

2019:01467 - Åpen

# Rapport

## Veikart for energi i Norge mot 2050

### Forfatter(e)

Linn Emelie Schäffer (SINTEF Energi), Eva Rosenberg (IFE), Paolo Pisciella (NTNU), Sigrid Damman (SINTEF), Kari Aa. Espegren (IFE), Marte Fodstad (SINTEF Energi), Ingeborg Graabak (SINTEF Energi), Gerardo Perez-Valdes (SINTEF), Eli Sandberg (SINTEF), Ulf Johansen (SINTEF), Pernille M. S. Seljom (IFE), Asgeir Tomasgard (NTNU)



**SINTEF Energi AS**

Analyse

2020-01-31

SINTEF Energi AS

Postadresse:  
Postboks 4761 Torgarden  
7465 Trondheim

Sentralbord: 45456000

energy.research@sintef.no

Foretaksregister:  
NO 939 350 675 MVA

# Rapport

## Veikart for energi i Norge mot 2050

EMNEORD:

Veikart  
Energi  
Verdiskaping  
CO<sub>2</sub>-utslipp

VERSJON

1.0

DATO

2020-01-31

FORFATTER(E)

Linn Emelie Schäffer (SINTEF Energi), Eva Rosenberg (IFE), Paolo Pisciella (NTNU), Sigrid Damman (SINTEF), Kari Aa. Espegren (IFE), Marte Fodstad (SINTEF Energi), Ingeborg Graabak (SINTEF Energi), Gerardo Perez-Valdes (SINTEF), Eli Sandberg (SINTEF), Ulf Johansen (SINTEF), Pernille M. S. Seljom (IFE), Asgeir Tomasgard (NTNU)

OPPDRA GSGIVER(E)

OPPDRA GSGIVERS REF.

PROSJEKTNR

502001265

ANTALL SIDER OG VEDLEGG:

80

SAMMENDRAG

For at Norge skal nå klimamålene i 2050 konkluderer dette veikartet med at:

- **Tilgang på fornybar kraft, hydrogen og biodrivstoff** er en forutsetning for å kunne avkarbonisere transport- og industrisektoren. Samtidig utgjør det en nøkkel til opprettholdelse av en høy økonomisk aktivitet.
- **Nasjonale bioressurser fra avfall og skog er ikke tilstrekkelig til å kunne avkarbonisere** de delene av energisystemet som det er vanskelig å elektrifisere. Det er behov for nye typer utnyttbar biomasse om nasjonalt produsert biodrivstoff skal spille en betydelig rolle i avkarboniseringen av norsk transport. Dette gjelder selv om transportbehovet holdes på 2015-nivå, og ikke økes slik som i Nasjonal transportplan.
- **Hydrogen fremstår som en sentral løsning** både for avkarbonisering av samfunnet og for verdiskaping med de alternativene vi kjenner i dag.

UTARBEIDET AV

Marte Fodstad

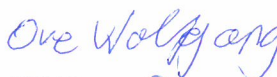
SIGNATUR



KONTROLLERT AV

Ove Wolfgang

SIGNATUR



GODKJENT AV

Knut Samdal

SIGNATUR



RAPPORTNR

2019:01467

ISBN

978-82-14-06244-1

GRADERING

Åpen

GRADERING DENNE SIDE

Åpen

# Historikk

---

VERSJON	DATO	VERSJONSBESKRIVELSE
1.0	2020-01-31	Første versjon

# Innholdsfortegnelse

<b>Sammendrag</b> .....	<b>5</b>
<b>1 Innledning</b> .....	<b>7</b>
1.1 Formål og struktur .....	7
1.2 Norges klimamål og status.....	7
1.2.1 Norske målsettinger og strategier i klimapolitikken .....	7
1.2.2 Status for norske utslippsreduksjoner.....	8
1.2.3 Global kontekst for norsk politikk .....	9
<b>2 Metode og scenarier</b> .....	<b>10</b>
2.1 Metodisk grunnlag .....	10
2.2 Fremtidsbilder av Norge som et lavutslippssamfunn .....	11
2.3 Våre hovedscenarier .....	12
<b>3 Økonomiske analyser</b> .....	<b>13</b>
3.1 Detaljering av scenariene for økonomiske analyser .....	13
3.2 Resultater fra økonomiske analyser .....	16
3.2.1 Verdiskaping i Industrisamfunnet.....	19
3.2.2 Verdiskaping i Tjenestesamfunnet .....	21
3.2.3 Verdiskapingsutvikling på lang sikt i Industri- og Tjenestesamfunnet .....	23
<b>4 Energisystemanalyser</b> .....	<b>25</b>
4.1 Detaljering av scenariene for energisystemanalysene .....	25
4.2 Hovedutvikling .....	27
4.2.1 CO <sub>2</sub> -utslipp .....	28
4.2.2 Hydrogen .....	30
4.2.3 Bioenergi.....	31
4.2.4 Sluttbruk av energi .....	33
4.3 Sektorvise resultater .....	34
4.3.1 Transport .....	34
4.3.2 Industri.....	40
4.3.3 Bygg .....	41
4.4 Elektrisk kraft .....	43
4.4.1 Kraftforbruk .....	43
4.4.2 Kraftproduksjon .....	44
4.4.3 Eksport/import .....	50
4.4.4 Kraftpriser .....	51
<b>5 Kvalitativ case-studie, hydrogen</b> .....	<b>55</b>

5.1	Hydrogen i internasjonale scenarier mot 2050 .....	55
5.2	Bruk av hydrogen som energibærer i dag.....	56
5.3	Planer og muligheter for ny produksjon i Norge .....	56
5.4	Drivere og barrierer .....	57
5.5	Hydrogens rolle mot 2050 .....	60
<b>6</b>	<b>Konklusjoner og anbefalinger .....</b>	<b>64</b>
6.1	Anbefalinger knyttet til hydrogen.....	66
<b>A</b>	<b>Modellbeskrivelser .....</b>	<b>68</b>
A.1	REMES .....	68
A.1.1	Regioner i REMES.....	69
A.2	TIMES-Norge .....	71
A.3	Samkjøringsmodellen.....	75
A.4	Modellinteraksjon TIMES-Norge – Samkjøringsmodellen .....	76
<b>B</b>	<b>Kvalitativ metode, delstudie på hydrogen .....</b>	<b>78</b>
B.1	Utforskende dokumentstudie.....	78
B.2	Semistrukturerte intervjuer .....	78
B.3	Deltakelse og presentasjoner fra aktuelle workshops.....	78
B.4	Nyheter og utspill i media .....	79
B.5	Analytisk perspektiv .....	79
B.6	Intervjuguide.....	80

## Sammendrag

Norge har vedtatt nasjonale klimamål om å bli et lavutslippssamfunn med utslippskutt på 80-95 prosent innen 2050, mens dagens regjering går inn for å øke ambisjonen til 90-95 prosent kutt. Avkarbonisering av energisystemet er avgjørende for å oppnå målet, mens hvordan det fremtidige energisystemet vil se ut foreløpig er uklart. I parallell med dette er opprettholdelse av norsk verdiskaping, fortrinnsvis også med vekst, en politisk ambisjon.

Transportsektoren, olje- og gassproduksjon og industri og bergverk sto i 2018 for omtrent 80 prosent av norske klimagassutslipp, og peker seg ut som sektorene som vil trenge størst omlegging. En omlegging av disse sektorene forventes å ha betydelige konsekvenser både for norsk økonomi og for det norske energisystemet.

Hovedkonklusjonene i veikartet er:

- **Tilgang på fornybar kraft, hydrogen og biodrivstoff** er en forutsetning for å kunne avkarbonisere transport- og industrisektoren. Samtidig utgjør det en nøkkel til opprettholdelse av en høy økonomisk aktivitet.
- **Nasjonale bioressurser fra avfall og skog er ikke tilstrekkelig til å kunne avkarbonisere** de delene av energisystemet som det er vanskelig å elektrifisere. Det er behov for nye typer utnyttbar biomasse om nasjonalt produsert biodrivstoff skal spille en betydelig rolle i avkarboniseringen av norsk transport. Dette gjelder selv om transportbehovet holdes på 2015-nivå, og ikke økes slik som i Nasjonal transportplan.
- **Hydrogen fremstår som en sentral løsning** både for avkarbonisering av samfunnet og for verdiskaping med de alternativene vi kjenner i dag.

Veikartet søker å belyse hvordan en lavkarbonfremtid kan påvirke økonomien, energi- og kraftsystemet i Norge. Dette gjøres gjennom analyser av to mulige fremtidsscenarioer, Industrisamfunnet og Tjenestesamfunnet. I begge scenariene antas betydelig reduksjon i klimagassutslipp nasjonalt og at det ikke lenger er etterspørsel etter olje globalt. De to scenariene holdes opp mot et Referansescenario hvor endringene fra nåsituasjonen er mindre. I Tjenestesamfunnet er norsk olje- og gass-sektor avvirket. I Industrisamfunnet er olje- og gass-sektoren vesentlig redusert og lagt om til miljøvennlig reformering av naturgass til hydrogen. For å opprettholde levestandarden for en økende befolkning og kompensere for bortfall av olje- og gassinntekter må andre deler av norsk næringsliv vokse. I Tjenestesamfunnet, antar vi en videreføring av nåværende trend med vekst i tjenestenæringene samtidig som nordmenn blir mer bevisste på å redusere sine utslipp av klimagasser og etterspør færre produkter og transporttjenester. I Industrisamfunnet derimot antar vi en endring i trenden, slik at det blir en vekst i industrisektoren samtidig som karbonfangst og lagring og hydrogenteknologi får et gjennombrudd.

Scenariene er analysert i de tre kvantitative modellene REMES, TIMES-Norge og Samkjøringsmodellen som representerer henholdsvis økonomien, energisystemet og kraftsystemet. Videre er det gjennomført en kvalitativ studie av muligheter, barrierer og omstillingspotensial knyttet til produksjon av hydrogen i Norge.

Øvrige konklusjoner fra arbeidet er:

- Trenden i utslippsreduksjonene er ikke tilstrekkelig til at vi når våre klimamål hverken i 2030 eller 2050, som vist i analysene av Referansescenariet.
- Det er betydelig usikkerhet om omfang og sammensetning av fremtidig energibruk.

- Energieffektivisering bidrar til å redusere etterspørselsveksten med 30-60 TWh i de ulike scenariene i 2050.
- Norge er avhengig av hydrogen i transportsektoren for å oppnå utslippsmålene i 2050 dersom det ikke skjer vesentlige gjennombrudd for andre teknologier.
- Teknologiutvikling er nødvendig for både batteriteknologi, hydrogen og biodrivstoff for å nå utslippsmålene.
- Landbasert vindkraft er den teknologien som gir mest ny kraftproduksjon, men det er likevel ikke behov for landbasert vindkraft ut over vedtatte konsesjoner på rundt 22 TWh før 2030 for å dekke årlig nasjonalt kraftbehov.
- Med en høy andel sol- og vindkraftproduksjon i Europa, og ytterligere nasjonal utbygging av ikke-regulerbare ressurser, vil den norske kraftprisen få en kraftig økning i både kortsiktig variabilitet, sesongvariasjon og variasjon mellom år.
- Utfasing av olje- og gassproduksjon og fossile drivstoff kan bremse den økonomiske veksten, både på grunn av direkteeffekten av inntektstap fra petroleumssektoren og på grunn av redusert tilgjengelighet på viktige innsatsfaktorer i andre sektorer.
- Økt tilgang på ren energi er en forutsetning for å opprettholde dagens økonomiske aktivitet.
- Pågående initiativer tilsier et stort potensial for hydrogenproduksjon mot 2030 og 2050.
- Flere anvendelsesområder for hydrogen er i fokus nå enn tidligere.
- Selv om kostnadene for hydrogenteknologi synker, gjenstår betydelige tekniske, økonomiske, og sosiale barrierer før hydrogen kan forventes å få stor-skala utbredelse.
- Hydrogen som energibærer er ved et kritisk vippepunkt. Bransjen er i utvikling, men det er behov for nasjonal koordinering for å utløse et marked og realisere omstillingspotensialet knyttet til norskprodusert hydrogen anvendt både hjemme og ute.

Konklusjonene, sammen med noen relaterte anbefalinger, er nærmere utdypet i siste kapittel.

Analyseforutsetninger og -resultater presenteres i kapittel tre – fem etter en innledende oversikt over norske klimamål og status.

# 1 Innledning

## 1.1 Formål og struktur

Formålet med denne rapporten er å vise hvordan en lavkarbonfremtid kan påvirke energisystemet og økonomien i Norge, og å gi anbefalinger om virkemidler i en norsk sosial og politisk kontekst. Rapporten bygger på et forskningsarbeid bestående av flere deler. Basert på statusen for norske utslipp og verdiskaping beskrives tre ulike hovedscenarier for utvikling mot 2050. Disse scenariene detaljeres og implementeres i to kvalitative analyser, én for økonomien samlet og én for energisystemet inkludert en detaljert analyse av kraftsystemet. Videre er det gjort en særskilt analyse av drivere og barrierer for utviklingen av norsk hydrogenproduksjon gjennom en kvalitativ analyse.

Innledningsvis gis en oppsummering av Norges klimamål og utslippsstatus per 2019. Deretter presenteres metodene og strukturen for arbeidet, før motivasjonen og hovedlinjene for de tre scenariene gis i kapittel 2. Kapittel 3 og 4 tar for seg henholdsvis analysene av økonomien og energisystemet, ved først å utdype scenariobeskrivelsene slik de er implementert i hver analyse for deretter å gjennomgå resultatene. Kapittel 5 går dypere inn på drivere og barrierer for utviklingen av hydrogensektoren i Norge. For utvalgte tema er komplementerende informasjon basert på eksterne kilder sammenfattet i informasjonsbokser som er gitt med blå bakgrunn. Sentrale funn for de ulike delene av arbeidet er fremhevet med grå bakgrunn i starten av aktuelle delkapitler i kapittel 3-5. Avslutningsvis oppsummeres sentrale konklusjoner fra alle deler av arbeidet, samt anbefalinger særlig knyttet til den grundigere studien av hydrogensektoren.

## 1.2 Norges klimamål og status

### 1.2.1 Norske målsettinger og strategier i klimapolitikken

Gjennom Klimaloven (*Lov om klimamål, LOV-2017-06-16-60*) er det vedtatt mål for reduksjon i klimagassutslipp i Norge. Der heter det i §3 "Målet skal være at utslipp av klimagasser i 2030 reduseres med minst 40 prosent fra referanseåret 1990." og i §4 blant annet "Målet skal være at klimagassutslippene i 2050 reduseres i størrelsesorden 80 til 95 prosent fra utslippsnivået i referanseåret 1990."

Klimaloven spesifiserer fem prioriterte innsatsområder for Norges klimaarbeid, basert på strategien som er nedfelt i *Ny utslippsforpliktelse for 2030 – en felles løsning med EU (Meld. St.13, 2014-2015)*:

- Reduksjon av utslipp fra transportsektoren
- Lavutslipps teknologier for industrien
- Karbonfangst og -lagring (CCS)
- Styrke Norges rolle som leverandør av fornybar energi
- Miljøvennlig skipsfart

Dagens regjering har i tillegg gått inn for å øke ambisjonsnivået for klimagassutslipp, til en reduksjon på 90-95 % innen 2050, samtidig som man vil kutte 45 % av de ikke-kvotepålagte utslippene og øke samarbeidet for å bidra til å redusere utslipp utenfor Norge, blant annet gjennom Regnskogsfondet.<sup>1</sup> Norske utslipp fra kvotepålagt sektor inngår i felles kvotehandelssystem med EU, forankret i EØS-avtalen. Ordningen skal sørge for at kvotepålagte utslipp innenfor systemet reduseres med 43 % fra 2005 til 2030.

---

<sup>1</sup> "Granavolden-plattformen", av januar 2019:

<https://www.regjeringen.no/contentassets/7b0b7f0fcf0f4d93bb6705838248749b/plattform.pdf>

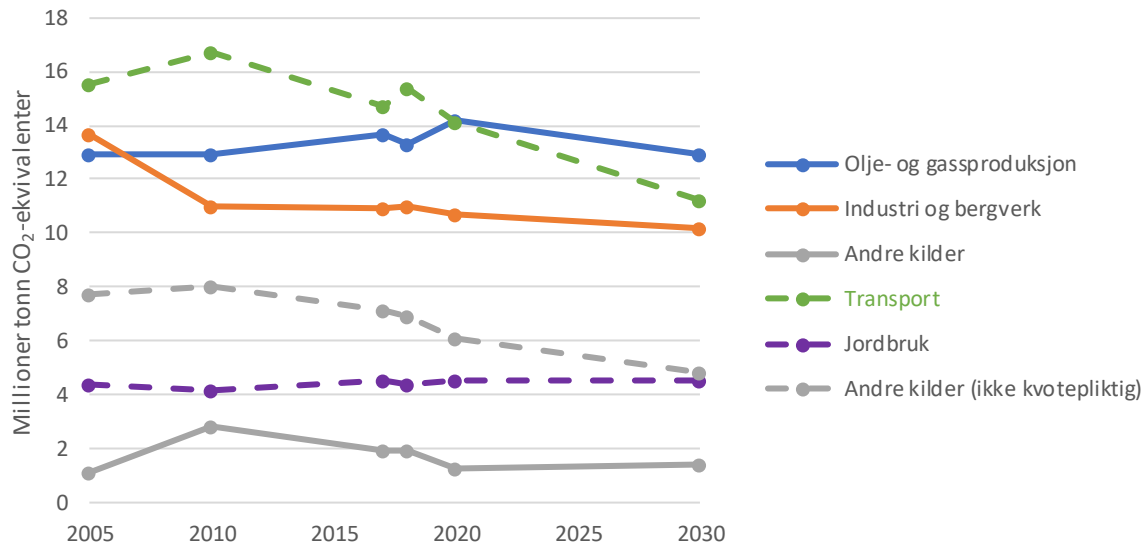


## 1.2.2 Status for norske utslippsreduksjoner

Da Klimaloven trådte i kraft, 1.januar 2018, ble det også etablert en teknisk komité ledet av Miljødirektoratet, som fortløpende skal vurdere tiltak og måle fremgangen i arbeidet med å nå klimamålene. Det skal utarbeides en årlig rapport, som redegjør for utviklingen i utslipp og opptak av klimagasser og beskriver hvordan Norge kan nå klimamålene.

Den nasjonale rapporten for 2018 viser at det er gjort betydelige fremskritt i arbeidet med å redusere klimagassutslipp i ikke-kvotepiktig sektor. Likevel er det fortsatt et gap mellom oppnådde utslippskutt og det utslippsbudsjettet som er satt gjennom *Ny utslippsforpliktelse for 2030 – en felles løsning med EU*. Den oppdaterte fremskrivingen for 2021-2030, basert på nasjonalbudsjettet for 2019, viser at det er behov for tilleggstilstand tilsvarende 18,8 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter gjennom tiårsperioden.<sup>2</sup> Selv om dagens politiske ambisjoner og målsetninger nås og man i tillegg supplerer med mulige tiltak som tidligere er identifisert og vurdert til å ha en samfunnsøkonomisk kostnad under 500 kr/tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter, vil det fortsatt være et gap på mer enn 16 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter gjennom tiårsperioden. I februar 2020 legges Miljødirektoratet frem Klimakur 2030, en rapport hvor tiltak og virkemidler for å nå 50 prosent reduksjon i ikke-kvotepiktig sektor innen 2030 skal presenteres.

Figur 1 viser historiske og fremskrevne utslipp fordelt på sektorer, når dagens innretning av klimapolitikken er lagt til grunn. Videre er fremskrivingene basert på forventet utvikling i befolkningsvekst, økonomisk vekst og teknologisk utvikling. Det er særlig de kvotepiktige sektorene olje- og gassproduksjon og industri og bergverk, samt den ikke-kvotepiktige sektoren transport som trenger betydelige omlegginger for at Norge skal bli et lavutslippssamfunn.



**Figur 1 Norges klimagassutslipp i millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter. Ikke kvotepiktige sektorer stiplet. Basert på tall fra Nasjonalbudsjettet 2020 og Miljødirektoratets fremskriving i klimalovrapporteringen for 2018.**

2030-målet om 45 % reduksjon i ikke-kvotepiktig sektor skal nås med hovedvekt på innenlandske utslippsreduksjoner, og utslippene fra transportsektoren skal halveres. Det er etablert en Nasjonal plan for grønn skipsfart, og en Nasjonal plan for infrastruktur for alternative drivstoff, og det knytter seg forventninger til den helhetlige hydrogenstrategien som skal legges frem innen utgangen av 2019.

<sup>2</sup> Miljødirektoratet (2018). Beskrivelse av klimatiltak inkludert i klimalovrapporteringen for 2018.

<https://www.miljodirektoratet.no/globalassets/dokumenter/klima/klimatiltak-klimalovrapportering2018.pdf#page=3>

Miljødepartementets fremskriving tilsier at det er behov for en mer aktiv politikk og/eller nye tiltak fremover, spesielt for transportsektoren, som står for omtrent 60 % av de ikke-kvotepliktige utslippene i Norge.

### 1.2.3 Global kontekst for norsk politikk

Klimaendringene vies også betydelig oppmerksomhet globalt, med IPCC<sup>3</sup> sitt arbeid for å belyse temaet vitenskapelig og FNs årlige klimatoppmøter for å drive frem klimapolitikken globalt som synlige og sentrale institusjoner. Klimautfordringene understrekes gjennom IPCC sin spesialrapport om 1,5°C global oppvarming, som setter søkelys på konsekvenser som kan og bør unngås ved å begrense oppvarmingen til 1,5°C, i stedet for 2°C. Ifølge IPCC vil utslippsbaner som reflekterer de nasjonale ambisjonene i Parisavtalen ikke begrense oppvarmingen til 1,5°C, selv om man supplerer med sterkt økende utslippsreduksjoner etter 2030.<sup>4</sup>

EUs *A Clean Planet for All*, etablerer en "strategisk visjon" om nullutslipp innen 2050. Dette innebærer blant annet at EU årlig vil bruke 2,8 % av sitt bruttonasjonalprodukt (eller mellom 175 og 290 milliarder euro) til investeringer i energisystemet. For 2030 tilsier fremskrivingene at EU vil overoppfylle dagens mål om reduksjon på 40 %.<sup>5</sup> Strategiske fokusområder inkluderer energieffektivisering, fornybar energi, mobilitet, industri og sirkulær økonomi, nettverksinfrastruktur og -forbindelser, bioøkonomi og karbonsluk, og CCS. Et nøkkelbudskap er at "net zero" er både nødvendig og mulig, og vil også gi en sterkere, modernisert økonomi.

Mens EUs strategi bærer preg av en bred og integrert tilnærming til klima og energi har det vært en større avstand mellom politikk-områdene i Norge. Energimeldingen av 2016 (*Kraft til endring – Energipolitikken mot 2030 (Meld. St. 25 (2015–2016))*) har blitt kritisert for å ikke adressere sammenhengen mellom energi, klima og industriutvikling i tilstrekkelig grad.

---

<sup>3</sup> IPCC: Intergovernmental Panel on Climate Change, FNs klimapanel

<sup>4</sup> IPCC (2018). Global Warming of 1.5o C. Summary for policy makers. Special Report from the IPCC. [https://report.ipcc.ch/sr15/pdf/sr15\\_spm\\_final.pdf](https://report.ipcc.ch/sr15/pdf/sr15_spm_final.pdf)

<sup>5</sup> European Commission (2018). IN-DEPTH ANALYSIS IN SUPPORT OF THE COMMISSION COMMUNICATION COM(2018) 773. Clean Planet for all. A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy. <https://euagenda.eu/publications/a-clean-planet-for-all-a-european-long-term-strategic-vision-for-a-prosperous-modern-competitive-and-climate-neutral-economy>

## 2 Metode og scenarier

Grunnlaget for dette veikartet er utviklet gjennom en tverrfaglig studie i flere deler der de omtalte fremtidsscenariene har en koordinerende rolle på tvers av de ulike delene. I dette kapittelet omtales de ulike delene og deres innbyrdes forhold til hverandre først, før motivasjonen og hovedlinjene for scenariene beskrives.

### 2.1 Metodisk grunnlag

Dette veikartet baserer seg på analyseresultater fra tre hoveddeler:

- 1) Analyse av norsk økonomi
- 2) Analyse av Norges energi- og kraftsystem
- 3) Case-studie om drivere og barrierer for hydrogen i Norge

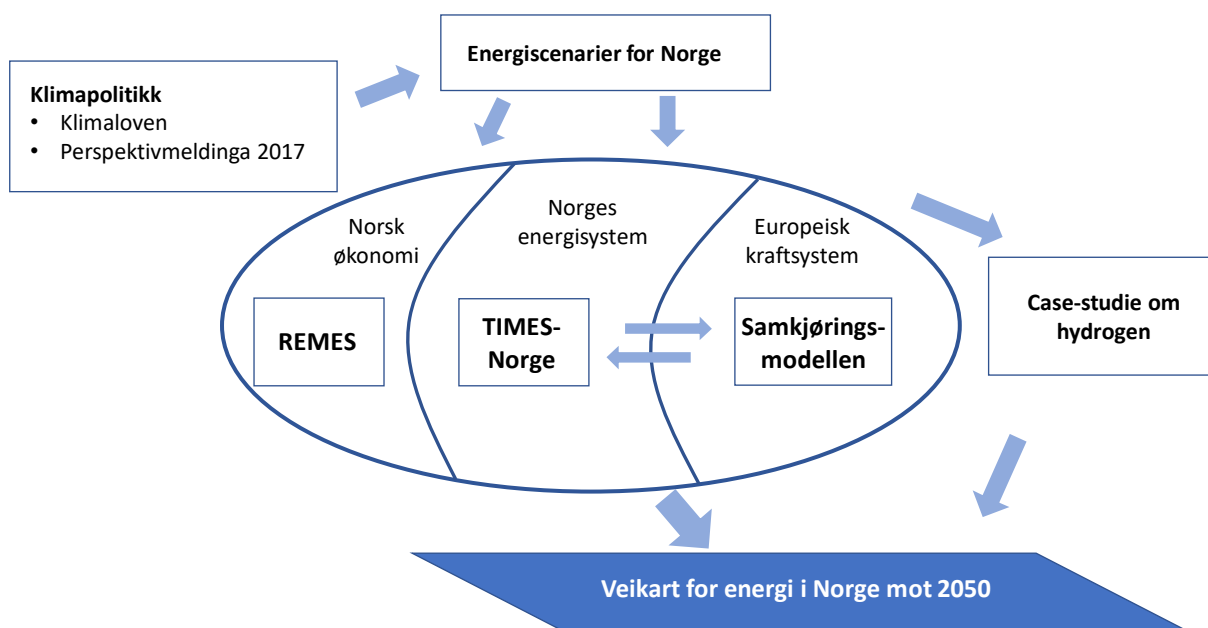
Disse introduseres kort her, og presenteres nærmere i hver av de tre påfølgende kapitlene. De to førstnevnte delene er kvantitative analyser av tre felles overordnede fremtidsscenarier som beskrives i påfølgende delkapitler. Figur 2 illustrerer gangen i arbeidet som har ført frem til veikartet.

Analysen av økonomien bruker modellen REMES. Dette er en fler-regional numerisk generell likevektsmodell (Computable General Equilibrium - CGE) som representerer norsk økonomi med særlig vekt på sammenhengen mellom økonomien og energisystemet. Modellen bruker statistiske data fra SSB fra 2007 som referanse for sine analyser. En nærmere beskrivelse finnes i vedlegg A.1.

Analysen av energisystemet bruker de to modellene TIMES-Norge og Samkjøringsmodellen som begge har tekno-økonomisk optimering som underliggende metoder. De to modellene utfyller hverandre ved at TIMES-Norge favner alle energibærere i Norge mens Samkjøringsmodellen har en detaljert modellering av det elektriske kraftsystemet. Da det norske kraftsystemet er tett integrert med kraftsystemet i resten av Europa representerer Samkjøringsmodellen hele Europa. De to modellene kjøres i et toveis sammenkoblet oppsett. Samkjøringsmodellen får kraftetterspørsel og kapasitet for kraftproduksjon og transmisjon i og til/fra Norge fra TIMES-Norge, mens TIMES-Norge får kraftpriser for landene omkring Norge samt en ukentlig kapasitetsfaktor for vannkraftproduksjon. Et slikt sammenkoblet modelloppsett gir mer konsistente analyser av energisystemet og kraftsystemet enn det separate modellkjøringer med hver enkelt modell ville gitt. De to modellene og interaksjonen mellom dem er nærmere beskrevet i vedlegg A.2-A.4.

