kan være aktuelt for både passasjertog og godstog på slike strekninger [91].

Regjeringen sier midlertid i sin *Hydrogenstrategi* at hydrogen ikke er ansett som et reelt alternativ for togtransport i Norge [19]. Det er en del utfordringer knyttet til sikkerhet, da særlig i tunneller. Hydrogen er en veldig lett gass, og vil stige ved en eksplosjon. Dette vil ikke være mulig i en tunnell. På togstrekninger hvor det er mange tunneller vil bruk av hydrogen da utgjøre en betydelig sikkerhetsrisiko. Tog på elektrisitet, og muligens i kombinasjon med batteripakker, anses som en bedre løsning. [5, 19]

Nordlandsbanen består av 154 tunneller, som gjør bruk av hydrogen uaktuelt her. Det er et stort potensiale for elektrifisering av Trønderbanen, som er den sørligste delen av Nordlandsbanen. Elektrifiseringen av denne banen skal gjennomføres i perioden 2017 til 2023. Jernbaneverket konkluderer i sitt utredningsarbeid fra 2015 at Solørbanen og Rørosbanen også bør elektrifiseres. [133, 136].

6.2.2 Maritim sektor

I 2019 kom omtrent 6,0 % av utslippene i Norge fra fiske og innenriks sjøfart [16]. I maritim sektor er dagens største utfordring teknologien. I regjeringens *Hydrogenstrategi* oppgis den som ikke moden nok. Dette henger sammen med markedsmodenheten til brenselcelle i skipsfart vist i figur 6.3. [19, 91]

Også innen oppdrettsnæringen kan hydrogen erstatte fossile energikilder. I januar innvilget Enova 28 millioner kroner til en hydrogenbåt til oppdrettsnæringen gjennom *Pilot E-programmet*. Dette programmet er et finansieringstilbud som skal sørge for at ny, miljøvennlig energiteknologi raskere blir utviklet og tatt i bruk for å bidra til utslippskutt [137]. Støtten inkluderer også et tilhørende anlegg på land for å produsere hydrogen, samt bunkring. Båten skal tas i bruk av oppdrettsselskapet Midtnorsk Havbruk, men også Moen Verft og Moen Marin er involverte parter. Anlegget på land er et samarbeid mellom NTE og H2 Marine. Sjøsetting av båten er planlagt i årsskifte 2023/2024. [138]

Gjennom samme finansieringstilbud har Wilhelmsen-gruppen fått 219 millioner kroner til to hydrogendrevne frakteskip. Skipene skal fra 2024 frakte gods, samt flytende hydrogen. De skal

blant annet benyttes til frakt mellom norske oljebaser. [139]

Tabell 6.3 viser dagsforbruket til de planlagte Finnøy- og Hjelmelandsfergene. I tillegg har Sintef og Greensight gjort en mulighetsstudie på å gjøre hurtigbåten mellom Trondheim og Kristiansund hydrogenrevet. [140]

Tabell 6.3: Dagsforbruket til Finnøyferjen, Hjelmelandferjen og hurtigbåten mellom Trondheim og Kristiansund i kg/dag. [140, 141]

| | Dagsforbruk [kg/dag] |
|---------------------------------------|-------------------------|
| Ferge Hjelmeland | 150 |
| Ferge Finnøy | 500 |
| Hurtigbåt Trondheim - Kristiansund | 1200 |

Hjelmelandferjen til Nordled, med navn *Hydra*, blir den første av sitt slag, og skal settes i drift i september 2021. Den skal driftes på hydrogen og batteri, men den skal bare driftes på hydrogen 50,1 % av tiden. [141, 142]

Hydrogenfergen på Finnøysambandet, som vist i figur 6.6, er planlagt satt i drift i 2022 [143]. Denne skal driftes 100 % på hydrogen, men det vil benyttes et diesellaggregat som bakkup på grunn av den manglende hydrogeninfrastrukturen. Denne ferjen vil benytte 500 kg H_2 per dag [141].



Figur 6.6: Den planlagte hydrogenfergen til Nordled som skal brukes i Finnøysambandet. Bildet krediteres Nordled. [143]

6.3 Hydrogen i andre anvendelser

Hydrogen kan brukes til energilagring. Norge er i særstilling sammenlignet med Europa når det gjelder magasinkapasitet. Omtrent tre fjerdedeler av den norske produksjonskapasiteten er regulerbar. Bruk av hydrogen til oppvarming og som et energilagrer ved variabel kraftproduksjon, er derfor ikke like relevant her. [19]

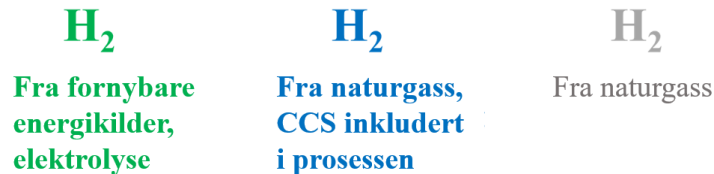
Gassturbiner kan modifiseres til å driftes på hydrogen, enten alene eller i kombinasjon med naturgass. De største produsentene av gassturbiner har gått sammen og blitt enige om at alle gassturbiner produsert fra 2020 kan driftes med naturgass blandet med opp til 20 % hydrogen. Fra 2030 skal de kunne driftes kun på hydrogen. [19]

I 2020 eksporterte Norge naturgass til en verdi av 116 milliarder NOK. Det eksporteres gass via undersjøiske rørsystem, som da knytter den norske gassproduksjonen til Europa. På mange områder kan naturgass byttes ut med hydrogen som blant annet til oppvarming som stålproduksjon [25]. [144]

Brenselceller kan også være aktuelt i luftfart, men som vist i figur 6.3, er modenheten her veldig lav. I luftfart er sikkerheten enormt viktig, og eksplosjonsfaren kan derfor være med å gjøre at det kan ta mange år før dette er utbredt. [91]

7 Produksjon av hydrogen

Hydrogengass finnes ikke i ren form på jorden, og det må fremstilles enten fra fossile kilder eller vann. Hydrogen kan produseres på flere ulike måter. I Norge produseres hydrogen i hovedsak fra naturgass eller ved elektrolyse av vann. Førstnevnte metode resulterer i det som kalles grått hydrogen og gir høye CO_2 -utslipp. Dersom CO_2 -utslippet fanges og lagres, får hydrogenet fargen blå. Grønt hydrogen er hydrogen produsert fra fornybare energikilder, vanligst er gjennom elektrolyse. Figur 7.1 viser de ulike fargene med tilhørende energikilde. [145]

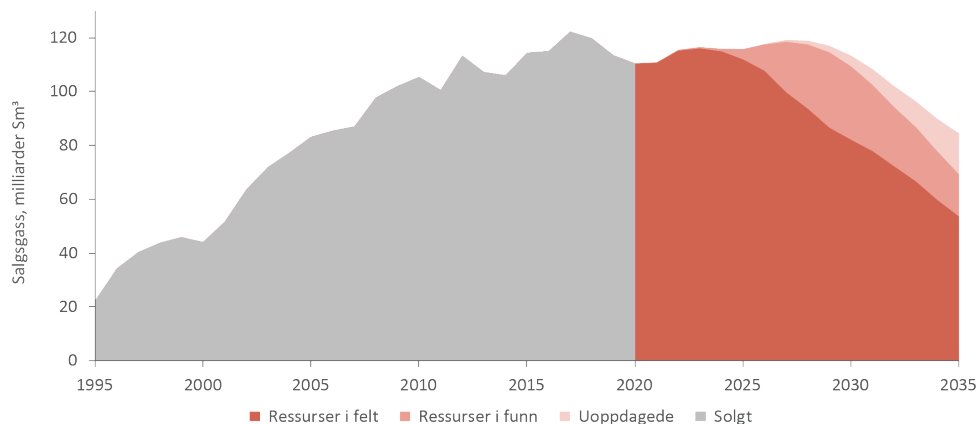


Figur 7.1: Hydrogen med ulik farge etter energikilde.

7.1 Grått og blått hydrogen

Naturgass er den vanligste kilden til hydrogenproduksjon i dag, både på verdensbasis og i Norge. Hydrogen fra naturgass produseres i hovedsak på tre forskjellige måter; dampreforming, partiell oksidasjon og autotermisk reformering. Disse metodene går ut på å konvertere hydrokarboner og alkoholer til hydrogen. I tillegg til hydrogen produseres det også karbonmonoksid og karbondioksid. For hvert tonn med hydrogen som blir produsert fra naturgass, produseres det 8 tonn CO_2 . [19, 124]

Nesten all naturgass som produseres på norsk sokkel, eksporteres ut av landet. Som verdens tredje største gasseksportør, spiller Norge en viktig rolle når det gjelder verdens naturgassforbruk. Eksportert gass fra Norge utgjør mellom 20 og 25 % av det totale gassforbruket i EU. Figur 7.2 viser hvordan de norske naturgassressursene har utviklet seg frem til i dag, og hvordan den forventede utviklingen er spådd å bli frem mot 2035. Figuren viser at 2017 var et vendepunkt hvor toppen av oljesalget sannsynligvis ble nådd. Fra 2020 og frem til 2035 skiller det på ressurser i eksisterende felt, ressurser som oppdages og uoppdagede ressurser. [146]



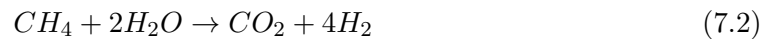
Figur 7.2: Utvikling av naturgassressursene i volum frem til 2035. Illustrasjonen er laget av Oljedirektoratet. [146]

7.1.1 Dampreforming

Dampreforming, forkortet SMR (Steam reforming method), er en metode der hydrokarboner reagerer med vanddamp slik at det dannes hydrogen og karbondioksid. Med en estimert produksjonsandel på 68 % er denne metoden den klart vanligste for å fremstille hydrogen på verdensbasis.[91, 124]

Prosessen består vanligvis av fem steg [91]:

1. Svovel fjernes i en totrinnsprosess ved hjelp av dannelse og fjerning av hydrogensulfid.
2. Metan og vann omdannes til karbonmonoksid, karbondioksid og hydrogen som vist i ligning 7.1 og 7.2 [124].



3. Karbonmonoksid reagerer med vann og danner karbondioksid og hydrogen som vist i ligning 7.3.

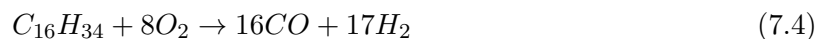


4. Karbondioksid tas ut av produktet.
5. Resternede karbonmonoksid og karbondioksid omdannes tilbake til metan.

Basert på nedre brennverdier, har SMR en energieffektivitet på mellom 70 og 85 %. Dampreforming kan også brukes til å produsere hydrogen fra andre lette hydrokarboner, samt biogass. [91]

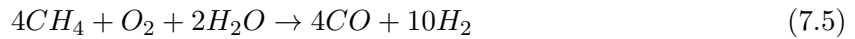
7.1.2 Partiell oksidasjon

Ved partiell oksidasjon, forkortet POX (Partial oxidation), oksideres naturgass eller tyngre hydrokarboner i en eksoterm prosess. Sammenlignet med dampreforming har partiell oksidasjon lavere energieffektivitet og slipper tilførsel av varme. Metoden kan også brukes for tyngre hydrokarboner. Ligning 7.4 viser eksempel på partiell oksidasjon av tyngre hydrokarboner. [91]



7.1.3 Autotermisk reformering (ATR)

Autotermisk reformering er en kombinasjon av dampreforming og partiell oksidasjon, der både oksygen og vann brukes som oksidanter. Forbrenning av oksygen og reformeringen foregår i samme reaktor, der produktene CO og H_2 blir en del av syntesegass fra reformeringen av naturgass. Dette gjør at et ATR-anlegg er mye mer kompakt enn et SMR-anlegg. I tillegg vil karbonfangst være lettere å integrere i selve reformeringsprosessen [8]. Ligning 7.5 viser autotermisk reformering der både H_2O og O_2 er reaktanter. [91]



7.1.4 Karbonfangst og -lagring

For å kunne gjøre grått hydrogen blått, må karbonet fanges og lagres. Denne prosedyren kalles CCS - Carbon Capture and Storage, eller karbonfangst og -lagring på norsk. Med over 20 års forskning og erfaring med CO_2 -håndtering, samt utbredt olje- og gassindustri og egnet kontinentalsokkel, har Norge gode forutsetninger for å utvikle og drifte CCS-prosjekter. [147]

I september i fjor lanserte regjeringen et fullskala demonstrasjonsprosjekt for CCS. Prosjektet har navnet *Langskip* og er at av de første i verden av sitt slag. Målet er å demonstrere at fangst, transport og lagring av CO_2 både er trygt og mulig, samt legge til rette for at tilsvarende prosjekter kan lære og redusere egne kostnader. [147]

Det er to ulike norske karbonfangstprosjekter som har fått full eller delvis finansiell støtte i Langskipprosjektet. I Brevik skal karbon fra sementproduksjonen til Norcem fanges. På Klemetsrud i Oslo får Fortum Oslo Varme delvis finansiering til karbonfangst på sitt energigjennvinningsanlegg, dersom det sørges for egenfinansiering på resterende beløp. Begge disse anleggene er basert på aminteknologi, og det er planlagt en årlig fangst på opp til 400 000 tonn CO_2 ved hvert av anleggene. [148, 149]

For Norcem sin del utgjør fangsten omtrent 50 % av det årlige CO_2 -utslippet. Prosjektet er viktig fordi sementindustrien på verdensbasis utgjør 5-7% av CO_2 -utslippet. [148]

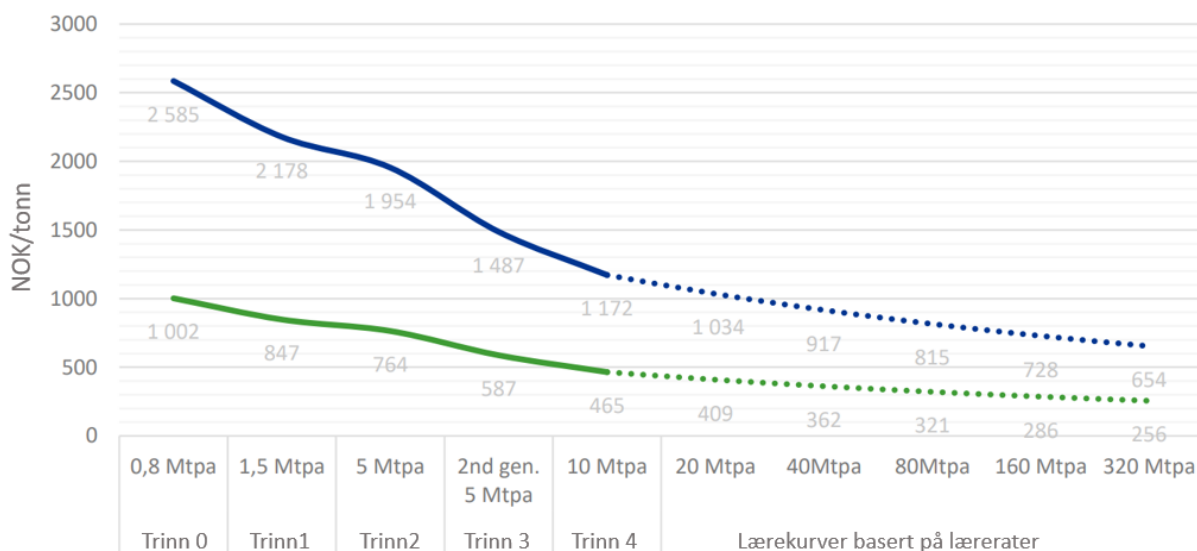
I Fortum Oslo Varme vil CCS-prosjektet faktisk føre til negativ karbonfangst. Det er fordi 60 % av avfallet som forbrennes, består av biologisk karbon. Dette er karbon som naturlig inngår i karbonkretsløpet og dermed ikke øker mengden CO_2 i atmosfæren [150]. [149]

På transport- og lagringssiden har Equinor, Shell og Total gått sammen om prosjektet Northern Lights. Prosjektet går ut på å bygge infrastruktur knyttet til transport og lagring av CO_2 . Det skal benyttes trykktanker på land, før CO_2 blir sendt videre til havbunnen i store rørledninger. Prosjektet skal ha kapasitet nok til å lagre mer CO_2 enn det Fortum Oslo Varme og Norcem sine prosjekter krever. [151]

Figur 7.3 er hentet fra DNV GLs rapport *Potential for reduced costs for carbon capture, transport and storage value chains (CCS)* og viser hvor mye kostnaden for for CCS kan reduseres etterhvert som fangst- og lagringsmengden øker. Tallene er basert på de to pilotprosjektene til Norcem og Fortum Oslo Varme. [152]

I sin kvartalsrapport fra mai 2021, lister Aker Carbon Capture blått hydrogen som den fjerde prioriterte industrien der CCS er aktuelt. De tre øverste plassene kapres av sement, avfallsforbrenning og gass-til-kraft. [153]

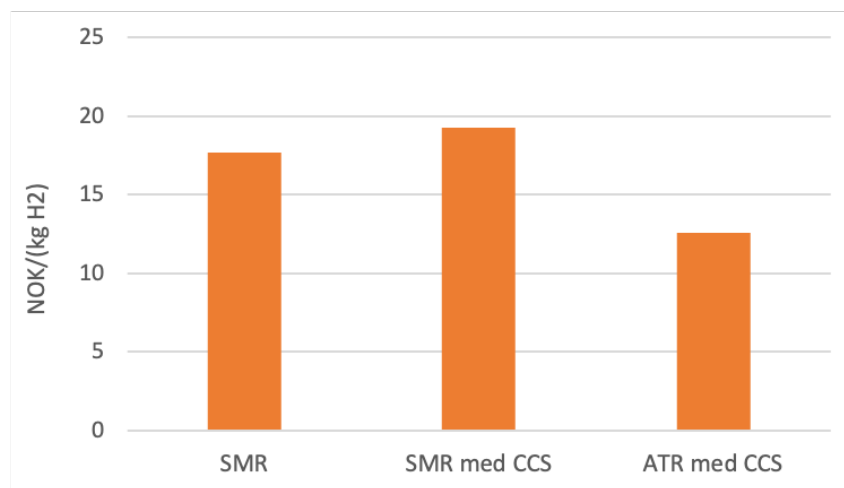
I et SMR-anlegg er det lett å fange omtrent 60 % av karbonet. Den siste andelen er imidlertid betydelig dyrere. I et ATR-anlegg derimot, er CCS mye lettere å integrere i selve prosessen. Generelt vil blått hydrogen ha lavere energieffektivitet enn grått hydrogen. [8]



Figur 7.3: Estimert kostnadsreduksjonspotensiale. Figuren er hentet fra DNV GLs rapport *Potential for reduced costs for carbon capture, transport and storage value chains (CCS)* [152].

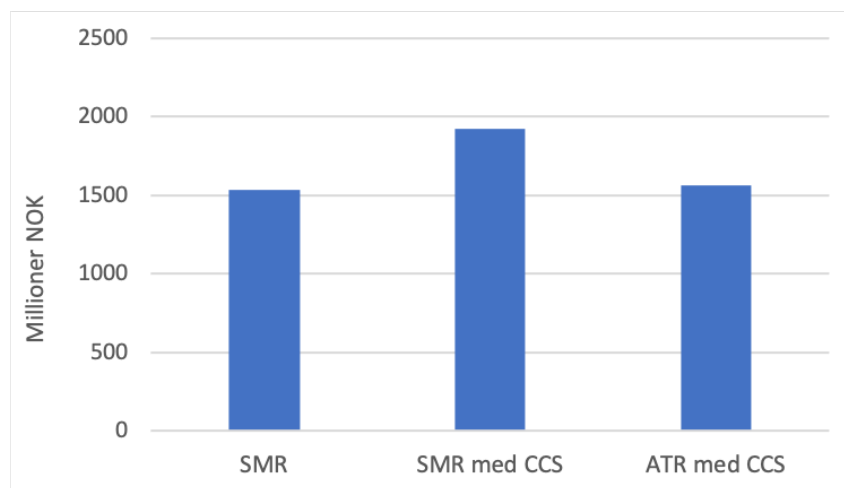
Søylediagrammene i figur 7.4 og 7.5 viser investeringskostnad og kostnad per kg produsert hydrogen for SMR, og SMR og ATR med CCS. Kostnaden per kg produsert hydrogen er lavest med ATR med CCS. Dersom CCS inkluderes i SMR-prosessen, vil dette gjøre hydrogenet litt dyrere enn om det ikke inkluderes. Når det gjelder kapitalkostnad, er ATR med CCS minimalt dyrere enn SMR uten CCS. [154]

I følge Steinar Eikaas i Equinor er SMR generelt billigere enn ATR dersom det bare tas hensyn til hydrogenproduksjonen, og det er derfor de fleste eksisterende anlegg er SMR-baserte. Eikaas påpeker at alle Equinors fremtidige design er basert på ATR. [8]



Figur 7.4: Kostnad i norske kroner per kg produsert hydrogen for hydrogenproduksjon med og uten CCS ved ulike naturgassreformingsteknologier. [154]

Et viktig element når det gjelder blått hydrogen, er at det teoretisk sett ikke er mulig å fange mer enn 85-95% av karbonet. Det betyr at blått hydrogen ikke er et nullutslippsalternativ, men et lavutslippsalternativ. Den faktiske andelen karbon som blir fanget opp, er i dag mye lavere. [23]



Figur 7.5: Kapitalkostnad for hydrogenproduksjon med og uten CCS ved ulike naturgassreformerings-teknologier. [154]

7.1.5 Kostnader knyttet til blå og grå H_2 -produksjon

CO_2 -avgiften er en avgift innført av myndigheten. Hensikten med denne avgiften er å redusere utslipp av klimagasser. Ved starten av 2020 var det kun et par utslippskilder som ikke er omfattet denne avgiften. [155]

I forbindelse med produksjon av grått hydrogen er den aktuelle avgiftssatsen for 2015 til 2019 hentet fra den generelle satsen for CO_2 -utslipp for naturgass. For 2020 og 2021 ble systemet for avgiftssatsene endret. Avgiftssatsen som benyttes for produksjon av hydrogen blir for disse to årene CO_2 -avgift på mineralske produkter, under den generelle satsen for naturgass. Den vedtatte CO_2 -avgiften for 2020 og 2021 er henholdsvis $1,08 \text{ kr}/Sm^3CO_2$ og $1,17 \text{ kr}/Sm^3CO_2$ og vises sammen med satsene for 2015 til 2019 i tabell 7.1. [156]

Regjeringen har satt mål om at avgiftssatsene på CO_2 -utslipp skal opp til $2000 \text{ kr}/\text{tonn}$ eller $3,72 \text{ kr}/Sm^3CO_2$ i 2030. For å nå dette målet må avgiften økes med tilnærmet 13% hvert år fra 2021 om en tar utgangspunkt i den avgiften som er satt for 2021. [157]

Tabell 7.1: Historisk CO_2 -avgift. Avgiften er satt av den norske regjeringen. Avgiftssatsene er hentet fra regjeringen sine hjemmesider. [156]

| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|--------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|
| CO_2 -avgift kr/Sm^3NG | 0,82 | 0,84 | 0,90 | 1,00 | 1,02 | 1,08 | 1,17 |