På grunn av den store usikkerheten rundt fremtidig utvikling og aksept for hydrogen-baserte løsninger, inkluderer arbeidet med veikartet en kvalitativ studie rundt muligheter, barrierer og omstillingspotensialet til hydrogen. Her trekker man veksler på ulike både skriftlige og muntlige kilder som grunnlag for å analysere utviklingen i hydrogennæringen i et sosioteknisk transisjonsperspektiv. Metoden er nærmere beskrevet i vedlegg B.

De tre analyserte domene, økonomi, energi og hydrogen er sterkt overlappende, samtidig som analysemetodene er ulike. Dette har konsekvenser både for behandlingen av analyseforutsetninger og resultater. De to kvantitative arbeidene analyserer begge de samme tre hovedscenariene som beskrives på påfølgende delkapittel. Dog, på grunn av ulikhetene i metode og hvilke forhold som representeres i modellene er den detaljerte spesifikasjonen av scenariene tilpasset hver av modellene og derfor gjengitt i de tilhørende kapitlene i rapporten. Dessuten, overlappende analysedomener kombinert med ulike analysemetoder kan gi ulike resultater innenfor ett og samme tema. Dette er et uttrykk for den iboende kompleksiteten i analyser av store systemer, ved at hvilke forhold som vektlegges i ulike analyser og metoder kan være utslagsgivende for resultatene. Mens kapitlene for hver delanalyse søker å gi et helhetlig overblikk over resultatene fra hver analyse er det for konklusjonene i siste kapittel vektlagt å peke på forhold som er robuste på tvers av delanalysene.



Figur 2 Analyseprosessen bak veikartet

## 2.2 Fremtidsbilder av Norge som et lavutslippssamfunn

Scenariene som beskrives i dette veikartet tar sikte på å beskrive helhetsbilder, hvor alle sektorer belyses. Dog legger beskrivelsene hovedvekten på sektorer med en betydelig innvirkning på energisystemet og norsk verdiskaping. Det er mange usikre faktorer for utviklingen frem mot 2050. Målet med scenariene er ikke å beskrive de mest sannsynlige fremtidssituasjonene, men snarere å spenne ut et spekter av mulige "bilder" av hvordan Norge kan utvikles til et lavutslippssamfunn.

Primærmålet for veikartet er å belyse fremtidssituasjoner med betydelig reduksjon i klimagassutslipp i Norge. Vi har derfor ikke fokusert på hvordan Norge kan bidra til utslippskutt i andre land, for eksempel gjennom kvotekjøp eller regnskogfondet. Dette betyr ikke at Norge sees isolert fra omverdenen, men derimot at sentrale karaktertrekk ved scenariene drives av nasjonale forhold.

Våre valg av hovedscenarier er motivert av status for norske klimagassutslipp og derav behov for omstilling. Transportsektoren, olje- og gassproduksjon og industri og bergverk sto i 2018 for 82 % av norske klimagassutslipp<sup>6</sup> og peker seg ut som sektorene som vil trenge størst omlegging. Mens olje- og gassektoren ifølge Miljødirektoratets fremskrivninger fra 2014 forventes å ha en avtagende aktivitet med en drøy halvering av utslippene til 2050 viste fremskrivingene et betydelig behov for virkemidler og tiltak i industri og transport for at Norge kan bli et lavutslippssamfunn i 2050. Selv om Miljødirektoratets oppdaterte fremskrivninger til 2030, som gjengitt i Figur 1, viser en mer optimistisk trend for transportsektoren konkluderer de fortsatt med behov for ytterligere tiltak. En omlegging av disse sektorene kan forventes å ha betydelige konsekvenser også for det norske energisystemet gjennom endrede etterspørselsmønstre både i form av substitusjon mellom energibærere og endring i kvantum. Alternativer for omstilling i industri og transport sammen med redusert aktivitet i olje- og gassektoren er derfor sentrale karaktertrekk ved våre scenarier.

I parallell med arbeidet for reduserte klimagassutslipp er økonomisk vekst en politisk ambisjon. Dette fremkommer gjennom forutsetningen om en gjennomsnittlig vekst i BNP på 0,8 % per innbygger til 2060 i Perspektivmeldinga 2017. Tatt i betraktning at det er stor spredning i energiintensiteten for ulike sektorer, fra

<sup>6</sup> SSBs statistikkbank, <https://www.ssb.no/klimagassn>

2 GWh/mrd NOK i finanssektoren til over 743 GWh/mrd NOK i metallproduksjon<sup>7</sup>, vil måten denne verdiskapingen realiseres på ha stor virkning på energisystemet. Ulike utviklingsretninger i norsk verdiskaping er derfor vektlagt i våre scenarier.

### 2.3 Våre hovedscenarier

Vi har tre hovedscenarier som beskriver ulike fremtidssituasjoner for norsk verdiskaping: "Industrisamfunnet" (IND), "Tjenestesamfunnet" (TJEN), og som et referansepunkt for analysene beskriver "Referansescenariet" (REF) en situasjon hvor endringene fra dagens situasjon er mindre enn i de to hovedscenariene.

Industrisamfunnet og Tjenestesamfunnet tar begge som utgangspunkt at Norge og resten av verden har utviklet seg til et lavutslippssamfunn og at det ikke lengre er etterspørsel etter olje. Norsk olje- og gasssektor er avviklet i Tjenestesamfunnet. I Industrisamfunnet er oljesektoren avviklet mens gass kan reformeres til til miljøvennlig hydrogen ved hjelp av CCS-teknologi.

Andre deler av norsk næringsliv må vokse dersom levestandarden skal opprettholdes. Dette både for å kompensere for forventet økning av antall innbyggere i Norge og for å kompensere for bortfall av olje- og gassinntekter. Siden midt på 1900-tallet har Norge hatt en kraftig vekst i tjenestenæringer og svak reduksjon i industrisektoren. I Industrisamfunnet antar vi en endring i denne trenden, slik at det blir en vekst i industrisektoren. I Tjenestesamfunnet derimot, antar vi en videreføring av trenden med vekst i tjenestenæringer samtidig som nordmenn er bevisste på å redusere sine utslipp av klimagasser og etterspør færre produkter og transporttjenester.

I takt med antagelsen om at hydrogensektoren har fått et gjennombrudd støttet av CCS-teknologi i Industrisamfunnet, antas hydrogen å ha en sentral rolle i transportsektoren i dette scenariet. I Tjenestescenariet står derimot biodrivstoff mest sentralt som supplement til elektrisitet i transportsektoren.

Alle tre scenarier forutsetter en befolkningsutvikling i henhold til SSBs hovedalternativ<sup>8</sup> til 6,7 millioner i 2050. Referansescenariet har ikke, i motsetning til de to andre, betydelig reduksjon av klimagassutslipp som en forutsetning.

---

<sup>7</sup> Foreløpige tall for 2018 fra SSBs statistikkbank

<sup>8</sup> SSBs hovedalternativ omtales gjerne som "MMMM-alternativet". SSB publiserer befolkningsfremskrivninger omtrent hvert annet år, og vi har basert oss på fremskriving fra 2016. I 2018 ble befolkningsfremskrivningen noe nedjustert

### **3 Økonomiske analyser**

I dette kapitlet presenteres scenarioforutsetninger og resultater fra analyser av norsk økonomi basert på modellen REMES. En mer detaljert beskrivelse av modellen er gitt i vedlegg A.1.

#### **3.1 Detaljering av scenariene for økonomiske analyser**

De tre ulike scenariene og variantene av disse, er implementert i REMES ved å skattlegge aktørene i modellen slik at spesifikke fremtidige mål for økonomien realiseres. Skatt brukes for eksempel for å fase ut teknologier og sektorer helt eller delvis i tråd med scenariobeskrivelsene. I tillegg oppretter vi nye industrier og teknologier som ikke finnes i dagens økonomiske datagrunnlag fra SSB. Dette tilsvarer strukturelle endringer i økonomien ved ny teknologi, teknologiforbedringer eller livsstilsendringer. Vi skiller mellom tre hovedtyper av forutsetninger som har blitt benyttet i scenariene: produksjon, utenrikshandel og nye teknologier. Detaljene for de ulike forutsetningene finner man i

Tabell 1. I alle scenariene antas det at arbeidskraft, bespareelsesnivå og overføringer øker proporsjonalt med befolkningsvekst. Under Referansescenariet bruker vi en ekstraantagelse om halvering av aktivitetsnivået på papirprodukter.

Målet med produksjonsforutsetningene er å kunne styre størrelsen på enkeltsektorer i fremtiden. Begrunnelsen for å styre sektorers fremtidige størrelse i modellen kan i tillegg til scenariodefinsjonene, være at naturgitte forutsetninger setter begrensinger, for eksempel som ved papir som ikke er brukt i økonomien i samme grad som i fortiden. Men det kan også være fordi størrelsen på sektorer må begrenses om klimamålene for 2050 skal innfris. I REMES oppnås dette ved at vi skattlegger sektorer som produserer klimautslipp med mål om å fase ut eller redusere aktivitetsnivået. Dette er for eksempel sektorer som produserer fossile drivstoff, utvinner olje og gass eller raffinerer fossile ressurser.

Et viktig aspekt ved analysen er at vi innfører hydrogen og karbonfangst som nye teknologier som støtter økonomiske aktiviteter i fremtiden. Disse teknologiene er modellert som sektorer som ikke er aktive i økonomien i dag. Når lignende produkter i økonomien blir relativt dyre blir disse nye teknologiene aktive og brukt av andre sektorer som innsatsfaktorer.

Handelsforutsetningene inkluderes i scenariene fordi de inkluderer eksogene faktorer som ligger utenfor modellens virkeområde som likevel bør tas med i vurderingene rundt fremtidig utenrikshandel. Et eksempel på handelsbegrensinger er oljeeksporten som reduseres i scenariene samt den totale mengden eksport av sjø- og rørtransport som vil ha fysiske eller praktiske begrensinger. Reduksjon av olje- og gasseksport oppnås ved bruk av skatt som igjen fører til høyere eksportpris og redusert etterspørsel. Også import av fossile drivstoff gjøres mindre attraktivt ved bruk av skatt. Handel med kraft har ikke noen begrensning hverken på import eller eksportsiden.

En likevektsmodell som REMES er i stor grad definert gjennom de relasjonene som finnes i dagens økonomi. Hydrogenproduksjon basert på kraft og gass som selges som drivstoff til transportsektoren i Norge har et svært lite omfang i dag og finnes derfor ikke i historiske data. Derfor legges nye teknologier til i REMES som forventes å spille en rolle fremover mot 2050. Hydrogenproduksjon er et eksempel på en "Ny" teknologi i datagrunnlaget, en annen er CCS-teknologi.

Tabell 1 Implementasjon av scenariene i REMES

	Referansescenariet	Industrisamfunnet	Tjenestesamfunnet
		Hydrogen sektoren antatt å tilsvare ca. 50% av verdiskaping fra olje og gass i 2007	Tjenesteytende næringer antatt å tilsvare ca. 50% av verdiskaping fra olje og gass i 2007
<b>PRODUKSJONS-FORUTSETNINGER</b>			
<b>Fossile drivstoff</b>	-	Ikke over 7% av 2007-nivå	Ikke over 1% av 2007-nivå
<b>Oljeraffineri</b>	-	Ikke over 1% av 2007-nivå	Ikke over 1% av 2007-nivå
<b>Utvinning av naturgass</b>	-	Må brukes med karbonfangst	Ikke over 1% av 2007-nivå
<b>Kullutvinning</b>	-	Ikke over 2007-nivå	Ikke over 2007-nivå
<b>Produksjon av papir og papirprodukter<sup>9</sup></b>	Ikke over 50% av 2007-nivå	Ikke over 50% av 2007-nivå	Ikke over 50% av 2007-nivå
<b>Kraftproduksjon</b>	-	R1: <sup>10</sup> ≤70% øking R2: ≤40% øking R3: ≤190% øking R4: ≤130% øking R5: ≤400% øking	R1: ≤70% øking R2: ≤40% øking R3: ≤190% øking R4: ≤130% øking R5: ≤130% øking
<b>HANDELS-FORUTSETNINGER</b>			
<b>Import</b>	-	Høy skatt på import av fossile drivstoff	Skatt på import av fossile og biodrivstoff
<b>Eksport</b>	-	Norsk hydrogen blir betydelig etterspurt fra utlandet	Norske tjenester blir i større grad etterspurt i utlandet
<b>Eksport av petroleumsprodukter</b>	-	Ikke over 1% av 2007-nivå	Ikke over 1% av 2007-nivå
<b>Eksport av gassprodukter</b>	-	Ikke over 1% av 2007-nivå	Ikke over 1% av 2007-nivå
<b>NYE TEKNOLOGIER</b>			
<b>Ny CCS industri basert på naturgass</b>	-	127% påslag på naturgassprisen	-
<b>Naturgasskonsumerende sektorer</b>	-	Strukturell endring som krever bruk av CCS	-
<b>Ny hydrogenindustri basert på gass eller kraft</b>	-	Kun inkludert i dette scenariet	-
<b>Nye energibærere i transportsektoren</b>	-	Hydrogen kan benyttes i sjø- og landtransport	Biodrivstoff og kraft brukt i sjø- og i landtransport

<sup>9</sup> Produksjon av papir og papirprodukter er begrenset for å reflektere de betydelige endringene sektoren har gjennomgått fra referansepunktet i 2007 til 2019.

<sup>10</sup> R for "region", som tilsvare prisområdene i det norske kraftsystemet

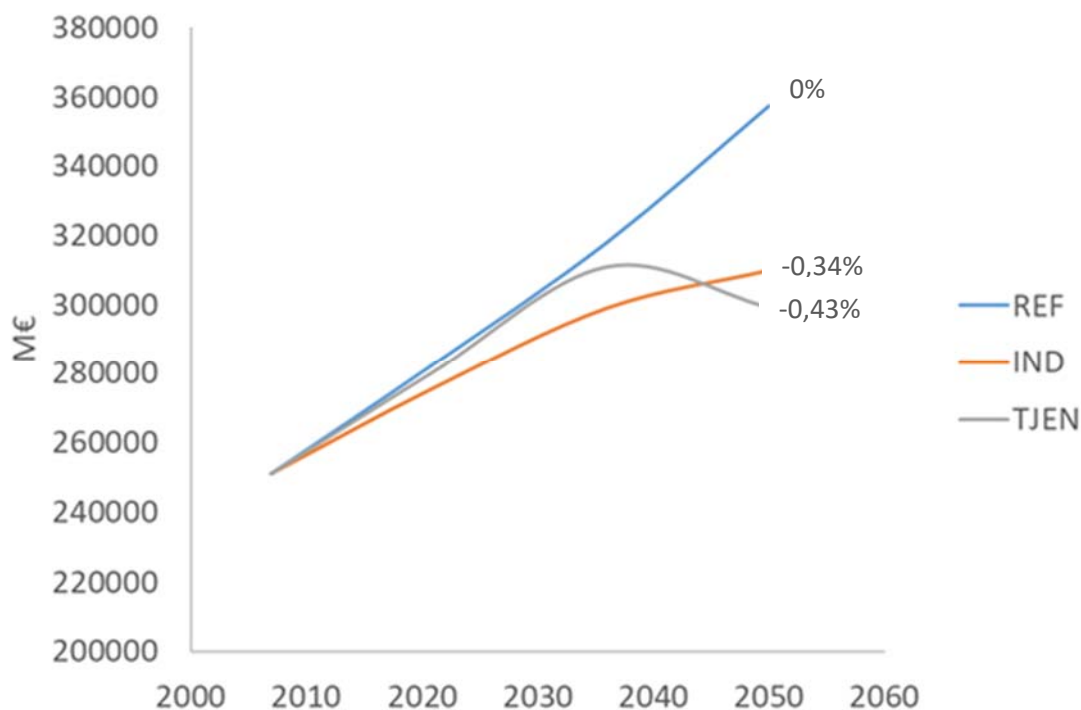


## 3.2 Resultater fra økonomiske analyser

### Hovedfunn

- Utfasing av olje- og gassproduksjon og fossile drivstoff, som en viktig innsatsfaktor i mange næringer, kan bremse den økonomiske veksten. Det er krevende å finne en erstatningsteknologi som kan ta rollen til olje- og gassektoren. Både hydrogen, kraft og biodrivstoff kan være del av løsningen, men hydrogen har i våre analyser vist størst virkning på verdiskapingen gjennom sitt eksportpotensiale og ved å skape ringvirkninger til andre nasjonale næringer. Hydrogen fra naturgass med CCS sikrer fortsatt verdi fra sokkelen. Kostnader til kraft og CCS er en begrensende faktor for ytterligere verdiskaping fra hydrogen.
- Økt tilgang på ren energi er en forutsetning for å opprettholde dagens økonomiske aktivitet. Tilgangen på ren energi begrenser veksten i Industrisamfunnet. Ved dagens næringsstruktur vil også vekst i tjenesteytende sektorer begrenses av tilgangen til ren energi, gjennom sin avhengighet av industriprodukter og industriens etterspørsel etter tjenester. Skal Tjenestesamfunnet oppnå samme vekst som Industrisamfunnet kreves strukturendringer i økonomien som frikobler tjenester fra industrietterspørsel og energikonsum i større grad enn det vi ser i dag.
- Kraftprisene øker i våre økonomiske analyser fordi elektrisitet er brukt som potensiell erstatningsfaktor i alle næringer som ikke har tilgang til fossile drivstoff og som en innsatsfaktor til hydrogenproduksjon. Hvis samfunnet velger å produsere hydrogen i storskala og har som mål å erstatte halvparten av det økonomiske verdiskapingstapet fra olje og gass med verdi fra utslippsfritt hydrogen, kommer kraftetterspørselen til å øke kraftig. Det er derfor viktig å forsterke kraftsystemet nok til å takle fremtidens kraftetterspørsel fra sektorer som ikke kan få tilgang til konvensjonelle drivstoff.
- Redusert tilgjengelighet på drivstoff og økning i kraftpris har en negativ påvirkning på kraftintensiv industri. Kraftintensive industrier reduserer sin verdiskaping fordi fossile drivstoff ikke er tilgjengelige og kraft og biodrivstoff ikke klarer å dekke energibehovet alene. I tillegg øker prisene på både kraft og biodrivstoff i våre økonomiske analyser. Dette reduserer eksporten av noen industrielle produkter. Resultatet er potensielt en høyere pris på både kraft og drivstoff, som fører til en dyrere produksjonsprosess i kraftintensive næringer. Som resultat får disse næringene en nedgang i verdiskaping og får derfor et sterkt insentiv for å hente ut eventuelle energieffektiviseringspotensialer.

Det mest brukte målet for å synliggjøre et lands økonomiske utvikling er bruttonasjonalprodukt (BNP). Veksten i bruttonasjonalprodukt for Referansescenariet følger forutsatt befolkningsvekst fra hovedalternativet i SSB sin befolkningsfremskriving. Produktivitetsvekst er implisitt vurdert i modellen for å oppnå 0% vekst i BNP pr. capita. I tillegg til at vi har resultater for basisåret 2007, inkluderer REMES-modellen tre fremtidige år: 2021, 2036 og 2050.



**Figur 3 Sammenligning av BNP-utvikling i de ulike scenariene (i M€). BNP-vekst pr capita i 2050 relativt til 2007 står ved angitt ved hver kurve.**

Figur 3 viser utviklingene i BNP for de tre scenariene. Hovedtrekkene er at Referansescenariet og Tjenestesamfunnet har nokså lik utvikling mot 2036, mens Industrisamfunnet vokser mindre. Etter denne perioden klarer ikke Tjenestesamfunnet å følge samme BNP-utvikling som Referansescenariet. Hovedgrunnen er begrensinger som legges på fossile drivstoff og tilgjengelige energiprodukter som kull og kraft samt utfasing av olje og gass. Fossile drivstoff er en viktig innsatsfaktor for mange næringer i økonomien, og når denne ressursen tas vekk fra økonomien, må alternative energibærere ta over.

I scenarioforutsetningene har industrien substitusjonsmuligheter til andre energibærere, for eksempel biodrivstoff og hydrogen for transportsektoren. Denne energitransformasjonen kan man se i Tabell 2, hvor for eksempel hydrogen blir viktig for transportsektoren i Industrisamfunnet, mens biodrivstoff blir viktig for transportsektoren i Tjenestesamfunnet. Det vil ikke være nok biodrivstoff alene for å erstatte fossile drivstoff og elektrisk kraft er i tillegg forventet å erstatte fossile drivstoff i transport samt å bli etterspurt i større grad fra andre næringer.

Dette skiftet i energibærere i tillegg til at olje- og gassektoren fases ut bidrar til at bruttonasjonalproduktet for Norge er lavere for Industrisamfunnet og Tjenestesamfunnet enn for Referansescenariet i 2050.

Når vi ser på verdiskaping næringsfordelt, ser vi en høy verdiskaping innen hydrogennæringen i Industrisamfunnet. Hovedgrunnen til at bruttonasjonalproduktet er enda lavere i Tjenestesamfunnet enn Industrisamfunnet, er at vi mangler hydrogensektoren i dette scenariet. Selv om tjenester i Tjenestesamfunnet gir omtrent den samme økning i verdiskaping som hydrogen i Industrisamfunnet, skaper ikke tjenester de samme ringvirkninger som hydrogen. Hydrogen gir ringvirkninger med kraftsektoren både som innsatsfaktor i elektrolyse og til energi som benyttes i CCS for hydrogenproduksjon fra naturgass. I tillegg bruker CCS prosessen damp og varmt vann som gjør at verdiskaping i disse næringene øker kraftig.

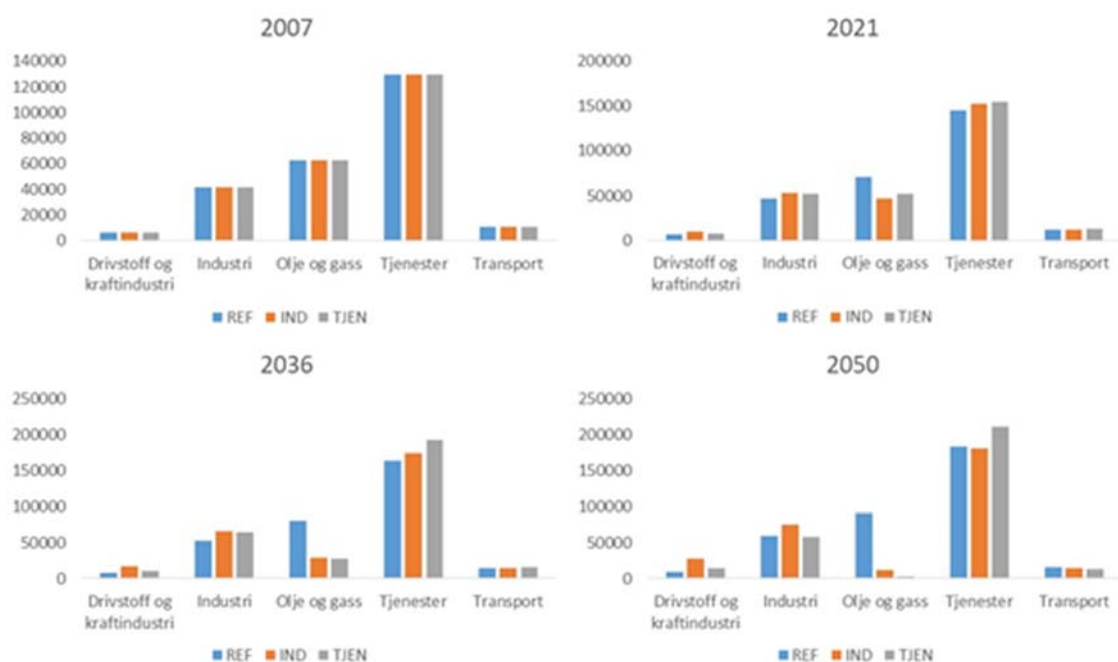
**Tabell 2 Aggregert oversikt over innsatsfaktorer/produkter (rad) pr. næringsgruppe (kolonne) i norsk økonomi pr. 2050 i IND (øvre) og TJEN (nedre)**

Aggregering industri	Gass	Hydrogen	Industri	Kraft	Landtransport	Olje	Primær	Service	Sjøtransport
Aggregering produkt									
Bio	0.0%	0.0%	1.9%	0.0%	2.2%	0.0%	1.0%	0.1%	0.1%
Hydrogen	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	2.6%	0.0%	0.0%	0.0%	9.0%
Industri	17.2%	0.0%	67.3%	30.7%	20.5%	9.8%	69.7%	35.8%	13.2%
Kraft	0.0%	75.1%	1.0%	24.2%	6.5%	0.0%	0.1%	2.0%	1.2%
Naturgass	22.3%	18.5%	3.4%	4.0%	0.2%	26.6%	0.1%	0.5%	0.0%
Olje	42.9%	0.0%	2.9%	0.4%	19.0%	55.5%	0.9%	2.8%	1.2%
Primær	0.0%	0.0%	1.4%	0.2%	0.1%	0.0%	13.0%	0.9%	0.1%
Service	15.8%	6.4%	19.3%	40.3%	40.7%	7.1%	14.5%	55.4%	66.0%
Transport	1.7%	0.0%	2.9%	0.2%	8.2%	1.0%	0.6%	2.5%	9.1%
<b>Total</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>

Aggregering industri	Gass	Hydrogen	Industri	Kraft	Landtransport	Olje	Primær	Service	Sjøtransport
Aggregering produkt									
Bio	0.0%	0.0%	1.5%	0.9%	6.6%	0.0%	0.2%	0.5%	9.1%
Hydrogen	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Industri	47.9%	0.0%	65.1%	34.5%	20.5%	52.9%	71.4%	36.4%	11.2%
Kraft	0.1%	0.0%	11.6%	19.6%	8.6%	0.1%	0.2%	3.8%	5.8%
Naturgass	0.1%	0.0%	0.2%	1.5%	0.0%	0.3%	0.0%	0.1%	0.0%
Olje	0.3%	0.0%	0.3%	1.4%	15.2%	1.3%	0.1%	1.4%	0.0%
Primær	0.1%	0.0%	1.4%	0.4%	0.1%	0.2%	12.2%	0.8%	0.1%
Service	46.6%	0.0%	17.4%	41.5%	40.7%	39.7%	15.3%	54.8%	64.2%
Transport	4.9%	0.0%	2.5%	0.2%	8.3%	5.4%	0.7%	2.4%	9.7%
<b>Total</b>	<b>100.0%</b>	<b>0.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>	<b>100.0%</b>

I Figur 4 har vi delt opp utviklingen i verdiskaping sektorvis. Vi ser at Referansescenariet er høyest for kun én sektor i 2050, olje- og gasssektoren. Resultatene for verdiskapingsutviklingen kan oppsummeres i disse hovedpunktene:

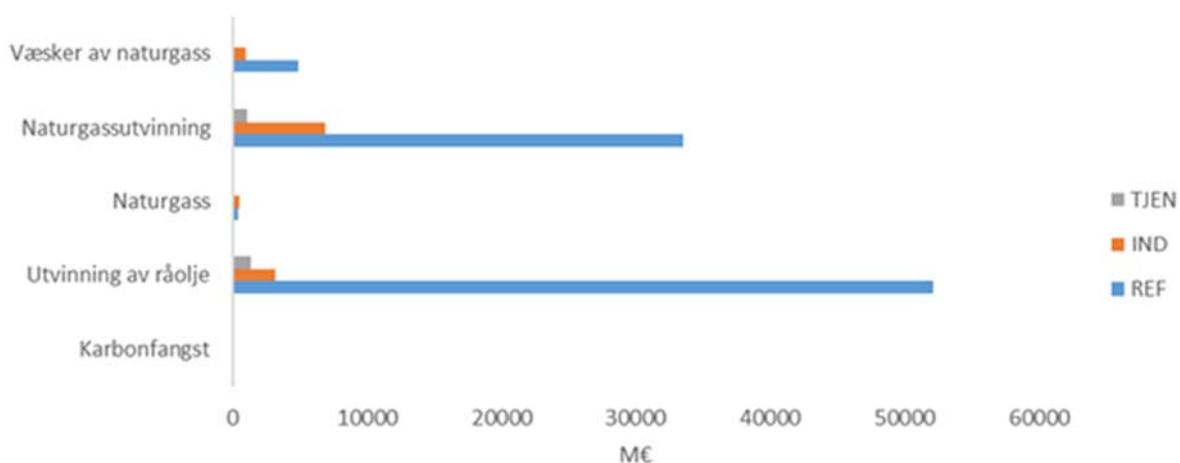
- Det blir krevende å erstatte verdiskapingen som vi ser i olje- og gasssektoren i Referansescenariet i 2050 med noe "annet".
- Verdiskaping fra kraft- og hydrogenproduksjon i Industrisamfunnet kommer nærmest i å kompensere for verdiskapningsfallet fra olje og gasssektoren.
- Tjenestesamfunnet har høy verdiskaping fra tjenestesektoren, men denne økningen målt mot fallet i andre sektorer er ikke nok til å erstatte verdiskapingstapet fra olje gass i 2050.
- Perioden mellom 2036 og 2050 er et brytningspunkt for Industri- og Tjenestesamfunnet med hensyn til verdiskaping. Industrisamfunnet får fortsatt økning på grunn av hydrogennæringen. Dette skjer ikke i Tjenestesamfunnet.



Figur 4 Verdiskaping sektorvis i 2050. Merk at skalaen for den vertikale akse varierer.

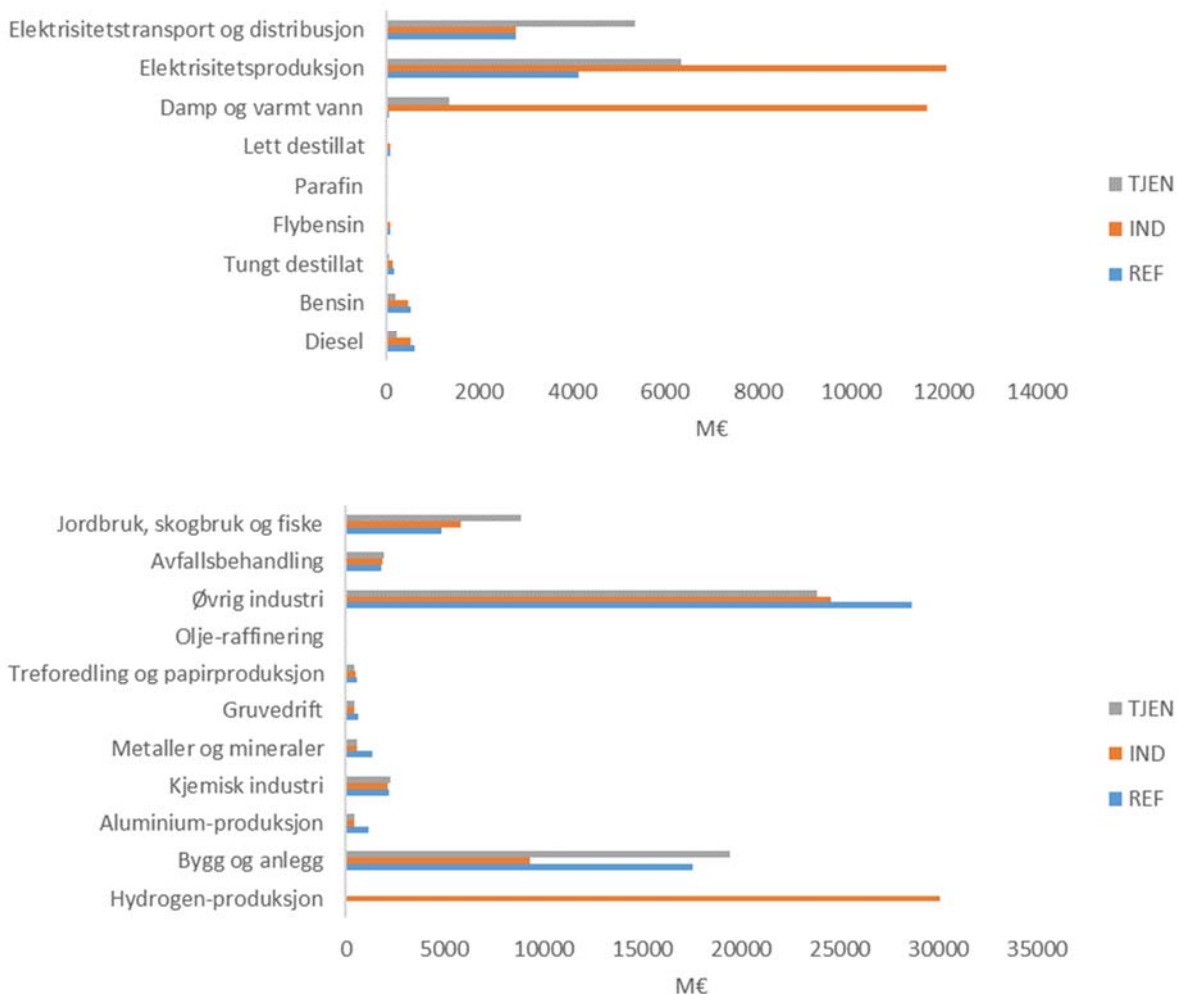
### 3.2.1 Verdiskaping i Industrisamfunnet

Noen sektorer som fases ut av økonomien ved en grønn transformasjon i Norge og globalt, som olje og gass, ville gitt en betydelig verdiskaping i 2050, se Figur 5. Spørsmålet er hvilke sektorer som vil ta over for denne næringen i de alternative scenariene.



Figur 5 Sammenligning av verdiskaping i 2050 innen olje og gass i de ulike scenariene

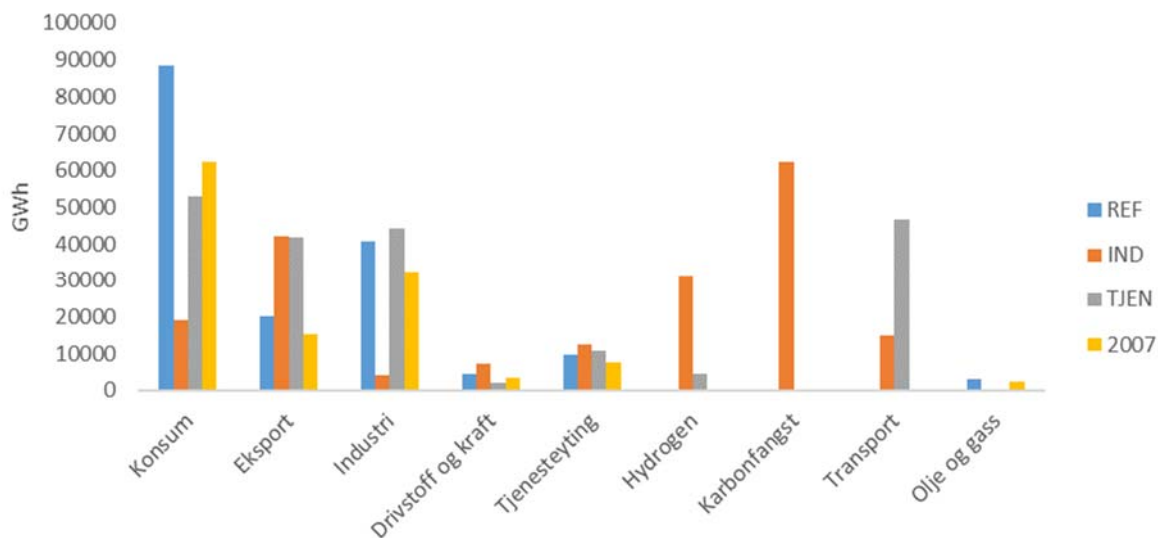
REMES-modellen ser for seg at Industrisamfunnet kan kompensere for "tapt" verdiskaping innen særlig to sektorer, "industriektoren" og "drivstoff- og kraftsektoren". En stor hydrogenindustri bygges ut både basert på elektrolyse og naturgass med CCS. Kraft får økt nasjonal etterspørsel og økt pris på grunn av manglende fossile drivstoff og fordi kraft brukes som innsatsfaktor til hydrogenproduksjon og til CCS. Dermed øker også verdiskapingen fra kraft. Figur 6 viser sektordetaljene i verdiskapingsutvikling for henholdsvis ulike typer drivstoff, damp og varmtvann og kraft (øverst) og industri (nederst).



**Figur 6 Sammenligning av verdiskaping i 2050 i industri (nederst) og drivstoff og kraftindustri (øverst) for de ulike scenariene**

Karbonfangst og lagring, som er en forutsetning for bruk av naturgass til hydrogen eller andre formål, bruker elektrisitet og damp som innsatsfaktorer. De store volumene hydrogen fra naturgass er en vesentlig bidragsyter til økt verdiskaping i elektrisitetsproduksjon og damp- og varmtvanns sektoren.

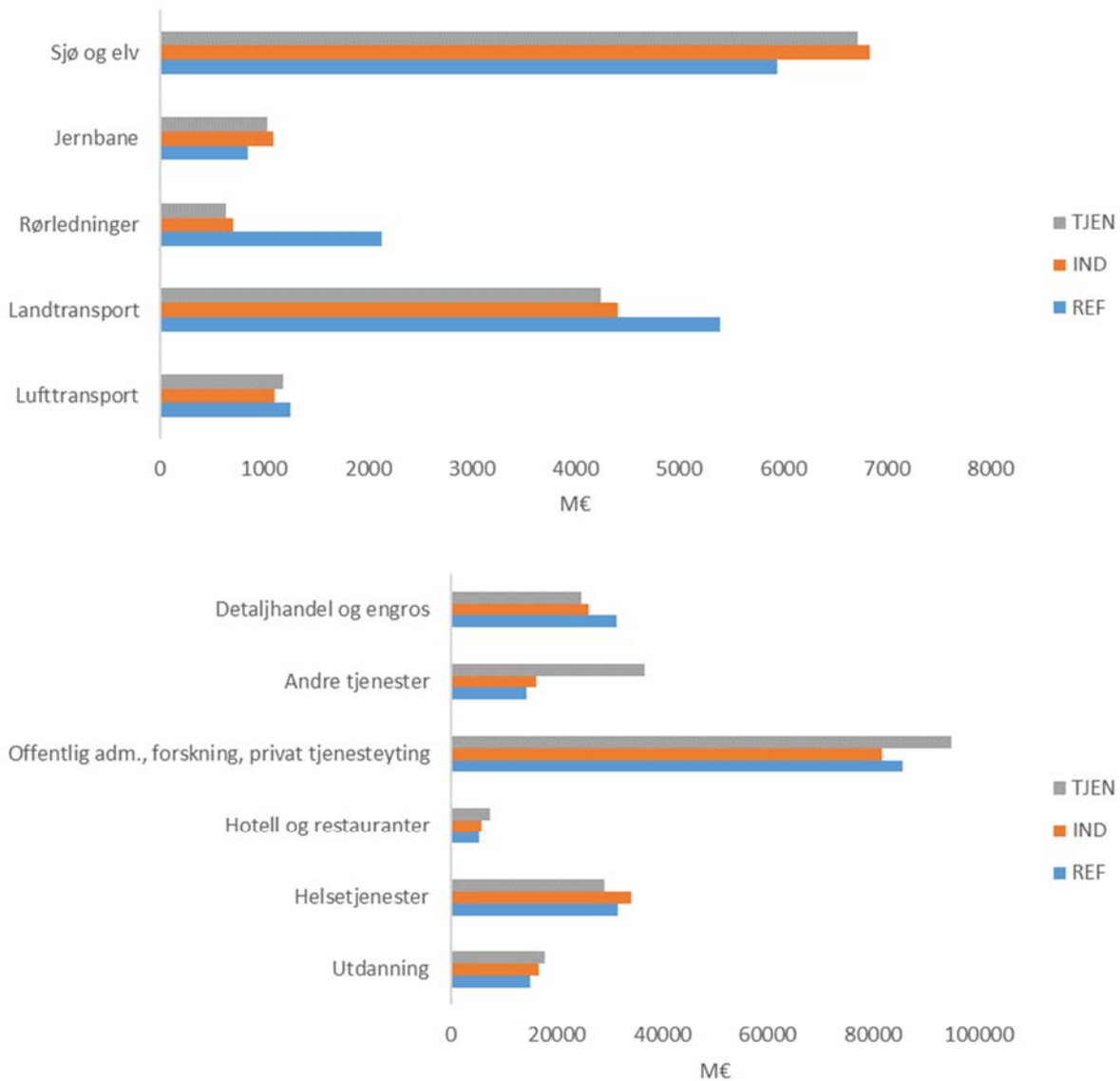
Utviklingen i energietterspørselen er viktig for å forklare verdiskapingsutviklingen i REMES-modellen i Industrisamfunnet. Figur 7 viser etterspørsel etter energi. Den økte etterspørselen etter kraft fra hydrogenproduksjon og CCS bidrar til at kraftprisen øker i Industriscenariet. Dette fører til at kraftetterspørselen fra tradisjonelle næringer blir lavere sammenlignet med Referansescenariet. Dette gjelder spesielt for energiintensiv industri, som har kraft som en viktig innsatsfaktor. I Tjenestesamfunnet øker etterspørselen etter energi bare fra land og sjøtransport og fra bygg og anlegg på grunn av antagelsene om sterkere urbanisering i dette scenariet. Prisen på kraft øker også i dette scenariet, men økningen er mye lavere enn i Industrisamfunnet.



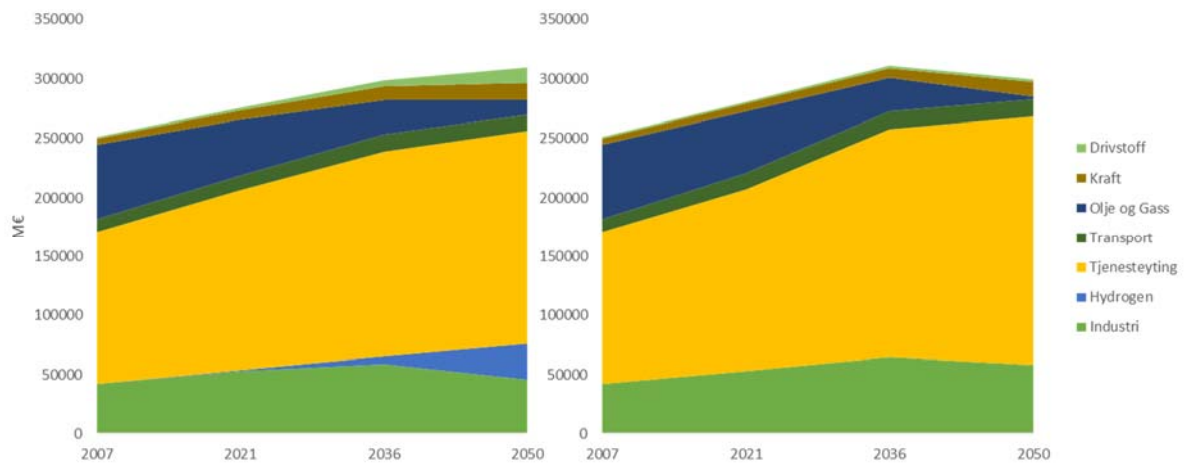
**Figur 7 Energieterspørsel i de ulike scenarioer.**

### 3.2.2 Verdiskaping i Tjenestesamfunnet

Tjenestesamfunnet har andre forutsetninger enn Industrisamfunnet, som igjen fører til at andre sektorer vil være viktige for fremtidig verdiskaping. I dette scenariet er det tjenesteproduksjon som dekker opp for tapt verdiskaping knyttet til olje og gass (Figur 8). Det er interessant å merke seg at Tjenestesamfunnet har høyere verdiskaping enn Industrisamfunnet de første årene, men til slutt ender opp med lavere verdiskaping i 2050. Tjenester er tilgjengelige og etterspørres av flere sektorer også i Industrisamfunnet, mens hydrogen, som er en sentral verdiskaper i Industrisamfunnet, ikke er tilgjengelig i Tjenestesamfunnet. I tillegg skaper hydrogenproduksjon ringvirkninger som fører til at andre næringer som tilbyr innsatsfaktorer eller er nødvendig for å produsere hydrogen får en økt verdiskaping. Dette er kanskje den viktigste forklaringen til at BNP i Industrisamfunnet ligger høyere enn denne i Tjenestesamfunnet i 2050. Figur 9 gir et tydelig bilde av de forskjellige dynamikker i de ulike scenariene. Drivstoff og kraft, samt naturgass (grønn, brun og grå deler i Figur 9) er de næringene som får nytte av ringvirkningene fra hydrogen i Industrisamfunnet. Vi forklarer forskjellen i utvikling mellom Industrisamfunnet og Tjenestesamfunnet i mer detalj i de neste avsnittene.



**Figur 8 Sammenligning av verdiskaping i 2050 i transport og tjenester under de ulike scenariene**



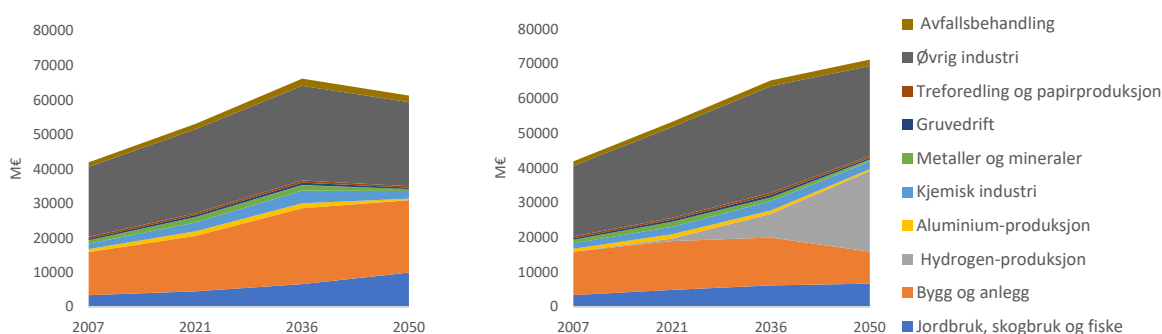
**Figur 9 Dynamikken til sektorvis utvikling av BNP i de ulike scenariene. Industrisamfunnet til venstre og Tjenestesamfunnet til høyre.**

### 3.2.3 Verdiskapingsutvikling på lang sikt i Industri- og Tjenestesamfunnet

Perioden 2036 og 2050 er et brytningspunkt i verdiskapingsnivået for Industri- og Tjenestesamfunnet. Figur 3 viser at utviklingen i BNP har en nokså lineær trendutvikling, men denne brytes for Tjeneste- og Industrisamfunnet mellom 2036 og 2050. Det at Tjenestesamfunnet ender opp enda lavere enn Industrisamfunnet er på grunn av restriksjonene som legges på verdiskaping innen olje- og gassproduksjon som vil legge større og større begrensninger på økonomisk utvikling i Tjenestesamfunnet.

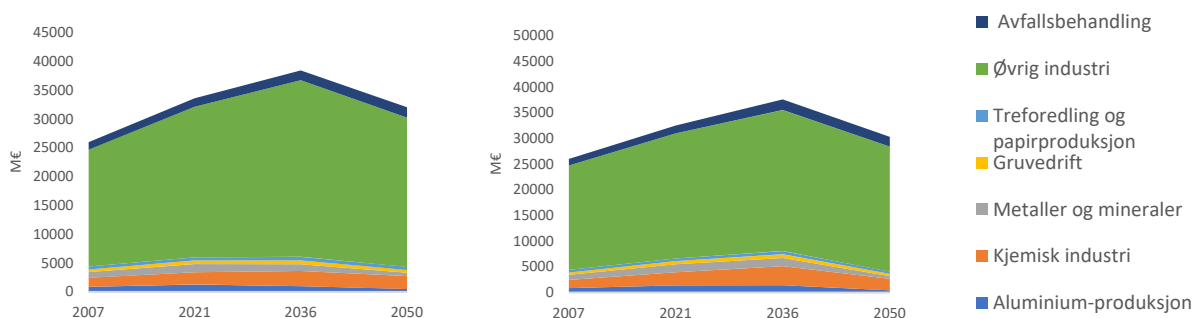
Basert på våre modelleringer vil Industrisamfunnet være mer verdiskapende enn Tjenestesamfunnet i 2050, men ikke i 2036. Det blir tydelig, når man ser på tidsutviklingen i verdiskaping mellom 2036 og 2050 fra REMES-modellen (Figur 8), at mens alle de andre aggregerte sektorene øker over tid, bryter industrisektoren retningen i den siste perioden i Tjenestesamfunnet og reduseres.

Det forventes en verdiskapingsvekst i industri opp til 2036 i begge scenariene, men ikke for Tjenestesamfunnet etter 2036. Veksten i industrisektoren mot 2036 i Figur 9 skyldes vekst innen jordbruk og bygg og anlegg. Dette vises om man sammenligner økning av verdiskaping på industrinæringer over tid i de ulike scenarioer som vist i Figur 10. Jordbruk (nedre blå) og bygg og anleggs (oransje over jordbruk) næringene øker ganske sterkt i Tjenestesamfunnet. Jordbruk øker hovedsakelig på grunn av økt etterspørsel etter biodrivstoff, som har en større etterspørsel i Tjenestesamfunnet, samt at bygg og anlegg øker på grunn av sterk urbanisering som er antatt i Tjenestesamfunnet.



**Figur 10** Økning i verdiskaping for industrinæringer over tid i Tjenestesamfunnet (venstre) og Industrisamfunnet (høyre)

Hvis vi ikke inkluderer industriene landbruk, bygg og anlegg og hydrogen blir økningen i verdiskaping ganske lik opp til 2036, men med et sterkere fall i Tjenestesamfunnet mellom 2036 og 2050, som vist i Figur 11.



**Figur 11** Økning av verdiskaping i industrinæringer over tid i de ulike scenarioer uten bygg og anlegg og jordbruk - Tjenestesamfunnet (venstre) og Industrisamfunnet (høyre)



Verdiskapingen i energiintensiv industri blir lavere mot 2050. Dette gjelder for begge scenariene, og det skjer både på grunn av mindre inntekt fra eksport og på grunn av høyere pris på drivstoff og elektrisk kraft. Begrenset tilgjengelighet på drivstoff i Tjenestesamfunnet fører til en sterkere reduksjon i verdiskaping for disse næringene. Eksport blir lavere på grunn av dårligere bytteforhold med utlandet, som gjør at prisen på norske produkter blir relativt høyere. Bytteforhold (definert som forholdet mellom eksportpriser og importpriser) med utlandet forverres på grunn av mindre eksportbidrag fra olje, gass og fossile drivstoff som innebærer at aggregert tilbud på disse handelsvarene blir lavere sammenlignet med aggregert etterspørsel. Ved å samle disse effektene får vi at verdiskaping fra energiintensive industrier reduseres mot 2050.

Oppsummert vil det være to hovedgrunner til at verdiskapingen fra Industrisamfunnet blir høyere enn Tjenestesamfunnet mellom 2036 og 2050. Hydrogen blir en betydelig verdiskaper mellom 2036 og 2050 i Industrisamfunnet og ringvirkninger fra denne mangler i Tjenestesamfunnet, samt at tradisjonell energiintensiv industri får enda verre konkurransesituasjon i Tjenestesamfunnet med både økte energikostnader og forverret bytteforhold med utlandet.

## 4 Energisystemanalyser

Energisystemet er analysert i et samspill mellom de to modellene TIMES-Norge og Samkjøringsmodellen. TIMES-Norge representerer hele det norske energisystemet med alle energibærere (inkludert kraft), mens Samkjøringsmodellen representerer kraftsystemet og inkluderer også øvrige europeiske land. En nærmere beskrivelse av hver av modellene, samt interaksjonen mellom modellene er gitt i vedlegg A.2-A.4. Det påfølgende delkapittelet beskriver i sentrale trekk hvordan de tre hovedscenariene er konkretisert i energisystemanalysene, mens ytterligere detaljer med blant annet kostnadsantagelser finnes i vedlegg A.2 og A.3.

### 4.1 Detaljering av scenariene for energisystemanalysene

Energisystemanalysene drives av en eksogent definert etterspørsel etter energitjenester, gitt av behovet for energi og transport. Antagelsene om etterspørsel etter energitjenester, som forklares her, er derfor førende for hvordan hovedscenariene som er beskrevet i kapittel 2 konkretiseres i energisystemanalysene.

Energieterspørsel per næring er beregnet basert på energiintensitet (kWh/kr verdiskaping) og utvikling i verdiskaping. Nye bygninger er mer energieffektive enn gamle bygninger og eksisterende bygninger kan bli mer energieffektive ved å gjennomføre energieffektiviseringstiltak. Industrien kan også forbedre energieffektiviteten ved å implementere energieffektivisering. I Industrisamfunnet antas at bortfall av verdiskaping i oljeproduksjon erstattes av verdiskaping likt fordelt på alle andre næringer (industri og tjenesteyting). I Tjenestesamfunnet antas all øking å skje innenfor tjenesteytende næringer. Foruten å dekke bortfall av verdiskaping innenfor olje- og gassproduksjon, er det behov for økt verdiskaping for å opprettholde verdiskaping per innbygger på dagens nivå. Samlet tilsvarer dette at i Industrisamfunnet øker energieterspørselen fra 2015<sup>11</sup> til 2050 til stasjonært forbruk med 21% (før eventuell implementering av energieffektivisering, som er et resultat av optimalisering i energisystemmodellen). I Tjenestesamfunnet er tilsvarende tall en reduksjon med 15% og i Referansescenariet øker etterspørselen med 10%. En oppsummering av viktige og ulike forutsetninger i de tre scenariene er presentert i Tabell 3. Andre sentrale forutsetninger er presentert i vedlegg A.2 og A.3.

Det er en forutsetning for analysene at etterspørselsveksten er lavere i Tjenestesamfunnet enn i Industrisamfunnet. I Tjenestesamfunnet er vi mer bevisste på å redusere utslipp av klimagasser, vi etterspør færre produkter, vi reiser mindre og vi bruker energi mer effektivt.

Det er en stor økning i BNP i tjenesteytende sektorer til 2050, som medfører stor økning i bygningsarealet i både Industrisamfunnet og Tjenestesamfunnet. På grunn av at nye bygg er mer energieffektive øker energieterspørselen vesentlig mindre enn arealveksten.

Kraft fra land til offshore-aktiviteter var ca. 7 TWh i 2015. Kraft fra land er antatt å øke til 12 TWh i 2050 i Referansescenariet og til 9 TWh i 2050 i Industrisamfunnet (som har omtrent halvert aktivitet innenfor olje & gass). Det er en forutsetning for Tjenestesamfunnet at utvinning av olje og gass er faset helt ut i 2050, og derfor er det heller ikke noe behov for kraft fra land.

Mens våre tre scenarier beskriver utviklingen i Norge, er beskrivelsen av fremtidens europeiske kraftsystem basert på scenariet X-7 i EU-prosjektet eHighway2050<sup>12</sup>. Vind- og solkraftproduksjon dekker 61% av det årlige kraftforbruket i Europa i dette scenariet.

---

<sup>11</sup> Når det refereres til 2015 i kapittel 4 gjelder referansen til det modellerte året 2015 med værbetingelser som i et normalår med mindre det eksplisitt påpekes at referansen gjelder tall fra historisk statistikk eller baserer seg på simulering av ulike værår.