Prisene på naturgass fra 2018 til og med 2021 vises i tabell 7.2. Det er stor spredning i disse prisene. Fra 2019 til 2020 fikk naturgassprisene et drastisk fall. Dette skyldes blant annet COVID-19 pandemien. Regjeringen har satt de forventede gassprisene i 2021 og 2030 til henholdsvis $1,47 \text{ kr}/Sm^3NG$ og $2,61 \text{ kr}/Sm^3NG$ i sine budsjetter, og det er de tallene det vil bli gått ut fra i denne rapporten. [158, 159]

Tabell 7.2: Historiske gasspriser fra 2018 til 2021. [158, 159]

| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|-------------------------------------|------|------|------|------|
| Naturgasspris kr/Sm^3NG | 2,17 | 1,49 | 1,02 | 1,47 |

Equinor oppgir i sin kvartalsrapport for fjerde kvartal i 2020, at den forventede naturgassprisen i 2030 er satt til 6,50 USD/mmBtu, eller 1,95 NOK/ Sm^3 . Det oppgis i samme rapport at den forventede prisen i 2040 er satt til 7,80 USD/mmBtu, 2,35 NOK/ Sm^3 . Frem mot 2050 forventes den til å synke til et prisnivå nært 2035 nivået. [160]

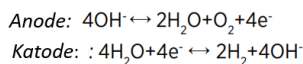
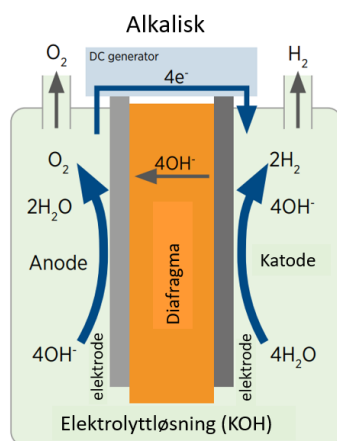
I tillegg publiserte Teknisk Ukeblad en artikkel i februar 2021 som omhandler regjeringens perspektivmelding om et lavprissscenario. Her falt gassprisen ned til 3 USD/MMBtu, 0,90 NOK/ Sm^3 , i 2030. [161]

7.2 Grønt hydrogen

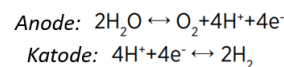
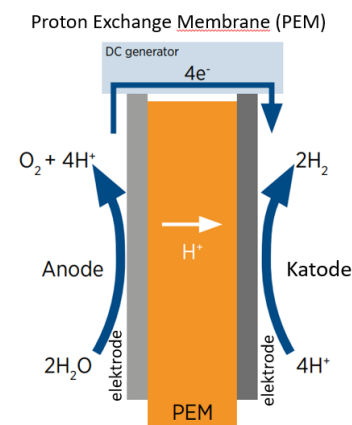
Grønt hydrogen er betegnelsen på hydrogen som blir produsert med fornybar energi som kilde. Den vanligste metoden er gjennom vannelektrolyse. Da splittes vann ved hjelp av elektrisitet slik at produktet er oksygen og hydrogen, som vist i ligning 7.6. [101, 162]



Figur 7.6, 7.7, 7.8 og 7.9 illustrerer de fire ulike vannelektrolyseteknologiene som er tilgjengelig i dag; alkalisk (AEC), Proton Exchange Membrane (PEMEC), Anion Exchange Membrane (AEMEC) og Solide Oxide (SOEC). Av disse er det kun alkalisk og PEMEC som er kommersielt tilgjengelige. Alle figurene er hentet fra IRENAs rapport *Green hydrogen cost reduction*. [23]



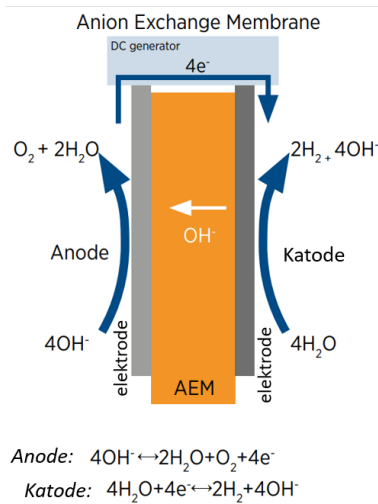
Figur 7.6: Alkalisk elektrolysecelle. [23]



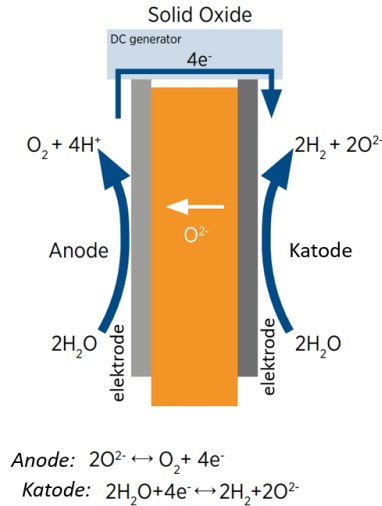
Figur 7.7: PEM elektrolysecelle. [23]

I tabell 7.3 er ulike parametere presentert for disse vannelektrolyseteknologiene. For AEMEC er kun temperaturområdet oppgitt. Denne teknologien er i dag fremdeles på utviklingsstadiet, og verdier som virkningsgrad og levetid er fremdeles usikkert. Heller ikke SOEC er i dag kommersielt tilgjengelig, men teknologien har kommet lenger enn AEMEC. Det finnes derfor tall for virkningsgrad, elektrisitetsforbruk og levetid for denne teknologien, i likhet med alkalisk og PEM. For de to sistnevnte er det også oppgitt hvor mye ytelse cellen taper per 1000 timers drift. [124]

Tabellen viser at SOEC har potensiale til å få en høyere virkningsgrad og et lavere elektrisitetsforbruk enn det alkalisk og PEMEC opererer med i dag. Samtidig er levetiden fremdeles altfor lav, i tillegg til at cellen opererer i en veldig høy temperatur. [124]



Figur 7.8: Anion exchange membrane elektrolysecelle. [23]



Figur 7.9: Solide Oxide elektrolysecelle. [23]

Tabell 7.3: Ulike parametere for ulike elektrolyseteknologier som finnes i dag. Alle tallene er hentet fra Shells hydrogenstudie *Energy of the future*. [124]

| | AEC | PEMEC | SOEC | AEMEC |
|--------------------------------------|-------|-------|---------|-------|
| Virkningsgrad [%] | 65-82 | 65-78 | 85 | - |
| Elektrisitetsforbruk [kWh/kgH_2] | 50 | 55 | 40 | - |
| Levetid [1000 h] | 60-90 | 20-60 | 1 | - |
| Temperatur [$^{\circ}C$] | 60-80 | 60-80 | 700-900 | 60-80 |
| Degradering [%/1000h] | 0,12 | 0,19 | - | - |

Alkaliske og PEMEC elektrolyseceller leverer i dag ganske likt i de ulike sammenligningskriteriene. Alkalisk elektrolyse oppnår en litt høyere virkningsgrad, samt et lavere energiforbruk. Den viktigste forskjellen mellom disse teknologiene, er at PEMEC har en mye kortere levetid og en større degradering over tid. [124]

Alkalisk elektrolyse er en velbrukt og gammel teknologi for å fremstille hydrogen. Allerede i 1928 startet Norsk Hydro opp hydrogenproduksjon på Rjukan med denne metoden. [163]

Sammenlignet med alkalisk elektrolyse, er PEMEC en ny teknologi og er fremdeles under forbedring. Elektrisitetsforbruket til PEMEC har minket med 5 kWh/kg H_2 siden 2012. Også degraderingen er i dag mye lavere enn det den var for bare noen år siden. [125]

Tabell 7.4 viser ulike vektbaserte energiinnhold for alkalisk elektrolyse for ulike årstall. Verdiene er hentet fra Irena og FCH. [23, 125]

Tabell 7.4: Vektbasert energiinnhold for alkalisk elektrolyse. [23, 125]

| Årstall | FCH | IRENA | |
|---------|-----|-------|--------------|
| 2020 | 50 | 50-78 | kWh/kg H_2 |
| 2024 | 49 | - | kWh/kg H_2 |
| 2030 | 48 | - | kWh/kg H_2 |
| 2050 | - | <45 | kWh/kg H_2 |

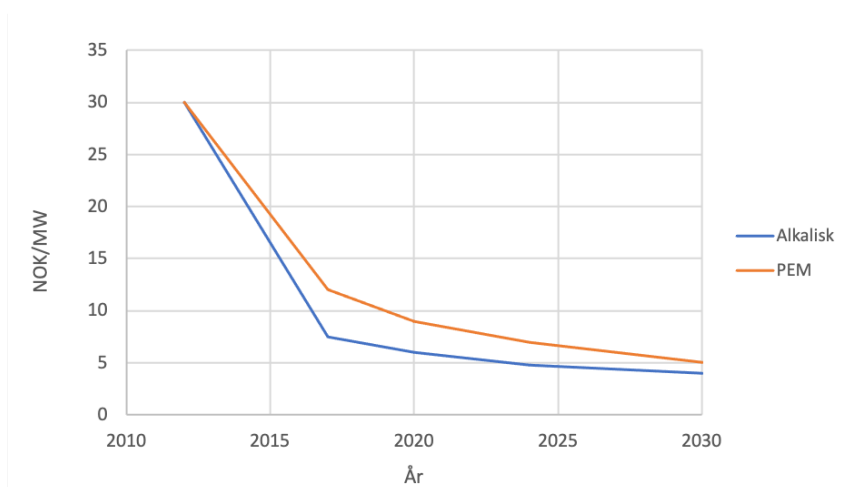
Tabell 7.5 viser forskjellen på tiden som alkaliske og PEM elektrolyseceller trenger for oppstart

og driftstans av anlegget. Tabellene viser PEMECs fremste fordel; den kan både startes opp og stenges ned i løpet av sekunder. Dette gjør at PEMEC kan passe bedre til grønn hydrogenproduksjon, enn alkalisk. [164]

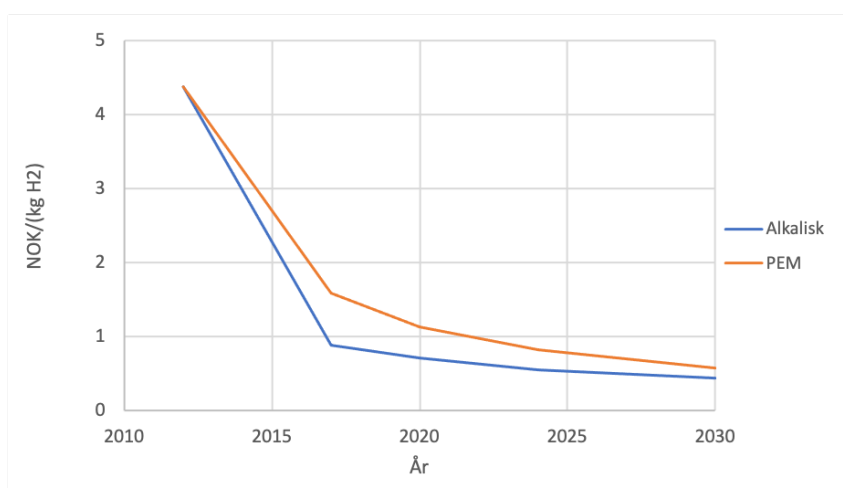
Tabell 7.5: Tidsbruk for oppstart og driftstans for alkalisk og PEM elektrolysecelle. Tallene er hentet fra IRENAs rapport *Hydrogen from renewable power* [164]

| | Alkalisk | PEM |
|------------|---------------|-----------------------|
| Oppstart | 1-10 minutter | 1 sekund - 5 minutter |
| Driftstans | 1-10 minutter | Sekunder |

Figur 7.10 viser forventet utvikling i kapitalkostnad for alkalisk og PEM elektrolyse. Figuren viser at det etter 2020 er forventet en stabilisering i pris. Det samme gjelder figur 7.11 hvor driftskostnadene sammenlignes. Begge figurene viser at forskjellen i pris mellom alkalisk og PEM vil være mindre i 2030 enn den er i dag. [125]



Figur 7.10: Kapitalkostnad for produksjon av hydrogen fra PEM og Alkalisk elektrolyse. [165]



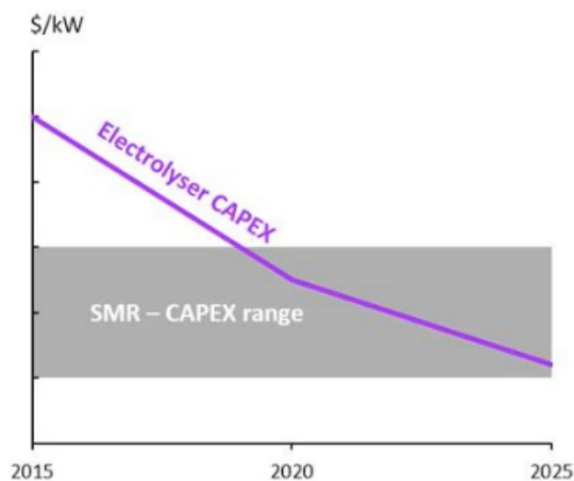
Figur 7.11: Driftskostnad for PEM og Alkalisk. elektrolyse. [165]

Hydrogen produsert fra elektrolyse er ikke automatisk grønt hydrogen. Kravet er at elektrolysestrømmen må stamme fra fornybare kilder. Vannelektrolyse utgjør i dag 4% av all hydrogenproduksjon på verdensbasis [166]. Grønt hydrogen derimot, utgjør ikke mer enn 0,02 %. Det betyr at det meste av elektrolysekapasiteten i verden i dag, ikke bruker fornybar kraft som kilde.

Produksjonen av grønt hydrogen er foreløpig begrenset til rundt 320 demonstrasjonsprosjekter, som til sammen utgjør 200 MW elektrolysekapasitet. I følge IRENA planlegger investorer i industrien en elektrolysekapasitet for grønt hydrogen på minst 25 GW innen 2026. [23]

Fornybar energi er i ferd med å bli den billigste kilden til elektrisitet rundt om i verden, og potensiale for ytterligere kostnadsreduksjoner er stort. Det er flere land som støtter grønn hydrogenproduksjon sammenlignet med blå. [23]

Figur 7.12 viser kapitalkostnadene for produksjon av hydrogen fra elektrolyse og fra SMR. Kapitalkostnadene har de siste 10 årene vært stabil, men kapitalkostnadene for elektrolyse har falt drastisk. [167]



Figur 7.12: Kapitalkostnad for produksjon av hydrogen fra elektrolyse og fra SMR. Figuren er hentet fra en presentasjon på nelhydrogen sine hjemmesider med navn *Green hydrogen saves cash*. [167]

7.3 Andre produksjonsmåter

Det finnes også andre metoder å produsere hydrogen på. Blant de veletablerte metodene er gassifisering av kull og biomasse eller biogass. Omtrent 23 % av hydrogenet i verden produseres fra kull. Verken disse veletablerte metodene eller andre metoder som fremdeles er på forskningsstadiet er omtalt videre i rapporten, da de ikke anses som betydelige bidragsyttere i norsk hydrogenproduksjon i årene fremover. [19]

8 Metoder

I dette kapittelet går det gjennom de ulike metodene som er benyttet i oppgaven.

8.1 Kontakt med sentrale fagpersoner

For å komme i kontakt med sentrale fagpersoner er det benyttet både Teams-møter, telefonsamtaler og epost. Det er blitt kontaktet fagpersoner fra ulike fagfelt, der de aktuelle fagpersonene har en varierende stillingsgrad.

Alf Bjørseth ble først kontaktet gjennom epost, hvor et Teams møte ble avtalt. Møtet fant sted den 5. mai 2021, hvor agenda for møtet var solceller og fremtidig energimiks. Alf Bjørseth er norsk kjemiker og grunnlegger av blant annet Scatec og Scanwafer, senere omdøpt til Renewable Energy Corporation (REC).

Ved undersøkelsen rundt solkraft er det blitt benyttet et Teams-møte med Bjørn Thorud fra Multiconsult. Møtet fant sted den 22. april 2021. Han er ansvarlig for solenergi som forretningsfelt hos Multiconsult, og fikk i 2019 tildelt solenergiprisen *Årets solstråle 2019* av norsk solenergiforening. Prisen ble utdelt på bakgrunn av hans innsats for å fremme solenergi i Norge. Han har en doktorgrad innen brenselcelleteknologi, naturgass og gassturbiner fra NTNU. [168, 169]

Steffen Møller Holst ble kontaktet angående hydrogenkjøretøy. Det ble avholdt et Teams møte den 7. mai 2021. Steffen Møller-Holst er markedsdirektør i Sintef, og har selv en personbil på hydrogen. [170]

Christoph Stiller, ble kontaktet gjennom epost, hvor det ble avtalt et Teams-møte. Dette møtet ble avholdt den 3. mai 2021, og det ble gjennomgått temaer som dagens hydrogenstatus i Tyskland og hvordan han så for seg utviklingen av grått, blått og grønt hydrogen i Tyskland ville utspille seg. Christoph Stiller er leder for bærekraftige hydrogenløsninger i Linde [25].

Ulf Eriksen, ble kontaktet via epost, hvor to Teams-møter ble avtalt hver for seg. Ulf Eriksen er avdelingsleder for hydrogen i Statkraft, og utdannet økonom. Møtene ble avholdt den 12. og 14. mai 2021. Temaet for møtet var Statkrafts rolle innen hydrogen.

Roger Sæther ble kontaktet via telefonsamtale 11. mai 2021. Han er teknisk ansvarlig for kjøretøy og system i ASKO midt-Norge, og var behjelpelig med informasjon om ASKOs hydrogenlastebiler og solcelleinnstallasjon.

For å få kontakt med fagpersoner innen CCS ble miljøstiftelsen ZERO kontaktet på epost. ZERO var da behjelpelige med å henvise til Steinar Eikås fra Equinor. Steinar Eikås ble så kontaktet via epost, og nyttig informasjon om priserestimater for CCS ble mottatt. Steinar Eikås har jobbet i 25 år i Equinor, og har nå stilling som VP i lavkarbon løsninger, som er ansvarlig for hydrogenløsninger og CCS i Equinor [171].

For å undersøke forventet prisreduksjon innen alkalisk elektrolyse ble Nel kontaktet via telefon den 16. april 2021. Nel er et hydrogenselskap som daterer tilbake til 1927 som leverer løsninger for produksjon, lagring og distribuering av grønn hydrogen. Ved å ringe til Nel sitt kontor i Notodden ble det opprettet kontakt med Bjørn Gregert Halvorsen over telefon. Bjørn Gregert Halvorsen er Teknologi Spesialist i Nel, og har lang erfaring med hydrogenteknologi [172].

Knut Skårdalsmo, konsulent ved Skaardalsmo Fuel Consulting og underviser ved Stjørdal fag-

skole. Han ble kontaktet om forbrenningsmotor via telefon den 03.05.2021. Han har ikke tro på H_2 i forbrenningsmotor ettersom dette vil føre med seg vann i smøreoljen som kan skape problemer med motoren.

8.2 Bruk av data

En sentral kilde som er benyttet for å finne historiske tallverdier for energi- og kraft- forbruk er Statistisk Sentralbyrå, SSB. SSB er en faglig uavhengig institusjon og har som navnet tilsier ansvar for å samle inn, produsere og publisere offisiell statistikk [173]. I denne rapporten er SSB brukt som kilde for innhenting av tallverdier relevant til CO_2 -utslipp, energi- og kraftforbruk i Norge.

SSB publiserer de offisielle statistikkene på nettstedet *ssb.no*, og for å finne frem til ønsket informasjon på SSB starter søket på forsiden. Her er det en meny på tvers av nettsiden hvor det kan velges mellom *Statistikk*, *Forskning*, *Innrapportering*, *Om SSB* og *Mitt SSB*. Ved innhenting av tallverdier i denne rapporten velges *Statistikk* ut fra menyen. Ved et museklikk på dette valget dukker det opp en oversikt over de ulike områdene SSB har statistikk for. Det er 23 ulike områder å velge mellom, men det er tre områder som i denne rapporten har vært i bruk, *Energi og industri*, *Natur og miljø* og *Transport og reiseliv*. Ved å velge en av disse to vil det vises en side med videre valg innenfor det gitte området for å skrenke inn statistikkøket. Det er også gitt en liste med alle de tilhørende statistikkene til det valgte området, som det kan gås direkte inn i. For *Energi og industri*, *Natur og miljø* og *Transport og reiseliv* vises det henholdsvis 23, 30 og 31 ulike statistikker å velge mellom.

Andre steder som tall er hentet fra er regjeringens hjemmesider, som ble bruk til å finne historisk CO_2 -avgift, samt målet for avgiften i 2030. Kvartalsrapportene til Equinor ble bruk til å finne forventet fremtidig naturgasspris.

8.3 Tallverdier til figurer

Figurene under kapittel 1 er laget i Microsoft Excel ved å benytte verdier fra Statistisk Sentralbyrå. Verdiene i figur 2.2 ble hentet fra kilde nummer [16]. Fremgangsmåten for å finne denne informasjonen er å begynne på Statistisk Sentralbyrås sin hjemmeside <https://www.SSB.no>. Fra menyen velges *Statistikk* og så velges *Natur og miljø*. Kommer da til en side hvor det er flere underkategorier. Velger her kategori *Forurensing og klima*. Det kommer da opp en liste med statistikker, og det er 6 treff. Velger den statistikken som heter *Utslipp til luft*. Det kommer da opp en tabell med navn *Utslipp til luft i Norge* som inneholder den relevante informasjonen til figur 2.2.

Microsoft Excel er benyttet for behandling av tallverdier.

8.4 Antagelser

Videre i denne rapporten blir det lagt til grunn en rekke antagelser. Dette gjøres på grunn av at det er knyttet stor usikkerhet til å gi spådommer om fremtiden. Ved at det legges antagelser til grunn for resultatene i denne rapporten, er det viktig at det tas hensyn om at disse antagelsene mest sannsynlig ikke stemmer overens med fremtidens realitet ved en vurdering av resultatene som fremstilles i denne rapporten.

På bakgrunn av de internasjonale klimaavtalene, og klimamålene som er beskrevet i kapittel 1,

blir det i denne rapporten antatt at det i 2050 er 100 % fornybar energiforbruk og produksjon i Norge.

På bakgrunn av at 2050 er rett i underkant av 30 år frem i tid fra denne rapportens publiseringstidspunkt, antas det at det vil bli en økning av energibehovet. På disse 30 årene antas det at befolkningen vil øke, og dermed vil både energiforbruket innen husholdning og persontransport. Også behovet innen langtransport vil øke på grunn av befolkningsvekst og det da økende behovet for varer. Energi til datasenter vil også øke ettersom flere mennesker også betyr mer datahåndtering. Ikke minst at levealderen blir lengre.

I omgjøring fra Euro til NOK antas det en valutta på 10 NOK/Euro. For US.dollar til NOK antas det en valutta på 8 NOK/US dollar.

Ved innhenting av data til kostnadsutregninger benyttes det en antagelse om at produksjon av hydrogen vil gå under kraftintensiv industri og store forbrukere. Det er altså ikke tatt hensyn til om anleggene kan få gunstigere tilbud fra kraftselskapene på kraftpris og nettleie. Dette vil mangen ganger være tilfelle spesilelt om hydrogenproduksjonen gjøres av kraftselskapet selv. For å forenkle beregningene er det derfor sett bort fra et slikt tilfelle.

Videre antas det at nettet i dag ikke er bygd ut for energibehovet i 2050. Norge er et langt land med mange avsidesliggende plasser. Mange steder er nok ikke nettet sterkt nok til kraftsystemet i 2050.

Nettet kan derfor antas at skal gjennomgå store utbygginger de neste 30 årene. Ettersom nettleien skal dekke kostnadene med utbygging og drift av nettet, antas det en økning i nettleie på 20 %.

Nettet er bygd ut for å tåle de høyeste toppene av forbruk. Dette etterlater store tidspunkter hvor nettet ikke utnyttes fullt ut.

8.5 Fra resultater

I resultatene opereres det med tre ulike kostnadsestimater; et lavt, middels og høyt kostnadsestimat. For hver type hydrogen, grått, blått og grønt hydrogen, blir kostnadsutviklingen funnet ved at hver av de tilhørende kostnadsfaktorene til sine respektive hydrogentyper, blir summert sammen etter kostnadsestimat. Altså et lavt kostnadsestimat blir lagt sammen med et annet lavt kostnadsestimat.

For å finne forholdet mellom massen og volumet av CH_4 ved standard tilstand er Van der Waals ligning 5.4 benyttet.

Van der Waals ligning er også benyttet for å regne ut forholdet mellom masse og volum for hydrogen ved ulike tilstander. Resultatene fra disse utregningene er vist i tabell 9.1.

Denne rapporten har valgt å fokusere på ulike faktorer som vil ha stor effekt på kostnadene for grått, blått og grønt hydrogen. Disse faktorene er som følger CO_2 avgiften, prisen på naturgass, kraftprisen og nettleie.

8.5.1 Van der Waals ligning

Volumet for hydrogen beregnes ved bruk av ligning 5.4.

For å illustrere viktigheten av å benytte Van der Waals ligning i stedet for den ideelle gasslov er begge metodene benyttet hver for seg for å regne ut massen per volumenhet. Resultatene er vist i tabell 9.1

8.5.2 Grått og blått hydrogen

I dette kapitlet går det gjennom metodene som er benyttet for utregning av sentrale kostnader innenfor grått og blått hydrogen; CO_2 -avgift og naturgasspris.

8.5.3 CO_2 -avgift

CO_2 avgiften er avhengig av myndighetenes politiske ståsted, og den vedtatte CO_2 avgiften fra 2018 til og med 2021 ble funnet på regjeringens nettsider. [174]

Her ble CO_2 -avgiften oppgitt i kroner per standard kubikkmeter naturgass. For ventet fremtidig CO_2 avgift i 2030 ble det lagt til grunn regjeringens mål om en CO_2 avgift på 2000 kr per tonn CO_2 innen 2030. [174]

For å kunne sammenligne planlagt utvikling for CO_2 -avgiften, som er oppgitt i NOK/(tonn CO_2), med de tidligere vedtatte avgiftene, som er oppgitt i [NOK/ Sm^3 NG], blir kjemien bak naturgassreformeringsen brukt. Ut fra ligningene om hydrogen fra naturgass 6.4 vises det at molforholdet mellom CH_4 og H_2 er en-til-en. Dette gjør at 1 mol CH_4 er lik 1 mol CO_2 , som igjen betyr at 16,0 g CH_4 er 44,0 gram CO_2 . Masseforholdet mellom CO_2 og CH_4 er dermed 2,74.

Fremgangsmåten for å gjøre om forventet CO_2 avgift i NOK/tonn CO_2 til NOK/(Sm^3 NG) gjøres som vist i ligning 8.1.

$$2000 \frac{NOK}{\text{tonn}CO_2} \cdot \frac{1 \text{ tonn}}{10^6 \text{ g}} \cdot 2,74 \frac{gCO_2}{gCH_4} \quad (8.1)$$

For å nå målet for CO_2 -avgiften for 2030 ble det beregnet et jevn årlig prosentstigning fra 2021 til 2030. Som det ble presentert innledningsvis til kapittel 8.5 så blir det benyttet tre ulike kostnadsestimater frem mot 2050. Dette gjøres som tidligere nevnt for å understreke usikkerheten rundt slike estimater. Dette gjelder blant annet for kostnadsutviklingen for CO_2 avgiften.

I det middels kostnadsestimatet antas det at veksten frem mot 2050 vil fortsette med den samme årlige prosentveksten som frem mot 2030. Det lave og det høye kostnadsestimatet ser på hver sitt tilfelle hvor den årlige prosentveksten blir henholdsvis redusert og økt med 50 % fra 2030 til 2050 i forhold til det middels kostnadsestimatet.

8.5.4 Naturgasspris

For å forenkle oppgaven er det tatt en antagelse om at naturgass består av 100 % CH_4 . Naturgassprisene som er presentert i teorien under kapittel 7.1.5 blir benyttet. Prisene for 2018 og 2019 er hentet fra to artikler på nettstedet enerWE, mens prisen for 2020 ble hentet fra en artikkel strevet av nettavisen e24.

Regjeringens lavpris-scenario benyttes som grunnlaget for det lave kostnadsestimatet for naturgassprisen. Lavkostnadsestimatet skal illustrere en kostnadsutvikling basert på at det blir lavere priser enn det som er ventet.

Equinors kvartalsresultat for fjerde kvartal 2020 benyttes for fremtidige gasspriser. Equinor sine kvartalresultat anses for å være den mest troverdige av kildene for naturgasspriser, ettersom selskapets investeringer er avhengige av hvilke naturgasspriser en kan vente i fremtiden. Det er derfor disse tallene som er blitt brukt som et middels kostnadsestimat. Dette er priser for eksportert gass til UK. Basert på eksportpris fordi det er det den i hovedsak brukes til. Kan diskutere om denne blir annerledes dersom den brukes nasjonalt.

For et høyt kostnadsestimat benyttes en artikkel av E24. Her legges det frem ulike fremtidsutsikter regjeringen har for gasspris. Regjeringens antatte naturgasspris for 2030 blir satt som det høye kostnadsestimatet for 2030. Dette gjøres på grunn av at disse er høyere enn andre mer troverdige kilder, og at det er i Norges interesse med høye naturgasspriser med tanke på olje og gassinntektene til landet. Frem mot 2050 er det antatt konstant avvik mellom det midlere og det lave kostnadsestimatet.

For å kunne sammenligne kostnadene for grått, blått og grønt hydrogen trekkes de ulike faktorene for hver enkel hydrogentype sammen og gjøres om til NOK/(kg H_2). For grått hydrogen gjøres dette ved å trekke sammen naturgassprisene og CO_2 avgiften for hver av de tre kostnadsestimatene, lavt, middels og høyt kostnadsestimat for hvert år. Disse summene har da enheten NOK/(Sm^3 NG). Hver av de unike summene multipliseres da med masseforholdet mellom CH_4 og H_2 fra kjemien i naturgassreforming, når en antar at reaksjonen fra ligning 6.4 går fullt ut. Molforholdet mellom CH_4 og H_2 er da henholdsvis en til fire, og en må da multiplisere hver av summene med volum og masseforholdet til CH_4 .

8.5.5 Grønt hydrogen

I dette kapitlet går det gjennom metodene som er benyttet for utregning av de sentrale kostnadene innenfor grønt hydrogen; kraftpris og nettleie.

8.5.6 Kraftpris

Historiske kraftpriser datert tilbake til 2015 og frem til 2020 er hentet fra SSB. SSB har en statistikk som viser kvartalvis gjennomsnittlig kraftpris for tre ulike kategorier; *tjenesteytende næringer*, *husholdninger* og *kraftintensiv industri*. Disse kraftprisene finnes i SSBs tabell med navn 09364: *Kraftpriser i sluttburkermarkedet, etter kontraktstype, statistikkvariabel og kvartal*. Det ble besluttet å ta utgangspunkt i kategorien *husholdninger* for å best kunne undersøke variasjonen i kraftpris gjennom året, og ikke minst for å lettere se på hvilket tidspunkt som kostnadmessig er best å bruke kraft til hydrogenproduksjon. *Husholdninger* er, som det kommer frem ved å sammenligne figur 3.4, 3.5 og 3.6, den største forbrukeren av elektrisk kraft i Norge i 2019.

Kraftprisen er også delt opp i lavt, middels og høyt kostnadsnivå for hvert år fra 2015 til 2020, og for år 2025, 2030, 2040 og 2050. Det lave kostnadsnivået baserer seg på de gjennomsnittlige kraftprisene for hvert års individuelle 2. og 3. kvartal fra 2015 til 2020. I 2030 antas det i det lave kostnadsnivået at kraftprisen i 2025 og frem til 2050 vil være det samme som gjennomsnittet av kraftprisen for 2. og 3. kvartal de siste seks årene, 2015 til og med 2020.

Ved å benytte verdiene fra figur 3.22 ble det deretter funnet ulike gjennomsnitt. Gjennomsnittet for 2. og 3. kvartal fra 2015 til 2020 ble regnet ut til å være 27,88 øre/kWh. Det ble også funnet et totalt gjennomsnitt for 2015-2020, som ble regnet ut til 30,52 øre/kWh. Til slutt ble det

også funnet et gjennomsnitt for de to dyreste årene i det viste intervallet, altså 2018 og 2019. Gjennomsnittet ble så høyt som 43,26 øre/kWh.

For lavt estimert kraftpris ble det lagt til grunn gjennomsnittlig kraftpris for 2. og 3. kvartal fra 2015-2020. I 2025 er kraftprisen for det lave estimatet kommet opp til et prisnivå som tilsvarer den gjennomsnittlige prisen for 2. og 3. kvartal for 2015-2020. Fra 2025 til 2050 antas det en stabil kraftpris.

For det middels kostnadsnivået er det benyttet to ulike sett med verdier. De to ulike kostnads-estimatene blir derfor presentert i to ulike figurer, figur 9.5 og 9.6.

For det middels kostnadsnivået er kraftprisestimatet fra Statnetts *langsiktig markedsanalyse for Norden og Europa fra 2020 til 2050* benyttet. For 2025 blir det derfor benyttet en kraftpris på 30 øre/kWh, i 2040 blir en kraftpris på 40 øre/kWh. I 2050 vil kraftprisen i følge analysen gå litt ned, og det blir derfor antatt at kraftprisen i 2050 vil ligge på 0,38 NOK/kWh.

For kraftprisen i 2030 for det middels kostnadsestimatet ble NVEs rapport fra 2018 benyttet. Dette betyr at det for 2030 ble brukt en kraftpris på 0,36 NOK/kWh,

For å gi et høyere kostnadsestimat for 2025 ble det benyttet et gjennomsnitt av alle kvartalene for de seks siste årene, 2015 til og med 2020. For det høye kostnadsestimatet for 2030 til 2050 ble det benyttet et gjennomsnitt av de to årene med høyest kraftpris mellom 2015 og 2020. Disse årene er 2018 og 2019. Dette gjennomsnittet ble benyttet som et stabilt kraftprisnivå fra 2030 til 2050. Resultatet av dette kostnadsestimatet vises i figur 9.5.

8.5.7 Nettleie

I denne rapporten er nettleien ikke blitt delt opp i energiledd, flaskehals inntekter og tariffert-inntekter for nettselskapene. Etersom tariffmodellen skal utvikles innen 2022, blir det antatt at det vil komme et nytt system som vil erstatte denne. I denne rapporten antas det at det vil bli lagt vekt på at nettet skal kunne utnyttes maksimalt slik at nettinvesteringene per kWh blir minst mulig. På grunn av dette legges det til grunn i utregningene av nettleien at hydrogen vil kunne ha en rolle som gjør at det blir en økt utnyttningen av nettet.

For å finne nettleien fra 2015 til 2020 har SSB blitt brukt. SSB har en statistikk med navn *09007: Kraftpris, nettleie og avgifter for husholdninger etter statistikkvariabel og år*, som ble benyttet for å finne nettleien ekskludert avgifter. Avgiftene ble ekskludert ettersom at kraft til elektrolyse er frigitt denne avgiften.

Som for tidligere forklart har også nettleien blitt delt inn i tre ulike kostnadsestimater. For best mulig å presentere de valgene som er tatt vil det for nettleien bli presentert ut etter årstall. Fra 2015 til 2020, som er den historiske utviklingen av nettleien, benyttes det som nevnt over SSBs tabell for nettleie. For videre antagelser på nettleien legges det til grunn at nettleien vil øke de neste 30 årene på grunn av behov for store investeringer i nettet for at nettet skal kunne være forsyningssikkert gjennom den store elektrifiseringen som det antas at vil komme. Veksten på nettleien antas at vil avta fra 2030 og mot 2050, ettersom investeringene som vil tas er store engangsinvesteringer om en ser bort fra vedlikehold og økt befolkning.

For 2020 til 2030 er det antatt en total prosentvis vekst på 10 % for det lave kostnadsestimatet, 20 % for det midlede kostnadsestimatet og 30 % for det høye kostnadsestimatet. For 2030 til 2040 er det gått ut fra en total prosentvis vekst på 10 % for det lave kostnadsestimatet, 15 % for det midlere kostnadsestimatet og 20 % for det høye kostnadsestimatet. For 2040 til 2050 er

det gått ut fra en total prosentvis vekst på 5 % for det lave kostnadsestimatet, 10 % for det midlere kostnadsestimatet og 15 % for det høye kostnadsestimatet.

I følge Statnett får kraftforbrukere rabatt på nettleie i forhold til hvor gunstig forbruket er for nettet. Den nåværende tariffmodellen vil utgå i 2022, og med det vil reduksjonene i nettleien også utgå. Likevel antas det at behovet for virkemiddel fra nettselskapene for å få forbrukerne til å ha et gunstig forbruk vil være viktig også i fremtiden. I dag kan store forbrukere få redusert nettleien ved å ha høy brukstid og da stabilitet innenfor året, lav timevariasjon altså stabilitet gjennom døgnet, og ved å ha høy sommerlast.

Den nettleien som til nå er brukt er for husholdninger. For å på best mulig måte kunne dra denne nettleien over på grønn hydrogenproduksjon ble det laget tre ulike scenario for nettleien. Disse er basert på hvor stor reduksjon kraften som brukes til grønn hydrogenproduksjon vil kunne få. Det lave estimatet går ut på at det kun produseres grønn hydrogen når kraftprisen er på sitt jevnt laveste. Dette tilsvarer sommerhalvåret, altså 2. og 3. kvartal. Det antas at bruk av kraft på sommerhalvåret er gunstig for regulering av nettet, og at hydrogenproduksjonen da kan få 40 % reduksjon på nettleien. For det middels kostnadsestimatet antas det at grønn hydrogenproduksjon er litt gunstig for nettet og får da en reduksjon på 20%. For det høye kostnadsestimatet antas det at denne hydrogenproduksjonen skjer på en sån måte at det ikke er gunstig for nettet, at det produseres også når det er høyt forbruk, og at det derfor ikke vil bli en reduksjon i forhold til vanlige husstander. Resultatet av dette kostnadsestimatet vises i figur 9.7. For å illustrere mulighetene ved å benytte innestengt kraftproduksjon til å produsere hydrogen er det også laget et estimat der elektrolyse ikke betaler nettleie fordi kraftproduksjonen aldri blir knyttet til nettet.

For å kunne bruke kostnadsestimatene for kraftpris og nettleie til å gi et kostnadsestimat per kg hydrogen blir det lagt til grunn ulike virkningsgrader, og i tillegg ulik utvikling i virkningsgradene frem mot 2050. For å ta hensyn til ulike virkningsgrader, benyttes det ulike verdier oppgitt i $kWh_{el}/(kg H_2)$ for å illustrere hvor mye elektrisk energi som må tilføres elektrolysecellen for å få ut en kg H_2 . Disse verdiene multipliseres hver for seg med både summen av nettleien og kraftprisen, og kraftprisen for å få ut to kostnadsestimater per kg H_2 . For fortiden er det lagt til grunn et middels kostnadsnivå som har brukt 64 $kWh_{el}/(kg H_2)$. Dette er verdien som ligger midt mellom det laveste og høyeste estimatet for 2020 av IRENA. For det lave estimatet benyttes et vektbasert energiinnhold, oppgitt i $kWh_{el}/(kg H_2)$, som er hentet fra IRENA green hydrogen cost og FCH. For det midlere estimatet er det benyttet et vektbasert energiinnhold på 64 i 2020. Denne verdien er verdien som ligger midt mellom nederste og øverste estimat fra IRENA for 2020. I 2030 settes det vektbaserte energiinnholdet til 50, som er det beste fra IRENA for år 2020, og i 2050 benyttes verdien 45. Denne benyttes ettersom IRENA mener dette er den høyeste verdien i 2050. For det høye estimatet benyttes et vektbasert energiinnhold på 78 for 2020. Dette er det dårligste IRENA antar i 2020. For verdien i 2030 benyttes 64 som er det samme som 2020-tallet for middels estimat. Verdien som benyttes for 2050 er dagens beste ifølge IRENA, nemlig 50.

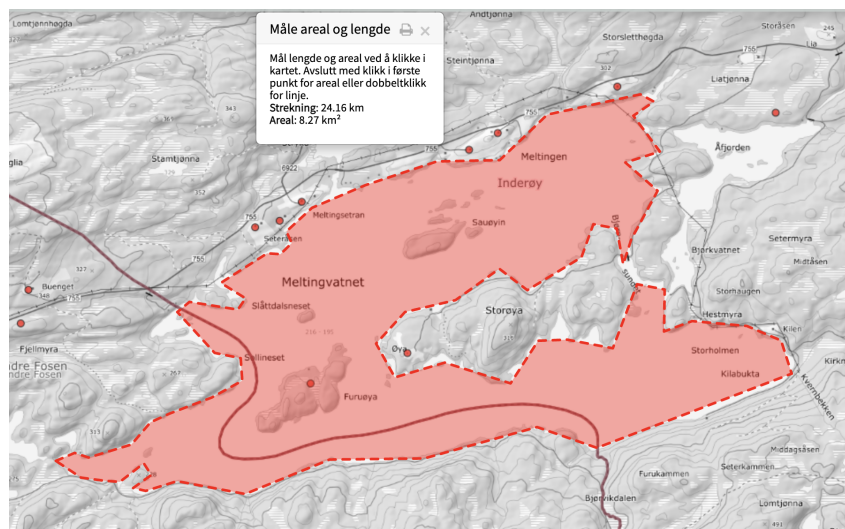
8.6 Energimiks

For flytende solenergi, er det regnet ut et eksempel på hvor mye solenergi det kan produseres dersom det blir installert et flytende solcelleanlegg på Snåsavatnet i Trøndelag. Fremgangsmåten på denne begreningen er at det først går ut fra at en tredjedel av arealet blir benyttet, og at på grunn av is på vannet kan det kun produseres solkraft 8 av 12 mnd i løpet av et år. Det går også

ut fra at sol-innstrålingen i løpet av et år ved Snåsavatnet er den samme som i Trondheim, og at solcellene som benyttes har en virkningsgrad på 22 %. Utregningen vises i ligning 8.2. Resultatet fra denne utregningen er vist i kapittel 9.2, sammen med et eksempel hvor virkningsgraden på 22 % er byttet ut med en annen virkningsgrad på 25 %.

$$125,73 \text{ km}^2 \cdot \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{1000 \text{ m}}{1 \text{ km}} \right)^2 \cdot 777 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \text{ år}} \cdot 0,22 \cdot \frac{8 \text{ mnd}}{12 \text{ mnd}} \quad (8.2)$$

For flytende sol er det også beregnet på et eksempel hvor Meltingvatnet er benyttet. For å finne arealet er det benyttet en karttjeneste fra NIBIO, med navn; Kilden. Her ble det benyttet måleverktøy fra menyen for å ta et grovt anslag av arealet til vannet. Arealmålet er vist i figur 8.1. Her inkluderer målet flere øyer som naturligvis ikke kan benyttes som areal for flytende sol. Basert på vannets utforming antas det også her at det brukbare og aktuelle arealet av vannet vil være en tredjedel av det toatale arealet. [175]



Figur 8.1: Arealberegning av Meltingvatnet ved bruk av NIBIOs karttjeneste som heter Kilden. [175]

For å beregne energiuttaket fra et solkraftanlegg på Meltingvatnet, vil dette beregnes på samme måte som er gjort for Snåsavatnet i ligning 8.2. Arealet blir byttet ut med det målte arealet for Meltingvatnet, men det antatt samme virkningsgrader, både 22 % og 25 % hver for seg. Den samme sol-innstrålingen i løpet av et år blir benyttet, og det antas også her at vannet vil være isfritt 8 av 12 mnd i året. Resultatene fra utregningene for Meltingvatnet med to ulike virkningsgrader er vist i kapittel 9.2.

8.7 Hydrogenproduksjon

Tabell 9.2 viser blant annet resultater på hvor stor årlig hydrogenproduksjon en kan få ut fra ulike fornybare energikilder, ved ulike størrelser på disse kraftverkene. Ved å ta utgangspunkt i vann, vind og solkraftverk er det lagt til grunn ulike brukstimer for ulike kraftverk. De valgte verdiene for brukstid og installert effekt er forenklet for en mer oversiktlig fremstilling av resultatene. For vannkraftverk er det benyttet tre ulike brukstimer, avhengig om det er snakk om et småkraftverk, et magasinkraftverk eller et elvekraftverk. Som det er nevnt i kapittel 3.2, så har et elvekraftverk typisk flere brukstimer og lavere installert effekt enn et magasinkraftverk. Dette er da lagt til grunn for antall brukstimer og installert effekt som det er gått ut fra i de

ulike vannkrafteksemplene.

For et småkraftverk innen vannkraft er det benyttet en brukstid på 3500 timer/år, og det er benyttet en installert effekt på 5 MW. For et elvekraftverk er det benyttet en brukstid på 5000 timer/år, og en installert effekt på 100 MW. For et magasinkraftverk er brukstiden på 4000 timer/år, og en installert effekt på 200 MW. Disse verdiene er valgt ut fra å benytte vasskraftdatabasen til NVE, hvor flere ulike vannkraftverk er blitt sammenlignet.

I tabell 9.2 er det for et vindkraftverk benyttet et brukstid på 3000 timer/år. Grunnlaget for valget av denne verdien er vindkraftoversikten til NVE [66]. Det blir benyttet den samme brukstiden for to ulike størrelser på installert effekt. Det er gått ut fra en installert effekt på 100 og 200 MW. For et solkraftverk er det på samme måte som for et vindkraftverk valgt en brukstid og to ulike installerte effekter. Brukstiden for et solkraftverk er for enkelhetens skyld valgt til 1000 timer per år, som er litt under sol-innstrålingen per år i Kristiansand. De to ulike installerte effektene for et solkraftverk som det er gått ut fra er 1 og 10 MW.