<sup>12</sup> <https://docs.entsoe.eu/baltic-conf/bites/www.e-highway2050.eu/e-highway2050/>

**Tabell 3 Forskjeller i analyseforutsetninger mellom scenariene i energisystemanalysene.**

	<b>Referansescenariet</b>	<b>Industrisamfunnet</b>	<b>Tjenestesamfunnet</b>
<b>CO2-begrensning</b>	Nei	Ja	Ja
<b>ETTERSSPØRSEL</b>			
<b>Olje og gass</b>	Olje- og gass sektoren utvikler seg som i PM17 <sup>13</sup>	Oljesektoren fases ut. Gassektoren transformeres med H <sub>2</sub>	Olje- og gassektoren fases ut
<b>Industri</b>	Energietterspørsel er som i 2015	Energietterspørsel øker tilsvarende BNP-vekst	Energietterspørsel er som i 2015
<b>Tjenesteyting</b>	Energietterspørsel øker tilsvarende befolkning	Energietterspørsel øker tilsvarende BNP-vekst	Sterk vekst i energietterspørsel
<b>Transport</b>	Som i NTP <sup>14</sup>	Som i NTP	Person- og godstransport som i 2015. Økt kollektiv
<b>Husholdninger</b>	Følger befolkningsveksten	Følger befolkningsveksten	Lavere energibehov pga. svært miljøbevisste forbrukere, redusert vare-konsum, sterk urbanisering
<b>TEKNOLOGI</b>			
<b>CCS</b>	Nei	Ja	Nei
<b>BIPV<sup>15</sup></b>	Nei	Nei	Ja
<b>Hydrogen teknologilæring</b>	Moderat	Høy	Lav
<b>Biodrivstoff</b>	Dagens trend ubegrenset tilgang, noe høyere pris	Begrenset tilgang, høyere pris	Ubegrenset tilgang og rimelig biodrivstoff
<b>Energi-effektivisering</b>	Kun varmpumper og mer effektive kjøretøy	Mye energieffektivisering	Mye energieffektivisering

Analysene er gjennomført for Referansescenariet, Industrisamfunnet og Tjenestesamfunnet, og følgende varianter av disse:

- IND-0.8: som IND, men BNP-vekst per innbygger følger Perspektivmeldingen 2017 (årlig BNP-vekst 0,8 % per innbygger)
- IND-PV: som IND, men inkluderer sterke insentiver for solkraftproduksjon

<sup>13</sup> Perspektivmeldingen 2017

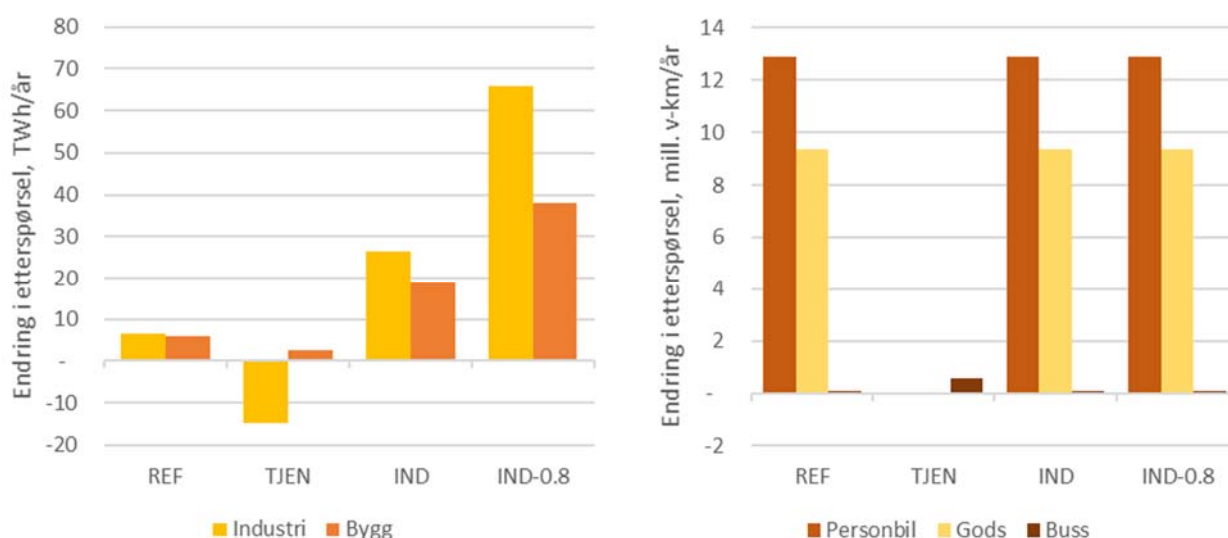
<sup>14</sup> Nasjonal Transportplan 2018-2029

<sup>15</sup> BIPV=BygningsIntegrert PhotoVoltaics

- TJEN-el; som TJEN, men med begrenset mulighet for import av bioenergi
- 2030\*: definisjon som over, men med økte CO<sub>2</sub>-krav

Kvantifisert gir disse antagelsene, sammen med beskrivelsen i Tabell 3, følgende endring i etterspørsel fra 2015 til 2050:

- I Referansescenariet øker etterspørsel i industri og bygg (husholdninger og tjenesteytende sektor) forholdsvis likt, og har en total økning på 13 TWh til 2050
- I Tjenestesamfunnet reduseres etterspørsel i industri med 15 TWh, mens etterspørsel i bygg øker med 3 TWh, som gir en total reduksjon på 12 TWh til 2050
- I Industrisamfunnet øker etterspørsel i industri med 26 TWh og bygg med 19 TWh, som gir en total etterspørselsøkning på 45 TWh til 2050
- I IND-0.8 øker etterspørsel i industri og bygg med 104 TWh til 2050, fordelt med 66 TWh på industri og 38 TWh på bygg.
- Veitransport er stort sett konstant i TJEN, men med en liten økning i kollektiv transport (buss). I de øvrige analysene øker veitransport med 51% til 2050. Den største veksten i kjøretøy-km er i personbil, mens den prosentvise transportveksten i godstransport er størst.



Figur 12 Endring i etterspørsel etter energitjenester fra 2015 til 2050.

## 4.2 Hovedutvikling

Målsettingen med scenarioanalysene er å vise mulige veier til et lavutslippssamfunn. Scenariene er ikke utformet for å analysere en forventet utvikling, men peker på hvilke teknologivalg og muligheter som finnes dersom vi går i retning av Industrisamfunnet eller i retning av Tjenestesamfunnet. Mest trolig vil det norske energisystemet utvikle seg et sted mellom disse scenariene.

Både Industrisamfunnet og Tjenestesamfunnet er analysert med store utslippsreduksjoner. Scenarioanalysen viser ulike måter vi kan oppnå disse utslippsreduksjonene gjennom energieffektivisering, substitusjon av fossile brensler til brensler med lavere utslipp eller kraft samt CCS. I hovedanalysene er ikke reduksjonene så store som ønskelig i 2030, og det er derfor gjennomført kompletterende analyser med TIMES-Norge med økte muligheter og kostnader for CO<sub>2</sub>-reduksjoner. I det følgende er de omtalt som "kompletterende analyser".

Det er store muligheter for avkarbonisering av transportsektoren med en stor andel batterielektriske kjøretøy i alle analysene. I tungtransport blir det i tillegg bruk av hydrogen i Industrisamfunnet og bruk av biodrivstoff i Tjenestesamfunnet.

Nedenfor presenteres først de samlede resultatene med fokus på klimagassutslipp, så følger resultater for hydrogen og bioenergi. Deretter presenteres mer detaljerte resultater for ulike sektorer.

#### 4.2.1 CO<sub>2</sub>-utslipp

CO<sub>2</sub>-utslippene fra fastlands-Norge var 31 millioner tonn i 2015. Dersom vi inkluderer petroleumssektoren (offshore) var utslippene 45 millioner tonn CO<sub>2</sub>. Norges totale utslipp var 54 millioner tonn CO<sub>2</sub>-ekv. i 2015, vist som Stat. 2015 i Figur 13. I våre analyser har vi fokusert på CO<sub>2</sub>-utslipp fra fastlandsaktiviteter, og hvilke muligheter som finnes for å redusere norske CO<sub>2</sub>-utslipp. Petroleumsaktiviteten offshore er inkludert gjennom elektrifisering med kraft fra land i analysene. Andre klimagasser enn CO<sub>2</sub> er ikke inkludert. Nest etter CO<sub>2</sub> står metan for størst utslipp av CO<sub>2</sub>-ekvivalenter; i 2015 var det 5,1 mill. tonn og av dette kom halvparten fra jordbruk. Utslippene av lystgass i 2015 var 2,5 mill. tonn CO<sub>2</sub>-ekv., hovedsakelig fra jordbruk. I tillegg inngår det i "andre utslipp" utslipp av hydrofluorkarboner (HFK), perfluorkarboner (PFK) og svovelheksafluorid (SF<sub>6</sub>) på til sammen 1,3 mill. tonn CO<sub>2</sub>-ekv.

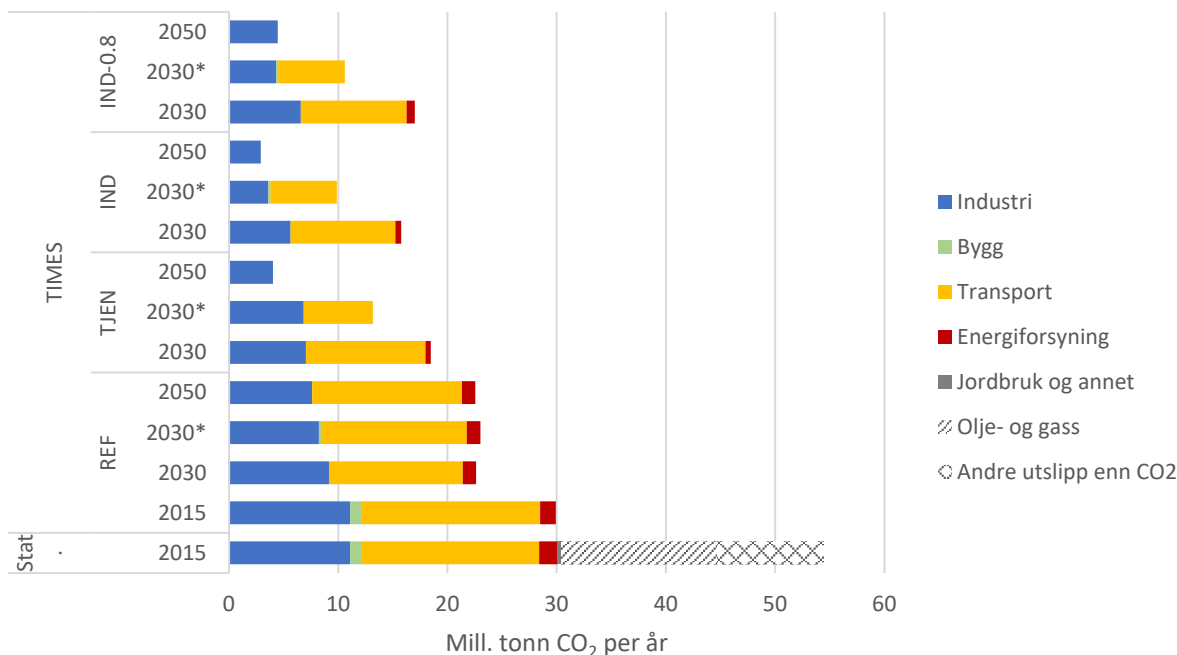
Analysene viser hvordan CO<sub>2</sub>-utslipp kan reduseres dersom vi følger Referansescenariet (REF) eller dersom utviklingen er som i Industrisamfunnet (IND) eller Tjenestesamfunnet (TJEN). CO<sub>2</sub>-utslippene blir i 2030 henholdsvis 22/18/16 mill. tonn CO<sub>2</sub> i REF/TJEN/IND. I 2050 er klimagassreduksjonene betydelig større og da begrenses CO<sub>2</sub>-utslippene til hhv. 22/4/3 mill. tonn i REF/TJEN/IND, se Tabell 4.

Utslippsreduksjonene i 2030 er ikke store nok i forhold til klimamålene og det ble derfor gjennomført kompletterende analyser med økte muligheter og kostnader for CO<sub>2</sub>-reduksjoner. I disse analysene blir CO<sub>2</sub>-utslippene i 2030 redusert, men CO<sub>2</sub>-utslippene i 2050 er som i basisanalysene.

I basisanalysene er de totale CO<sub>2</sub>-utslippene i Industrisamfunnet halvert til 2030 og redusert til 10% i 2050. I Tjenestesamfunnet er CO<sub>2</sub>-utslippene noe høyere. CCS-teknologi er tilgjengelig kun i Industrisamfunnet, og utgjør 1,4 mill. tonn i 2050. I de kompletterende analysene er 2030-utslippene ytterligere redusert, se Figur 13 og Tabell 4.

For Tjenestesamfunnet reduseres totale CO<sub>2</sub>-utslipp til 3,1 tonn/person i 2030 og 0,60 tonn/person i 2050, mens det i Industrisamfunnet reduseres til 2,6 tonn CO<sub>2</sub>/person i 2030 og 0,44 tonn CO<sub>2</sub>/person i 2050. I de kompletterende analysene er 2030-utslippene redusert til 2,2 tonn/person i Tjenestesamfunnet og til 1,7 tonn/person i Industrisamfunnet.

Det er ikke enkelt å gjøre en direkte sammenlikning av disse analyseresultatene og Norges klimamål, siden scenarioanalysene kun inkluderer CO<sub>2</sub>-utslipp fra fastlands-Norge. Våre analyser har 2015 som basisår, mens klimamålene har 1990 som basisår. De norske klimagassutslippene var 51,2 mill. tonn CO<sub>2</sub>-ekv. i 1990 og hadde økt til 54,4 mill. tonn CO<sub>2</sub>-ekv i 2015, mens CO<sub>2</sub>-utslippene var 35,3 mill. tonn CO<sub>2</sub> i 1990 og økte til 45,3 mill. tonn CO<sub>2</sub> i 2015.



**Figur 13 CO<sub>2</sub>-utslipp fra fastlandsaktiviteter (og totale utslipp, statistikk 2015); 2030\* viser resultat fra kompletterende analyser med økte CO<sub>2</sub>-krav**

Målet om 40% utslippsreduksjon innen 2030 sammenliknet med 1990-nivå tilsvarer CO<sub>2</sub>-utslipp på 31 mill. tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter (utslippskutt på 20 mill. tonn). I basisanalysene oppnås rene CO<sub>2</sub>-utslipp på 18 og 16 mill. tonn i hhv. Tjenestesamfunnet og Industrisamfunnet, og i de kompletterende analysene blir utslippene hhv. 13 og 10 mill. tonn CO<sub>2</sub>. Til dette må legges utslipp av andre klimagasser og utslipp fra offshore.

**Tabell 4 CO<sub>2</sub>-utslipp i 1990 og 2015 (SSB) og analyseresultater i 2030 og 2050 (mill. tonn og % av 1990-utslipp)**

	Statistikk		2030					2050		
	1990	2015	REF	TJEN	TJEN*	IND	IND*	REF	TJEN	IND
<b>Millioner tonn</b>										
CO <sub>2</sub> -ekv.	51,4	54,4								
Andre klimagasser	16,1	9,0								
CO <sub>2</sub>	35,3	45,4						4,0	2,9	
CO <sub>2</sub> fastland	27,5	31,0	22,5	18,4	13,2	15,7	9,9	22,4	4,0	2,9
CO <sub>2</sub> offshore	7,8	14,4						0	0	
<b>Andel av 1990</b>										
CO <sub>2</sub> -ekv.	100%	106%								
Andre klimagasser	100%	56%								
CO <sub>2</sub>	100%	128%						11%	8%	
CO <sub>2</sub> fastland	100%	113%	84%	67%	48%	57%	36%	82%	15%	11%
CO <sub>2</sub> offshore	100%	183%								

Dersom Norge skal oppnå en utslippsreduksjon innen 2050 på 85-90% tilsvarer det en utslippsreduksjon på ca. 45 mill. tonn sammenliknet med 1990. De totale utslippene må reduseres til 5-8 mill. tonn. Dersom vi antar at olje- og gasssektoren ikke har utslipp i 2050, kan utslippsreduksjonen i forhold til 2015 beregnes til ca. 35 mill. tonn i Tjenestesamfunnet og Industrisamfunnet i 2050. Det innebærer at utslippsmålet ikke oppnås hvis ikke andre klimagassutslipp også blir redusert. Andre klimagassutslipp har gått ned fra 16,1 mill. tonn CO<sub>2</sub>-ekv. i 1990 til 9,0 i 2015. Denne trenden ser ut å fortsette (8,2 mill. tonn i 2018) og det er også nødvendig hvis klimamålene skal oppnås.

Utslippsreduksjonene i Industrisamfunnet kommer som følge av betydelig energieffektivisering, gjennombrudd for CCS-teknologi, og kraftig teknologilæring for hydrogenteknologier. I Industrisamfunnet produseres hydrogen kostnadseffektivt fra naturgass med karbonfangst og lagring. CCS-teknologi benyttes også for å redusere utslipp fra industriprosesser. I tillegg kommer utslippsreduksjoner som følge av at hydrogen benyttes i transportsektoren, og ved at hydrogen og biokull erstatter fossil energi i kraftintensive prosesser.

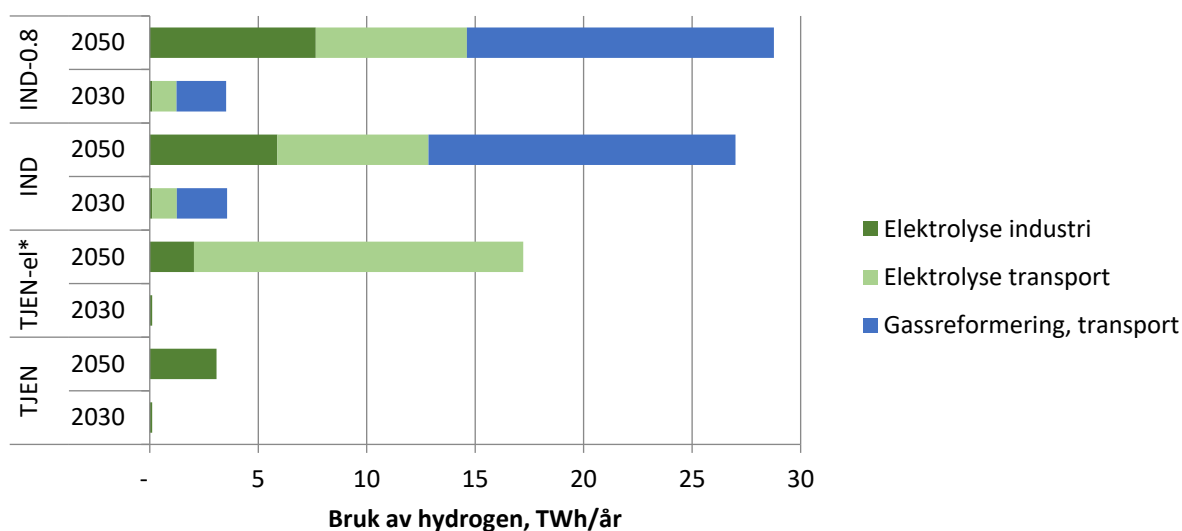
Analysene viser at det er behov for ytterligere teknologiutvikling i industrien for å kunne erstatte mer fossil energibruk i industrien med utslippsfrie alternativer, som for eksempel nye og mer effektive industriprosesser, mer biokull og hydrogen. Teknologier som nå er på lab-skala (f.eks. inerte anoder) er ikke inkludert i analysene, (for å ikke "overdrive" mulighetene), men hvis noen av de oppnår suksess kan de bidra til å redusere utslippene ytterligere i fremtiden.

Utslippsreduksjonene i Tjenestesamfunnet kommer som følge av endringer i etterspørsel og av at bioenergi i stor grad erstatter fossil energi.

#### 4.2.2 Hydrogen

I Industrisamfunnet er det en forutsetning at hydrogenteknologier vil oppnå en sterk teknologiutvikling globalt, hvilket muliggjør kostnadseffektiv produksjon av hydrogen og bruk av hydrogenkjøretøy for tungtransport og dessuten til sjø- og luftfart. Bruk av hydrogen i industrien bidrar også til å redusere klimagassutslippene.

En modellforutsetning i Industrisamfunnet er at naturgass benyttes til hydrogenproduksjon, ved dampreformerings (SMR) med CCS. Dette blir en ny eksportnæring som bidrar til at hydrogen også blir tilgjengelig for norske brukere; til en pris av 1 kr/kWh. Det er også gjort analyser av det norske energisystemet uten denne tilgangen på hydrogen fra SMR, og det viser at det brukes omtrent like mye hydrogen, men at den produseres med elektrolyse. Kraftforbruket vil øke betydelig i dette alternativet, mens klimagassutslippene og bruk av hydrogen er uforandret.



Figur 14 Hydrogenbruk i TWh/år (2030 og 2050)

I 2050 benyttes hydrogen i Norge i alle scenariene. I Industrisamfunnet produseres totalt 27 TWh hydrogen til bruk i Norge; fordelt med omtrent halvparten ved reformering av naturgass (SMR) og halvparten ved elektrolyse. Også i Tjenestesamfunnet bidrar hydrogen til å redusere utslippene, basert på hydrogen fra elektrolyse brukt til industriformål, totalt 3 TWh. Analyser av Tjenestesamfunnet med en begrensning på importen av bioenergi (TJEN-el), viser at transportsektoren får en overgang til bruk av mer hydrogen. I TJEN-el benyttes elektrolyse for produksjon av 17 TWh hydrogen, hvorav 15 TWh hydrogen benyttes i transportsektoren, og 2 TWh benyttes i industrien.

### 4.2.3 Bioenergi

#### Hovedfunn

- Dagens norske anvendbare bioressurser er ikke tilstrekkelig til å fjerne utslippene i transportsektoren.

I Tjenestesamfunnet er avkarbonisering av transport i stor grad avhengig av tilgang til betydelige mengder importert bioenergi.

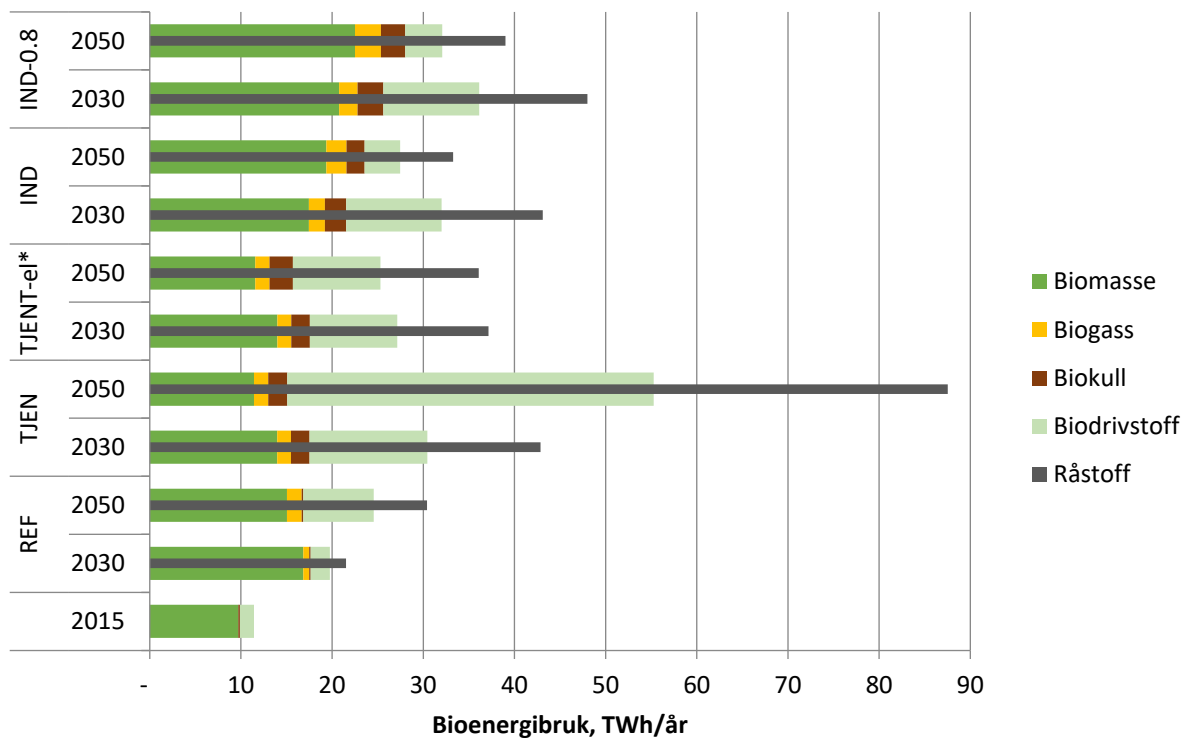
Biomasse er en begrenset ressurs. En kan sette spørsmålstegn ved en utvikling hvor Norge er avhengig av å importere biodrivstoff eller importere biomasse for å produsere biodrivstoff. Vi har vurdert Norges kjente tilgang til fast biomasse, og sett på hvilket potensiale vi har for å produsere biodrivstoff. I tillegg til fast biomasse finnes også et mindre potensial for andre typer biomasse, slik som biogass fra avfall. Nye typer biomasse, som marine ressurser, kan utvikles, men er ikke vurdert i potensialet for norsk biomasse. Vi har basert oss på tilgang på fast biomasse.

Det er beregnet at årlig tilvekst av tømmer i Norge var 25 mill. m<sup>3</sup> i 2018 (58 TWh), og at balansekvantum er 15 mill. m<sup>3</sup> (31 TWh), men dagens avvirkning tilsvarer bare 22 TWh pr år. Dagens tømmerhogst brukes hovedsakelig til industriformål (skurtømmer og massevirke), og tømmer til eksport. Hvis nettoeksport av tømmer blir null og avvirkingen øker opp til balansekvantum, samtidig som vi opprettholder dagens forbruk av råstoff til plank og papir, så øker mulig energibruk fra norsk skog med ca. 15 TWh per år. Totalt er potensialet for bruk av råstoff til produksjon av energivarer i form av biokull, biodrivstoff og biomasse til varmeformål beregnet til ca. 35 TWh årlig, når bruk av grener, røtter og topper (GROT), returflis og ved legges til. I tillegg kommer mulighet for bruk av biogass.

Scenarioanalysene viser at den totale bruken av bioenergi øker til over 20 TWh i Referansescenariet og nesten blir tre ganger større i Tjenestesamfunnet i 2050. Bruken av råstoff øker til nærmere 30 TWh i Referansescenariet og nesten 90 TWh i Tjenestesamfunnet. Total bruk av bioenergi burde ikke være mye mer enn 40 TWh hvis norske bioenergiressurser skal være tilstrekkelige.

Det er bruk av biodrivstoff som har den kraftigste økning i Tjenestesamfunnet; til 40 TWh i 2050. Virkningsgraden for å produsere biodrivstoff fra råstoff er antatt til 58%, som betyr at for å produsere 40 TWh biodrivstoff trenger vi nesten 70 TWh råstoff. Dette er mye mer råstoff enn det vi har tilgang til i Norge, og Tjenestesamfunnet innebærer derfor at Norge blir en stor importør av biodrivstoff i fremtiden, hvis vi ikke får et teknologisk og kommersielt gjennombrudd for nye kilder til råstoff, som marine ressurser eller liknende.





**Figur 15 Sluttbruk av bioenergi, og estimert bruk av råstoff, TWh/år.**

Som en variant av Tjenestesamfunnet, har vi gjort analyser hvor muligheten for import av biodrivstoff begrenses, og hvor det er kraftigere teknologilæring for hydrogenteknologier (TJEN-el). Det innebærer at bruken av biodrivstoff i 2050 reduseres fra 40 TWh til 10 TWh. Bruken av biomasse som råstoff mer enn halveres i 2050 og er da innenfor det som kan vurderes som norske bioenergiressurser. Dette resultatet er innenfor det vi kan forvente er potensielt mulig å utnytte av nasjonale bioenergiressurser.

### Infoboks 1 Biodrivstoff

Biodrivstoff er en samlebetegnelse på drivstoff laget av biologisk materiale, og dekker en rekke drivstoff av ulik kvalitet, fra ulike råvarer og med ulike produksjonsmetoder. Biodrivstoffene klassifiseres gjerne i generasjoner, primært definert av råvaren, og defineres typisk som følger:

1. generasjon: fra matvekster som f. eks. raps og sukker
2. generasjon: fra trevirke og planter som ikke kan spises
3. generasjon: fra marine ressurser

Det er også vanlig å skille mellom konvensjonelt og avansert drivstoff, der skille etter norsk regelverk defineres av hvorvidt råstoffet alternativt kan brukes til mat eller dyrefôr (konvensjonelt) eller ikke (avansert).

Som del av arbeidet for å redusere norske klimagassutslipp har Regjeringen et mål om at 40 % av drivstoffet i norsk transport innen 2030 skal være biodrivstoff. Regjeringen har også mål om 30 % innblanding av biodrivstoff i luftfart innen 2030. Dessuten er det fastsatt et omsetningskrav for biodrivstoff som definerer et minimum for hvor stor andel biodrivstoff skal

utgjøre at den samlede drivstoffomsetningen. Kravet trappes gradvis opp og er på 12 % for 2019 hvor avansert biodrivstoff skal utgjøre minst 2,25 %. I 2020 er omsetningskravet planlagt å bli på 20% mens det innføres et krav om 0,5 % avansert biodrivstoff i luftfarten. I 2018 var andelen biodrivstoff 12,2 %, derav 4,6% avansert biodrivstoff. 99% av biodrivstoffet i 2018 var importert, derav 21 % fra Indonesia og 20 % fra USA<sup>16</sup>.

Beregning av klimaeffekten av biodrivstoff avhenger ifølge Miljødirektoratet<sup>17</sup> av om man ser på direkte utslipp i et nasjonalt klimagassregnskap eller livsløpsutslipp i et globalt perspektiv. Forbrenning av biomasse regnes i FNs klimakonvensjon som klimanøytralt, og gir derfor null bidrag i nasjonale klimaregnskap, da frigjort CO<sub>2</sub> antas å bli gjenopptatt i voksende biomasse som del av karbonkretsløpet. Dog vil også utslipp fra råstoffproduksjon og produksjon og transport av biodrivstoff medføre utslipp. Biodrivstoff som omsettes under det norske omsetningskravet må tilfredsstille EUs bærekraftskriterier som er del av EUs fornybardirektiv. Bærekraftskriteriene består av to deler:

- 1) Reduserte klimagassutslipp: Biodrivstoffet skal gjennom livsløpet redusere totale klimagassutslipp med minst 50 % sammenlignet med livsløpsutslippene til fossile drivstoff. Reduksjonen skal være minst 60% for nye produksjonsanlegg med oppstart fra 2015.
- 2) Arealbruk: Råstoffet skal ikke være dyrket på arealer med høy biodiversitet eller høy karbonlagring, slik som skog uten menneskelig aktivitet, naturvernområder, torvmark, m.fl.

Bærekraftig biomasseråstoff er en begrenset ressurs med mange mulige anvendelser. I et sirkulærøkonomisk perspektiv, hvor målet er at ressurser forblir i økonomien så lenge som mulig gjennom blant annet gjenbruk, kommer forbrenning til energiformål langt ned i hierarkiet. For eksempel prioriteres trevirke først til byggematerialer, mens restprodukter som GROT (grein, rot og topp) kan brukes for energiformål. Norge kan øke uttaket av restprodukter fra skog, da en stor andel av dette i dag blir liggende igjen i skogen til forrättning.

Mens produksjon av første generasjons biodrivstoff er godt etablert behøves teknologiutvikling og næringsutvikling for produksjon av andre- og tredje generasjons biodrivstoff. Andregenerasjonsteknologier er relativt dyrere og mer komplisert enn første generasjonsteknologier, og foreløpig ikke kommersielt tilgjengelig. Tredje generasjons biodrivstoff kan produseres med eksisterende konverteringsruter fra første- og andregenerasjon, men begrenses av høye råstoffkostnader og begrenset tilgang til blått biomasseråstoff.

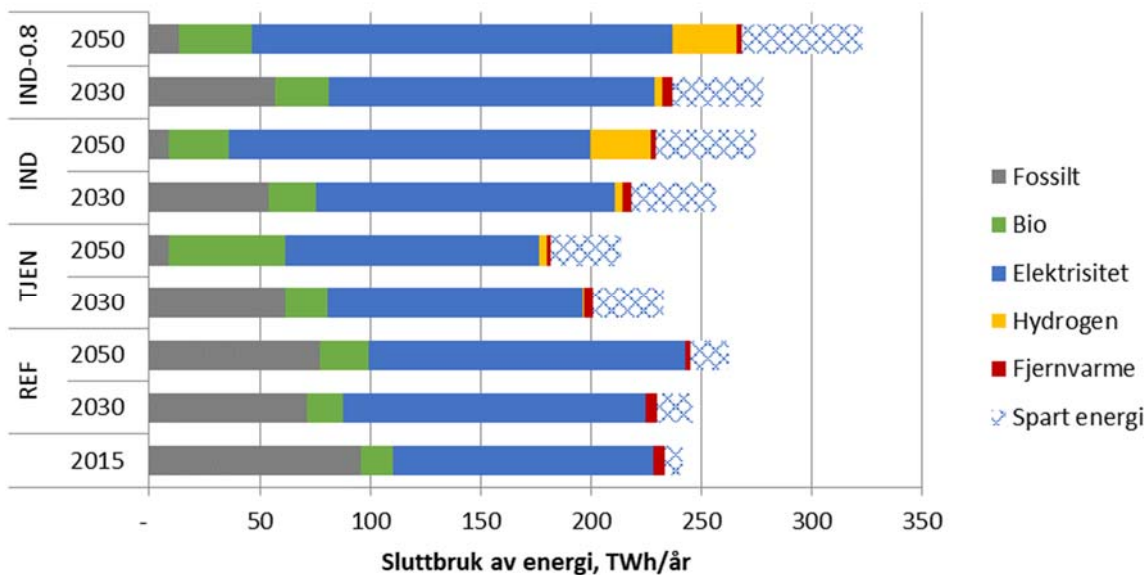
#### 4.2.4 Sluttbruk av energi

Sluttbruk av energi varierer med scenario, hvor Referanse og Industrisamfunnet har betydelig høyere energibruk enn Tjenestesamfunnet.

Bruken av fossil energi reduseres kraftigst mellom 2030 og 2050 i Industrisamfunnet og Tjenestesamfunnet, men ikke i Referansescenariet. Hydrogen kommer i liten grad til 2030, men får større anvendelse mot 2050. Hydrogen benyttes både i industriprosesser og til transport, som beskrevet i kapittel 4.2.2. Bruk av bioenergi øker også i alle scenarier, men mest i Tjenestesamfunnet hvor dette ligger som en forutsetning.

<sup>16</sup> [https://www.miljodirektoratet.no/globalassets/dokumenter/biodrivstoff/biodrivstoff\\_omsetningstall2018-annavonstrengvelken030519.pdf.pdf](https://www.miljodirektoratet.no/globalassets/dokumenter/biodrivstoff/biodrivstoff_omsetningstall2018-annavonstrengvelken030519.pdf.pdf)

<sup>17</sup> <http://tema.miljodirektoratet.no/no/Tema/Energi/Biodrivstoff/Fakta-om-biodrivstoff/>



**Figur 16 Sluttbruk av energi, TWh/år**

Investering i energieffektive tiltak er vist som spart energi i figuren, og bidrar til å redusere energibruken i alle scenarier. I alt er det inntil 50 ulike energieffektiviseringstiltak som tas i bruk og de inkluderer f.eks. varmegjenvinning, mer effektive motorer og belysning, bedre drift og vedlikehold, varmepumper, spesifikke prosessstiltak i metallproduksjon og produksjon av kjemiske råvarer. De energieffektive tiltakene bidrar både til at vi trenger å bygge ut mindre energiproduksjon, og tiltakene bidrar til reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslipp innen transport og industri.

Med økte muligheter og avgifter for CO<sub>2</sub>-reduksjoner i de kompletterende analysene er det en større reduksjon av fossil energibruk i 2030 som erstattes av økt bruk av først og fremst bioenergi, men også noen flere energieffektiviseringstiltak.

### 4.3 Sektorvise resultater

I dette avsnittet presenteres mer detaljer for ulike segmenter av energisystemet, som bygger opp under resultatene i avsnitt 4.2.

#### 4.3.1 Transport

##### Hovedfunn

- For at Norge skal nå målene om 40% reduksjon av klimagassutslipp fra transport innen 2030 er det behov for at transportsektoren i stor skala tar i bruk null- og lavutslippsteknologi.
- Analysene viser at vi ikke når målet om 40% reduksjon av klimagassutslipp fra transport innen 2030 i Referansescenariet.
- Norge er avhengig av hydrogen i transportsektoren for å oppnå utslippsmålene i 2050 - under forutsetning av at det ikke skjer vesentlige gjennombrudd i batteriteknologi og/eller mulighet for utnyttelse av nye typer bioressurser

- Personbiler faser ut fossilt drivstoff og biodrivstoff og blir batterielektriske i alle analyser
- Norge har med dagens teknologi ikke tilstrekkelige nasjonale bioressurser til å avkarbonisere de deler av transportsektoren som ikke kan benytte elektrisitet fra batterier. Det gjelder selv om transportbehovet holdes på dagens nivå, og ikke øker slik det forutsettes i Nasjonal Transportplan.

Norges klimapolitikk er koblet til europeiske mål om utslippsreduksjoner. Regjeringen har gjennom *Klimameldingen* (Klimastrategi 2030<sup>18</sup>) uttalt at 2030-målet vil oppfylles med hovedvekt på innenlandske utslippsreduksjoner. Transportsektoren står for omtrent 60% av de ikke-kvotepliktige utslippene i Norge. Målet om utslippsreduksjoner gjenspeiles i Nasjonal transportplan<sup>19</sup> (NTP 2018-2029) hvor det står at transportsektoren skal minst halvere sine utslipp til 2030.

Utslipp fra veitransport har økt betydelig i perioden 1990-2015 (med 33 %), men har de siste årene blitt noe redusert grunnet elektrifisering av bilparken. Som følge av mindre innblanding av biodrivstoff basert på palmeolje, økte utslippene fra veitransport i 2018 (Miljødirektoratet 2019<sup>20</sup>).

Det er i prinsippet fire hovedmåter vi kan redusere utslippene fra transport på:

1. Bruk av mer energieffektive kjøretøy
2. Bruk av mindre karbonintensive drivstoff (lav- og nullutslipp)
3. Reduksjon i transportbehov som et resultat av endret levemåte (adferdsendringer), som følge av mer kompakt by- og tettstedsutvikling eller grunnet redusert økonomisk aktivitet
4. Overgang til mindre karbonintensive transportmetoder for person- og varetransport

I våre analyser er det primært de to første av disse punktene som er adressert i Referanse og Industrisamfunnet. I tillegg er det tredje punktet inkludert i Tjenestesamfunnet hvor vi forutsetter lavere transportvekst som et resultat av endret levemåte og som følge av mer kompakt by- og tettstedsutvikling.

Mer enn 80% av persontransporten i Norge gjennomføres med bil. Denne delen av transportarbeidet kan i stor grad fortsette elektrifiseringen gjennom bruk av batterielektriske biler. Det er mer utfordrende å redusere utslipp fra andre deler av transportsektoren. Godstransport på vei, maritim transport, langdistanse fly og tog krever lagring av større energimengder enn det som hittil har vært egnet for batterier, og i disse transportsegmentene vil derfor både hydrogen og biodrivstoff kunne være mulige alternativer.

Vi har analysert Referanse og de to ulike veivalgene; Industrisamfunnet som har en kombinasjon av hydrogen og batteri i transportsektoren, og Tjenestesamfunnet hvor kombinasjonen biodrivstoff og batteri benyttes i transport. I analysene er etterspørselsutviklingen i tråd med fremskrivingene av transportarbeid i NTP for Referanse og Industrisamfunnet, mens Tjenestesamfunnet har en lavere transportvekst.

Analysene viser at total energibruk til transportsektoren øker i Referanse, men reduseres i både Tjenestesamfunnet og Industrisamfunnet. Energibehovet til veitrafikk øker med 10% i 2050 i Referanse, mens energibruken er halvert i både Tjenestesamfunnet og Industrisamfunnet. Dette er grunnet mer energieffektive kjøretøy og drivstoff i Industrisamfunnet, og grunnet lavere etterspørselsvekst og bruk av batterielektriske personbiler i Tjenestesamfunnet. I alle analysene ser vi at bruk av fossil energi til transport

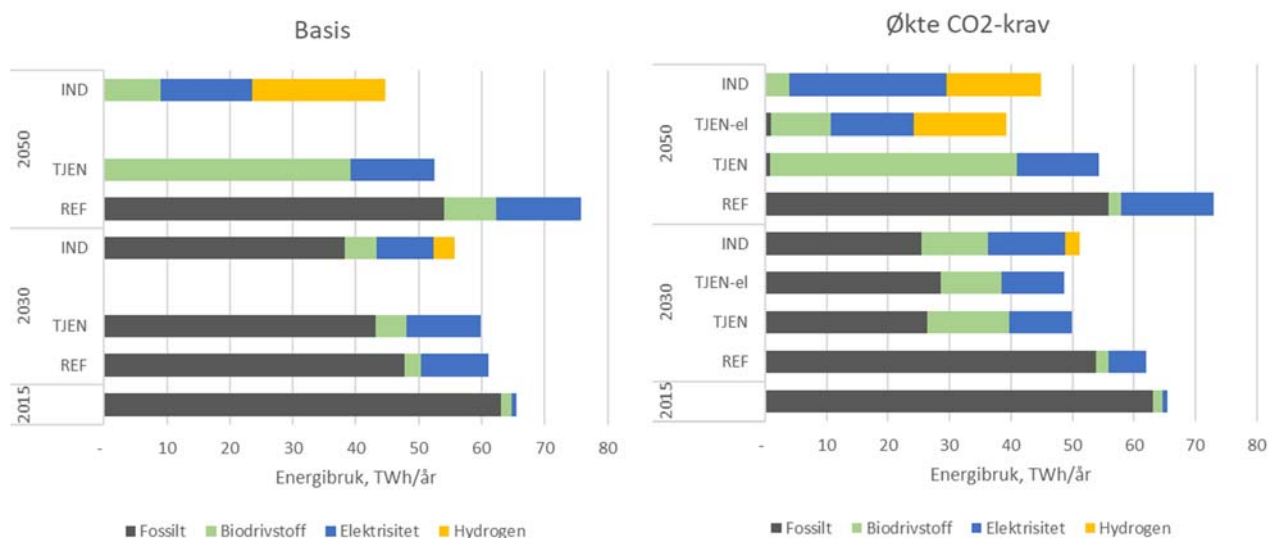
<sup>18</sup> <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Saker/Sak/?p=69170>

<sup>19</sup> <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-33-20162017/id2546287/>

<sup>20</sup> Miljødirektoratet (<https://miljostatus.miljodirektoratet.no/tema/klima/norske-utslipp-av-klimagasser>)

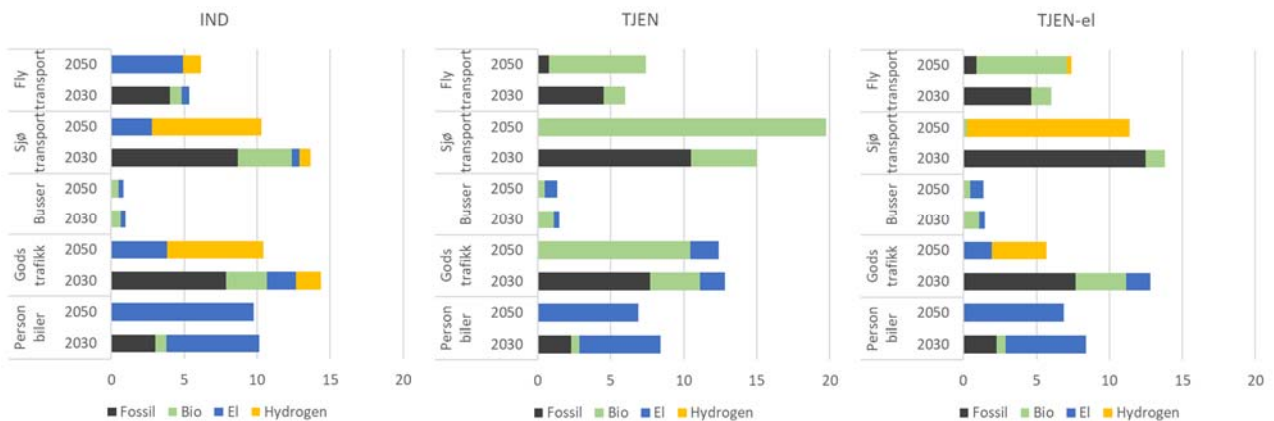
er kraftig redusert, mens bruken av elektrisitet øker. Figur 17 viser valg av energibærere i 2015, 2030 og 2050 for hele transportsektoren.

Når mulighetene og kravene til CO<sub>2</sub>-reduksjon økes i de kompletterende analysene, forandres teknologibruken. Bruken av bioenergi øker i 2030 i både Industri- og Tjenestesamfunnet. I 2050 reduseres bruken av biodrivstoff i Industrisamfunnet og er konstant på 40 TWh i Tjenestesamfunnet. Når tilgangen på bioenergi begrenses i TJEN-el, velges istedenfor hydrogen i 2050. I Industrisamfunnet øker bruken av batterielektriske kjøretøy i 2050 til 14 TWh.



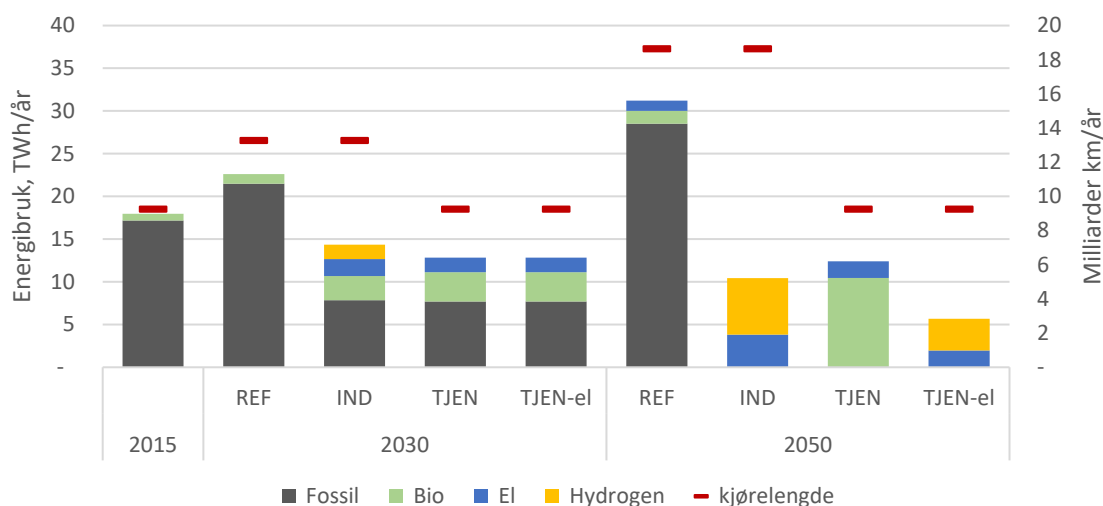
**Figur 17 Total bruk av energi i TWh/år, for Referanse, Tjenestesamfunnet, TJEN-el og Industrisamfunnet i henholdsvis basisanalysene og de kompletterende analysene med økte CO<sub>2</sub>-krav og muligheter**

Figur 18 viser energibærere for de ulike transportsegmentene for Industrisamfunnet og Tjenestesamfunnet i 2030 og 2050 basert på analyser med større mulighet og avgifter for CO<sub>2</sub>-reduksjon. Fossil energibruk i 2030 blir hovedsakelig erstattet av batterielektriske biler i de kompletterende analysene. Batterielektriske personbiler er dominerende i alle analyser. Godstrafikken reduserer også fossil energibruk ved å bruke mer biodrivstoff og batterielektriske kjøretøyer i 2030. I de kompletterende analysene blir en del av fossil energibruk i 2030 erstattet av biodrivstoff i 2030 og i Industrisamfunnet begynner hydrogen å brukes. I tillegg tas batterielektriske fartøyer i drift i Industrisamfunnet, både i 2030 og 2050. Flytransport bruker mer elektrisitet i Industrisamfunnet, spesielt i 2050.

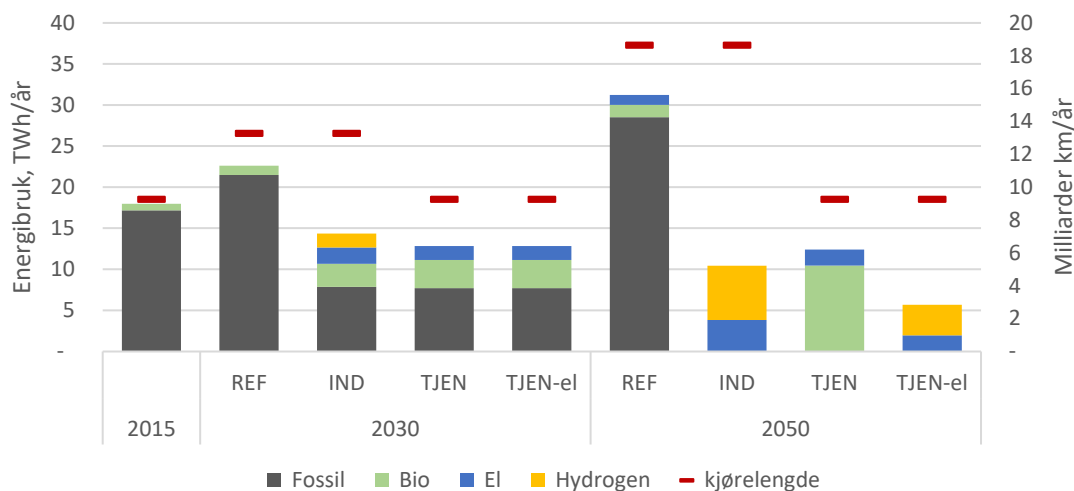


**Figur 18** Bruk av energibærere i transport i Industrisamfunnet og Tjenestesamfunnet, samt i TJEN-el (analysert med "økte CO<sub>2</sub>-krav")

Energibruken til transport blir betydelig mer effektiv i alle scenariene. I Tjenestesamfunnet er det lagt til grunn at transport med personbiler og lastebiler kan holdes på dagens nivå på tross for en befolkningsøkning på 29% til 2050. I Referansescenariet og Industrisamfunnet øker transportbehovet mer enn befolkningsveksten tilsier. I Referansescenariet øker energibruken til transport betydelig, mens energibruken i de to lavkarbonscenariene er lavere enn dagens forbruk. Grunnen til at det er mulig, er at transportteknologiene blir mye mer effektive. Dette er illustrert for personbiler og lastebiler i Figur 19 og Figur 20. For eksempel er kjørelengden som vises på høyre akse vesentlig lengre i 2050 i Industrisamfunnet, men energibruken er betydelig redusert sammenlignet med i dag. Hvis energibruk per kjørelengde for personbiler hadde stabilisert seg på dagens nivå, ville energibruken i Industrisamfunnet vært 20 TWh høyere i 2050 og i Tjenestesamfunnet ville det vært 15 TWh høyere forbruk i 2050. For lastebiler er tilsvarende tall 26 TWh i Industrisamfunnet i 2050, 6 TWh i Tjenestesamfunnet i 2050 og 12 TWh i TJEN-el. Per kjørelengde kan energieffektiviseringen beregnes til ca. 70% i 2050 for personbiler og lastebiler i lavkarbonanalysene, unntatt for lastebiler i Tjenestesamfunnet hvor effektiviseringen begrenses til 30% på grunn av stor utbredelse av forbrenningsmotorer med biodrivstoff.



**Figur 19** Energibruk til personbiler (venstre y-akse) og kjørelengde (høyre y-akse) for ulike scenarier i 2015, 2030 og 2050.



**Figur 20 Energibruk til lastebiler (venstre y-akse) og kjørelengde (høyre y-akse) for ulike scenarier i 2015, 2030 og 2050.**

Hovedpunkter fra analysene:

- Total energibruk til veitrafikk øker med 10 % til 2050 i Referansescenariet, mens energibruken er halvert i Tjenestesamfunnet og Industrisamfunnet
- Bruk av fossil energi til transport reduseres kraftig, mens bruk av elektrisitet øker
- Personbiler er i stor grad batterielektriske
- Hydrogen til transportformål benyttes i Industrisamfunnet og delvis i TJEN-el
- Den totale bruken av biodrivstoff til transport øker noe i Referansescenariet og i Industrisamfunnet og øker mye i Tjenestesamfunnet (over 40 TWh i 2050). I det alternative TJEN-el øker bruken av biodrivstoff til 12 TWh i 2050. I de kompletterende analysene er bruken av biodrivstoff betydelig større enn norske biomasseressurser i Tjenestesamfunnet, men i de andre scenariene er forbruket innenfor et nivå som vurderes som rimelig basert på nåværende teknologimuligheter.
- For godstransport på vei, sjøtransport og lufttransport ser vi de største forskjellene:
  - I Referansescenariet fortsetter bruken av fossilt drivstoff
  - I Tjenestesamfunnet blir det i hovedsak en overgang til biodrivstoff
  - I Industrisamfunnet blir det overgang til batterielektriske personbiler, biogass i busser, og en kombinasjon av batterielektrisk og hydrogen i andre transportsegmenter



## Infoboks 2 CCS<sup>21</sup>

"CCS (Carbon Capture and Storage) er fellesbetegnelsen for teknologier som reduserer utslipp av CO<sub>2</sub> fra industrielle anlegg til atmosfæren. Teknologiene omfatter fangst, transport og lagring. Fangst foregår ved at CO<sub>2</sub> skilles fra andre gasser i utslippsstrømmen gjennom en kjemisk eller fysisk prosess. Gassen komprimeres til en væskelignende tilstand som transporteres i rørledninger eller skip/tankbiler til et egnet sted for lagring. Her blir CO<sub>2</sub> injisert ned i porøse, geologiske formasjoner i undergrunnen, dekket av tette bergarter som hindrer at CO<sub>2</sub> lekker ut. CCS-teknologier er aktuelle for å få ned utslipp fra kraftverk basert på kull, olje og gass, fra stålverk, sementfabrikker eller andre industribedrifter." Slik introduseres CCS-teknologien i rapporten "Industrielle muligheter og arbeidsplasser ved CO<sub>2</sub>-håndtering i Norge"<sup>21</sup>. Dersom CCS anvendes ved forbrenning av bioenergi, vil utslippsregnskapet bli negativt, det vil si at prosessen totalt sett reduserer CO<sub>2</sub> konsentrasjonen i atmosfæren.

FNs Klimapanel (IPCC) sin rapport "Global warming of 1.5 °C" pekte på CCS som en viktig teknologi for å nå 1,5 graders målet. Andelen av utslippsreduksjoner som må tas ved hjelp av CO<sub>2</sub>-håndtering varierer mellom ulike internasjonale analyser, men ligger ifølge Det internasjonale energibyrået (IEA) og IPCC på mellom 12 % og 20 %. Alternative veier til de samme utslippsreduksjonene er jevnt over dyrere, i den grad de finnes. En del industrielle utslipp kan ikke reduseres på annen måte enn ved hjelp av CO<sub>2</sub>-håndtering.

Bruk av CCS øker globalt. I 2019 er antall stor-skala CCS prosjekter 51. 19 av disse er i drift, 4 er under konstruksjon og 28 er i ulike faser av utvikling. 24 av prosjektene er i Amerika, 12 i Asia og Stillehavsområdet, 12 i Europa og 3 i Midtøsten<sup>22</sup>. Drax-prosjektet i Storbritannia fanger CO<sub>2</sub> fra kraftproduksjon basert på bioenergi. Dette pilotprosjektet har vært i drift siden begynnelsen av 2019, og er verdens første kraftproduksjon med negative utslipp.

Norge har lang erfaring med CO<sub>2</sub>-håndtering gjennom prosjekter på Sleipner-, Gudrun- og Snøhvitfeltet. Siden 1996 har CO<sub>2</sub> fra gassproduksjon på norsk sokkel blitt injisert tilbake under havbunnen. Teknologisenteret på Mongstad (TCM) er verdens største anlegg for testing og utvikling av teknologier for CO<sub>2</sub>-fangst. TCM har vært i drift siden 2012 og er en arena for målrettet utvikling, testing og kvalifisering av teknologi for CO<sub>2</sub>-fangst i industriell skala<sup>23</sup>.

### **Reduksjon av kostnader for CCS er viktig for videre stor-skala utbredelse.**

I rapporten "Industrielle muligheter og arbeidsplasser ved CO<sub>2</sub>-håndtering i Norge" fra 2018 vises de industrielle mulighetene knyttet til en realisering av fullskala CO<sub>2</sub>-håndtering i Norge. Ulike utfallsrom blir studert og rapporten konkluderer med at satsing på CO<sub>2</sub>-håndtering i Norge kan styrke konkurransekraften for opptil 80 000 – 90 000 arbeidsplasser. Videre kan det skape inntil 30 000 – 40 000 nye arbeidsplasser hvor 6000 – 20 000 er innen CO<sub>2</sub> håndtering og 25 000 – 35 000 innen hydrogenproduksjon med CCS. Halvparten av sistnevnte er estimert å være nye arbeidsplasser.