For å beregne årlig kraftproduksjon og så hydrogenproduksjonen som de ulike brukstimene sammen med de tilhørende installerte effektene, blir først den årlig kraftproduksjon beregnet ved å snu om på ligningen 3.1. Ved å snu om på denne ligningen for å finne årlig kraftproduksjon, står en igjen med et uttrykk som vist i ligning 8.3. For videre utregning av hvor mye hydrogen som kunne produseres fra denne kraftproduksjonen, ved bruk av en elektrolysecelle med virkningsgrad på 66 %, ble det utregnet ved at den årlige kraftproduksjonen ble dividert med 50 kWh/kg H_2 . Resultatene fra disse utregningen vises i tabell 9.2.

$$\text{Brukstimer [h/år]} \cdot \text{Installert effekt [MW]} = \text{Årlig kraftproduksjon [MWh/år]} \quad (8.3)$$

Hydrogenforbruket til hurtigbåten som går mellom Trondheim og Kristiansund er beregnet ved å ta utgangspunkt i at hurtigbåten bruket 400 kg H_2 per overfart, og at den har 3 overfarter per dag. Dette vil gi et dagsforbruk på 1,20 tonn H_2 . Disse tallene er hentet fra Sintef og Greensigte sin rapport på *Hydrogen til hurtigbåter i Trøndelag*. Det antas så lik drift hver dag hele året for å finne årsforbruket av H_2 .

For å regne ut årsforbruket av H_2 for Finnøy og Hjelmeland ferjene, samt hurtigbåten som går mellom Trondheim og Kristiansund, blir dagsforbruket multiplisert med antall dager hvor de er i drift per år. For enkelhetes skyld blir det antatt at det er lik drift hver eneste dag i året. Utregningene følger da strukturen som vist i ligning 8.4 der x står for forbruket av H_2 i kg per dag.

$$x \frac{\text{kg}}{\text{dag}} \cdot 365 \frac{\text{dag}}{\text{år}} \quad (8.4)$$

Ved bruk av dagsforbruket til ferjene og hurtigbåten som vises i tabell 6.3 inn i for variabelen x i ligning 8.4 blir verdiene som presenteres i tabell 9.3 funnet. For å finne behovet for en ASKO hydrogenlastebil blir gjennomsnittlig kjørestrekning per år multiplisert med mengden H_2 per mil som vist i ligning 8.5. Resultatet for årsbehovet for en ASKO hydrogenlastebil blir også presentert i tabell 9.3.

$$50000 \frac{km}{\text{år}} \cdot 0,7 \frac{kg H_2}{mil} \cdot \frac{1}{10} \frac{mil}{km} \quad (8.5)$$

Ved å benytte DNV GLs forventede hydrogenbehov i Norge for 2030, som vises i figur 6.1, kan det regnes ut hvor mye kraft som trengs for å produsere dette som grønt hydrogen. Summen av hydrogenbehovet for 2030 fra denne figuren er på hele 246 000 tonn H_2 . Ved å multiplisere mengden H_2 med energiinnhold per kg H_2

$$246000 \text{ tonn} H_2 \cdot 10^3 \frac{kg}{\text{tonn}} \cdot 119,9 \frac{MJ}{kg H_2} \cdot \frac{1}{3600} \frac{Wh}{J} = 8,19 \text{ TWh} \quad (8.6)$$

For å finne energien som trengs inn på en elektrolyse ved 66 % virkningsgrad, må produktet fra ligning 8.6 divideres med virkningsgraden slik som vist i ligning 8.7. Denne ligningen viser også at energien inn på en slik elektrolysecelle må være 12,4 TWh_{el} for å kunne produsere 246 000 tonn H_2 .

$$\text{Energi inn på elektrolysecellen} = \frac{8,19 \text{ TWh}}{0,66} = 12,4 \text{ TWh}_{el} \quad (8.7)$$

Som omtalt i kapittel 6 ønsker Tyskland å gjøre all stålproduksjon utslippsfri, og en løsning her er at hydrogen kan benyttes som reduksjonsmiddel i stedet for CO-gass. For å gjøre en sammenligning av hvor store mengder hydrogen det er snakk om, vil det her blir regnet på hvor mange personbiler dette forbruket vil kunne utgjøre.

Det første som gjøres er å finne den totale stoffmengden for jernet som skal benyttes i stålproduksjonen. Utregningen på dette vises i ligning 8.8.

$$n_{Fe} = \frac{39,7 \cdot 10^9 \text{ kg/år}}{55,85 \cdot 10^{-3} \text{ kg/mol}} = 7,11 \cdot 10^{11} \text{ mol/år} \quad (8.8)$$

For å finne hvor mange mol hydrogen det er behov for sammen med den totale mengden jern, benyttes molforholdet mellom jern og hydrogen fra ligning 6.1. Molforholdet er 2 til 3. Dette gjør at stoffmengden av hydrogen som brukes for å produsere $7,11 \cdot 10^{11} \text{ mol/år}$ er som vist i ligning 8.9

$$n_{H_2} = \frac{3}{2} \cdot n_{Fe} = \frac{3}{2} \cdot 7,11 \cdot 10^{11} \text{ mol/år} = 1,07 \cdot 10^{12} \text{ mol/år} \quad (8.9)$$

Videre blir den totale massen av hydrogen funnet ved å benytte ligning 5.3, der den benyttes for å finne massen til hydrogengass. Utregningen av dette vises i ligning 8.10, hvor den totale massen regnes ut til å bli 2,15 Mt hydrogengass per år.

$$m_{H_2} = 1,07 \cdot 10^{12} \text{ mol/år} \cdot 2,016 \text{ g/mol} = 2,15 \text{ Mt/år} \quad (8.10)$$

For å gjøre denne massen om til antall personbiler benyttes det to antagelser. Det antas at en gjennomsnittlig personbil på hydrogen har et forbruk på 1,0 kg H_2 /mil, og en gjennomsnittlig kjørelengde på 12 000 km/år. Dette betyr at en bil vil benytte 120 kg H_2 i året. Hydrogenbehovet

til stålproduksjonen i Tyskland beregnes slik som vises i ligning 8.11. Resultatet fra denne utregningen vises i kapittel 9

$$\frac{2,15 \cdot 10^9 \frac{kg}{\ddot{a}r}}{120 \frac{kg}{\ddot{a}r \cdot biler}} \quad (8.11)$$

9 Resultater

Ved bruk av tallene gitt under kapittel 1.2 kan det regnes ut at det behøves 2,26 Mt hydrogen om hele det norske forbruket for 2019 fra fossile kilder skal dekkes av hydrogen. Ved bruk av andre verdier fra samme kapittel blir det funnet at dersom all energiforbruk i transportsektoren, utenom personbiler, skal dekkes av hydrogen vil det være behov for 601 041 tonn hydrogen.

9.1 Beregninger av gassvolum for hydrogen

Tabell 9.1 viser utregnet massetetthet ved bruk av to ulike ligninger. Det er blitt brukt både Van der Waals ligning og Ideell gasslov, for å illustrere forskjellen i forhold til hvilken utregningsmåte en benytter. Det er lavt avvik ved standard tilstand, men ved høyt trykk blir avviket stort.

For å illustrere viktigheten av å benytte Van der Waals ligning i stedet for ideell gasslov er begge metodene benyttet hver for seg for å regne ut massen per volumenhet. Ved bruk av ideell gasslov for 350 bar er verdien 29,45 g/L H_2 , mens ved bruk av Van der Waals ligning er verdien 4,581 g/L H_2 .

Tabell 9.1: Massetettheten i gram per liter hydrogen for ulike tilstander utregnet ved både Van der Waals ligning 5.4 og ideell gasslov 5.2.

| Hydrogen ved ulik tilstand | Modell | Tetthet [g/L] | % - feil |
|-----------------------------------|----------------|---------------|----------|
| Standard 1 bar og 288,15 K | Van der Waals | 0,0841 | |
| | Ideell gasslov | 0,0841 | 0,0 % |
| Komprimert 350 bar og 288,15 K | Van der Waals | 22,53 | |
| | Ideell gasslov | 29,45 | 30,7 % |
| Komprimert 700 bar og 288,15 K | Van der Waals | 35,05 | |
| | Ideell gasslov | 58,91 | 68,1 % |
| Flydende | Flytende | 70,99 | |

Brenselcellebilen til Steffen Møller-Holst brukes som eksempel. I bilen kan det lagres 5,6 kg H_2 . Tanken er trykksatt med 700 bar. Det riktige volumet på tanken finnes ved bruk av Van der Waals ligning. Volumet på tanken til Steffen Møller-Holst blir da 159,7 liter. Ved bruk av ideell gasslov vil volumet være 95,0 liter.

Antall mol hydrogen i 5,6 kg: $5600 \text{ g} / 2,016 \text{ g/mol} = 2778 \text{ mol}$

9.2 Energimikks

Dersom en benytter flytende sol på Snåsavatnet, og da benytter en tredjedel av arealet vil det kunne produseres 4,776 TWh per år. Virkningsgraden for solcellene det er gått ut fra her er på 22 %. Dersom virkningsgraden på solcellene som benyttes hadde vært 25 % ville dette tilsvart en kraftproduksjon på 5,427 TWh per år.

Dersom Meltingvatnet benyttes til flytende sol, og en antar at halvparten av arealet er dekket av solceller, vil det produseres 314,15 GWh per år. Det er her gått ut fra en virkningsgrad på 22 %. Dersom virkningsgraden på solcellene blir økt til 25 % vil den årlige energiproduksjonen økes til 356,99 GWh.

9.3 Hydrogenproduksjon

For å finne det daglige forbruket av H_2 for hurtigbåten som går mellom Trondheim og Kristiansund kan finnes ved å anta 3 overfarter per dag. Ettersom det benyttes 400 kg H_2 per overfart, vil dette bety at det daglig må produseres 1200 kg H_2 for å møte behovet til hurtigbåten. Ved å bruke en elektrolysevirkningsgrad på 66% finnes det ut at det trengs 60,60 MWh inn på elektrolyseren. Installert effekt må da være på 2,52 MW for å dekke et dagsbehov.

En solcelle på 1 MW, med 1000 timer sol-innstråling per år, vil gi en hydrogenproduksjon på 20 000 (kg H_2)/år. Legger til grunn i denne utregningen at det trengs 50 kWh_{el} for å produsere 1 kg H_2 .

Tabell 9.2 viser hvor mye grønt hydrogen som kan produseres fra ulike kraftkilder, hvor det er ulik installert effekt og ulik antall brukstimer for de ulike kraftkildene. Det er gått ut fra en elektrolysevirkningsgrad på 66 %. Dette tilsvarer en verdi på 50 $kWh_{el}/(kg H_2)$.

Tabell 9.2: Grønn hydrogenproduksjon ut fra ulike kraftkilder, der det er ulikt antall brukstimer og installert effekt.

| | Brukstimer [h/år] | Installert effekt [MW] | Årlig kraftproduksjon [GWh/år] | H_2 -produksjon [tonn H_2 /år] |
|---------------|----------------------|---------------------------|-----------------------------------|---------------------------------------|
| Vannkraftverk | 3500 | 5 | 17,50 | 350 |
| | 5000 | 100 | 500 | 10 000 |
| | 4000 | 200 | 800 | 16 000 |
| Vindkraftverk | 3000 | 100 | 300 | 6 000 |
| | | 200 | 600 | 12 000 |
| Solkraftverk | 1000 | 1 | 1 | 20 |
| | | 10 | 10 | 200 |

Tabell 9.3 viser hvor mye H_2 som vil forbrukes i løpet av et år for de respektive fartøyene. Ferjen på Finnøy vil forbruke hele 182,5 tonn H_2 når den driftes på 100 % H_2 , mens ferjen på Hjelmeland vil behøve 54,75 tonn H_2 når den skal driftes på H_2 51 % av tiden. En hydrogenlastebilen hos ASKO vil ha behov for 3,50 tonn H_2 /år når den kjører 50 000 km/år.

Tabell 9.3: Oversikt over hydrogenbehovet for Finnøyferjen og Hjelmelandferjen i Rogaland, hurtigbåten mellom Trondheim og Kristiansund og en lastebil fra ASKO.

| | Forbruk [tonn H_2 /år] |
|-------------------------------------|-----------------------------|
| Ferje Finnøy | 182,50 |
| Ferje Hjelmeland | 54,75 |
| Hurtigbåt Trondheim-Kristiansund | 438,00 |
| Lastebil ASKO | 3,50 |

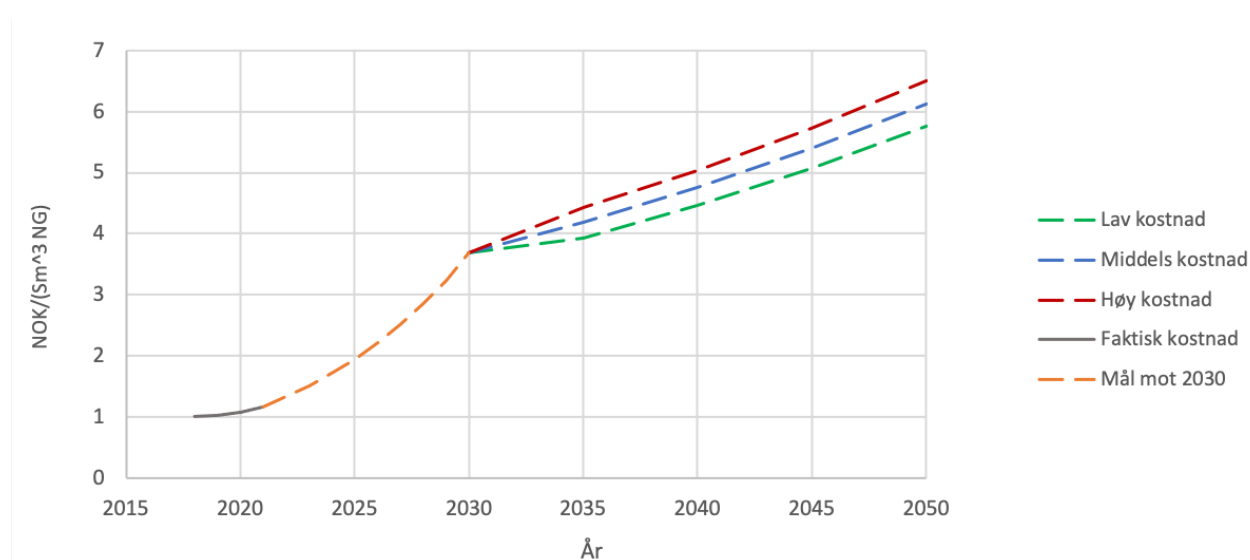
Hydrogenproduksjonen i Norge i dag er på 225 000 tonn. Dette produseres til eget bruk. Om denne hydrogenen skal bli grønn i stedet for grå, vil det kreve et vannkraftverk på 1875 MW.

Dersom en ser på figur 6.1 vil det være behov for totalt 246 000 tonn H_2 for å dekke det norske behovet i 2030. Dette tilsvarer et energibehov på tilnærmet 12,4 TWh_{el} tilført til en elektrolyse med virkningsgrad på 66 %.

Dersom behovet for hydrogen til stålproduksjonen i Tyskland regnes i antall biler, vil dette fra utregningene i ligningene 8.8 til 8.11 gi et resultat på 17,9 millioner biler drevet på hydrogen.

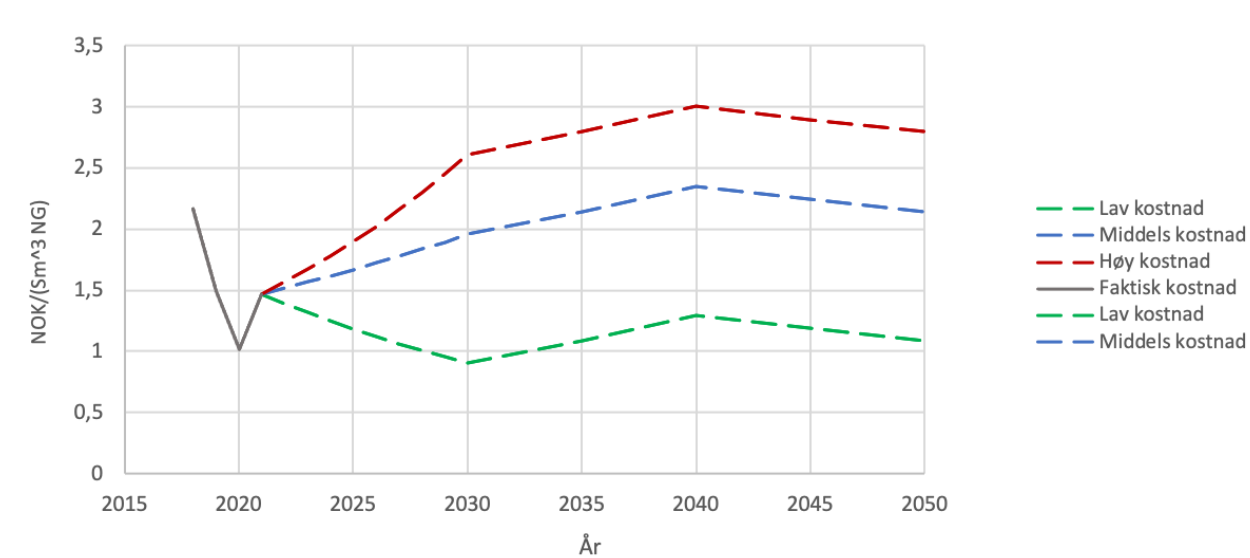
9.4 Kostnadsutvikling av grått, blått og grønt hydrogen

Figur 9.1 viser hvordan utviklingen av CO_2 -avgiften kan bli frem mot 2050. Denne figuren skiller mellom lav, middels, høy og faktisk kostnad, samt at den viser hvordan utviklingen skal se ut mot 2030 i følge de målene som er satt til nå. Figuren skiller ikke mellom lav, middels og høy kostnadsestimat før etter 2030. Dette er forskjellig fra figurene som kommer senere i dette kapittelet.



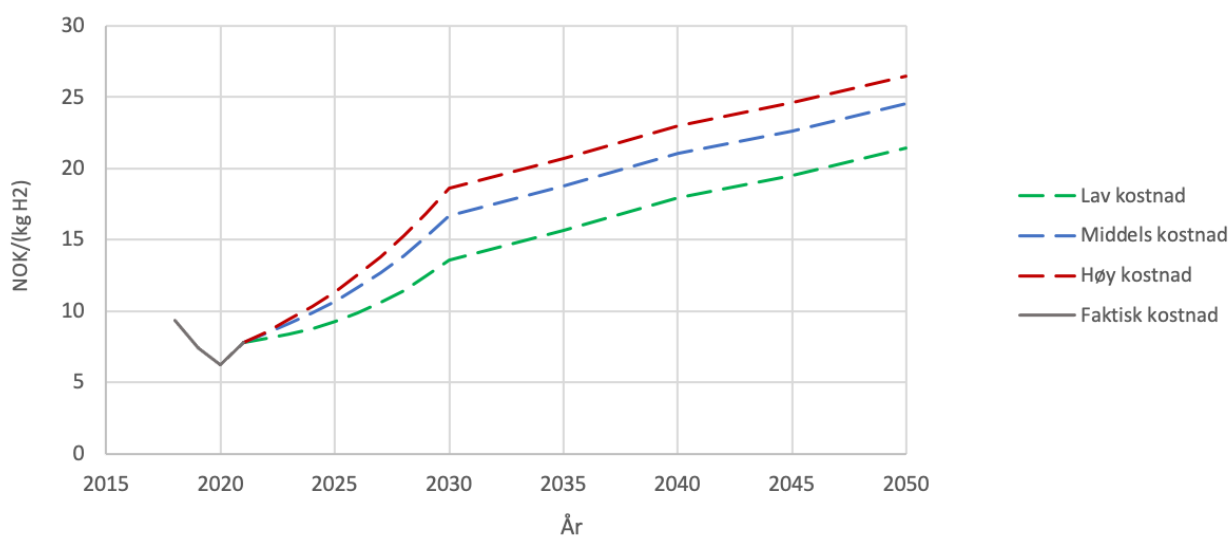
Figur 9.1: Kostnadsutviklingen for CO_2 -avgiften frem til 2050.

Figur 9.2 viser tre ulike kostnadsestimater for naturgasspris frem til 2050. De tre ulike kostnadsestimatene er basert på hver sin kilde. Felles for de tre estimatene er at de stiger fra 2030 til 2040 før alle tre synker frem fra 2040 til 2050. Figuren viser at det i 2020 var en lav naturgasspris, og dette vises også igjen i kostnadsutviklingen for grått hydrogen i figur 9.3.



Figur 9.2: Kostnadsutvikling av naturgasspris fra 2018 til 2050.

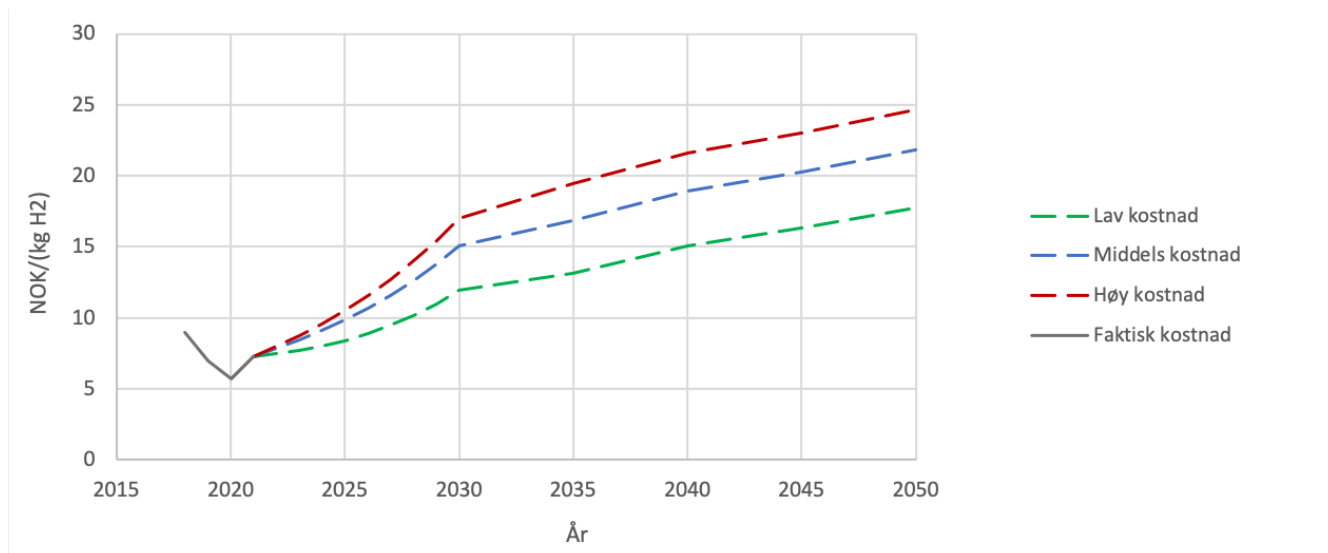
Figur 9.3 viser kostnadsutviklingen av grått hydrogen fra 2018 til 2050. Denne kostnadsutviklingen tar hensyn til kostnadsutviklingen på naturgasspris, utviklingen av CO_2 -avgiften og at hydrogenet fremstilles med dampreforming av naturgass hvor reaksjonen går fullstendig. Kostnadsutviklingen av grått hydrogen har en dipp i 2020, som skyldes av at naturgassprisen dette året var svært lav. Veksten som vises fra 2020 og frem mot 2050 er mye på grunn av at det er lagt til grunn at CO_2 -avgiften vil øke opp til 2000 NOK/(kg CO_2 -utslipp) i 2030. Etter 2030 er det for CO_2 -avgiften lagt inn ulike kostnadsutviklinger hvor den laveste reduseres den årlige prosentveksten med 50 % og den høyeste øker veksten med 50 % i forhold til den årlige veksten frem mot 2030. CO_2 -avgiften ser ut til å ville annullere en eventuell reduksjon i kostnadutviklingen for grått hydrogen, ettersom figur 9.3 ikke viser en nedgang i kostnad fra 2030 til 2050 slik som figur 9.2 viser.