<sup>21</sup> Der annet ikke er angitt er innholdet i denne Infoboksen hentet fra og i utstrakt grad sitater fra SINTEF-Rapport nr. 2018:0450, ISBN 978-82-14-6887: "Industrielle muligheter og arbeidsplasser ved CO<sub>2</sub>-håndtering i Norge", S. Størset, G. Tangen, O. Wolfgang og G. Sand

<sup>22</sup> <https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-report/>

<sup>23</sup> <https://www.norskpetroleum.no/miljo-og-teknologi/fangst-transport-og-lagring-av-co2/>



## 4.3.2 Industri

### Hovedfunn

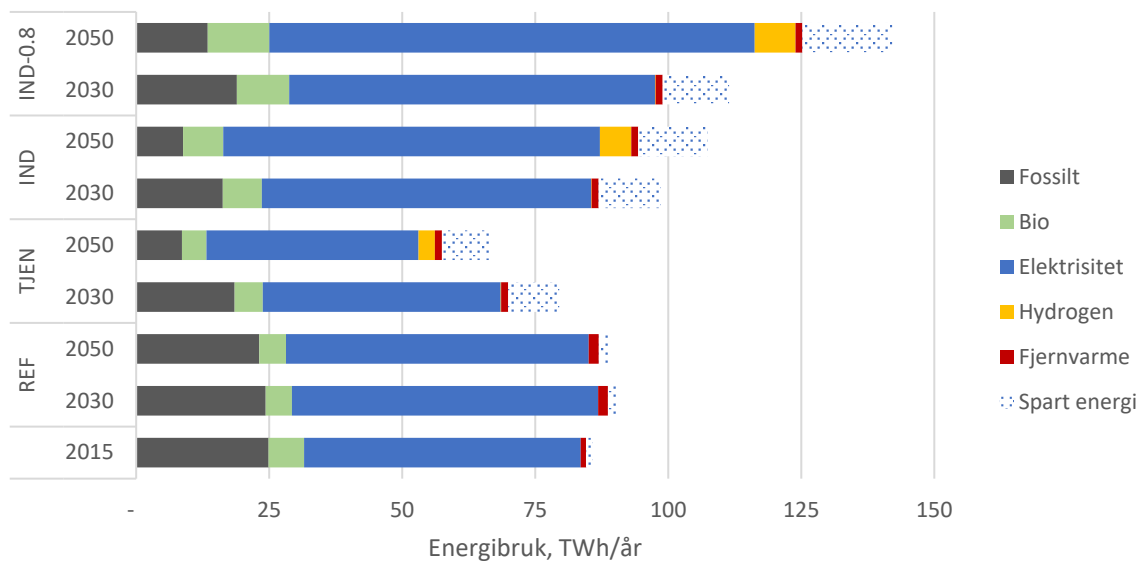
- Utslippsreduksjonene kommer som følge av betydelig energieffektivisering i begge scenariene. I tillegg kommer utslippsreduksjoner som følge av at hydrogen og biokull erstatter fossil energi i kraftintensive prosesser.
- Industrisamfunnet baseres på gjennombrudd for CCS-teknologi, og kraftig teknologilæring for hydrogenteknologier, og hydrogen produseres kostnadseffektivt fra naturgass med karbonfangst og lagring.
- CCS-teknologi benyttes også for å redusere utslipp fra industriprosesser i Industrisamfunnet.

Den totale etterspørsel etter energitjenester i industrien er konstant, og lik 2015, for Referansescenariet og Tjenestesamfunnet, men øker tilsvarende BNP-veksten for Industrisamfunnet.

Norsk industri er sammensatt, og ulike industrisektorer trenger ulike løsninger for å kunne redusere CO<sub>2</sub>-utslipp. For å oppnå betydelige reduksjoner av utslipp fra industrien er vi avhengig av bioenergi, hydrogen, CCS, nye industriprosesser og energieffektivisering. Vi har ikke inkludert teknologier som er umodne eller i lab skala, men har benyttet forutsetninger som kan være realistiske å få gjennomført. Oppsummert ligger følgende forutsetninger til grunn for analysene:

- Aluminiumsindustrien har et årlig effektiviseringspotensial på 1%. Det tilsvarer at produksjonen har et spesifikt elforbruk på 10 kWh/kg Al i 2050
- I noen energiintensive prosesser kan kull erstattes med hydrogen
- I industriprosesser kan hydrogen fra naturgass erstattes med hydrogen fra elektrolyse
- Biokull kan delvis erstatte fossilt kull og koks i kjemisk industri og i annen metallproduksjon. Inntil 30% fossilt kull kan erstattes i 2030 og inntil 40% fra 2040
- Kjemisk industri og annen metallindustri har et potensial for energieffektivisering som tilsvarer en årlig forbedring på 0,4% av elforbruket (totalt 15% i 2050), og en årlig forbedring på 0,9% av varmeforbruket i kjemisk industri (totalt 28% i 2050)
- Treforedlingsindustri har et totalt energieffektiviseringspotensial på 10%
- Annen industri har et potensial for effektivisering på 21% for varme (0,7% årlig), og 28% for elforbruk (1% årlig)
- CCS-teknologi er mulig for Breivik, Yara, Klemetsrud i Industrisamfunnet

I Referansescenariet, hvor industrietterspørselen forblir på dagens nivå, blir total energibruk i norsk industri konstant i hele analyseperioden (ca. 85 TWh). Den store veksten i industriaktivitet i Industrisamfunnet resulterer i en økning av total energibruk med 10 TWh i Industrisamfunnet og 40 TWh i IND-0.8 til 2050. I Tjenestesamfunnet hvor all petroleumsaktivitet er faset ut og industrien for øvrig er på dagens aktivitetsnivå, men mer energieffektiv, resulterer analysene i at energibruken i industrien reduseres med 30 TWh til 2050.



**Figur 21 Sluttbruk av energi fordelt på energibærere i industri, TWh/år**

Sammenliknet med 2015, reduseres kraftforbruket med 15% i Tjenestesamfunnet, og øker med 25% i Industrisamfunnet og med 40% i IND-0.8. Elektrisitetsandelen øker i alle analysene, med høyest andel i Industrisamfunnet (75%). I disse tallene inngår ikke elektrisitet til hydrogenproduksjon. I 2050 bruker industrien 3 TWh hydrogen i Tjenestesamfunnet og 6 TWh hydrogen i Industrisamfunnet. Kraftforbruk til elektrolyse for å produsere dette hydrogenet utgjør henholdsvis 4,5 TWh og 8 TWh.

IND-0.8 representerer et industrisamfunn med betydelig vekst i innenlands industri. Sammenliknet med 2015 får IND-0.8 en økning i kraftbehovet med over 40 TWh i 2050, under forutsetning av at industrien gjennomfører energieffektiviseringstiltak som beskrevet (uten energieffektivisering er økningen nesten 60 TWh).

Energieffektive tiltak bidrar med en besparelse i innkjøpt energi tilsvarende 10-20 TWh i 2050. Dette representerer ca. 15 % av energibruk i industrien.

I 2015 utgjør bruken av bioenergi i norsk industri ca. 4% av energibruken, og dette øker til ca. 8% av energibruk i industrien i både Tjenestesamfunnet og Industrisamfunnet. I både Tjenestesamfunnet og Industrisamfunnet mer enn halveres fossilandelen til 2050. Oljekjeler erstattes med elkjeler og biokjeler, og fossilt kull erstattes delvis med biokull.

I Industrisamfunnet er CO<sub>2</sub>-fangst og lagring (CCS) tilgjengelig fra 2030 i kjemisk industri og sementindustri (i tillegg til i avfallsforbrenningsanlegg). Denne teknologianvendelsen gir en CO<sub>2</sub>-reduksjon i 2050 på 1,2 mill. tonn i Industrisamfunnet, og 1,9 mill. tonn i IND-0.8.

### 4.3.3 Bygg

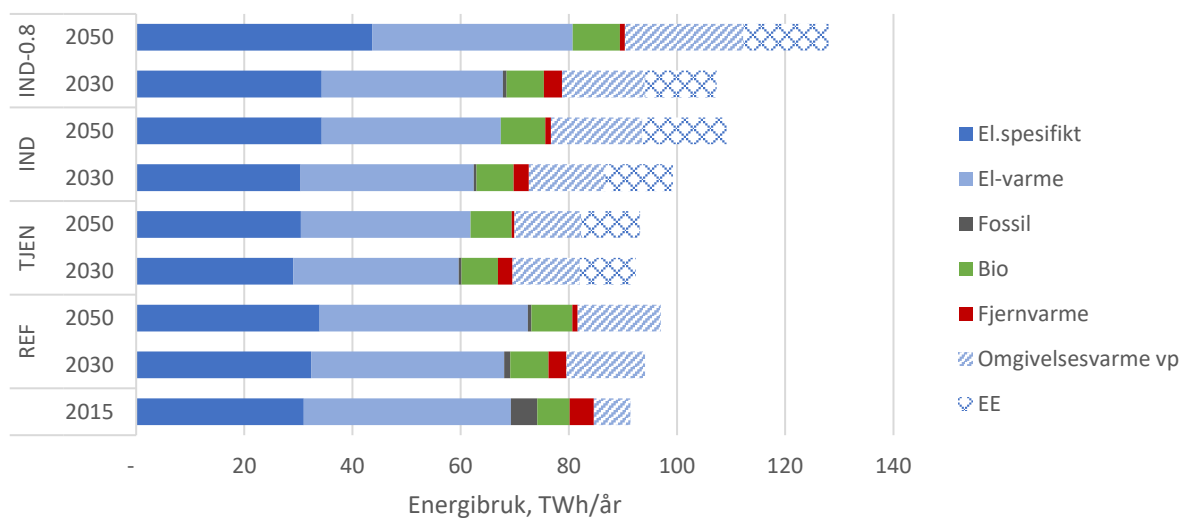
#### Hovedfunn

- Det er et stort potensial for energieffektivisering i bygninger. Dette kan bidra til å dempe veksten i energibruk i bygg.

- Bygningssektoren faser allerede i dag ut fossil energi som følge av forbud mot oljefyring, så redusert energibehov i bygg bidrar ikke direkte til reduserte utslipp av CO<sub>2</sub>.
- En lavere vekst i energietterspørselen i bygg bidrar til mindre behov for utbygging av ny kraft.

Total energibruk i bygninger (husholdninger og tjenesteytende sektor) var 85 TWh i 2015. Av dette utgjorde elektrisitet ca. 82%. Som følge av strengere bygningsforskrifter og mer effektive løsninger reduseres energibruken til bygg i både Tjenestesamfunnet og Industrisamfunnet, på tross av at befolkningen øker samtidig som andelen elektrisitet øker i alle scenarier, se Figur 22.

Som vist i figuren dempes veksten i total energibruk i bygninger av mulighetene for investering i energieffektive tiltak. I Tjenestesamfunnet ville energibruken være forholdsvis konstant fra 2015 til 2050 uten investering i energieffektive tiltak.



**Figur 22 Energibruk i bygninger (husholdninger og tjenesteytende sektor), TWh/år**

Fossil energi til oppvarming fases helt ut i Industri- og Tjenestesamfunnet. Oppvarmingsbehovet dekkes i alle analyser av en kombinasjon av bioenergi, hvor vedovner utgjør en stor andel, av direkte elektrisk oppvarming, vamepumper og fjernvarme.

Elektrisitet (direkte el og varmepumper) dekker en stor del av varmebehovet både i dag og i fremtidsscenariene. El-andelen øker i alle scenariene og det gjør også bruken av bioenergi, mens all fossil energibruk fases ut. Fjernvarmens andel reduseres til 2050. Mindre fjernvarme/nærvarmeanlegg er ikke modellert som fjernvarme, men presenteres som individuelle teknologier, hvilket fører til at fjernvarmeandelen fremstår som lavere enn det den egentlig er.

I de kompletterende analysene reduseres bruken av elektrisitet til oppvarming grunnet høyere og mer varierende elpriser når mer kraft brukes til transport (4-7 TWh mindre elforbruk). Det er hovedsakelig en overgang fra luftvarmepumper til væske/væskevarmepumper som er mer effektive, men betydelig dyrere. I tillegg blir det investert i mer energieffektiviseringstiltak (en økning med inntil 6 TWh).

## 4.4 Elektrisk kraft

Tabellen under viser et overblikk over analyseresultatene for kraftsystemet som presenteres i mer detalj i de påfølgende delkapitlene. Alle tall er modellresultater med værbeholdninger i henhold til et normalår.

Tabell 5 Oversikt over kraftsystemresultater

[TWh]		Modellår	REF		TJEN		IND	
		2015	2030	2050	2030	2050	2030	2050
Kraftproduksjon	Vannkraft	130	137	137	136	135	138	143
	Vindkraft land	2	12	17	12	12	13	39
	Vindkraft hav	-	0	0	0	0	0	1
	Solkraft	-	0	0	4	7	0	1
	Termisk	4	1	2	0	0	0	0
	<b>Total produksjon</b>	<b>136</b>	<b>150</b>	<b>156</b>	<b>152</b>	<b>154</b>	<b>151</b>	<b>184</b>
Kraftforbruk	Industri	52	58	57	45	45	62	80
	Bygg	70	68	73	60	62	63	68
	Transport inkl. H <sub>2</sub>	1	11	14	12	13	11	25
	Tap	11	11	13	9	10	10	12
	<b>Total forbruk</b>	<b>123</b>	<b>148</b>	<b>156</b>	<b>126</b>	<b>130</b>	<b>146</b>	<b>185</b>
<b>Netto eksport</b>		<b>2</b>	<b>2</b>	<b>-1</b>	<b>25</b>	<b>24</b>	<b>4</b>	<b>-1</b>

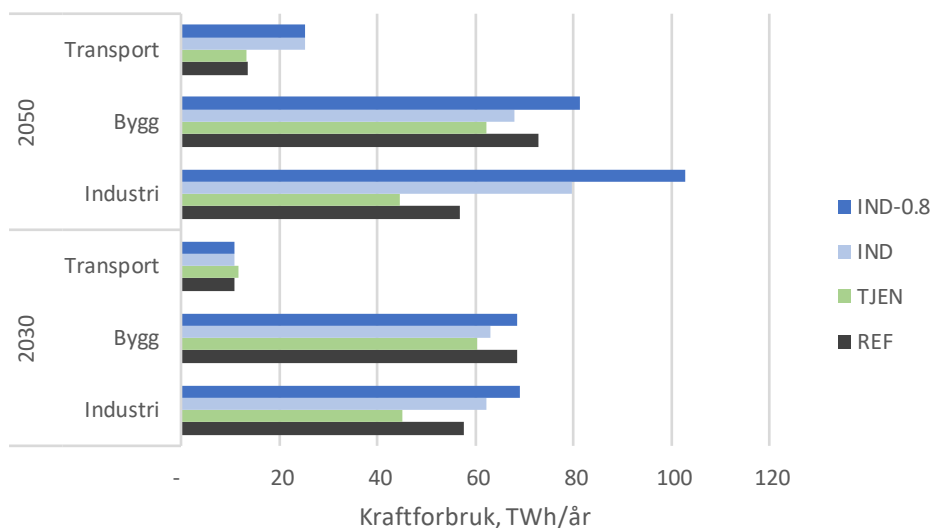
### 4.4.1 Kraftforbruk

#### Hovedfunn

- Det er stor usikkerhet knyttet til kraftforbruket i 2050. Gjennomsnittlig kraftforbruk i 2050 spenner fra en reduksjon på 2 % i Tjenestesamfunnet til en økning på 41 % i Industrisamfunnet og 71 % i Industrisamfunnet med 0,8 % økonomisk vekst, alle tall relativt til 2015. Forskjellene drives av ulike aktivitetsnivåer og elektrifiseringsgrad i industrisektoren i Industrisamfunnet relativt til Tjenestesamfunnet, samt at Industrisamfunnet har betydelig hydrogenproduksjon fra kraft til transportformål.

Kraftforbruket drives i stor grad av antagelsene om energietterspørsel som beskrevet i delkapittel 4.1. De analyserte veivalgene gir et stort spenn i fremtidig kraftforbruk, fra 2% (-2 TWh) redusert netto kraftforbruk i Tjenestesamfunnet til en økning på 17 % (21 TWh) i Referansescenariet og 41 % (51 TWh) i Industrisamfunnet i 2050 relativt til 2015. Forutsettes økonomisk vekst som i Perspektivmeldinga 2017 blir kraftforbruksøkningen på 71 % (87 TWh i IND-0.8) til 2050. I alle sektorer er kraftforbruket høyere i Industrisamfunnet enn i Tjenestesamfunnet i 2050. I 2030 er kraftforbruket relativt lik i bygg- og transportsektoren for de to scenariene mens Industrisamfunnet har høyere forbruk i industrisektoren. Ulik utvikling i industriens kraftforbruk bidrar altså mest til spennet mellom scenariene. Dette drives av forutsetningen om at industrisektoren, som er energi- og kraftintensiv, bidrar sterkt til økonomisk vekst i Industrisamfunnet. Samtidig øker elektrisitetsandelen i industrisektoren mer i Industrisamfunnet enn i Tjenestesamfunnet. Utviklingen i bygningssektoren er relativt lik i Industrisamfunnet og Tjenestesamfunnet, med energieffektivisering som gir kraftforbruksreduksjon på tross av befolkningsvekst og økt elektrisitetsgrad. Transportsektoren har et relativt stabilt kraftkonsum på tvers av scenariene i 2030, mens det skjer en kraftig forbruksvekst til 25 TWh i Industrisamfunnet og en moderat vekst til 13 TWh i Tjenestesamfunnet til 2050. Kraftforbruket til transport inkluderer elektrolyse til hydrogenproduksjon for transportformål, og omfanget av dette kraftforbruket er sterkt avhengig av teknologivalg i transportsektoren.

I TJEN-el er det forutsatt begrenset tilgang til biodrivstoff, noe som gjør hydrogen fra elektrolyse til en sentral energibærer i transport med en tilhørende kraftig vekst i kraftforbruket til 28 TWh.



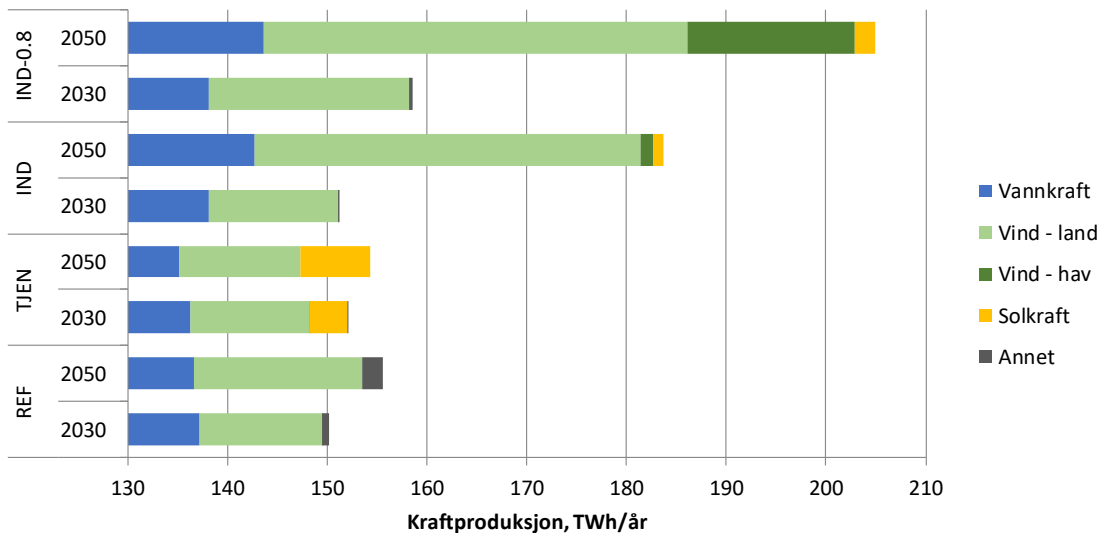
**Figur 23 Kraftforbruk per sektor, TWh/år**

#### 4.4.2 Kraftproduksjon

##### Hovedfunn

- Landbasert vindkraft er den teknologien som gir mest ny kraftproduksjon i alle våre scenarier. Dog er ikke eventuelle effekter som resultat av den økte debatten og motstanden mot landbasert vindkraft representert i analysene.
- Det er ikke behov for landbasert vindkraft ut over vedtatte konsesjoner på ca. 22 TWh før 2030 for å dekke nasjonalt årlig forbruk. 12-13 TWh ny produksjon dekker behovet frem til 2030 under de fleste forutsetninger.
- Inntjeningen i kraftmarkedet er ikke tilstrekkelig til å forsvare solkraftinvesteringer ut over 1 TWh. Kostnadsutviklingen for solkraft, samt øvrige incentiver som nettariff og elavgift vil være avgjørende for om Norge får en økonomisk motivert solkraftutbygging ut over 1 TWh.

Norge er rikt på fornybare ressurser til kraftproduksjon og alle veivalg viser en vekst i kraftproduksjon i både 2030 og 2050. Dette drives delvis av den rike ressurstilgangen og delvis av vår forutsetning om at Norge på forventning er selvforsynt med kraft i netto over året. Veksten til 2050 er på nesten 20 TWh i et værmessig normalår for Referansescenariet og Tjenestesamfunnet og 48 TWh for Industrisamfunnet. En økonomisk vekst på 0,8 % per innbygger i Industrisamfunnet gir en økt kraftproduksjon på nesten 70 TWh.



**Figur 24 Kraftproduksjon pr scenario og teknologi<sup>24</sup>**

Mens vannkraft er bærebjelken i det eksisterende kraftsystemet, med 138 TWh i 2015 og en andel på 95 % - 99 % av produksjonen de siste 15 årene<sup>25</sup>, utgjør landbasert vindkraft den største produksjonsveksten. De mest kostnadseffektive teknologiene for kraftproduksjon i Norge er vannkraft og landbasert vindkraft, og siden det uutnyttede ressurspotensialet er størst for vindkraft dekker dette mesteparten av produksjonsveksten.

Den norske samfunnsdebatten har hatt en kraftig økt oppmerksomhet omkring vindkraft i 2019, med en synligere motstand mot landbasert vindkraft, særlig av hensyn til naturvern<sup>26</sup>. Samtidig løftes flytende havvind frem som et mulig fremtidig alternativ, se Infoboks 3, blant annet aktualisert av Enovas bevilgning av 2,3 milliarder kroner til havvindprosjektet Hywind Tampen. Dog er flytende havvind en umoden teknologi som forventes å bli konkurransedyktig omkring 2030. I lys av denne debatten er det verdt å merke seg at ingen av hovedscenariene viser utbyggingsnivåer av vindkraft til 2030 som overstiger omfanget av vedtatte vindkraftkonsesjoner på rundt 22 TWh<sup>27</sup> som i all hovedsak er landbasert. Derimot gir Referansescenariet, Industrisamfunnet og Tjenestesamfunnet alle 12-13 TWh landbasert vindkraft i 2030, mens IND-0.8 når 20 TWh i 2030. Dersom kraftforbruket frem mot 2050 øker som i Industrisamfunnet viser resultatene ytterligere utbygging av landbasert vindkraft til 39 TWh. Dog er disse resultatene sensitive til usikre faktorer som kostnadsutviklingen for havvind og arealtilgjengelighet for landbasert vindkraft. En oversikt over våre sensitivitetsanalyser<sup>28</sup> omkring vindkraft for Industrisamfunnet er vist i Tabell 6 og Figur 25. Disse viser at 14 TWh av vindkraftutbyggingen mellom 2030 og 2050 kommer som havvind fremfor landbasert vindkraft dersom landbasert vindkraft begrenses til 26 TWh ("IND-Maks landvind" i Figur 25). Tilsvarende utgjør havvind neste 15 TWh av vindkraftutbyggingen til 2050 og landbasert vindkraft reduseres

<sup>24</sup> Resultater for kraftproduksjon baserer seg på energitilgangen ved et værmessig normalår med mindre annet er påpekt i teksten.

<sup>25</sup> SSBs statistikkbank

<sup>26</sup> Eventuelle konsekvenser debatten omkring landbasert vindkraft kan få, f.eks. gjennom økte utbyggingskostnader eller goodwill-kostander er ikke representert i disse analysene.

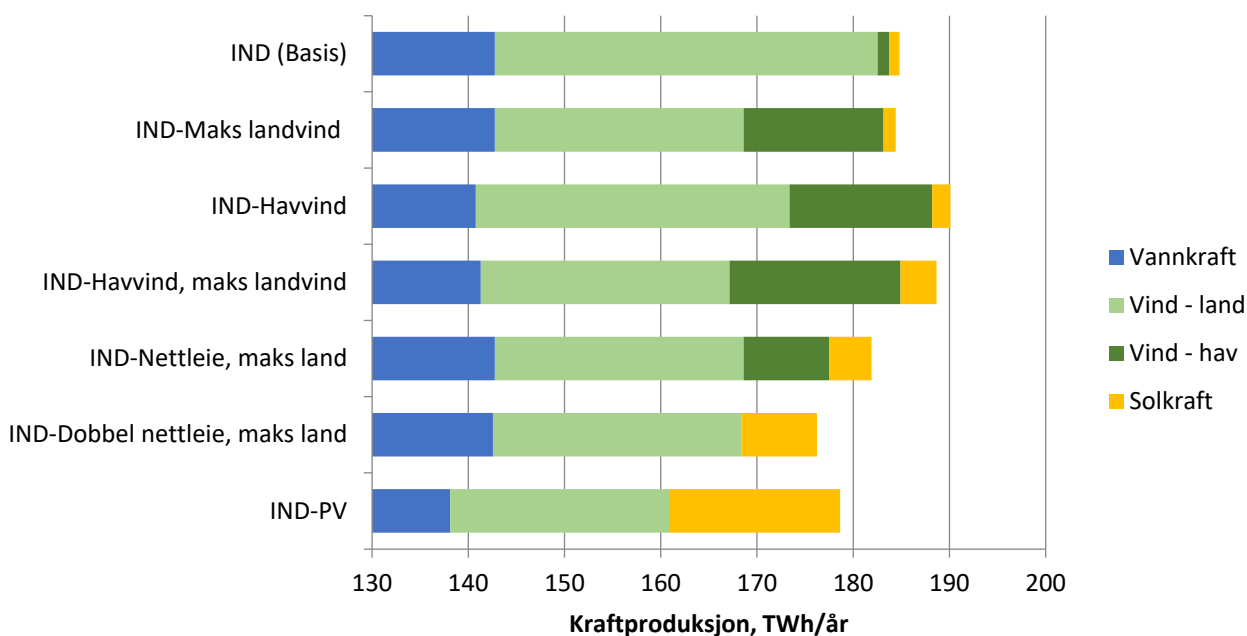
<sup>27</sup> Energimengden er estimert fra installert effekt i driftsatte og innvilgede konsesjonene i NVEs konsesjonsdatabase pr august 2018

<sup>28</sup> Sensitivitetsanalysene er implementert i TIMES-Norge med utgangspunkt i modellstatusen for Industrisamfunnet etter iterasjon med Samkjøringsmodellen. Det er ikke gjort nye tilbakekobling fra Samkjøringsmodellen til TIMES-Norge etter innføring av sensitivitetene.

med 7 TWh relativt til Industrisamfunnet dersom havvindkostnaden i 2035 antas å være 51 % av 2015-nivået fremfor vår basisantagelse på 70 % ("IND-Havvind" i Figur 25).<sup>29</sup> Kombineres disse to forutsetningene vil havvindutbyggingen nå nesten 18 TWh i 2050 og fortrenge 14 TWh landvind relativt til Industrisamfunnet ("IND-Havvind, maks landvind" i Figur 25).

**Tabell 6 Sensitiviteter av Industrisamfunnet relatert til vindkraft**

Navn	Endring fra IND
IND-Maks landvind	Landbasert vindkraft begrenset til 26 TWh
IND-Havvind	Havvindkostnader i 2035 redusert til 51 % av 2015-nivå
IND-Havvind, maks landvind	Kombinasjon av "IND-Maks landvind" og "IND Havvind"



**Figur 25 Kraftproduksjonens – sensitivitetsanalyser for Industrisamfunnet**

Analysene viser at det behøves en kraftig økning i krafttetterspørsmål for at solkraft, i form av fotovoltaisk produksjon, skal bli konkurransedyktig, noe som kun skjer i Industrisamfunnet og IND-0.8 i 2050. Begrensningen i solkraftens konkurransevne forklares i hovedsak av en betydelig lavere oppnådd kraftpris relativt til vannkraft og vindkraft, som vist i Figur 26.