Figur 9.3: Kostnadsutvikling av grått hydrogen mot 2050.

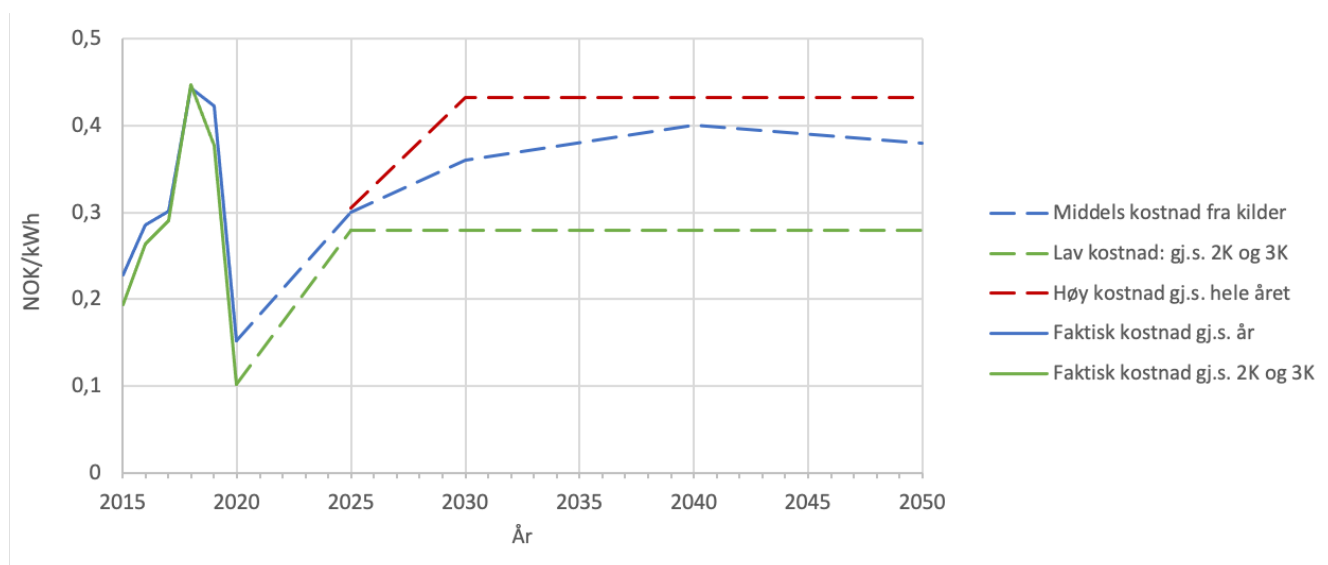
Figur 9.4 viser hvordan kostnadsutviklingen for blått hydrogen kan utspille seg frem mot 2050 for tre ulike kostnadsestimater. Denne er veldig lik figur 9.3 ettersom den eneste ulikheten er at det i den førstnevnte figuren kun er tatt med CO_2 -avgift for de resterende 15 % av CO_2 -utslippet som ikke lar seg fange opp ved CCS. Dette gjør at figur 9.4 er mer avhengig av utviklingen i naturgassprisen.

Figur 9.5 viser tre ulike kostnadsestimater om hvordan kraftprisen til bruk i grønn hydrogenproduksjon kan være frem mot 2050. Dette er veldig avhengig av hvilken måte en ønsker å fremtille grønn hydrogen på. Det lave kostnadsestimatet i stiplet grønn viser hvordan kraftprisen kan være dersom det grønne hydrogenet produseres på tidspunkter hvor det er stor produksjon, men et lavt forbruk av kraft. Dette vil oftest være tilfelle gjennom sommerhalvåret, nemlig andre og tredje kvartal. Tanken her er da at det årlige behovet for grønt hydrogen produseres i løpet av andre og tredje kvartal, og vil på den måten oppnå svært gunstige kraftpriser. Det middels kostnadsestimatet i stiplet blå angir en kraftpris som er oppgitt av Statnett og NVE. Dette estimatet legger til grunn at produksjonen av grønt hydrogen skjer i et jevnt forløp gjennom hele året. Det høye kostnadsestimatet i stiplet rødt legger til grunn en hydrogenproduksjon som skjer på samme måte som for det middels kostnadsestimatet, men antar her at den gjennomsnittlige kraftprisen vil ligge på et like høyt nivå som gjennomsnittet av de dyreste årene mellom 2015 og 2020. Det var i 2020 en kraftig nedgang i kraftprisen, og dette var grunnet stor tilgang på vann i vannkraftmagasinene. Samtidig ble det i 2020 også satt i gang mye vindkraft.

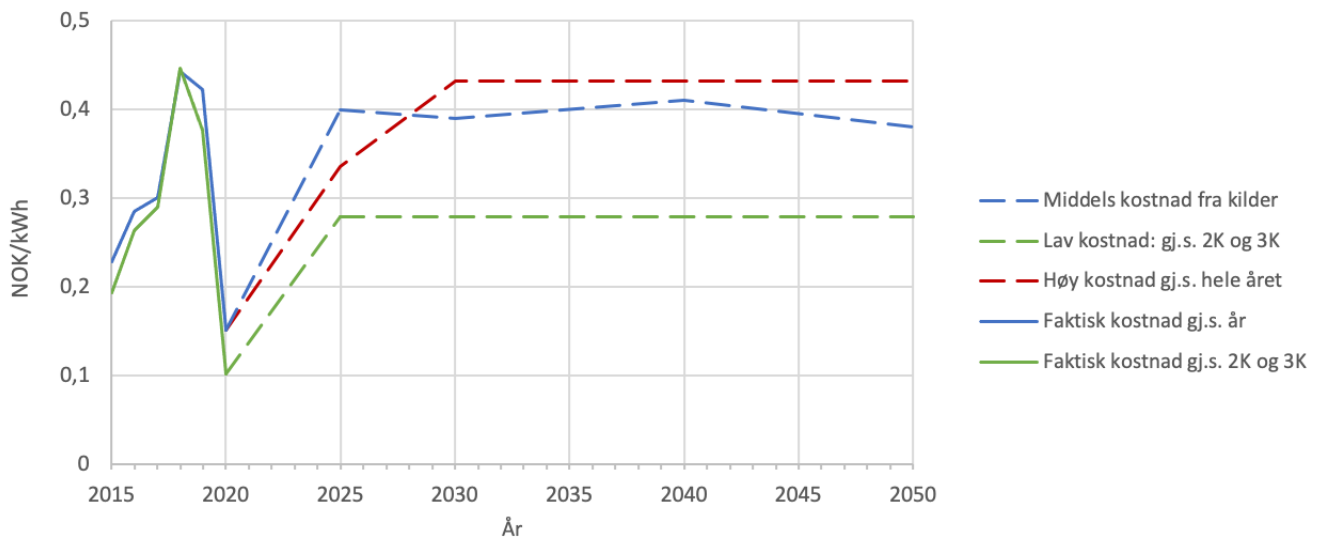


Figur 9.4: Kostnadsutviklingen av blått hydrogen frem mot 2050.

Figur 9.6 viser hvordan forventet kraftpris varierer etter når estimatene er gjort. Denne figuren benytter en nyere kilde enn figur 9.5. Figur 9.5 og 9.6 benytter hver sin rapport fra NVE som er publisert hvert sitt år, de brukte rapportene er utgitt i henholdsvis 2018 og 2020.

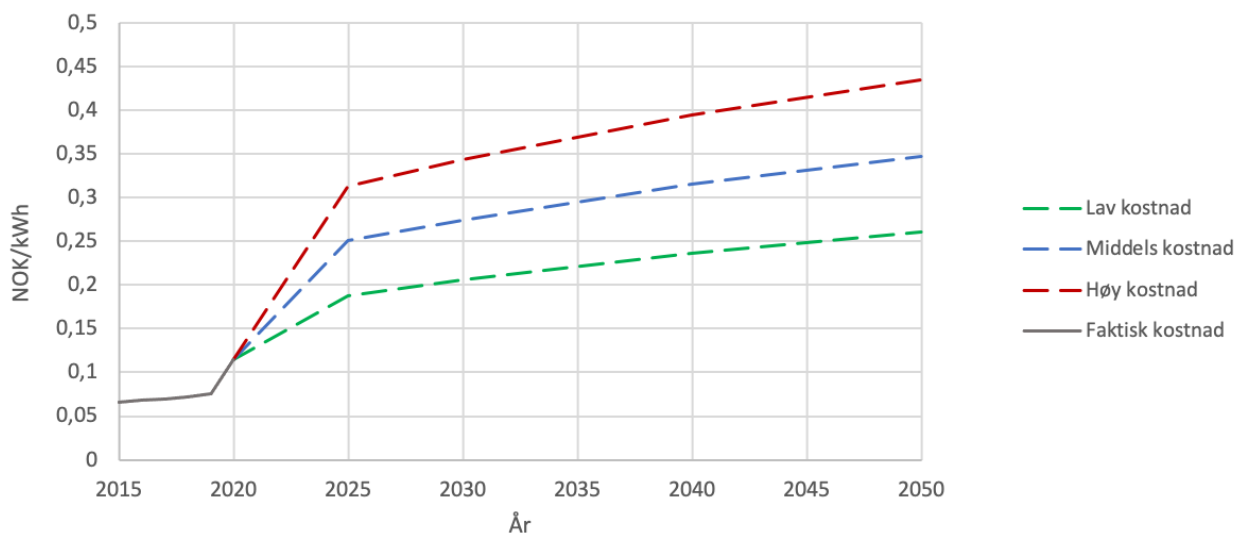


Figur 9.5: Kostnadsutviklingen av kraftprisen frem mot 2050.



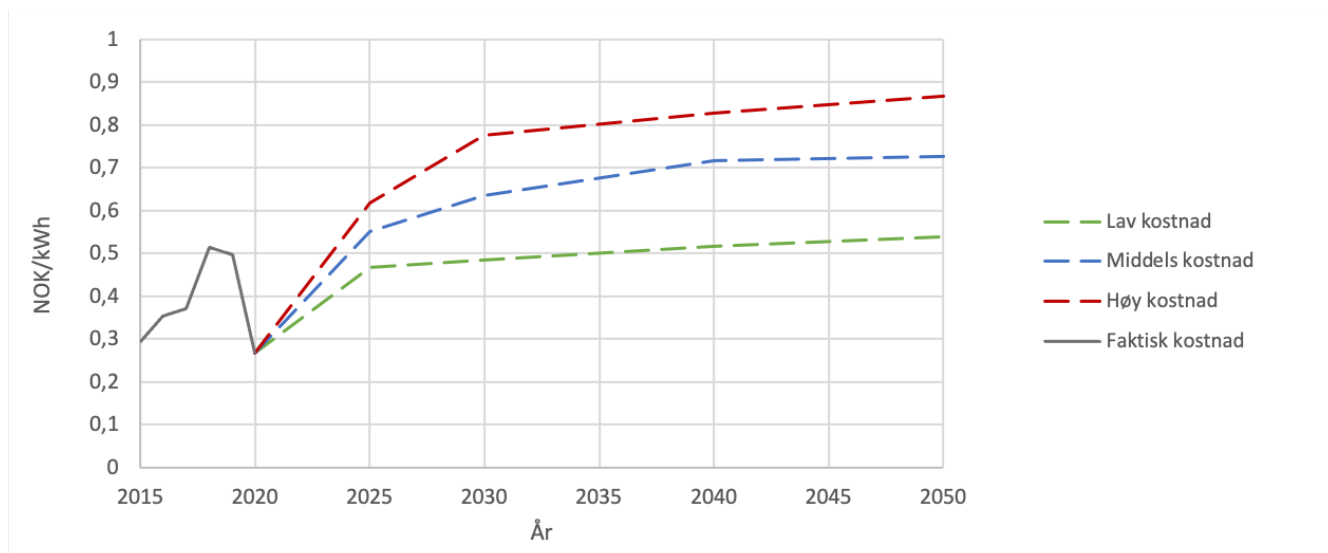
Figur 9.6: Kraftpris der det middels kostnadsnivået er gått ut fra de nyeste estimatene til NVE fra 2020.

Figur 9.7 viser tre ulike kostnadsestimater for nettleien frem mot 2050. Mellom 2015 og 2019 var nettleien svakt økende, men det fikk et hopp fra 2019 til 2020. Det som er felles for de tre kostnadsestimatene som vises i denne figuren er at de har en kraftig vekst fra 2019 til 2025, og en økning som er kraftig redusert fra 2025 til 2050 i forhold til økningen fra 2019 til 2025. Til tross for at økningen reduseres i 2025, vil det fremdeles være en økning i nettleien også frem mot 2050.



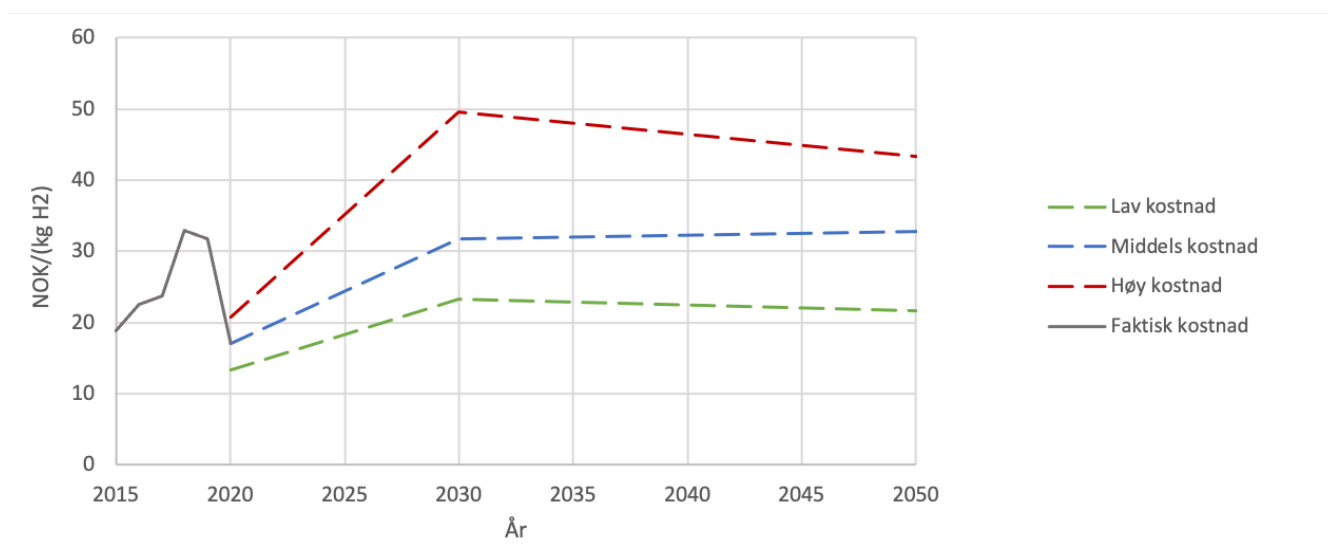
Figur 9.7: Kostnadsutviklingen for nettleie

Figur 9.8 viser også tre ulike kostnadsestimater; lavt, middels og høyt. Her er nettleien og kraftprisen for de ulike kostnadsestimatene lagt sammen for å vise hvordan disse sammen vil påvirke kostnadsutviklingen for grønt hydrogen. Kostnaden av kraftprisen for de tre kostnadsestimater i figur 9.5 er generelt stabil fra 2030 frem til 2050, men figur 9.7 for nettleien er stigende også på dette tidspunktet. Det vises i figur 9.8 er at summen mellom nettleien og kraftprisen for de tre ulike kostnadsestimatene har en noe redusert vekst i forhold til figur 9.7.

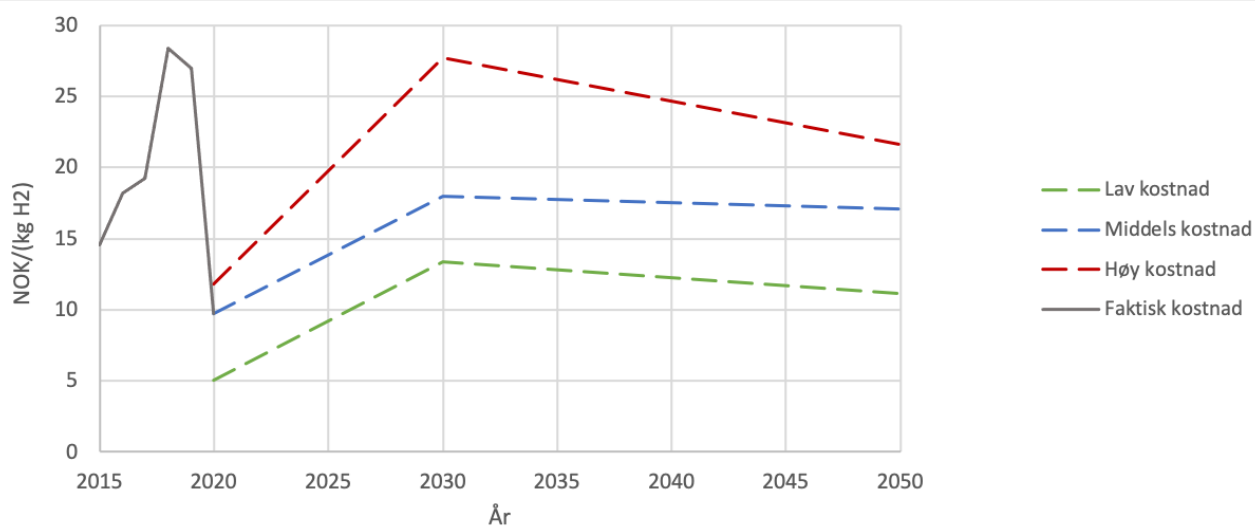


Figur 9.8: Kostnadsutviklingen av kostnadene for kraftpris og nettleie.

Figur 9.9 viser det samme som figur 9.8, men det er blitt justert i forhold til ulike virkningsgrader og ulike økninger i virkningsgrad frem mot 2050 for elektrolyseteknologi. Det lave kostnadsestimatet har i figur 9.9 benyttet den høyeste virkningsgraden for 2020, og har også den høyeste virkningsgraden av de tre i 2050. Det er derimot det høye kostnadsestimatet, stiplet rødt, som har den største veksten i virkningsgrad fra 2020 til 2050. Ved å sammenligne figur 9.8 og 9.9 kommer det frem at utviklingen i virkningsgrad for elektrolyseteknologi kan snu den økende kostnadsutviklingen som vises i figur 9.8 for det høye og det lave kostnadsestimatet.



Figur 9.9: Kostnadsutviklingen av grønt hydrogen med nettleie.



Figur 9.10: Kostnadsutvikling grønt hydrogen uten nettleie. Innetengt kraftproduksjon.

Figur 9.10 viser hvordan kostnadsutviklingen for grønt hydrogen kan se ut dersom en produserer hydrogenet fra og ved innestengt kraftproduksjon. Den reduksjonen en så for det lave og høye kostnadsestimatet i figur 9.9 er i figur 9.10 forsterket. Det er i tillegg slik at også den middels kostnadsestimatet ser ut til å ville reduseres til forskjell fra hva som er tilfelle i figur 9.9.

10 Diskusjon

For å nå klimamålene må det kuttes kraftig i klimagassutslipp. Figur 1.3 viser at Norge har en lang vei å gå for å nå målene. Dersom reduksjonen i utslippene de neste 30 årene fortsetter i samme tempo som de forrige, vil Norge ikke være i nærheten av å lykkes. Figur 2.2 viser at utslippene først og fremst bør kuttes innen olje- og gassutvinning, transportsektor og industri. Innen alle disse sektorene står fossile energikilder for de store utslippene. Bruk av elektrisk kraft og hydrogen kan benyttes som erstatninger for fossil energi i blant annet transportsektoren.

Utslippene fra olje- og gassutvinning vil forsvinne i takt med utfasing av fossile energikilder. Innen transportsektoren er det størst reduksjonspotensiale for personbiler, tunge kjøretøy og innenriks sjøfart og fiske. Dette kommer også frem i figur 2.3. Utslipp fra industri kan reduseres ved å sørge for at prosessvarme og råstoff stammer fra fornybare kilder.

10.1 Energiforbruk og kraftproduksjon

Forbruket av energi har totalt sett vokst de siste 30 årene. Økende velstand og befolkning er faktorer som kan bidra til en videre vekst. Ettersom 35 % av energiforbruket i dag kommer fra fossile kilder, må disse med tiden erstattes med utslippsfrie alternativer. Dersom klimamålene skal nås i tide må dette skje innen kort tid. For at sektorer som idag benytter fossile energikilder skal kutte utslippene sine, må det være gode erstatninger tilgjengelig.

Flere sektorer kan elektrifiseres, og dette vil kreve mer kraft. Per i dag har Norge, som del av et europeisk kraftsystem, mer enn nok kraft til å dekke dette behovet. Dette kan imidlertid bli endret dersom det kommer ny og kraftkrevende industri til landet. Et eksempel på slik industri kan være battericelleproduksjon, som vil kreve mye ekstra kraft frem mot 2050.

Et økende europeisk kraftbehov vil kunne påvirke Norge. Et europeisk kraftunderskudd kan føre til et behov for ny kraftproduksjon, men vil også kunne føre til økende kraftpriser i Norge.

Norge har store ressurser innen fornybar energi, og har med det gode forutsetninger for å øke kraftproduksjonen. Allerede i dag investeres det i ny fornybar kraftproduksjon, i form av vind- og solkraftanlegg. På grunn av landets utforming, og topografi utgjør utnyttelse av innestengt kraft et stort potensiale.

Siden et optimalt nett skal være i balanse, må det til en hver tid være lik mye produksjon som forbruk. Dette betyr at det på de tidspunktene med størst effektuttak også skal være tilstrekkelig mengde kraft tilgjengelig. Dette krever regulerbar kraftproduksjon eller mulighet for energilagring.

En av de store ulempene med fornybar kraftproduksjon, er at kraften må produseres der kilden befinner seg. Det er for eksempel store vindressurser på havet og på fjellene i Norge. Dette er områder med lite menneskelig aktivitet. Kraftutbygging her vil sannsynligvis kreve store kostnader for utbedring og tilknytning til kraftnettet. Drift og vedlikehold av nettet vil også medføre kostnader, og siden kraften også må transporteres over lange avstander, vil det forekomme store energitap.

For å unngå slike ulemper, og store kostnader, vil det være en mulighet å koble kraftproduksjonen opp mot produksjon av hydrogen. Hydrogenet kan da eventuelt benyttes i området eller transporteres bort.

10.2 Ny kraftproduksjon i fremtiden

Når det gjelder økt kraftutbygging, vil det nok ikke være mulig å unngå motstand i befolkningen. Naturinngrep på urørt natur er, og vil nok i lang tid være, svært upopulært i den norske befolkningen. Dette var tilfelle mange steder da NVE publiserte den nasjonale rammeplanen for vindkraft på land i 2019. Motstanden førte til at vindkraft på land i dag er lite aktuelt. En løsning her kan være å utnytte områder som allerede er berørt eller områder der konfliktnivået er lavt. Mange av de mest miljøbeviste politiske partiene i Norge, som SV, MDG og Venstre, går i mot landbasert vind.