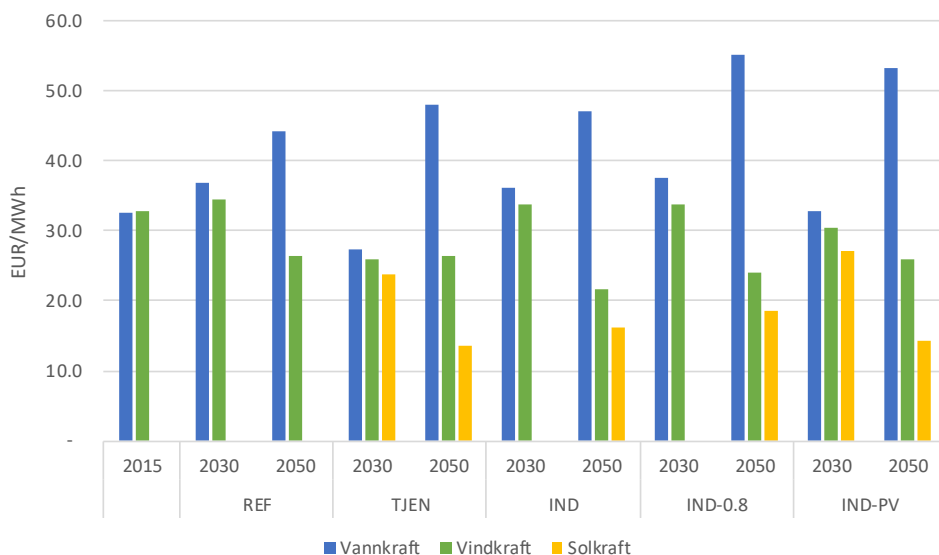
Som distribuert kraftkilde påvirkes imidlertid utviklingen i solkraftproduksjon av flere forhold. I Tjenestesamfunnet er det i 2050 forutsatt 7 TWh bygningsintegrerte solceller (BIPV) som del av byggestandarden, enten drevet av byggeforskriftene eller økonomien i valg av bygningsmaterialer. Uten bygningstekniske insentiver er solkraftproduksjonen i 2050 1 TWh i Industrisamfunnet mens det ikke benyttes solkraft i Referansescenariet. Mengden solkraft avhenger av flere forhold, som vist gjennom sensitivitetsanalysene for Industrisamfunnet i 2050, beskrevet i Tabell 7 og gjengitt i Figur 25. Dog, en begrensning av vindkraftinvesteringene til 26 TWh er ikke tilstrekkelig til å utløse betydelig ytterligere

<sup>29</sup> Havvind er modellert med to kostnadsklasser i tråd med NVEs kostnadsrapport 2017 og har LCOE (levelized cost of energy) i 2015 på 63 øre/kWh og 82 øre/kWh.

solkraftproduksjon i Industrisamfunnet ("IND-Maks landvind"). De videre sensitivitetene vurderer ytterligere virkemidler i tillegg til begrensingen i vindkraftutbygging på land. Gitt en fortsatt energibasert nettleie som i dag vil økninger i nettleien styrke incentivet for distribuert solkraft gjennom spart nettleie for konsumenter. I "IND-Maks landvind" er dagens nivå på nettleien og ingen elavgift forutsatt. En økt nettleien med 10 øre/kWh til 37 øre/kWh, gir 4,4 TWh solkraft ("IND-Nettleie, maks land"). En dobling av nettleien til 52 øre/kWh samt å inkludere elavgift som i dag på 15 øre/kWh gir 7,8 TWh solkraft ("IND-Dobbel nettleie, maks land"), og samtidig fortrenging av all havvind. Kombineres disse incentivene med en reduksjon av teknologikostanden for solkraft med 66 % fra dagens kostnadsnivå, i motsetning til 50% som er vår basisantagelse, når solkraftproduksjonen nesten 18 TWh som er 10 % av kraftproduksjonen ("IND-PV") i 2050. Disse incentivene for solkraft fortrenger noe landbasert vindkraft og ny uregulert småskala vannkraft, gir høyere total installert effekt, men lavere kraftproduksjon og -konsum og gir gjennomsnittlig høyere kraftpriser relativt til originalbeskrivelsen av Industrisamfunnet i 2050.

**Tabell 7 Sensitiviteter av Industrisamfunnet som motiverer solkraft**

Navn	Endring fra IND
IND-Maks landvind	Landbasert vindkraft begrenset til 26 TWh
IND-Nettleie, maks land	10 øre økt nettleie og landbasert vindkraft begrenset til 26 TWh
IND-Dobbel nettleie, maks land	Inkludert elavgift, doblet nettleie og landbasert vindkraft begrenset til 26 TWh
IND-PV	Reduserte kostnader for solkraft med 66% fra dagnes nivå, for øvrig som "IND-Dobbel nettleie, maks land"

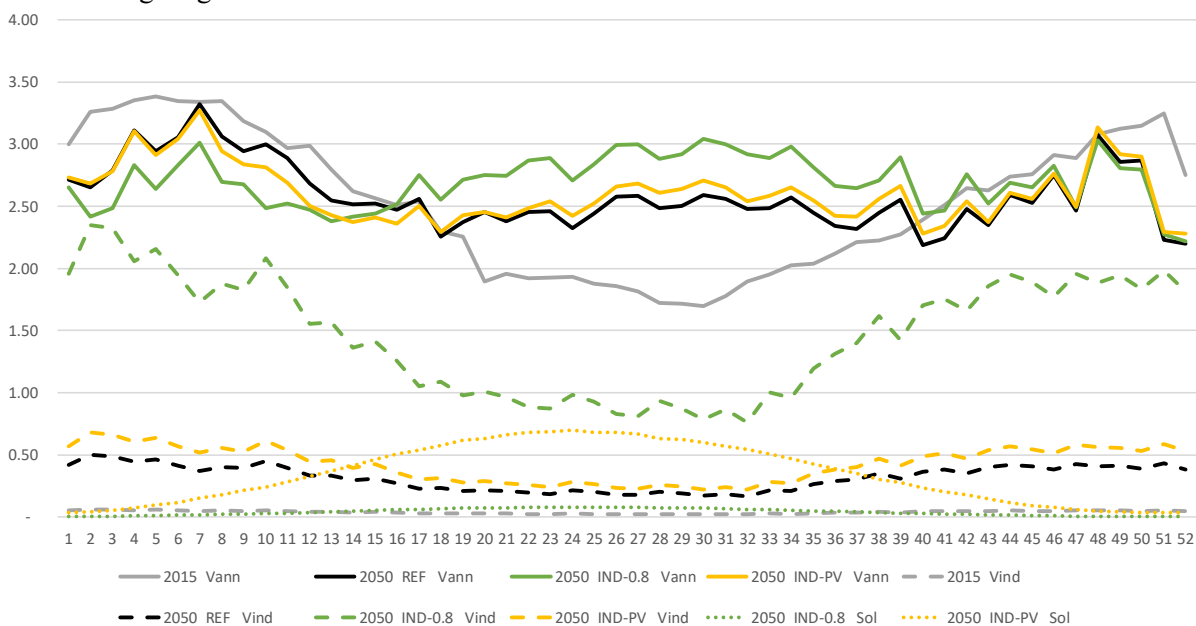


**Figur 26 Oppnådd kraftpriser pr teknologi i gjennomsnitt over alle simulerte værår**

Analysene viser kun små variasjoner i vannkraftproduksjon på tvers av veivalg og analyseår. Ny regulerbar vannkraft utgjør 2,5 TWh i alle analyser. Ny uregulerbar vannkraft utgjør 4,1-5,9 TWh når kraftkonsumet er under 160 TWh, men når drøyt 11 TWh og varierer mer ved konsum over 160 TWh, noe som skjer i Industrisamfunnet og noen varianter av dette i 2050. Vannkraften får en endret produksjonsprofil, med mer produksjon på sommer og mindre på vinter, for å balansere sesongprofilen til vindkraften, som vist i Figur 27.



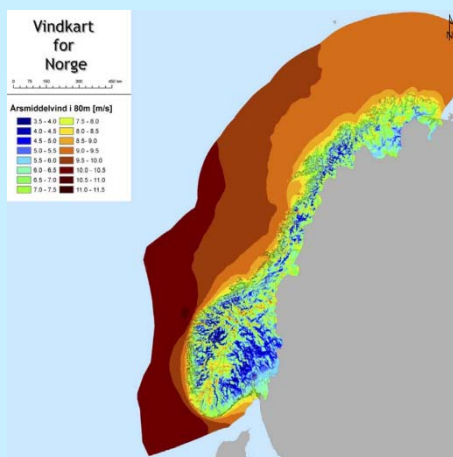
Vannkraftmagasinene disponeres i stor grad ut fra ønsket om å oppnå høy pris og høy virkningsgrad. Som analysene gjengitt i Figur 26 viser oppnår derfor vannkraften i gjennomsnitt høyere pris enn vind- og solkraft. Dette gjelder for alle scenarier og analyseår, og mønsteret forsterkes konsekvent fra 2030 til 2050. Mens oppnådd kraftpris for vannkraft stiger fra 2015, med unntak av i Tjenestesamfunnet i 2030, er bildet mer variert for vindkraft. I Referansescenariet og de fleste versjoner av Industrisamfunnet oppnår vindkraft høyere kraftpris i 2030 enn i 2015, dog 10 % under oppnådd pris på vannkraft. I 2050 er derimot oppnådd kraftpris for vindkraft i størrelsesorden 50% av oppnådd pris for vannkraft og konsekvent lavere enn i 2015. Solkraften oppnår konsekvent lavest kraftpris, 83-87% av oppnådd pris for vannkraft i 2030 og kun 23-35% i 2050. I Tjenestesamfunnet i 2030 er prisenivået generelt lavt, noe som rammer alle produksjonsteknologier. Forøvrig forklares den divergerende trenden mellom vannkraft og de to variable fornybar-teknologiene mot 2050 av to forhold, sesongprofilen på ressurstilgangen og reguleringsevnen. Økende andeler variabel fornybar kraftproduksjon både i det europeiske og norske kraftsystemet øker variabiliteten i kraftpris, både gjennom en sterkere sesongvariasjon med lave sommerpriser og variasjon innenfor uka og dagen. Solkraftens lave oppnådde pris skyldes i stor grad at solkraftproduksjonen i relativt liten grad følger etterspørselsprofilen og høyprisperiodene, men derimot produserer mest på lave sommerpriser. Vindkraftproduksjonen er ikke regulerbar<sup>30</sup>, en må produsere når det er vind, men produksjonen er på forventning høyest på vinteren. De høye oppnådde kraftprisene for vannkraft viser verdien som ligger i vannkraftens fleksibilitet gjennom lagringsevnen som muliggjør utnytting av den økte prisvariabiliteten på både korte og lange horisonter.



**Figur 27 Gjennomsnittlig kraftproduksjon over året pr produksjonsteknologi**

<sup>30</sup> I praksis kan en justere ned vindkraftproduksjonen dersom det er behov for dette for å balansere kraftsystemet, men denne funksjonaliteten inngår ikke i modellapparatet. Denne opsjonen er normalt en dyr balanseringsmetode sammenliknet med vannkraft hvor en kan spare på ubrukt vann.

### Infoboks 3 Flytende havvind



**Figur 28 Vindkart. Kilde: Kjeller Vindteknikk**

Rundt 80 % av verdens ressurser for havvind er i områder med minst 60 meters dyp. Dette er områder som ikke er regnet som økonomisk lønnsomme for bunnfaste møller. Vindressursene er bedre lengre fra kysten og flytende vindparker kan dermed produsere mer per installert enhet. Sist, men ikke minst er det trolig mindre påvirkning på lokalt miljø med møller langt fra kysten og mindre visuell effekt enn ved landbasert vind.

Norge har svært gode vindressurser både til lands og til havs, men utenfor kysten av Norge blir det de fleste steder raskt dypt, noe som begrenser arealtilgang for bunnfaste vindmøller. Norge var først ute i verden med å etablere flytende havvind gjennom Equinor sitt Hywind Demo prosjekt på Karmøy. Demoprojektet

ble satt i drift i 2009 og besto av en mølle. Equinor eier i dag den eneste flytende havvindparken i verden, Hywind Skottland. Den består av 6 møller med installert kapasitet på til sammen 30 MW. Ved utgangen av 2018 var det installert ca. 50 MW flytende havvind i verden. Kostnaden for strøm produsert fra flytendene vindmøller er i dag ca. 180-200 Euro/MWh, og prosjektene er ikke lønnsomme uten støtte. Det er forventet en betydelig kostnadsreduksjon fremover. Wind Europe estimerer en kostnad på 40-60 Euro/MWh i 2030. Til sammenligning har kostandene for produksjon fra bunnfaste møller falt fra 150 Euro/MWh i 2014 til 65 Euro/MWh i 2017. Wind Europe anslår at havbasert vindkraftproduksjon fra flytende møller i Europa kan vokse til 4000-5000 MW i 2030. USA, Japan og Kina har investeringsprogram og mål for installert kapasitet for flytende havvindkraftproduksjon<sup>31</sup>. Det er flere argumenter for at Norge bør satse på kraftproduksjon fra flytende havvindmøller:

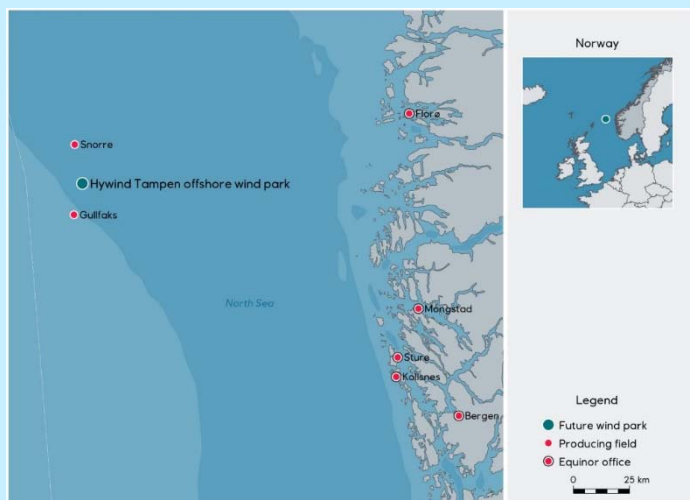
#### *De-karbonisering av petroleumsproduksjonen*

Equinor ønsker å bygge Hywind Tampen, en flytende vindmøllepark på 8800 MW. Planen er å kople parken opp mot fem Gullfaks og Snorre installasjoner og forsyne disse med vindbasert elektrisk kraft. Vindkraftparken vil kunne dekke om lag 35 % av det årlige kraftbehovet til de fem installasjonene. Det vil gi besparelser på minst 200 000 tonn CO<sub>2</sub> per år<sup>32</sup>. Prosjektet har møtt motstand fra Norges Fiskerlag fordi det beslaglegger for store areal og kommer i konflikt med fiskeriinteresser.<sup>33</sup>

<sup>31</sup> Floating offshore wind energy. A policy blueprint for Europe. Wind Europe. <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/policy/position-papers/Floating-offshore-wind-energy-a-policy-blueprint-for-Europe.pdf> (lest Mai 2019)

<sup>32</sup> Hywind Tampen – samfunnsmessige ringvirkninger. Multiconsult. 21 februar 2019. <https://www.multiconsult.no/spennende-fremtid-med-flytende-havvind/> (lest mai 2019)

### Utvikling av ny næringsvirksomhet



Figur 29 Hywind Tampen. Kilde: Equinor

Multiconsult<sup>32</sup> har analysert hva Hywind Tampen utbyggingen kan bety for et fremtidig marked for havvind. Analysene legger til grunn et marked på 12 000 MW globalt i 2030 inkludert 1000 MW i Norge. Kontraktverdien av et slikt marked vil avhenge av faktorer som kostnadsreduksjoner og utbyggingstakt. Basert på antagelser om disse anslår Thema at 12 000 MW globalt kan representere investeringer på mer enn 437 milliarder kroner inkludert om lag 35 milliarder kroner i Norge. Avhengig av hvor store markedsandeler norske bedrifter tar, vil en etablering av flytende

havvind på 1000 MW i Norge kunne gi ringvirkningseffekter på 8000-15000 årsverk og bidrag til BNP på 9,4 – 17,6 milliarder kroner i Norge samlet sett til og med 2030. Tilsvarende vil et globalt marked på 11 000 MW kunne gi ringvirkninger i Norge på mellom 8000 – 28 000 årsverk og bidrag til BNP på 9 – 31 milliarder kroner til 2030.

### Utvikling av utslippsfri kraftproduksjon for eksport til Europa

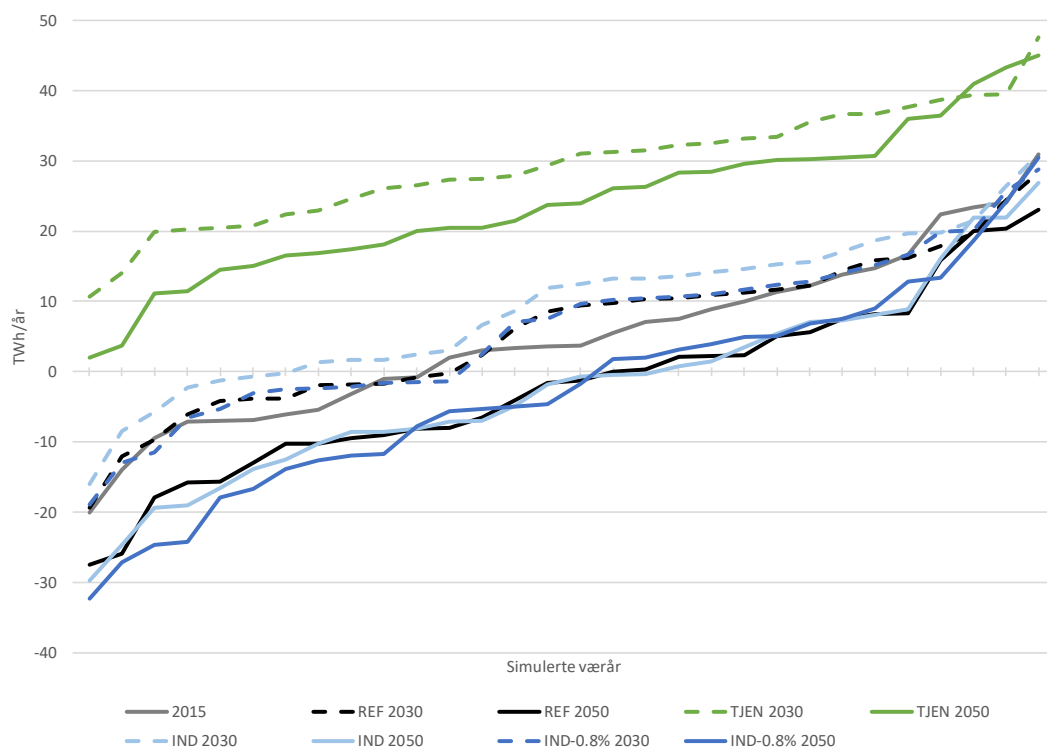
Enova/Sweco estimerte i 2007 det fysiske potensialet for offshore (både bunnfast og flytende) vindkraftproduksjon i Norge til 14 000 TWh/år, det vil si flere ganger Europas samlede kraftbehov. Selv om potensialet reduseres vesentlig når man tar hensyn til økonomi, annen næringsvirksomhet osv., så vil Norge kunne ha et stort potensial for eksport av vindkraft til et Europa som innen 2050 skal ha en tilnærmet avkarbonisert kraftforsyning.

### 4.4.3 Eksport/import

Med en høy andel fornybar kraftproduksjon varierer kraftproduksjonskapasiteten i Norge med vær-situasjonen fra år til år, og for å sikre balanse i kraftsystemet gir dette variasjon i årlig kraftutvekslingen til og fra Norge, som vist i Figur 30. Analysene viser at variasjonsområdet til netto eksport for kraftsystemet i 2015 var i størrelsesorden 50 TWh. Dette er stabilt i Referansescenariet, reduseres i Tjenestesamfunnet og øker i Industrisamfunnet til henholdsvis 43 TWh og 57 TWh i 2050. Alle veivalgene viser en økning fra 2030 til 2050.

Forskjellen i kraftforbruksutvikling mellom veivalgene, der Tjenestesamfunnet har redusert forbruk mens Referansescenariet, Industrisamfunnet og sensitiviteten IND-0.8 har vekst relativt til 2015, gjenspeiles også i utvekslingsbalansen. I Tjenestesamfunnet er Norge en ren krafteksportør, mens vi i Referansescenariet, Industrisamfunnet og IND-0.8 er netto eksportør i ca. to tredjedeler av værårene i 2030 og drøyt halvparten av værårene i 2050.

<sup>33</sup> Vil flytte Hywind Tampen. 19.februar 2019. [www.tu.no](http://www.tu.no)



**Figur 30 Total årlig eksport fra Norge i de ulike veivalgene for år 2030 og år 2050, sortert fra det året med lavest eksport (høyest import) til det året med høyest eksport.**

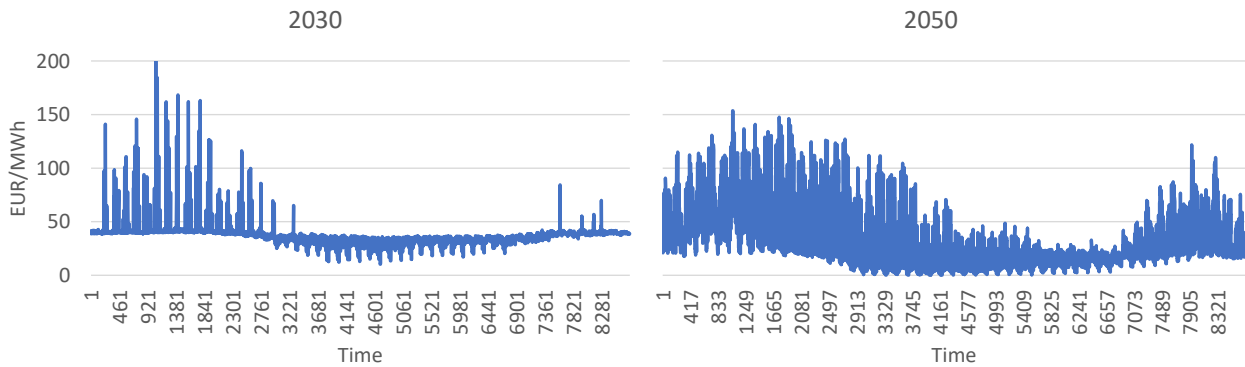
#### 4.4.4 Kraftpriser

##### Hovedfunn

- Kraftprisen får en kraftig økning i kortsiktig variabilitet på grunn av mye sol- og vindkraftproduksjon i Norge og resten av Europa. Dette gjelder allerede i 2030 og forsterkes ytterligere mot 2050, hvor gjennomsnittlig absolutt prisendring fra time til time i våre analyser når ca. 5-7 EUR/MWh mot 0,13 EUR/MWh i 2015. Dette gir regulerbar vannkraft høyere lønnsomhet enn vind- og solkraft i våre analyser og vil også gjøre andre fleksible løsninger lønnsomme i Norge.
- Kraftprisen får en sterkere sesongprofil. I våre analyser øker gjennomsnittlig forventet prisdifferanse mellom sommer og vinter til 26-39 EUR/MWh i hovedscenariene mot snaut 7 EUR/MWh i 2015.
- Kraftpris er sterkt avhengig av vær-situasjonen fra år til år, en effekt som forsterkes mot 2050. Forskjellen i kraftpris mellom ulike år er større enn prisdifferansen mellom ulike scenarier i 2050.

I takt med økende andeler variabel fornybar kraftproduksjon øker prisvariabiliteten i våre analyser relativt til dagens situasjon. Som vist i Figur 31, med NO1 som eksempel, er det allerede i 2030 sterk prisvariasjon innenfor uken med høye pristopper på vinteren og prisbunner på sommeren. Til 2050 utvikler dette seg til økende variabilitet, som vist i Tabell 8, med både opp- og nedsider gjennom hele året, noe vi observerer i

alle prisområder og i alle scenarier. I tabellen er kortsiktig variasjon uttrykt ved gjennomsnittlig absolutt prisendring fra time til time.

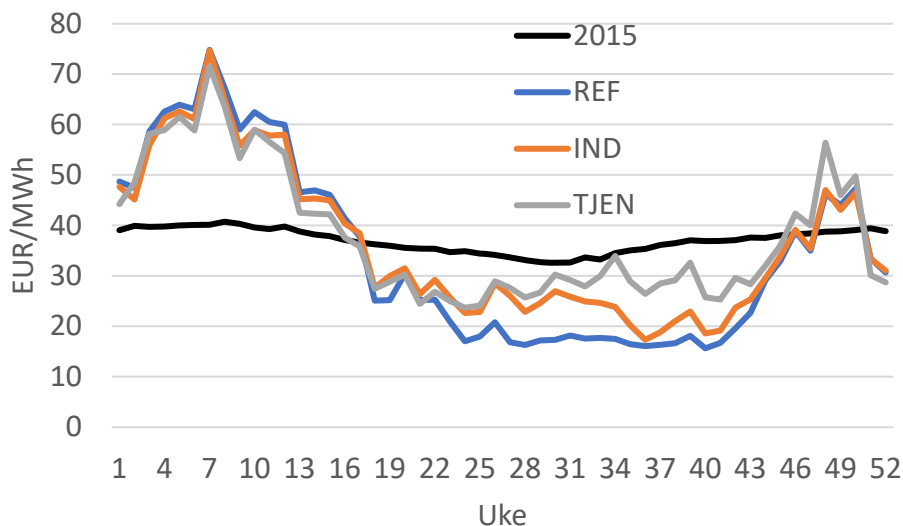


**Figur 31 Kraftpriser pr time i Referansescenariet i 2030 og 2050 som gjennomsnitt over alle simulerte værår.**

**Tabell 8 Måltall for variabilitet i kraftpris i 2050 relativt til simulering av kraftsystemet i 2015**

[EUR/MWh]	2015	REF	IND	TJEN
Kortsiktig variasjon	0,13	5,36	6,08	7,10
Sesongvariasjon	6,73	39,11	29,25	26,37

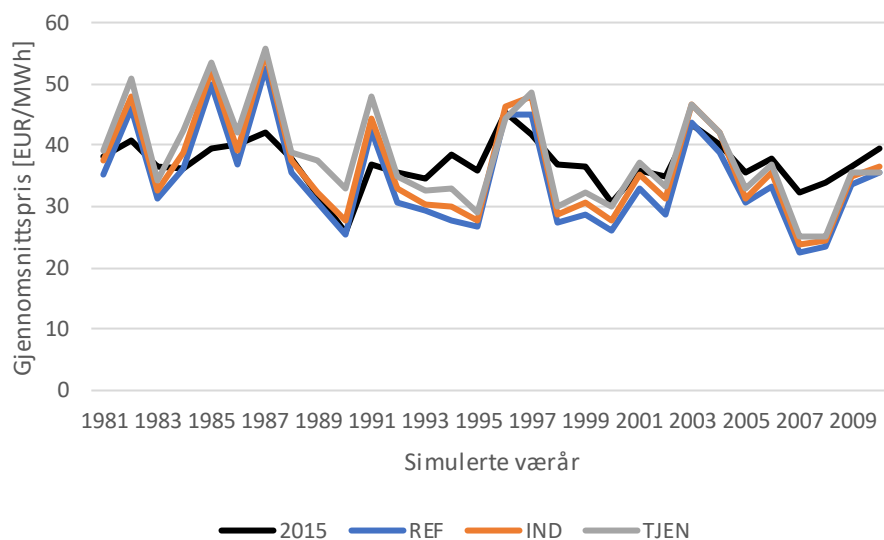
Kraftprisene får også en sterk sesongvariasjon i 2050, se Figur 32 og Tabell 8. Sesongvariasjonen er i tabellen uttrykt som differansen i gjennomsnittsprisen over fem uker på vinteren (uke 1-5) og på sommeren (uke 27-31).