Befolkningsstrukturen, befolkningsvekst og den generelle innstillingen folk flest har til energiefektivitet vil kunne påvirke kraftsystemet. Dersom mennesker i fremtiden i hovedsak bor tett sammen i byer vil det være mye areal tilgjengelig til solceller. Kraften vil da produseres nær store forbrukere, og behovet for utbygging av nett på tvers av landet vil være mindre. Dersom pandemi etter pandemi gjør at befolkningen heller blir mer spredt, vil dette kunne kreve et større og kraftigere nett over hele landet.

10.2.1 Vannkraft

Innen vannkraft er det store uutnyttede ressurser. Det er flere hunder konsesjoner som er gitt, men som enda ikke er utbygd. Dette er i hovedsak småkraftverk, hvor nettilkobling kan være en utfordring.

Dyr nettvikling og tilkobling er et hinder for små lokale utbyggere, som for eksempel bønder. Småkraftverk, hvor økt utbygging og produksjon vil føre til behov for utbedring av nett, kan kobles på hydrogenproduksjon. Hydrogenet kan da fraktes bort fra kraftanlegget, og benyttes i industri eller transport.

For å få fortgang på småkraftutbygging, må et enklere reglement på plass, slik at tidsperioden mellom forhåndsmelding og utbygging blir kortere. Det bør også gis støtte fra Enova for opprusting og/eller utvidelse av eksisterende vannkraftverk.

Fordelen med vannkraft i motsetning til sol- og vindkraft er at vannkraft kan i mye større grad reguleres i forhold til forbruk.

10.2.2 Vindkraft

På grunn av motstand i befolkningen vil det meste av fremtidig utbygging være havvind. Det kan fortsatt være aktuelt med landbasert vind i mer øde områder som for eksempel Raggovidda i Finnmark.

Utenfor norskekysten er dybden så stor at det er vanskelig med bunnfaste turbiner. Alternativet for offshore vind vil derfor bli flytende. Kostnadene ved utbygging av flytende vind er betydelig større enn ved bunnfaste turbiner. I dag er flytende offshore vind svært kostbart, ettersom teknologien er umoden. Dette kan endres frem mot 2050.

I år er det blitt åpnet for utbygging av havvind på Utsira Nord og Sørlig Nordsjø. Disse to områdene har tilsammen, som det omtales i kapittel 3.3, mulighet for en installert effekt på 4,5 GW. Med en brukstid på 3000 h/år vil dette tilsvare en kraftproduksjon på 13,5 TWh/år. Dersom hele dette havvind potensiale blir utnyttet kan det ha en betydelig innvirkning på den fornybare kraftproduksjonen.

Dersom dagens fossile energiforbruk skal erstattes med fornybar kraft gjennom elektrifisering, vil behovet for ny kraftproduksjon være 75 TWh/år. Selv med en økt produksjon på over 13 TWh/år vil det være langt igjen før dette behovet er nådd.

10.2.3 Solkraft

Alle nye bygg som bygges frem mot 2050 bør ha tak med solceller. Det bør være en betingelse for å få byggetillatelse, at alle nybygg har solceller på taket. Potensiale for kraftproduksjon fra solceller på norske tak i 2040, er i følge NVE 7 TWh/år. Dette er mindre enn 10 % av behovet for kraft ved elektrifisering av fossilt bruk.

Det kan være et stort teoretisk potensiale i solparker, men på grunn av motstand i befolkningen mot nedbygging av matjord, kan disse bli vanskelig å realisere.

Norges største solcelleekspert, Alf Bjørseth, har tro på flytende solkraftanlegg på vannmagasiner. Slike anlegg vil ikke nødvendigvis øke investeringskostnader. Dersom de bygges ut på vannmagasiner, vil det ofte være et godt utbygd nett som produksjonen kan kobles på. Solkraft, som produser mest kraft om sommeren, kan blant annet benyttes til å pumpe vann opp i magasinet for å lagre energi.

Ved å ha solceller på vannmagasinene vil fordamping av vann reduseres. Dette gjør at det er større mengder vann tilgjengelig til kraftproduksjon. Dette er et poeng som har større effekt i land med mer solinnstråling. Virkningsgraden til en solcelle øker med synkende temperatur. For flytende solkraftanlegg vil det bli en økt virkningsgrad, ettersom vannet i magasinene kjøler cellene ned. Solceller på ferskvann må monteres ned i de periodene av året hvor det er is på vannet. I disse periodene er det uansett liten produksjon fra anlegget på grunn av den lave solinnstrålingen om vinteren. Det vil være en utfordring med logistikk knyttet til å montere ned de flytende solcellen.

Flytende solkraftanlegg på havet er utfordrende på grunn av stormer. Store bølger vil da kunne ødelegge anleggene. Korrosjonsproblemer knyttet til saltvann, kan føre til at metallkomponentene korroderer. Det kan også bli betydelig motstand fra lokale fiskere, dersom flytende solceller ligger inne i norske fjorder.

Den teknologiske utviklingen har hatt en ekstrem vekst de siste 30 årene. Det er som Alf Bjørseth sier, svært sannsynlig at det også på de neste 30 årene vil komme store nye teknologiutviklinger. Dette vil kunne påvirke hvordan samfunnet fungerer. Stor forbedring i virkningsgraden til solceller vil kunne ha enorm betydning for verdens kraftsystem.

10.3 Klimapolitikk

Klimapolitikk har mye å si for hvilke endringer som skal gjøres, og hvor raskt disse kommer. For at Norge skal nå klimamålene, må det være bred politisk enighet om at dette skal prioriteres. Oljenæringen er en veldig stor del av den norske økonomien, og en brå utfasing av denne vil kunne føre til store utfordringer. Mange arbeidsplasser vil gå tapt, og den norske stat vil lide store økonomiske tap. Dette vil gå utover velferden i landet. For å sørge for en mest mulig gradvis utfasing, vil det være viktig å sørge for minst mulige utslipp ved bruk av fossile energikilder. Her kan hydrogen komme inn.

For å kunne ta ut de resterende fossile ressursene i Nordsjøen må det være politisk vilje til å produsere blått hydrogen. Ved bruk av CCS kan utslipp til luft ved produksjon av hydrogen

kraftig reduseres. En får da mulighet til å benytte de fossile brenselene på en mer miljøvennlig måte. Med tiden vil fossile kilder erstattes med fornybare kilder, og i denne overgangsfasen kan blått hydrogen spille en sentral rolle.

Klimapolitikk er viktig også med tanke på hvordan fremtidens boliger vil se ut. Politikken styrer hvordan de nasjonale regleverkene utvikles. Det kan gjøres gunstig å bygge nullutslippsboliger. Strengere krav om energieffektivitet for bygninger kan blant annet føre til at fremtidens bygninger må bygges med solceller. Solkraft kan med det få en større og økende rolle i den norske kraftmiksen. Selv uten nasjonale regelverk vil solkraft få en større rolle. Solkraftanlegg blir billigere for hvert år som går, og dette i seg selv kan være en stor faktor for at fremtidens bygninger vil implementere solceller i fasade og på tak.

10.4 Batteri og hydrogen

Hydrogen og batterier vil bli viktige grønne alternativer for å kutte utslipp. Batteri har den fordel at det har høy virkningsgrad, og med det lite tap i energi ved lagring av elektrisk energi.

Batterier har en lang ladetid. Det vil kunne føre til mye dødtid for tungtransport og maritim sjøfart. Hurtiglading av slike store fartøy vil kreve enorm effekt fra nettet. Hydrogen, som har kort fylletid, kan produseres lang tid i forvegen, eller produseres etterhvert som det benyttes ved selve fyllestasjonen. Dette kan gjøre hydrogen til en svært attraktiv alternativ.

Batterier har i dag en stor grad av selvutladning, spesielt ved langtidslagring. Dette gjør at hydrogen vil kunne være mer egnet til denne type lagring, til tross for at systemvirkningsgraden fra elektrisk kraft tilbake til elektrisk kraft er lav. Når det kommer til energilagring, er Norge i en særstilling. Innenfor Norges grenser finnes 50 % av den europeiske magasinkapasiteten. På grunn av vannmagasinene har Norge ikke like stort behovet for storskala batterilagring som andre land i Europa. Ved å øke kraftutvekslingen til kontinentet kan Norske vannmagasiner fungerer som Europas batteri.

Hydrogen og batterier har i Norge et større potensiale i transport og industrisektoren enn som store energilager. Hydrogenets lave vekt og høye vektbasert energitetthet, vil gjøre hydrogen aktuelt innen transportsektor. Her er det et behov for mye energi fordelt på lav vekt. Dette er hydrogenets store fordel i forhold til batterier.

Det mest lønnsomme er batteri, men slik teknologien ser ut i dag, har batterier for lav energitetthet til at det kan benyttes i langtransport. Samtidig er det viktig å påpeke at batteriteknologien er under rask utvikling.

Innen Li-ion batteri er det LMO og NMC som skiller seg ut som gode batterier til bruk i transport. LFP vil være aktuelt for stasjonær energilagring. Det er forventet at det vil skje en stor utvikling innen batterier frem mot 2050.

10.5 Bruk av hydrogen

Hydrogen vil få mange nye bruksområder i fremtiden. En av de største bruksområdene er som reduksjonsmiddel i stålproduksjon. Det vil også kunne brukes mer hydrogen til oppvarming, i både husholdning og industri. Fremstilling av glass er et eksempel på en industri som kan bruke hydrogen til oppvarming.

10.5.1 Bruk av hydrogen i transportsektoren

Steffen Møller-Holst påpekte at virkningsgraden på et system har mindre å si når utslippet er lik null. Dårlig virkningsgrad vil da kunne knyttes opp mot drivstoffkostnaden, tilgangen på drivstoff, nødvendig fylletiden og vekt.

Når det gjelder transport vil en få større totalvirkningsgrad dersom batteri- og hydrogenteknologi samarbeider. Fordelen til hydrogen er dens høye energitetthet og lave vekt, mens batteri har mulighet til å regenerere bremseenergi til elektrisitet. Disse to sammen fungerer som en hybrid, slik som bilen til Steffen Møller-Holst, og vil kunne være en god kombinasjon.

Batteribiler har kommet langt, mange elbiler er allerede i bruk. Rundt 10% av bilparken består i dag av elbiler. Infrastrukturen av ladestasjoner er godt utviklet. Det trengs ikke så store batterier i personbiler, og dette gjør vekten overkommelig. Ved lange kjøreturer kan det kjøres på liten belastning. Hydrogen vil på grunn av allerede god ladeinfrastruktur, være mindre aktuelt til bruk i personbiler. Bruk av hydrogen i personbiler vil kreve en vidspredd fylleinfrastruktur. Dette vil kunne kreve både tid og penger. Innen transportsektoren anses hydrogen som mer aktuelt innen tungtransport og til maritimt bruk. Innen både tungtransport og innen den maritime sektoren er vekt og fylletid svært viktig, men også tilgangen på drivstoff.

Fra figur 2.3 kommer det frem at det er personbiler og tunge kjøretøy, samt maritim transport, som står for de største utslippene innenfor transportsektoren.

Luftfart er en sektor hvor hydrogen dekker behov som rask fylletid og høy energitetthet. Problemet her er at det er veldig strenge krav til sikkerheten rundt luftfart. Ettersom det er en eksplosjonsfare knyttet til hydrogen, vil det nok ta tid før hydrogen er aktuelt her. Med tanke på kravene som stilles til fylletid og vektbasert energitetthet, er hydrogen et aktuelt drivstoff for luftfart. Spesielt for langdistansefly. Batteri og hurtiglading vil kanskje kunne spille en viktig rolle innen kortere distanser.

DNV GL sier i sin rapport at transportsektoren vil trenge 56 kt H_2 per år. Et slikt behov vil kreve en stor utbygging av anlegg til hydrogenproduksjon. Ved etablering av et slikt anlegg vil produksjonskostnadene være vesentlige. Med fokus på tilgjengelighet av innsatsfaktor og fremtidig kostnadsutvikling for CO_2 -avgift og naturgasspris, vil det i mange tilfeller være best om de nye anleggene som skal bygges baseres på grønt hydrogen. For å gjøre grønt hydrogen konkurransedyktig idag, blir det avgjørende å holde kostnadene nede. Dette kan gjøres på flere måter, men å sørge for billigst mulig kraft og lav nettleie samt fraktkostnader for ferdig produsert hydrogen vil være vesentlig.

En må kutte utslippene også innen industrier hvor hydrogen benyttes i dag. Dette kan gjøres ved å enten bruke CCS, og lage blått hydrogen, eller ved å produsere hydrogen fra fornybar kraft. En ting er industrier der hydrogen allerede i dag er helt avgjørende, en annen ting er områder der hydrogen kan spille en viktig rolle for å redusere utslippene.

Dette er veldig avhengig av utviklingen innen batteriteknologi. Dersom det for eksempel blir mulig å lade batterier under kjøring, mister hydrogenet et av sine fremste fordeler; fylletiden.

Maritim transport, som ferger og hurtigbåter kan benytte hydrogen som drivstoff. Hydrogenet kan da produseres med kraft fra nettet nært området hvor det skal benyttes.

Det kan være aktuelt å benytte hydrogen der det er logistikkmessige utfordringer knyttet til batteri, som taxinæringen som ikke har tid til å lade. Det samme gjelder for budbiler og ikke minst fly.

Når det kommer til bruk av hydrogen i transportsektoren er det vesentlig med god tilgang på fyllestasjoner. Som det kommer frem fra figur 6.4, er det svært få utbygde fyllestasjoner for H_2 i Norge i dag. Dette byr på store begrensinger i forhold til hvilke typer transport som kan benytte seg av hydrogen som drivstoff. Det er kun i områder med lokale fyllestasjoner at det er aktuelt for private personer å benytte hydrogenkjøretøy. Det vil kunne være mulig for distribusjonslastebiler som ligger nærme en fyllestasjon, slik som for ASKOs hydrogenlastebiler i Trondheim.

Dersom det blir bygget ut hydrogen-fyllestasjoner slik som det er vist i figur 6.5, vil det være tilgang på H_2 fordelt over hele Norge. For langtransport vil det da være mye bedre muligheter for å benytte H_2 som drivstoff, ettersom tilgangen vil være bedre. I figur 6.5 vises det punkter hvor det er planlagt bruk av H_2 i maritim sektor. Dette er en sektor hvor bruk av H_2 er fornuftig. Spesielt om det gjelder maritim transport som går faste strekninger. Den maritime sektoren kan da være tilknyttet en fast fyllestasjon, og behovet for H_2 på disse stasjonene vil være jevnt og forutsigbart.

Bruk av hydrogen er også avhengig av at det er forsyningssikkerhet av H_2 fra produksjonslokasjonene. Forsyningssikkerhet er viktig for å gjøre hydrogen til et attraktivt alternativ til fossile kilder.

10.5.2 Bruk av hydrogen i industri

I dag blir det i Norge brukt 225 000 tonn hydrogen til industriprosesser. Denne er i dag produsert fra naturgassreforming uten fangst og lagring, og klassifiseres som grått hydrogen. Dersom målet om 80-95 % reduksjon av klimagassutslippet i Norge innen 2030 skal nås, må også utslippet fra produksjon av grått hydrogen kraftig reduseres. Dette betyr at disse mengdene av grått hydrogen som benyttes i industri prosesser må produseres som blått eller grønt hydrogen. Dette gjelder hydrogen til industriprosesser som ammoniakk- og metanolproduksjon.

Fra figur 2.4 kommer det frem at innen industrisektoren slippes det ut mest klimagasser i produksjon av aluminium, jern, stål og ferrolegeringen, oljeraffinering og kunstgjødsel. Metallindustrien bruker industriprosesser som benytter naturgass som brensel til oppvarming for å produsere metallprosjekter. Dette er industrier som krever store mengder energi for å kunne gjennomføre denne oppvarmingen. Det vil være svært utfordrende å elektrifisere slike energikrevende industriprosesser. Hydrogen har en større energitetthet enn det naturgass har, og kan ved slike store oppvarmingsbehov erstatte bruken av naturgass. I land hvor det er stor produksjon av stål, som for eksempel Tyskland, vil hydrogen kunne erstatte CO-gass i reduksjonprosessen. Dette kan være en god løsning for å kutte utslippene denne produksjonen medfører.

Grønne produkter kan få større fokus. Det kan skje at kunder er ikke lenger er villige til å betale for produkter laget ved bruk av fossilekilder. Det kan også skje at kunder i større grad blir villige til å betale en dyrere pris på sluttproduktet dersom det er et grønt produkt. Dette er gjerne med tanke på store bedrifter som gjør dette på grunn av sitt ansikt utad. En del av problemet her er at befolkningen trenger innblikk om hvor og hva produktene de kjøper kommer fra.

10.5.3 Bruk av hydrogen til langtids energilagring

For å få ned volumet av hydrogen, er det ønskelig med flytende hydrogen. Problemet i dag med flytende hydrogen er boil-off som betyr at noe av det flytende hydrogenet fordamper. Dersom IC Technology lykkes med å produsere lagringstanker uten boil-off vil det føre til en revolusjon innen hydrogenlagring. Hvis de ikke lykkes kan alternativet være lagring i hydrogenrike væsker, som ammoniakk eller metanol.

10.6 Produksjon av hydrogen

Dersom klimamålene skal nås er Norge nødt til å gå fra grått hydrogen til blått og grønt.

10.6.1 Grått hydrogen

Figur 9.3 tar hensyn til tre ulike estimater (lavt, middels og høyt kostnadsestimat).

Det er gått ut fra at reformeringen fra naturgass til hydrogen går fullt ut, og at det da er antatt en 100 % virkningsgrad. Dette er ikke reelt, og den faktiske prisen per kg H_2 er derfor høyere enn det som vises på figur 9.3. Det er i denne grafen heller ikke tatt hensyn til andre driftskostnader enn CO_2 avgiften og prisen på naturgass.

Figur 7.4 viser en høyere driftskostnad enn det som vises fra figur 9.3. Dette er på grunn av at den førstnevnte tar hensyn til flere driftskostnader enn sistnevnte. Det samlede beløpet av de andre driftskostnadene kan finnes ved å trekke fra 2019 verdien i figur 9.3 fra verdien for SMR i figur 7.4. De tre estimatene viser alle at driftskostnadene rundt grått hydrogen uansett vil stige. Denne veksten er mest avhengig av CO_2 avgiften, og er dermed sterkt avhengig av politiske avgjørelser.

Naturgassprisen er avhengig av tilbud og etterspørsel. Naturgass er en fossil energikilde, og det er dermed ikke mulig å ta ut uendelige mengder. På et tidspunkt vil tilbudet på naturgass reduseres slik som illustrert i figur 7.2. Ved et slikt tidspunkt vil det også være viktig for prisen på naturgass om behovet for den er stort. Det er mulig at elektrisk kraft vil erstatte fossile energikilder, og det kan da tenkes at etterspørselen og tilbudet av naturgass vil jevnes ut slik at prisveksten ikke blir så høy. Dersom tilbudet faller før etterspørselen gjør det samme, vil prisen raskt øke. På den andre siden kan det skje at etterspørselen er den første av de to som synker, og prisen vil dermed raskt reduseres.

Når det gjelder kapitalkostnad kommer det frem i figur 7.12 at kapitalkostnaden for naturgass-reformering vil holde seg stabil. Dette kan skyldes at teknologien allerede er utviklet over lang tid, og er i dag brukt i stor skala. I tillegg kan det skyldes at bruk av fossile kilder som naturgass er planlagt utfaset for å nå klimamål. Det vil derfor være liten interesse i å videreutvikle en teknologi som kanskje ikke vil benyttes fremover.

10.6.2 Blått hydrogen

CCS-prosjekter som Langskip og Northern Lights viser at mulighetene for karbonfangst og -lagring i Norge er gode.

Blått hydrogen kan være en god løsning i et mellomstadie der elektrolysekapasiteten ikke er tilstrekkelig utbygd. Det er i midlertid ikke en langvarig løsning. Blått hydrogen slipper fremdeles ut omlag 15 % CO_2 , og ved produksjon av store hydrogenmengder, vil det totale CO_2 -utslippet også bli stort.

Figur 7.3 viser at prisen på karbonfangst og -lagring vil synke etterhvert som mengden øker. Naturgasspris og CO_2 avgift som diskutert under kapittel 10.6.1.

I figur 9.4 er det tatt med pris på naturgass og CO_2 -avgift på det resterende CO_2 -utslippet på 15 %. For alle de tre kostnadsestimatene er det lagt til grunn at CCS fanger opp 85 % av CO_2 -utslippet. På samme måte som for figur 9.3 avhenger prisutviklingen for blått hydrogen i figur 9.4 av naturgasspris og CO_2 -avgiften. Figur 7.4 har ikke tatt med en prisreduksjon ved fangst og lagring av store mengder CO_2 .

Blått hydrogen er en forholdsvis enkel måte å minke utslippene fra en veletablert prosesssteknologi. Selv om utslippet blir kraftig redusert er det ikke en nullutslipps-metode, og vil fortsatt gi et CO_2 -utslipp. I Norge er det gode muligheter for lagring av CO_2 i gassfelt, samtidig som Norge har en lang erfaring med håndtering av naturgass.

Tilgang på naturgass minker etter hvert som ressursene i feltene tømmes. Det vil være tilgang på fossile kilder i lang tid fremmover, men å tappe feltene for ressurser er ikke bærekraftig. Dersom klimamålene skal nås, er det også viktig at en faser ut bruken av fossile energikilder.

CCS er svært dyrt, ettersom det kommer store kostnader for frakt og lagring av CO_2 . Fordelen med å benytte CCS og blått hydrogen er at omstillingen fra bruk av fossile energikilder blir lettere. Ved bruk av CCS kan naturgass og andre fossile kilder fremdeles nyttes uten at det forekommer de samme store utslippene. Bruk av fossile kilder kan da blir faset jevnt ut. Ved produksjon av blått hydrogen vil nye forbruksområder etableres, og samfunnet vil være klart for å ta i bruk grønt hydrogen på et senere tidspunkt.

10.6.3 Grønt hydrogen

Figur 9.5 er veldig avhengig av hvordan en ønsker å produsere grønt hydrogen. Lavt kostnadsestimat baserer seg på at produksjon av kraft er høyere enn forbruk. Dette kan gi lav kraftpris. Samtidig som at en satsing på solenergi vil gi høyere produksjon om sommerhalvåret. Sommerhalvåret er den delen av året hvor forbruket er lavest, dette er vist i figur 3.4. Middels og høyt kostnadsestimat i figur 9.5 baserer seg på en jevn hydrogenproduksjon hele året. Grafen viser også en ujevnheter i produksjonsprisen bare de siste fem årene. På bakgrunn av dette vil det med stor sikkerhet også være en lignende prisvariasjon i fremtiden på grunn av overgang til mer uregulerbar fornybar energi.

Figur 9.8 legger sammen de ulike estimatene for kraftpris sammen med tre ulike estimater for nettleie. Det antas uansett en årlig økning i nettleie på bakgrunn av at elektrifisering generelt krever et utbedret nett. Hvor mye nettleien øker er mer usikkert, men det er lagt til grunn ulike økningsgrader for hvert kostnadsestimat. Det legges også til grunn ulik reduksjon i nettleien for grønn hydrogenproduksjon i forhold til nettleien for husholdninger. Prisutviklingen av nettleien er også avhengig av reduksjon i nettleien. Selv om dagens tariffreduksjon er på vei ut gås det ut fra at det vil bli mulighet for reduksjon i nettleien. Dette, og spesielt graden av reduksjon, er veldig usikkert. Det kan argumenteres for at reduksjon i nettleie kan benyttes som et virkemiddel for å stimulere til grønn hydrogenproduksjon.

Resultatet som vises i figur 9.9, om prisutviklingen av grønn hydrogenproduksjon, er avhengig av utviklingen av kraftpris og nettleie, som er vist i figur 9.8. Figur 9.9 tar i tillegg hensyn til utvikling i virkningsgraden til en elektrolysecelle. Her er det viktig å poengtere at virkningsgraden ikke bare er avhengig av teknologisk utvikling, men også av masseproduksjon. Den teknologiske

utviklingen er vanskelig å forutsi, og det er derfor det er tatt hensyn til ulik utvikling innen virkningsgraden til en elektrolysecelle.

Figur 9.10 viser det samme som over, men her er nettleien utelatt. Dette vil være aktuelt når grønt hydrogen produseres fra inntengt kraft, hvor det vil påløpe store kostnader for å koble kraftproduksjonen på nettet.

Ved produksjon av grønt hydrogen, må det tas et valg om hvilken elektrolyseteknologi som best møter produksjonsmetoden. Både alkalisk og PEM elektrolyseteknologi har, som vist på figur 7.10, hatt en drastisk reduksjon de siste 9 årene. En PEM elektrolysecelle kan raskest kjøres opp og ned, og er derfor best egnet til bruk sammen med uregulerbar kraft. Alkalisk elektrolyse er per i dag den billigste teknologien, men trenger lengre tid på å starte og stoppe anlegget. Dette gjør at alkalisk elektrolyse passer best for en mer stabil hydrogen produksjon.

Elektrolyse er et alternativ for å stabilisere nettet; kan produsere når forbruket er lavt og tilgangen stor. Grunnlag for ny type nettleiereduksjon; gagnar nettet såpass mye. Reduksjon kriteriene for nettleien vil endres i fremtiden fordi nettet blir smartere og hydrogenproduksjon kan gagnar nettet på en annen måte enn kriteriene tar hensyn til i dag.

Ved å sammenligne grafene 9.1 og 9.3 kommer det frem hvor viktig CO_2 -avgiften er for å gjøre fossile energikilder uattraktive.

10.7 Videre arbeid

Det er i denne oppgaven kun tatt hensyn til råstoff og avgifter ved utregning av kostnader. I et videre arbeid må det derfor tas hensyn til flere kostnader.

Det er tatt mange antagelser i denne oppgaven. Det bør ses nærmere på kostnadene ved å ta med flere variabler. Produksjonskostnader bør i et videre arbeid inkludere driftskostnader som personallønn, lokaler, levetid og vedlikehold av bygg og utstyr. Det bør også ses nærmere på nedskrivning av kapitalkostnader knyttet til de ulike teknologiene.

Generelt sett kan det i et videre arbeid gås mer i detalj rundt de ulike temaene.

Konklusjon

Produksjon av ammoniakk og metanol er de største forbrukerne av hydrogen i Norge i dag. Disse industriene vil dominere norsk hydrogenetterspørsel også i årene fremover. I tillegg kan hydrogen bli viktig i ulike transportsektorer, spesielt i maritim sektor og for lastebiler. I disse sektorene er det få andre alternative lavutslippsteknologier.

Hydrogen kan i fremtiden bli en eksportvare fra Norge tilsvarende det naturgass er i dag. Land som Tyskland og England bruker gass til oppvarming, og kan i fremtiden benytte hydrogen til dette. Tyskland har en stor stålproduksjon hvor norsk hydrogen kan være med på å gjøre produksjonen utslippsfri.

For at hydrogenet ikke skal bidra til klimagassutslipp, er det viktig at det produseres fra fornybare kilder. Grønt hydrogen produseres vanligvis fra elektrolyse der kraften kommer fra vann, vind eller sol.

Grønt hydrogen kan også være et godt alternativ ved utbygging av innestengt kraft, hvor tilgang på nett er begrenset eller ikke eksisterende.

Det meste av hydrogenet som blir produsert i Norge og verden i dag, er grått hydrogen som produseres ved reformering av naturgass. Dersom Norge skal nyttiggjøre seg av de resterende naturgassressursene, må karbonfangst- og lagring benyttes i kombinasjon med hydrogenproduksjon. Da blir hydrogenet blått.

Vannkraft dominerer den norske kraftproduksjonen, men utbyggingen av vind- og solkraft har hatt en betydelig økning de siste årene. Felles for disse er at de i liten grad er regulerbare; kraften må produseres når det blåser og når det er sol.

Flytende sol på vannkraftmagasiner er spennende fordi det allerede er utbygd nett i området. Solceller vil også redusere vanntap fra fordampning, og det vil være mer vann tilgjengelig for kraftproduksjon.

For å kunne utnytte den uregulerbare kraften, blir det viktig å kunne lagre den. Et marked for hydrogen kan gjøre at det er aktuelt å lagre slik overskuddskraft som hydrogen, som igjen kan fraktes dit den forbrukes. Dette krever imidlertid infrastruktur.

En av de største utfordringene med hydrogen er lagring. Hydrogen ved atmosfærisk tilstand har for lav volumetrisk energitetthet. Hydrogenet må enten lagres under trykk, på flytende form, eller som en hydrogenrik væske. Frakt av hydrogen bør skje i flytende form, både for å redusere volum og øke sikkerheten. Ammoniakk er så giftig at den helst bør unngås. Siden det i dag er problemer med boil-off fra flytende hydrogentanker, anbefaler mange ammoniakk. Dersom firmaet IC Technology lykkes med å utvikle lagringstanker for flytende hydrogen uten boil-off, vil det bli mye mindre aktuelt med ammoniakk.

Referanser

- [1] *Solkraft og fremtidens energimiks*. I samarbeid med Alf Bjørseth. 5. mai 2021.
- [2] *Kommentar på spådom om sol*. I samarbeid med Bjørn Thorund. 22. apr. 2021.
- [3] *Hydrogen i Tyskland*. I samarbeid med Christoph Stiller. 3. mai 2021.
- [4] *Hydrogenkjøretøy*. I samarbeid med Steffen Møller-Holst. 7. mai 2021.
- [5] *Statkrafts hydrogenprosjekter*. I samarbeid med Ulf Eriksen. 14. mai 2021.
- [6] *ASKOs hydrogenlastebiler*. I samarbeid med Roger Sæther. 11. mai 2021.
- [7] *Bruk av hydrogen i lastebil*. I samarbeid med Knut Skaardalsmo. 3. mai 2021.
- [8] Steinar Eikaas. *Priser for CCS*. E-mail. 29. apr. 2021. (Sjekk 29.04.2021).
- [9] FN. *Klimaendringer*. FN. 24. sep. 2019. URL: <https://www.fn.no/tema/klima-og-miljoe/klimaendringer> (sjekk 14.05.2021).
- [10] Ung Energi. *Internasjonale klimaavtaler | UngEnergi*. UngEnergi. 12. jan. 2021. URL: <https://ungenergi.no/miljo-klima-samfunn/miljopolitikk/internasjonale-klimaavtaler/> (sjekk 19.04.2021).
- [11] FN. *Kyotoprotokollen*. fn. 22. des. 2020. URL: <https://www.fn.no/om-fn/avtaler/miljoe-og-klima/kyotoprotokollen> (sjekk 20.04.2021).
- [12] FN. *Parisavtalen*. FN. 22. des. 2020. URL: <https://www.fn.no/om-fn/avtaler/miljoe-og-klima/parisavtalen> (sjekk 25.03.2021).
- [13] Ingvild Ulrikke Jakobsen, Steffen Kallbekken og Bård Lahn. *Parisavtalen*. I: *Store norske leksikon*. Snl.no, 10. feb. 2021. URL: <http://snl.no/Parisavtalen> (sjekk 26.03.2021).
- [14] FN. *USA*. fn. 15. feb. 2021. URL: <https://www.fn.no/Land/usa> (sjekk 20.04.2021).
- [15] Justisdepartementet. *Lov om klimamål (klimaloven) - Lovdata*. Lovdata.no. 1. jan. 2018. URL: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2017-06-16-60?q=klimaloven> (sjekk 01.02.2021).
- [16] SSB. *Utslipp til luft*. ssb.no. 4. nov. 2020. URL: <https://www.ssb.no/natur-og-miljo/statistikker/klimagassn/aar/2020-11-02> (sjekk 08.02.2021).
- [17] Inge Bryhni, Kåre Olerud og Jostein Mamen. *klimagasser*. I: *Store norske leksikon*. 12. des. 2019. URL: <http://snl.no/klimagasser> (sjekk 15.05.2021).
- [18] SSB. *Bilparken*. SSB. 25. apr. 2021. URL: <https://www.ssb.no/transport-og-reiseliv/landtransport/statistikk/bilparken> (sjekk 15.05.2021).
- [19] Klima-og miljødepartementet og Olje-og energidepartementet. *Regjeringens hydrogenstrategi - på vei mot lavutslippssamfunnet*. 3. jun. 2021. URL: <https://www.regjeringen.no/contentassets/8ffd54808d7e42e8bce81340b13b6b7d/regjeringens-hydrogenstrategi.pdf>.
- [20] Klima-og miljødepartementet. *Regjeringens hydrogenstrategi*. Regjeringen.no. Publisher: regjeringen.no. 3. jun. 2020. URL: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/regjeringens-hydrogenstrategi---pa-vei-mot-lavutslippssamfunnet/id2704860/> (sjekk 01.03.2021).
- [21] Klima-og miljødepartementet. *EØS-avtalen og miljø*. Regjeringen.no. Publisher: regjeringen.no. 11. nov. 2020. URL: <https://www.regjeringen.no/no/tema/klima-og-miljo/innsiktsartikler-klima-miljo/eos-avtalen-og-miljo1/id2339794/> (sjekk 16.02.2021).
- [22] Kjetil Malkenes Hovland. «Regjeringen dobler hydrogensatsingen: Lover 100 nye millioner». I: (6. mai 2021). URL: <https://e24.no/i/jB4p7A> (sjekk 15.05.2021).

- [23] IRENA. *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5 °C Climate Goal*. 2020. URL: <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction>.
- [24] WFW. *The Italian Hydrogen Strategy*. WFW. 14. apr. 2021. URL: <https://www.wfw.com/articles/the-italian-hydrogen-strategy/> (sjekket 15.05.2021).
- [25] Christoph Stiller. *Christoph Stiller | LinkedIn*. LinkedIn. URL: <https://www.linkedin.com/in/christoph-stiller-83bb3814b/> (sjekket 04.05.2021).
- [26] Innovasjon Norge. *Tysklands hydrogenstrategi*. Innovasjon Norge. 19. apr. 2021. URL: <https://www.innovasjon Norge.no/no/verktøy/eksport-og-internasjonalsatsing/tall-og-fakta/nytt-om-eksport---tyskland/tysklands-hydrogenstrategi/> (sjekket 06.05.2021).
- [27] Kåre Olerud og Bård Lahn. *Klimagassutslipp*. I: *Store norske leksikon*. 19. nov. 2020. URL: <http://snl.no/klimagassutslipp> (sjekket 15.05.2021).
- [28] Kåre Olerud og Bård Lahn. *CO2-ekvivalenter*. I: *Store norske leksikon*. 9. jan. 2020. URL: <http://snl.no/CO2-ekvivalenter> (sjekket 15.05.2021).
- [29] Statistisk Sentralbyrå. *08940: Klimagasser, etter kilde (aktivitet), energiprodukt, komponent, statistikkvariabel og år*. *Statistikkbanken*. Statistisk sentralbyrå. 4. nov. 2020. URL: <https://www.ssb.no/statbank/table/08940/tableViewLayout1/> (sjekket 21.04.2021).
- [30] NVE. *Hvor kommer strømmen fra? - NVE*. NVE. 23. feb. 2021. URL: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/hvor-kommer-strommen-fra/?ref=mainmenu> (sjekket 27.04.2021).
- [31] SSB. *Elektrisitet*. ssb.no. 21. des. 2020. URL: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/elektrisitet/aar/2020-12-21> (sjekket 02.02.2021).
- [32] SSB. *11561: Energibalansen. Tilgang og forbruk, etter energibalansposter, energiprodukt, statistikkvariabel og år*. *Statistikkbanken*. 27. okt. 2020. URL: <https://www.ssb.no/statbank/table/11561/tableViewLayout1/> (sjekket 02.02.2021).
- [33] SSB. *Elektrisitet*. SSB. 16. apr. 2021. URL: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet> (sjekket 11.05.2021).
- [34] Energi og Klima. *Strømproduksjonen i Europa og verden nå: Kart i sanntid*. Energi og Klima. 5. feb. 2021. URL: <https://energiogklima.no/klimavakten/live-data-strom-og-co2/> (sjekket 15.05.2021).
- [35] Olje og energidepartementet. *Kraftproduksjon*. Energifakta Norge. 25. mar. 2021. URL: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/> (sjekket 08.04.2021).
- [36] NVE. *Kraftproduksjon*. 30. apr. 2021. URL: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/?ref=mainmenu> (sjekket 15.05.2021).
- [37] NVE. *Termisk kraft - NVE*. NVE. 2. mar. 2021. URL: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/termisk-kraft/?ref=mainmenu> (sjekket 16.05.2021).
- [38] NVE. *Solkraft - NVE*. NVE.no. 17. mar. 2021. URL: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/solkraft/?ref=mainmenu> (sjekket 07.04.2021).
- [39] NVE. *Vindkraftdata - NVE*. NVE.no. URL: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/vindkraft/vindkraftdata/> (sjekket 08.04.2021).
- [40] *Kraftproduksjon - Utvikling i installert kapasitet for solkraft i Norge*. Energifakta Norge. 19. mar. 2021. URL: <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/> (sjekket 05.04.2021).
- [41] Knut A. Rosvold og Knut Hofstad. *brukstid*. I: *Store norske leksikon*. 4. mai 2020. URL: <http://snl.no/brukstid> (sjekket 11.05.2021).

- [42] Statistisk Sentralbyrå. *12824: Elektrisitetsbalanse (MWh), etter produksjon og forbruk, statistikkvariabel og måned*. Statistikkbanken. SSB. 16. apr. 2021. URL: <https://www.ssb.no/statbank/table/12824/tableViewLayout1/> (sjekket 22.04.2021).
- [43] Svein Tønseth. *Hydrogen kan redde urealiserte småkraftverk*. SINTEF. 9. apr. 2019. URL: <https://www.sintef.no/siste-nytt/2019/hydrogen-kan-redde-urealiserte-smakraftverk/> (sjekket 15.05.2021).
- [44] Statkraft. *Vannkraft | Statkraft*. Statkraft. URL: <https://www.statkraft.com/var-virksomhet/vannkraft/> (sjekket 11.05.2021).
- [45] Kraftmuseet. *Magasinkraftverk*. Kraftmuseet. URL: <https://www.kraftmuseet.no/besok-oss/tyssedal/tyssso-1/magasinkraftverk-article534-449.html> (sjekket 12.05.2021).
- [46] NVE. *Om kraftmarkedet og det norske kraftsystemet - NVE*. NVE. 26. aug. 2020. URL: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/stromkunde/om-kraftmarkedet-og-det-norske-kraftsystemet/> (sjekket 09.05.2021).
- [47] Knut A. Rosvold. *magasinkraftverk*. I: *Store norske leksikon*. 11. sep. 2019. URL: <http://snl.no/magasinkraftverk> (sjekket 12.05.2021).
- [48] Knut A. Rosvold og Jo Halvard Halleraker. *vannmagasin - kraftverk*. I: *Store norske leksikon*. 24. mar. 2021. URL: http://snl.no/vannmagasin_-_kraftverk (sjekket 27.04.2021).
- [49] NVE. *Vannkraft - NVE*. NVE.no. 11. mar. 2021. URL: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/vannkraft/?ref=mainmenu> (sjekket 08.04.2021).
- [50] Knut A. Rosvold. *pumpekraftverk*. I: *Store norske leksikon*. 12. sep. 2019. URL: <http://snl.no/pumpekraftverk> (sjekket 12.05.2021).
- [51] NVE. *NVE temakart*. temakart.nve. URL: <https://temakart.nve.no/link/?link=vannkraft&layer=0,4,5,8&field=vannkraftverkNr&value=448&buffer=3000> (sjekket 11.05.2021).
- [52] NVE. *Vannkraftverk - NVE, Tonstad*. NVE. URL: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/vannkraft/vannkraftdatabase/vannkraftverk/?id=448> (sjekket 11.05.2021).
- [53] NVE. *Vannkraftdatabase - NVE*. NVE. URL: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/vannkraft/vannkraftdatabase/> (sjekket 11.05.2021).
- [54] Statkraft. *Kvilldal vannkraftverk*. Statkraft. URL: <https://www.statkraft.com/om-statkraft/hvor-vi-har-virksomhet/norge/kvilldal-vannkraftverk/> (sjekket 11.05.2021).
- [55] Knut A. Rosvold. *Blåsjø*. I: *Store norske leksikon*. 13. sep. 2019. URL: <http://snl.no/Bl%C3%A5sj%C3%B8> (sjekket 11.05.2021).
- [56] Statkraft. *Ulla-Førre*. URL: https://www.statkraft.no/globalassets/0/.com/about-statkraft/where-we-operate/norway/norway_ulla-forre_no.pdf (sjekket 11.05.2021).
- [57] Knut A. Rosvold. *elvekraftverk*. I: *Store norske leksikon*. 14. apr. 2020. URL: <http://snl.no/elvekraftverk> (sjekket 12.05.2021).
- [58] Geir Thorsnæs. *Glomma*. I: *Store norske leksikon*. 8. jan. 2021. URL: <http://snl.no/Glomma> (sjekket 12.05.2021).
- [59] Norconsult. *Vamma 12, Norges største elvekraftverk*. URL: <https://www.norconsult.no/prosjekter/vamma-12--norges-storste-elvekraftverk/> (sjekket 16.05.2021).
- [60] Hafslund Eco. *Vamma*. Hafslund Eco. URL: <https://hafslundeco.no/> (sjekket 16.05.2021).

- [61] Asbjørn Vinjar og Knut Hofstad. *vannkraft*. I: *Store norske leksikon*. SNL, 25. mar. 2021. URL: <http://snl.no/vannkraft> (sjekket 28.04.2021).
- [62] Knut Olav Tveit. *Småkraftrapporten 2018*. 24. sep. 2018. URL: <http://www.smakraftforeninga.no/wp-content/uploads/2018/09/Sm%C3%A5kraftrapporten-2018.pdf> (sjekket 26.04.2021).
- [63] NVE. *Vågaåna - Vannkraftverk*. URL: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/vannkraft/vannkraftdatabase/vannkraftverk/?id=1455> (sjekket 16.05.2021).
- [64] NVE. *Hvor mye kraft kan vi få ved oppgradering og utvidelse av kraftverkene?* - NVE. 6. okt. 2020. URL: <https://www.nve.no/nytt-fra-nve/nyheter-energi/hvor-mye-kraft-kan-vi-fa-ved-oppgradering-og-utvidelse-av-kraftverkene/> (sjekket 19.05.2021).
- [65] Knut Hofstad. *Vindkraftverk*. I: *Store norske leksikon*. 29. nov. 2019. URL: <http://snl.no/vindkraftverk> (sjekket 10.05.2021).
- [66] NVE. *Vindkraft*. 8. mar. 2021. URL: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/vindkraft/?ref=mainmenu> (sjekket 10.05.2021).
- [67] Petter Dannevig og Knut Harstveit. *vind*. I: *Store norske leksikon*. 12. okt. 2020. URL: <http://snl.no/vind> (sjekket 16.05.2021).
- [68] SSB. *Rekordhøy kraftproduksjon*. ssb.no. 16. apr. 2021. URL: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/rekordhoy-kraftproduksjon> (sjekket 15.05.2021).
- [69] David Edward Wier og Ann Myhrer Østenby. *Teknologianalyser 2018 - Kostnadseffektiv vindkraft*. 2019. URL: https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_03.pdf.
- [70] NVE. *Nasjonal ramme for vindkraft*. 15. apr. 2021. URL: <https://www.nve.no/nasjonalt-ramme-for-vindkraft/> (sjekket 10.05.2021).
- [71] Emilie Louise Solberg, Lisbeth Skei og Åse Marit Befring. *Regjeringen dropper nasjonal rammeplan for vindkraft*. NRK. 17. okt. 2019. URL: <https://www.nrk.no/norge/regjeringen-dropper-nasjonal-rammeplan-for-vindkraft-1.14744999> (sjekket 19.05.2021).
- [72] André Marton Pedersen. *Økende vindkraftmotstand*. 22. okt. 2020. URL: <https://www.bergenhordalandturlag.no/artikler/nyheter/22404-kende-vindkraftmotstand/> (sjekket 10.05.2021).
- [73] Varanger Kraft. *Raggovidda Vindkraftverk*. URL: <https://www.varanger-kraft.no/lokal-kraft/vindkraft/raggovidda-vindkraftverk/> (sjekket 30.04.2021).
- [74] Varanger Kraft. *Hydrogenfabrikk - Berlevåg*. URL: <https://www.varanger-kraft.no/hydrogen/> (sjekket 30.04.2021).
- [75] Ann Myhrer Østenby. *Fakta. Teknologianalyse. Dybde og kompliserte bunnforhold gjør havvind i Norge dyrere enn i Europa*. 2019. URL: https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_15.pdf (sjekket 19.05.2021).
- [76] Equinor. *Neste fase i Hywind Tampen-prosjektet* - equinor.com. Equinor. 22. apr. 2021. URL: <https://www.equinor.com/no/news/20210422-next-step-hywind-tampen.html> (sjekket 20.05.2021).
- [77] Olje-og energidepartementet. *Opner områder for havvind i Noreg*. Regjeringa.no. Publisert: regjeringen.no. 12. jun. 2020. URL: <https://www.regjeringen.no/nn/aktuelt/opner-omrader/id2705986/> (sjekket 04.05.2021).

- [78] Norsk solenergiforening. *Norske solforhold*. Norsk solenergiforening. URL: <https://www.solenergi.no/norske-solforhold> (sjekket 08.05.2021).
- [79] Solenergiklyngen. «Solenergi - noe for din kommune?» I: (mar. 2020), s. 29. URL: <https://solenergiklyngen.no/app/uploads/sites/4/bestiller-og-innkjoperkompetanse-om-solenergi-i-offentlig-sektor-1.pdf> (sjekket 08.05.2021).
- [80] Ingvild Vestre Sem mfl. *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2020-2040*. URL: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2020/rapport2020_37.pdf.
- [81] ROAF. *ROAF får Norges første bakkemonterte solcellepark*. ROAF: Romerike avfallsforordling IKS. URL: <https://www.roaf.no/aktuelt/roaf-far-norges-storste-bakkemonterte-solcelleanlegg/> (sjekket 15.05.2021).
- [82] Merethe Ruud. *Fem spørsmål og svar om mikronett*. Teknisk ukeblad. 26. des. 2019. URL: <https://www.tu.no/artikler/fem-sporsmal-og-svar-om-mikronett/481374> (sjekket 15.05.2021).
- [83] Marthe Svendsen. *Bonde Lars Hoem skal bli sin egen energi-øy*. Tu.no. 5. okt. 2019. URL: <https://www.tu.no/artikler/bonde-vegard-hoem-skal-bli-sin-egen-energi-oy/475603> (sjekket 08.05.2021).
- [84] Magnus Sletmo Dale og Bjørn Thorud. «Lansering av nøkkeltall for det norske solcellemarkedet i 2019». Oslo, 20. mai 2020. URL: https://solenergiklyngen.no/app/uploads/sites/4/tallfesting-av-solcellemarkedet-i-norge-i-2019_multiconsult.pdf.
- [85] Håvard Karoliussen. *TFNE1001 Fornybar Energi grunnkurs: Solenergi, solceller og solfangere*. 2018.
- [86] Dag Kessel. *Får Energeia som de vil får Gjøvik det første storskala solkraftverket i Norge*. NRK. 29. apr. 2021. URL: <https://www.nrk.no/innlandet/far-energeia-som-de-vil-far-gjovik-det-forste-storskala-solkraftverket-i-norge-1.15472097> (sjekket 29.04.2021).
- [87] Carl Andreas Veie mfl. *Analyse og framskrivning ac kraftproduksjon i Norden til 2040*. 16. okt. 2019. URL: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_43.pdf (sjekket 07.04.2021).
- [88] Equinor. *Vil teste ut flytende sol utenfor Frøya*. 14. jan. 2021. URL: <https://www.equinor.com/no/news/20210114-test-offshore-solar.html> (sjekket 14.05.2021).
- [89] SSB. *Strømprisen avhengig av hvor man bor*. ssb.no. 15. mai 2015. URL: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/stromprisen-avhengig-av-hvor-man-bor> (sjekket 16.05.2021).
- [90] Skattedirektoratet. *Avgift på elektrisk kraft 2020*. 1. jan. 2020. URL: <https://www.skattetaten.no/globalassets/bedrift-og-organisasjon/avgifter/saravgifter/elektrisk-kraft/2020-elektrisk-kraft.pdf>.
- [91] DNV GL. *Produksjon og bruk av hydrogen i Norge*. 25. feb. 2019. URL: <https://www.regjeringen.no/contentassets/0762c0682ad04e6abd66a9555e7468df/hydrogen-i-norge---synteserapport.pdf>.
- [92] Julie Gunnerød mfl. *Langsiktig markedsanalyse Norden og Europa 2020-2050*. 26. okt. 2020. URL: <https://www.statnett.no/contentassets/723377473d80488a9c9abb4f5178c265/langsiktig-markedsanalyse-norden-og-europa-2020-50---final.pdf> (sjekket 23.04.2021).
- [93] Bartnes Gudmund, Amundsen Jonas Skaare og Holm Ingrid Bjørshol. *Rapport 84/2018. Kraftmarkedsanalyse 2018-2030. Mer vind bidrar til økt nordisk kraftoverskudd*. 1. okt.

2018. URL: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_84.pdf (sjekket 16.03.2021).
- [94] Statistisk Sentralbyrå. *09364: Kraftpriser i sluttbrukermarkedet, etter kontraktstype, statistikkvariabel og kvartal*. Statistikkbanken. Statistisk sentralbyrå. 15. feb. 2021. URL: <https://www.ssb.no/statbank/table/09364/tableViewLayout1/> (sjekket 16.03.2021).
- [95] NVE. *Nettleie - NVE*. NVE. 31. okt. 2019. URL: <https://www.nve.no/stromkunde/nettleie/> (sjekket 13.05.2021).
- [96] Statnett. *Tariffer for transmisjonsnett 2021. Modellbeskrivelse og satser*. 1. jan. 2021. URL: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/tariff/tariffhefte-2021.pdf> (sjekket 16.03.2021).
- [97] Statnett. *Tariffer for transmisjonsnett 2021*. 29. sep. 2020. URL: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/tariff/tariffhefte-2021.pdf> (sjekket 09.04.2021).
- [98] Statistisk Sentralbyrå. *09007: Kraftpris, nettleie og avgifter for husholdninger 2012 - 2020*. SSB. 15. feb. 2021. URL: <http://www.ssb.no/statbankstatbank/table/09007/> (sjekket 16.03.2021).
- [99] NVE. *Store investeringer i strømmettet - NVE*. NVE. 30. okt. 2020. URL: <https://www.nve.no/energibruk-effektivisering-og-teknologier/teknologier/forbrukerflaksibilitet/store-investeringer-i-stromnett/> (sjekket 13.05.2021).
- [100] Knut Hofstad. *hydrogendrivstoff*. I: *Store norske leksikon*. 31. jul. 2020. URL: <http://snl.no/hydrogendrivstoff> (sjekket 26.02.2021).
- [101] Odne Stokke Burheim. *Engineering Energy Storage*. Academic Press, 14. jul. 2017.
- [102] Battery University. *Types of Lithium-ion Batteries - Battery University*. Battery University. 11. feb. 2021. URL: https://batteryuniversity.com/learn/article/types_of_lithium_ion (sjekket 25.04.2021).
- [103] California Air Resources Board. *Advanced Clean Transit Battery Cost for Heavy-Duty Electric Vehicles (Discussion Draft)*. 14. aug. 2017. URL: https://ww3.arb.ca.gov/msprog/bus/battery_cost.pdf (sjekket 25.04.2021).
- [104] Harald Hoff. *Er nærmest sikret jobb: Norge mangler batteri-ingeniører som Ingvild*. 24. apr. 2021. URL: <https://e24.no/i/M3G0kr> (sjekket 20.05.2021).
- [105] Susanne Skjåstad Lysvold. *Freyr skal bygge batterifabrikk i Mo i Rana - vil trenge 1500 ansatte*. NRK. 10. apr. 2021. URL: <https://www.nrk.no/nordland/freyr-skal-bygge-batterifabrikk-i-mo-i-rana--vil-trenge-1500-ansatte-1.15445805> (sjekket 20.05.2021).
- [106] Ivar Gunvaldsen, Steinar Mathiesen og Knut A. Rosvold. *batteri*. I: *Store norske leksikon*. 24. jul. 2019. URL: <http://snl.no/batteri> (sjekket 19.03.2021).
- [107] Bjørn Pedersen. *reversibel*. I: *Store norske leksikon*. 9. apr. 2019. URL: <http://snl.no/reversibel> (sjekket 22.03.2021).
- [108] Charlie Storm Messel AS. *VERDT Å VITE OM LITIUM-ION BATTERIER (Li-Ion)*. 31. okt. 2019. URL: http://www.csmessel.no/services/New_Folder/S-219.pdf (sjekket 20.05.2021).
- [109] Store norske leksikon. *elbil*. I: *Store norske leksikon*. 4. jan. 2018. URL: <http://snl.no/elbil> (sjekket 22.03.2021).
- [110] Bjørn Pedersen. *kobolt*. I: *Store norske leksikon*. 30. mai 2019. URL: <http://snl.no/kobolt> (sjekket 19.05.2021).

- [111] Andrew Ulvestad. *A Brief Review of Current Lithium Ion Battery Technology and Potential Solid State Battery Technologies*. URL: <file:///Users/ragnhildskipevag/Downloads/Li-ion%20batterier.pdf> (sjekket 29.04.2021).
- [112] Svein Stølen. *Mest av hydrogen og helium - Kjemisk institutt*. mn.uio.no. 8. jul. 2011. URL: <https://www.mn.uio.no/kjemi/tjenester/kunnskap/om-periodesystemet/opprinnelse/opprinnelse-1-innledning.html> (sjekket 22.03.2021).
- [113] Per K. Kofstad og Bjørn Pedersen. *hydrogen*. I: *Store norske leksikon*. 30. nov. 2019. URL: <http://snl.no/hydrogen> (sjekket 01.03.2021).
- [114] UngEnergi. *Hydrogen | UngEnergi*. UngEnergi. 5. jan. 2021. URL: <https://ungenergi.no/energibaerere/ovrige-energibaerere/hydrogen/> (sjekket 24.03.2021).
- [115] Håvard Karoliussen. *FENX1001 Fornybar Energi grunnkurs: Brenselceller, Hydrogen som energibærer*. 2020.
- [116] Olje og energidepartementet og Oljedirektoratet. *Om kalkulatoren*. Norskpetroleum.no. 17. mai 2021. URL: <https://www.norskpetroleum.no/kalkulator/om-kalkulatoren/> (sjekket 17.05.2021).
- [117] Håvard Karoliussen og Odne Burheim. *FENX2011 Kjemisk Energiteknikk/Energilagring 1. Uke 5 Ideelle og reelle gasser, gasskonstant, van der Waals ligning og gassblandinger*. 1. des. 2020. (Sjekket 13.04.2021).
- [118] Bjørn Pedersen. *Johannes Diderik van der Waals*. I: *Store norske leksikon*. 26. feb. 2020. URL: http://snl.no/Johannes_Diderik_van_der_Waals (sjekket 14.04.2021).
- [119] Knut Hofstad. *hydrogenlagring*. I: *Store norske leksikon*. 8. jan. 2021. URL: <http://snl.no/hydrogenlagring> (sjekket 17.05.2021).
- [120] Florida Solar Energy Center. *Hydrogen Basics - Liquid Storage*. Florida Solar Energy Center. URL: <http://www.fsec.ucf.edu/en/consumer/hydrogen/basics/storage-liquid.htm> (sjekket 20.05.2021).
- [121] Mihai Ursan. *What is Boil-off?* Nov. 2011. URL: https://unece.org/DAM/trans/doc/2011/wp29grpe/LNG_TF-02-06e.pdf (sjekket 20.05.2020).
- [122] Åge Guiddingsmo og Nils H. Fløttre. *Hydrogen – lett og energirik*. NDLA. 31. okt. 2018. URL: <https://ndla.no/nb/subject:21/topic:1:183351/topic:1:191074/resource:1:4791?filters=urn:filter:671bd263-eee6-4c56-9e23-a6bbd3130f33> (sjekket 17.05.2021).
- [123] Norsk Hydrogenforum. *Monteringsfeil utløste Kjørbo-hendelsen*. Norsk Hydrogenforum. 1. jul. 2019. URL: <https://www.hydrogen.no/hva-skjer/aktuelt/monteringsfeil-utlost-kjorbo-hendelsen> (sjekket 17.05.2021).
- [124] Adolf Dr. Jörg mfl. *Shell hydrogen study. Energy of the future? Sustainable Mobility through Fuel Cells and H2*. 1. jan. 2017. URL: <https://www.shell.com/energy-and-innovation/the-energyfuture/future-transport/hydrogen.html> (sjekket 16.03.2021).
- [125] Fuel cells {and} hydrogen joint undertaking. *Hydrogen roadmap Europe*. Jan. 2019. URL: https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Hydrogen%20Roadmap%20Europe_Report.pdf.
- [126] YARA. *Ammoniakk*. Yara Norge. 28. mar. 2018. URL: <https://www.yara.no/kjemiske-og-miljomessige-losninger/prosesskjemikalier/ammoniakk/> (sjekket 20.05.2021).
- [127] Bjørn Pedersen. *Haber-Bosch-metoden*. I: *Store norske leksikon*. 27. des. 2020. URL: <http://snl.no/Haber-Bosch-metoden> (sjekket 15.04.2021).
- [128] Norsk Hydrogenforum. *Produksjon av grønn ammoniakk i Berlevåg*. Norsk Hydrogenforum. 15. okt. 2020. URL: <https://www.hydrogen.no/hva-skjer/aktuelt/produksjon-av-gronn-ammoniakk-i-berlevag> (sjekket 20.05.2021).

- [129] Ulf Blindheim. *cracking*. I: *Store norske leksikon*. 24. nov. 2018. URL: <http://snl.no/cracking> (sjekket 18.03.2021).
- [130] Norsk Hydrogenforum. *Her finner du hydrogenstasjonene i Norge*. Norsk Hydrogenforum. URL: <https://www.hydrogen.no/stasjoner/kart-over-stasjoner> (sjekket 10.05.2021).
- [131] Tesla. *Tesla Semi*. Tesla Semi. 2021. URL: <https://www.tesla.com/semi> (sjekket 18.05.2021).
- [132] ASKO. *ASKO lanserer verdens første hydrogendrevne lastebil*. ASKO. Jan. 2020. URL: <https://asko.no/nyhetsarkiv/asko-lanserer-verdens-forste-hydrogendrevne-lastebil/> (sjekket 18.03.2021).
- [133] banenor. *Nordlandsbanen - Bane NOR*. Bane NOR. URL: <https://www.banenor.no/Jernbanen/Banene/Nordlandsbanen/> (sjekket 18.05.2021).
- [134] Bane NOR. *Raumabanen - Bane NOR*. banenor. URL: <https://www.banenor.no/Jernbanen/Banene/Raumabanen/> (sjekket 18.05.2021).
- [135] Bane NOR. *Rørosbanen - Bane NOR*. banenor. URL: <https://www.banenor.no/Jernbanen/Banene/Rorosbanen/> (sjekket 18.05.2021).
- [136] Bane NOR. *Solørbanen - Bane NOR*. banenor. URL: <https://www.banenor.no/Jernbanen/Banene/Solorbanen/> (sjekket 18.05.2021).
- [137] Enova. *PILOT-E*. Enova.no. URL: <https://www.enova.no/pilot-e/> (sjekket 18.05.2021).
- [138] Enova. *Støtter oppdrettsnæringens første hydrogenbåt*. 14. jan. 2021. URL: <https://presse.enova.no/pressereleases/stoetter-oppdrettsnaeringens-foerste-hydrogenbaat-3064655> (sjekket 18.05.2021).
- [139] Kjetil Malkenes Hovland. *219 millioner fra Enova til hydrogen skip: – Akkurat den typen prosjekter vi ønsker*. e24. 17. des. 2020. URL: <https://e24.no/i/39B8P9> (sjekket 18.05.2021).
- [140] Martin Hirth mfl. *Hydrogen til hurtigbåter i Trøndelag*. 12. des. 2017. URL: <https://www.sintef.no/contentassets/7a7bf0e26fd44cbfb973dd47736b056a/20180102-forsyning-kainanlegg-sikkerhet-hydrogenhurtigbat-trondelag-v1.1.pdf>.
- [141] Tore Stensvold. *Norled skal bygge hydrogenferge nummer to*. Tu.no. 13. mai 2019. URL: <https://www.tu.no/artikler/norled-skal-bygge-hydrogenferge-nummer-to/465145> (sjekket 18.05.2021).
- [142] Andreas Askildsen. *Her kommer verdens første hydrogenferje til Norge*. Stavanger Aftenblad. 10. jan. 2021. URL: <https://www.aftenbladet.no/lokalt/i/7KVGeV/her-kommer-verdens-foerste-hydrogenferje-til-norge> (sjekket 18.05.2021).
- [143] Enova presse. *Neste år kan Finnøysambandet få hydrogenferje*. Mynewsdesk. 15. jan. 2021. URL: <https://presse.enova.no/news/neste-aar-kan-finnoeysambandet-faa-hydrogenferje-419032> (sjekket 18.05.2021).
- [144] Olje og energidepartementet. *Eksportverdier og volumer av norsk olje og gass*. Norskpetroleum.no. 18. mai 2021. URL: <https://www.norskpetroleum.no/produksjon-og-eksport/eksport-av-olje-og-gass/> (sjekket 18.05.2021).
- [145] Håvard Egge. *Hva er egentlig grått, grønt, blått og turkis hydrogen?* SINTEF. 2. apr. 2020. URL: <https://www.sintef.no/siste-nytt/2020/hva-er-egentlig-gra-gronn-bla-og-turkis-hydrogen/> (sjekket 20.05.2021).
- [146] Oljedirektoratet. *Eksportverdier og volumer av norsk olje og gass*. Norskpetroleum.no. 25. mar. 2021. URL: <https://www.norskpetroleum.no/produksjon-og-eksport/eksport-av-olje-og-gass/> (sjekket 13.04.2021).

- [147] Det kongelige olje-og energidepartement. *Meld.St.33: Langskip - fangst og lagring av CO₂*. 2019. URL: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-33-20192020/id2765361/?ch=1>.
- [148] CCS Norway. *Fangst: Norcem*. CCS Norway. URL: <https://ccsnorway.com/no/fangst-norcem/> (sjekket 19.05.2021).
- [149] CCS Norway. *Fangst: Fortum Oslo Varme*. CCS Norway. URL: <https://ccsnorway.com/no/fangst-fortum-oslo-varme/> (sjekket 19.05.2021).
- [150] Thomas Bedin og Ragnhild Kjeldsen. *Karbonets kretsløp*. NDLA. 15. apr. 2020. URL: <https://ndla.no/subject:3d9454e8-460e-42c7-8f28-71663fbbf6e6/topic:f604b380-5cdb-4227-885e-bc9b57cb3237/topic:aa019f6a-a569-4491-b0d2-c8d2df21733f/resource:b5625e7e-aedf-4c5a-ab09-a8db438896e6?filters=urn:filter:f18b0daa-6507-4025-8998-b8a11c8ccc70> (sjekket 19.05.2021).
- [151] CCS Norway. *CO₂ transport og lagring: Northern Lights*. CCS Norway. URL: <https://ccsnorway.com/no/transport-og-lagring-northern-lights/> (sjekket 13.05.2021).
- [152] DNV GL. *Potential for reduced costs for carbon capture, transport and storage value chains (CCS)*. 28. feb. 2020. URL: <https://ccsnorway.com/wp-content/uploads/sites/6/2020/07/Report-Cost-reduction-curves-for-CCS-Gassnova-version-2b-1.pdf>.
- [153] Valborg Lundegaard. *Q1 2021*. 4. mai 2021. URL: <https://www.akercarboncapture.com/globalassets/akercarboncapture/investors/quarterlyresults/2021/aker-carbon-capture-1q-2021.pdf>.
- [154] Kayfeci Muhammet og Bayat Mutlucan. *Hydrogen production cost: Hydrogen production*. 2019. URL: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/hydrogen-production-cost>.
- [155] Finansdepartementet. *CO₂-avgiften - regjeringen.no*. 10. jan. 2020. URL: <https://www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/skatter-og-avgifter/veibruksavgift-pa-drivstoff/co2-avgiften/id2603484/> (sjekket 15.03.2021).
- [156] Finansdepartementet. *Avgiftssatser 2021*. Regjeringen.no. Publisher: regjeringen.no. 7. okt. 2020. URL: <https://www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/skatter-og-avgifter/avgiftssatser-2021/id2767486/> (sjekket 02.03.2021).
- [157] Klima-og miljødepartementet. *Heilskapeleg plan for å nå klimamålet*. Regjeringa.no. Publisher: regjeringen.no. 8. jan. 2021. URL: <https://www.regjeringen.no/nn/aktuelt/heilskapeleg-plan-for-a-na-klimamalet/id2827600/> (sjekket 15.03.2021).
- [158] enerwe. *Hva er gassprisen?* Enerwe. Section: nyheter. 22. jan. 2019. URL: <https://enerwe.no/hva-er-gassprisen/167511> (sjekket 15.03.2021).
- [159] Tor Gunnar Tollaksen. *Gassmilliarder renner inn: – Godt nytt for Equinor og staten*. 29. jan. 2021. URL: <https://e24.no/i/zg4e99> (sjekket 15.03.2021).
- [160] Equinor. *Equinors resultater for fjerde kvartal og året 2020 - equinor.com*. Equinor. 10. feb. 2021. URL: <https://www.equinor.com/no/news/equinor-q4-2020-results.html> (sjekket 16.03.2021).
- [161] Kjersti Flugestad Eriksen og Ellen Synnøve Viseth. *Med lav oljepris kan 90.000 oljefjobber forsvinne innen 2030*. Tu.no. 12. feb. 2021. URL: <https://www.tu.no/artikler/med-lav-oljepris-kan-90-000-oljefjobber-forsvinne-innen-2030/506751> (sjekket 16.03.2021).
- [162] Hallgeir Horne og Jarand Hole. *Hydrogen i det moderne energisystemet*. Des. 2019. URL: https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_12.pdf (sjekket 09.02.2021).

- [163] Universitetet i Oslo. *Hydrogen og energi*. Periodesystemet. 18. feb. 2019. URL: <https://www.periodesystemet.no/grunnstoffer/hydrogen/artikler/hydrogen-og-energi.html> (sjekket 15.05.2021).
- [164] IRENA. *Hydrogen from renewable power*. 2018. URL: <https://www.irena.org/publications/2018/Sep/Hydrogen-from-renewable-power>.
- [165] Fuel Cells {and} Hydrogen Joint Undertaking. *State-of-the-art and Future Targets (KPIs)* | www.fch.europa.eu. Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. URL: <https://www.fch.europa.eu/soa-and-targets> (sjekket 18.05.2021).
- [166] V. Himabindu og S. Shiva Kumar. *Hydrogen production by PEM water elctrolysis - A review*. 29. mar. 2019. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2589299119300035>.
- [167] Nel. «Green hydrogen saves cash, webinar». Green hydrogen saves cash. Nelhydrogen.no, 23. okt. 2018. URL: <https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2020/03/CP-Green-Hydrogen-Saves-Cash.mp4> (sjekket 06.05.2021).
- [168] Multiconsult. *Thorud fikk solenergipris*. Multiconsult. 19. sep. 2019. URL: <https://www.multiconsult.no/thorud-fikk-solenergipris/> (sjekket 04.05.2021).
- [169] Energi og Klima. *Bjørn Thorud, Forfatter hos Energi og Klima*. Energi og Klima. URL: <https://energiogklima.no/author/bthorud/> (sjekket 04.05.2021).
- [170] SINTEF. *Steffen Møller-Holst - Bærekraftig energiteknologi - SINTEF Industri*. SINTEF. URL: <https://www.sintef.no/alle-ansatte/ansatt/> (sjekket 20.05.2021).
- [171] ONS. *Steinar Eikås*. ONS. URL: <https://www.ons.no/speakers/steinar-eikaas/> (sjekket 04.05.2021).
- [172] Hjernekraft fra Kjeller. *Hjernekraft fra Kjeller – Bjørn Gregert Halvorsen, NEL Hydrogen*. Hjernekraft fra Kjeller. URL: <http://www.hjernekraftfrakjeller.no/portfolios/bjorn-simonsen-nel-hydrogen/> (sjekket 04.05.2021).
- [173] SSB. *SSBs virksomhet*. ssb.no. URL: <https://www.ssb.no/omssb/om-oss> (sjekket 26.02.2021).
- [174] Regjeringen. *Avgiftssatser 2021*. 7. okt. 2020. URL: <https://www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/skatter-og-avgifter/avgiftssatser-2021/id2767486/> (sjekket 20.05.2021).
- [175] NIBIO. *Kilden - Arealinformasjon*. Kilden, gårdskart. URL: https://kilden.nibio.no/?lang=nb&topic=arealinformasjon&bgLayer=graatone_cache&layers_opacity=0.75,0.75&X=7080154.88&Y=290225.67&zoom=8.52635276809335&layers=eksterne_driftssenter,basis_kommunegrenser (sjekket 14.05.2021).