**Figur 32 Kraftpriser i NO1 i 2050 som gjennomsnitt over uke og alle simulerte værår.**

Både sesongvariasjonen og den kortsiktige variasjonen bidrar til å understøtte at vannkraft med lagringskapasitet oppnår en høyere inntjening enn andre kraftproduksjonsteknologier. Tilsvarende kan prisvariasjonen gi insentiver til andre fleksible ressurser, for eksempel forbrukerfleksibilitet som i svært begrenset grad er tilgjengelig i Norge i disse analysene. Den økte variabiliteten drives av variabiliteten i

vind- og solkraftproduksjon, en effekt som er spesielt markant i Europa utenfor Norden der fornybarandelen i kraftmiksen er antatt å være høy. Prisen i perioder med høy netto last<sup>34</sup> utenfor Norden er svært sensitiv til antatt marginalkostnad for fleksible ressurser i forbruk og produksjon, da disse er prissettende. Det er i våre analyser relativt store sprang mellom marginalkostnaden for ulike fleksible ressurser i Europa, 20 EUR/MWh, 203 EUR/MWh og opptil 300 EUR/MWh for henholdsvis bioråstoff og naturgass til kraftproduksjon, og forbrukerfleksibiliteter. Dette fører til at relativt små forskjeller i netto last gir stor virkning på prisen, noe som blant annet observeres tydelig i uke 7 hvor det er flere høylasttimer enn i de omkringliggende ukene i noen naboområder til Norge.



**Figur 33** Årlig gjennomsnittspris i NO1 per hovedscenario, samt kraftsystemet i 2015, for hvert simulerte værår

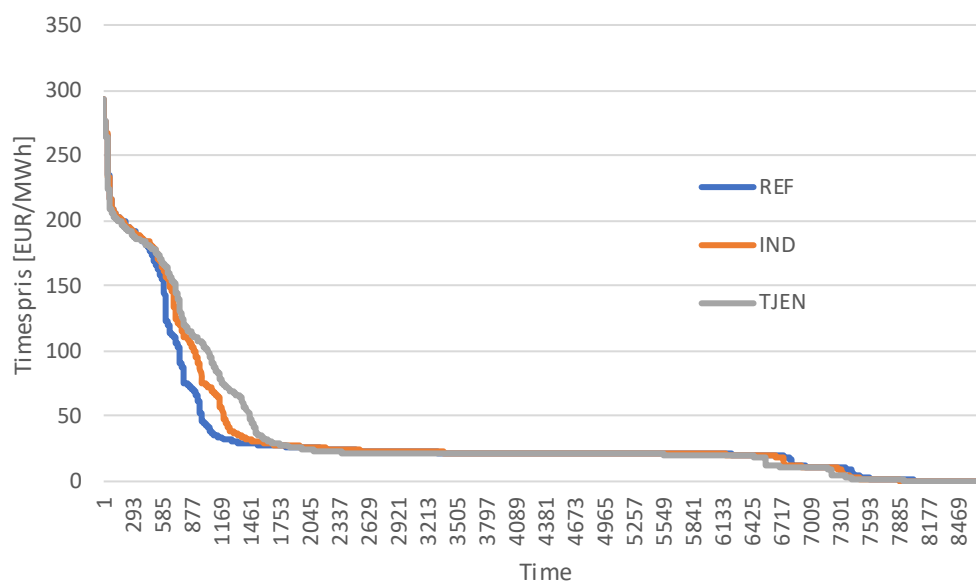
Værsituasjonen kan gi betydelig variasjon i kraftproduksjonen og dermed kraftbalansen fra år til år. Figur 33 viser gjennomsnittspris i NO1 for hvert av de 30 simulerte værårene for hovedscenariene. Variabiliteten i denne kurven viser den store betydningen værforholdene har på kraftprisen, der året med lavest pris har en gjennomsnittspris som er mindre enn halvparten av gjennomsnittsprisen i året med høyest pris. Videre viser figuren at prisforskjellen mellom de ulike scenariene er langt mindre enn mellom ulike værår, og at alle scenarier i gjennomsnitt over året påvirkes relativt likt av værforutsetningene. Det varierer noe mellom prisområdene hvilket av scenariene som har høyest og lavest prisnivå.

Varighetskurven for timesprisen i NO1, som gjengitt for væråret 2006<sup>35</sup> i Figur 34, viser et relativt likt prismønster for alle scenarier også innenfor året. Karakteristisk på tvers av scenarier og værår er at timesprisene spenner mellom 0 og 250-300 EUR/MWh, der pristoppen drives av prisen på forbrukerfleksibilitet i Europa. Forskjellen mellom ulike værår og scenarier kommer typisk av antall timer med priser i området 20-200 EUR/MWh. Her er naturligvis de omtalte prisnivåene som tidligere nevnt svært sensitive til de antatte marginalkostnadene for fleksible kraftressurser.

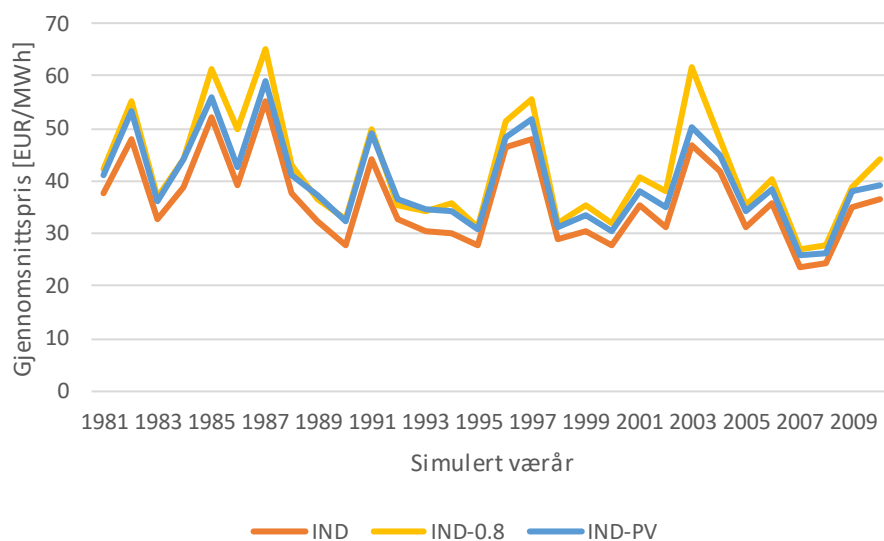
Sensitivitetsanalysen IND-0.8 karakteriseres av et kraftsystem med høyt konsum og en etter norske forhold høy andel variabel fornybar kraftproduksjon på 56 % i et normalår. Vindkraft utgjør 35 %, uregulert vannkraft 20% og solkraft 1 %. IND-PV, som stimulerer solkraft, har derimot 10 % solkraft og tilsvarende mindre vindkraft i et system med 3% lavere konsum enn originalversjonen av Industrisamfunnet.

<sup>34</sup> Last fratrukket ikke-regulerbar produksjon som vind- og solkraft

<sup>35</sup> Væråret 2006 er valgt som eksempel fordi det er det væråret som har gjennomsnittspris nærmest gjennomsnittsprisen over alle værår og hovedscenarier.



**Figur 34 Varighetskurve for timespriser i NO1 for væråret 2006**



**Figur 35 Årlig gjennomsnittspris i NO1 for versjoner av IND for hvert simulerte værår**

Figur 35 viser gjennomsnittlig årlig kraftpris for Industrisamfunnet og de to sensitivitetene over de 30 simulerte værårene for NO1. Gjennomsnittsprisen for de tre scenariene over alle simulerte værår er henholdsvis 36 EUR/MWh, 40 EUR/MWh og 42 EUR/MWh for henholdsvis IND, IND-PV og IND-0.8. IND-PV har konsekvent høyere gjennomsnittspris enn IND. I gjennomsnitt er prisen i IND-PV 10% høyere enn i IND på tross av 3% lavere kraftforbruk og -produksjon. Dette tyder på at en høy andel solkraft i kraftmiksen er mindre effektivt når man ser kraftmarkedet isolert. At kraftprisen i gjennomsnitt er høyere i IND-0.8 enn IND kommer naturlig av betydelig høyere kraftforbruk og -produksjon. Det er verdt å merke seg at gjennomsnittlig årspris varierer mer for IND-0.8. Mens avstanden i gjennomsnittspris mellom dyreste og billigste år er 32 EUR/MWh i IND er tilsvarende intervall for IND-0.8 på 38 EUR/MWh. Det er også verdt å merke seg at det i IND-0.8 i 20% av de simulerte værårene inntreffer 2-30 timer på våren hvor kraftsystemet ikke er i balanse, ved at produksjon og import ikke kan forsyne krafttterspørselen. Slike ubalanser forekommer ikke i noen andre scenarier.



## 5 Kvalitativ case-studie, hydrogen

### Hovedfunn

- Pågående initiativer tilsier et stort potensial for hydrogenproduksjon mot 2030 og 2050. De seks initiativene vi har sett på ligger an til en årlig produksjon på opptil 2 TWh.
- Hydrogen kan spille en vesentlig rolle for å redusere klimagassutslipp og utvikle et bærekraftig energisystem, men det gjenstår betydelige tekniske, økonomiske og sosiale barrierer for de fleste anvendelsesområder.
- Mens andre land har ambisiøse hydrogen-strategier, har utviklingen i Norge så langt vært fragmentert. Bransjen ser behov for større samarbeid og felles "showcase".
- Vi er ved et kritisk vippepunkt. Systemtenkning og nasjonal koordinering vil være avgjørende for å utløse omstillingspotensialet til hydrogen i Norge.

På grunn av den store usikkerheten rundt fremtidig utvikling og aksept for hydrogen-baserte løsninger, har arbeidet med veikartet inkludert en kvalitativ studie rundt muligheter, barrierer og omstillingspotensialet til hydrogen. Studien er basert på dokumentstudier, workshop-deltakelse og 26 intervjuer med sentrale aktører og interessenter i 2018-2019. Nærmere informasjon om datagrunnlag og metode i studien finnes i vedlegg B.

### 5.1 Hydrogen i internasjonale scenarier mot 2050

Nylige studier viser at Europa kan nå målet om et lavutslipps-energisystem med egne ressurser innen 2050.<sup>36</sup> En slik omstilling kan imidlertid ikke skje med eksisterende strukturer.<sup>37</sup> Hydrogen vil kunne bidra på fire områder, som blir stadig viktigere: 1) distribusjon av energi mellom ulike sektorer og regioner, 2) som buffer, som kan bidra til fleksibilitet og forsyningsikkerhet samtidig som at ikke-regulerbar fornybar energi kan integreres effektivt, 3) i form av nullutslippsløsninger for transport, industri og bygninger, og 4) som råmateriale for industrien.

Ifølge studier som er knyttet opp mot bransjen vil hydrogen kunne dekke opp mot 24 % av EUs totale energietterspørsel i 2050. Globalt vil hydrogen kunne dekke så mye som 18 % av energiforbruket i 2050. Mange av de større integrerte modellanalysene som er gjennomført internasjonalt, tilsier også at hydrogen er forbundet med et betydelig potensial.<sup>910</sup> Samtidig understreker analysene usikkerheten og kompleksiteten rundt hydrogen, gitt koblingene til annen teknologi og ulike energikilder. Mange studier finner at hydrogen først vokser frem for alvor fra 2030, men vil kunne redusere utslippene betydelig mot 2050.<sup>38</sup> Det er imidlertid også studier som tyder på at andelen hydrogen vil være under 10 % helt frem mot 2100.<sup>39</sup> DNV

<sup>36</sup> Zappa, W. et al. (2019) Is a 100% renewable European power system feasible by 2050? *Applied Energy* 233-234: 1027-1050

<sup>37</sup> Jacobson, M.Z. et al. (2018). Matching demand with supply at low cost in 139 countries among 20 world regions with 100% intermittent wind, water, and sunlight (WWS) for all purposes. *Renewable Energy* 123: 236-248

<sup>38</sup> Hanley, E.S. et al. (2018). The role of hydrogen in low carbon energy futures: A review of existing perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82 (2018) 3027-3045.

<sup>39</sup> Gambhir, A. et al. (2019). Energy system changes in 1.5 °C, well below 2 °C and 2 °C scenarios, *Energy Strategy Reviews* 23, 69-80.



GL sin analyse, som har fått mye oppmerksomhet blant norske beslutningstakere, projiserer et moderat opptak frem mot 2050, men deretter betydelig vekst mot 2100.<sup>40</sup>

## 5.2 Bruk av hydrogen som energibærer i dag

I dag er hydrogen og brenselcellebaserte løsninger godt etablert i noen nisjer, som for eksempel gaffeltrucker og lokal oppvarming og strøm til bygninger.<sup>41</sup> Globalt fantes det 330 hydrogenfyllestasjoner i 2018. Det internasjonale hydrogenrådet har som mål at verden skal ha 3000 hydrogenfyllestasjoner i 2025, slik at man vil komme over en kritisk masse på rundt 2 millioner biler og det blir mulig å gjøre fylleinfrastrukturen økonomisk selvberende. Land som Japan, Sør-Korea, Tyskland, Frankrike og Kina har etablert svært ambisiøse hydrogenstrategier. På den annen side har utviklingen i batteri-teknologi vært rivende. Det sås tvil om markedet for hydrogenbiler: Per 2018 hadde Japan, USA og Tyskland henholdsvis 1800, 2750 og 467 hydrogenbiler, og i Norge var tallet kun 141. Internasjonalt øker imidlertid antallet sakte, men sikkert. Interessen for hydrogen i tungtransport er også stor. To typer hydrogenlastebiler settes i kommersiell produksjon i 2019, og ventelistene er lange. Europa har i dag 83 hydrogenbusser i ordinær drift, og i Tyskland testes verdens første hydrogentog.

Når det gjelder maritime anvendelser er Norge i verdenstoppen. Verdens første hydrogenferge settes i drift i Rogaland fra 2020-21, og det utvikles løsninger også for hurtigbåter og andre segmenter, som fiskefartøy, cruise og containerskip. I Tyskland har Shell startet bygging av verdens største elektrolyseanlegg med tanke på avkarbonisering av raffineri, og Sverige satser stort på hydrogen for gruveindustrien. Bare i Europa er mer enn 30 "power-to-gas"-prosjekter på gang, med hydrogen basert på sol og vindkraft, og minst to av disse er konstruerte for å injisere hydrogen i gassnett. Likevel eksisterer det fortsatt en rekke barrierer. Produksjon av bærekraftig hydrogen i ulik skala til konkurransedyktige priser anses for å være en av de viktigste.

## 5.3 Planer og muligheter for ny produksjon i Norge

I Norge er det en rekke initiativer som ser på mulighetene for å starte ny hydrogenproduksjon i større skala (5 MW eller mer). Alle befinner seg vest og nord i landet. Vi har sett nærmere på seks av disse. På Tjeldbergodden er det snakk om "blå" hydrogen basert på reformering av naturgass med en lovende ny membranteknologi som det på sikt vil være aktuelt å kombinere med CCS. I de andre tilfellene, i Varanger, på Jelsa, i Tyssedal, Kvinnherad og Glomfjord, og også i vurderinger Statkraft har gjort angående mulighetene for hydrogenproduksjon på Mo, er det snakk om "grønn" hydrogen basert på vind og vannkraft. Mulighet for hydrogenproduksjon utredes også blant annet på Smøla, og på Herøya har NEL og Yara søkt Pilot-E om støtte til et større pilotanlegg som skal gi grønt hydrogen til ammoniakkproduksjon fra 2022.

Kapasitetene man retter seg inn mot de nærmeste årene ligger på 10-60 MW og 2-20 tonn per dag. De langsiktige ambisjonene er imidlertid mye høyere. Maritim transport og industri er de viktigste målgruppene. I minst tre av tilfellene er eksport en uttalt del av visjonen eller målet for initiativet. Flere av initiativene retter seg mot eksisterende hurtigbåt- og fergearter, og er avhengige av tiltak i den offentlige innkjøpsordningen for å komme opp i et konkurransedyktig volum. At det er stor usikkerhet og høy risiko illustreres blant annet av utviklingen for selskapet Norsk H2, som var i gang med å etablere produksjon på Jelsa, men ble slått konkurs sommeren 2019.

Det pågår også FoU-prosjekter rundt nye anvendelser som vil kunne gi større hydrogenvolumer. Den nevnte piloten på Herøya er del av et større program Yara har satt i gang for å avkarbonisere gjødselproduksjonen sin fra 2025, der "grønn" hydrogen er i fokus. Mulighetene for å erstatte kullkraft på Svalbard ved hjelp av

---

<sup>40</sup> DNV GL (2019): Hydrogen as an energy carrier - An Evaluation of Emerging Hydrogen Value Chains.

<sup>41</sup> Staffell I. et al. (2019). The role of hydrogen and fuel cells in the global energy system. *Energy & Environmental Science* 12: 463-491. Doi: 10.1039/c8ee01157e

hydrogen basert på vindkraft i Finnmark har nylig blitt utredet.<sup>42</sup> Videre peker hydrogenproduksjon på avsidesliggende steder og øyer med innestengt kraft og høye transmisjons- og transportkostnader seg ut som en lønnsom case.<sup>43</sup> Deep Purple-prosjektet, som drives av TechnipFMC med flere, ser på hvordan en kan omdanne havvind til hydrogen og lagre det på havbunnen, for deretter å bruke hydrogenet til å produsere stabil kraft til Norges olje- og gassplattformer, og som drivstoff til skipsfart.<sup>44</sup>

H21 North of England, som er et samarbeid mellom Northern Gas Networks, Cadent og Equinor, mener å vise at det kan produseres rent hydrogen fra naturgass ved hjelp av eksisterende teknologi. Produksjon i et anlegg med kapasitet på 12 GW, støttet av karbonfangst, skal kunne produsere nok energi til å varme opp 3,7 millioner hjem og 40.000 bedrifter i Nord-England. Det er flere studier på hvordan Norge kan bidra til avkarbonisering gjennom blått hydrogen til Europa, men på grunn av kostnadene knyttet til transport og lagring kan man anta at mye av hydrogenproduksjonen vil skje i mottakerlandene, med gass fra Norge.

Samtidig tyder ny forskning på at det totale realiserbare potensialet for vindkraft på land i Europa er så stort som 52,5 TW – som kan generere eller 138,090 TWh/år og være nok til å dekke den globale energietterspørselen i 2050.<sup>45</sup> Dette er betydelig mer enn hva tidligere studier tilsier. NVE anslår at Norge kan ha en vindkraftproduksjon på 25 TWh i 2030.<sup>46</sup> Ved lavere kapitalkostnader for elektrolyserer kan grønn hydrogenproduksjon bidra til stabil kraftforsyning i avsidesliggende områder med høye investeringskostnader i nettinfrastruktur, og til fleksibilitet i energisystemet som helhet. Potensialet for dette øker med generering av ikke-regulerbar kraft og kan gi økt marked for grønt hydrogen, lavere kostnader og større muligheter for eksport av hydrogenteknologi fra Norge.

## 5.4 Drivere og barrierer

Aktørenes muligheter til å utløse omstillingspotensialet som er nevnt ovenfor påvirkes av drivere og barrierer på ulike nivåer. Skjematisk kan noen av de viktigste fremstilles som i Figur 36.

Den raske utviklingen innen ny fornybar energi gjør at markedet er i utvikling. Samtidig har blant annet Paris-avtalen og IPCC sin spesialrapport om global oppvarming gitt mer fokus på nye klima-løsninger. Vi ser også en økende bevissthet og aktivisme, som påvirker forbrukere og beslutningstakere. På den annen side er det stor usikkerhet rundt fremtidig klimapolitikk, eksemplifisert ved utviklingen i USA og Brasil, og økende motstand mot tiltak som kan komme i konflikt med naturvern hensyn og sosiale interesser. Hvor langt man når med integrering av energimarked og utnyttelse av infrastruktur i Europa vil ha stor betydning, spesielt for mulighetene til eksport av blått hydrogen. Likeledes vil hydrogenstrategiene i andre land ha innvirkning på opptak av hydrogenbaserte løsninger og mulighetene for eksport av hydrogen og hydrogenbasert teknologi fra Norge.

Norges strategi for forskning og utvikling rundt hydrogen har fra starten av vært relatert til behovet for avkarbonisering av transport og mer bærekraftig forvaltning av verdien i gassressursene.<sup>47</sup> Tidlig på 2000-tallet ble det gjennomført flere ambisiøse utviklingsprosjekter der store industriaktører var med, inkludert "hydrogenveien" mellom Oslo og Stavanger. Finanskrisen fra 2008 førte imidlertid til et drastisk fall i oljeprisen. Fokus på høye kostnader og begrenset energieffektivitet gjorde at det ble stilt spørsmålsteget ved hydrogens bærekraft. Elektrifiseringen av norsk transport skjøt fart rundt 2010, og bilprodusentene prioriterte

<sup>42</sup> [https://www.statkraft.com/globalassets/explained/svalbard\\_rapport\\_0911\\_final.pdf](https://www.statkraft.com/globalassets/explained/svalbard_rapport_0911_final.pdf)

<sup>43</sup> <https://www.remote-euproject.eu/>

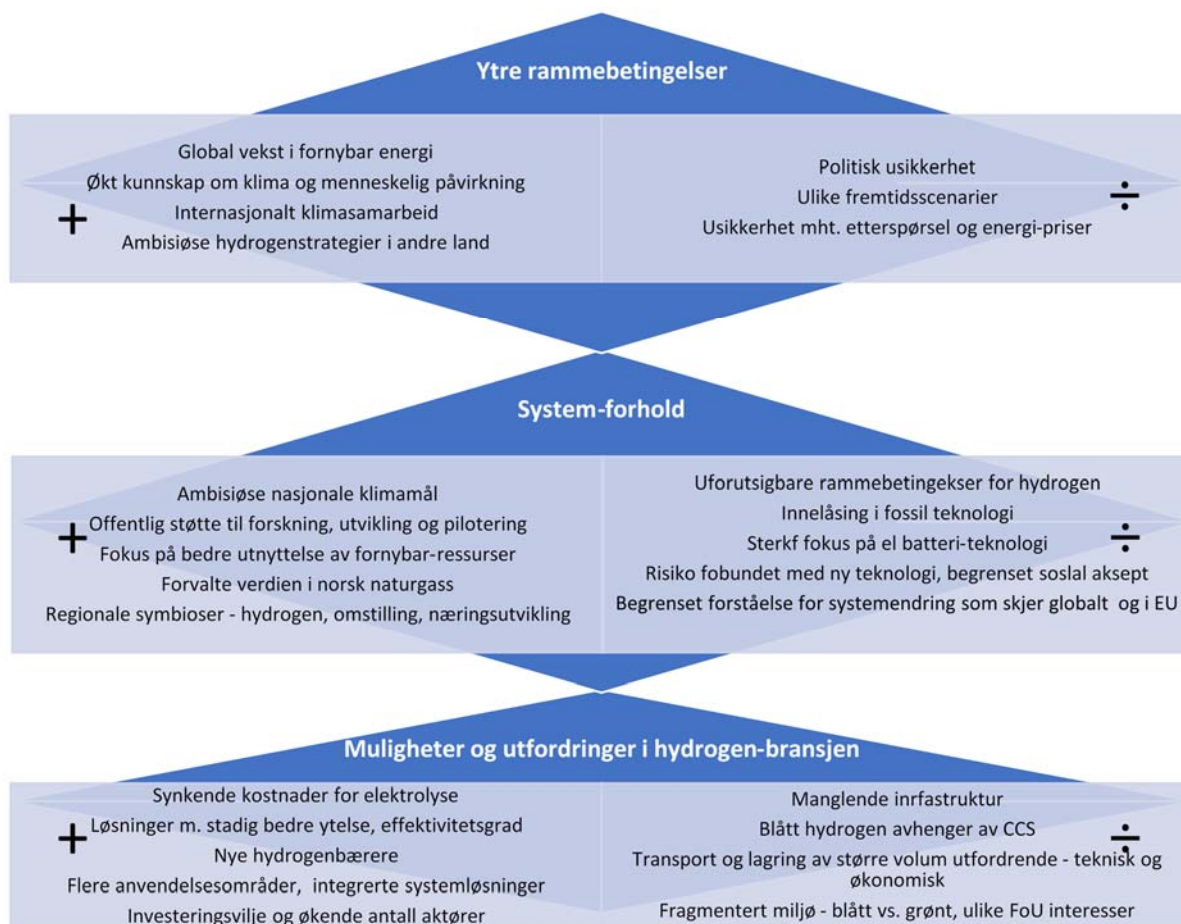
<sup>44</sup> <https://gemini.no/2019/04/sokkelen-kan-fa-vindkraft-i-gassform/>

<sup>45</sup> Enevoldsen, P. et al. (2019). How much wind power potential does Europe have? Examining European wind power potential with an enhanced socio-technical atlas. *Energy Policy* 132: 1092-1100.

<sup>46</sup> NVE (2018): Kraftmarkedsanalyse 2018-2030. Rapport nr. 84, 2018.

<sup>47</sup> NOU 2004:11. Hydrogen som fremtidens energibærer. <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/NOU-2004-11/id149967/sec1>

andre markeder for de første hydrogenbilene. Forsknings- og utviklingsarbeidet fortsatte, men ble i større grad sentrert rundt nisjeaktører.



**Figur 36** Drivere og barrierer for produksjon og bruk av hydrogen som energibærere i Norge.

Prisen på solkraft var imidlertid på vei ned, og den har nå blitt markant lavere enn tidligere. Samtidig har bevisstheten rundt behovet for klimatiltak økt. Risikovillige investorer fatter dermed ny interesse for hydrogen i Norge. Bransjen fikk tilført viktig kapital og hadde økende internasjonal suksess knyttet til grønt hydrogen. Stortingsmeldingen om ny felles utslippsforpliktelse med EU og arbeidet med Paris-avtalen økte også trykket på omstilling i hele den oljebaserte økonomien. De første hydrogenbilene kom, og flere fylkeskommuner og kommuner fikk fokus på hydrogen som nullutslippsløsning for transport. Energimeldingen (*Meld. St. 25 (2015–2016)*) slo fast at man vil ha en markedstiltærning, men legge til rette for produksjon og bruk av hydrogen, spesielt på områder der Norge har særlig kompetanse, og at det skal utvikles en helhetlig, nasjonal hydrogenstrategi. Enovas mandat ble utvidet, og vi fikk en nasjonal støtteordning for hydrogenfyllestasjoner fra 2017. Støtten til pilotprosjekter har økt, og det legges vekt på å stimulere til innovasjon gjennom grønne, offentlige anskaffelser. Målene i Klimaloven og Granavolden-plattformen retter mer søkelys mot nye energi- og klimatiltak. I Nasjonalbudsjettet for 2020 legges det opp til en økning i CO<sub>2</sub>-avgiften på 5 %, som vil fortsette å øke frem mot 2025. Det settes også av totalt 7 milliarder kroner til klimatiltak, inkludert nye nullutslippsløsninger.

*Handlingsplan for grønn skipsfart* definerer mål om 50 % reduksjon av klimagassutslipp fra nærskipfarten innen 2030 og signaliserer blant at det kan komme krav om nullutslippsløsninger for både olje service skip

og båter tilknyttet fiske- og oppdrettsnæringen.<sup>48</sup> Hydrogen beskrives som en langsiktig løsning, som blant annet vil fremmes via økt støtte til nullutslippsløsninger fra Enova, men planen inneholder ingen konkrete mål for hydrogen. *Handlingsplan for infrastruktur for alternative drivstoff i transport* fremstiller også hydrogen som en fortsatt umoden teknologi, der man vil legge vekt på utvikling av kjøretøy og skip.<sup>49</sup> Mens Norsk Hydrogenforum har skissert behov for et basisnettverk med 20 fyllestasjoner, sier planen at Enova-støtten fremover kan tilpasses antall biler, med vekt på tyngre kjøretøy. På den annen side vil Norge ta en ledende rolle når det gjelder bunkringsanlegg for skip. Begge planene viser til den nye helhetlige, nasjonale hydrogenstrategien som er under utarbeidelse og forventes lansert primo 2020.

Mange av aktørene gir uttrykk for at lite forutsigbare rammebetingelser og mangel på nasjonal koordinering er viktige barrierer. Suksessen med batterielektriske kjøretøy og historien rundt de første hydrogenstasjonene, som først ble støttet og siden måtte stenge, har skapt skepsis. Det samme gjelder erfaringene fra LNG for skip, hvor norsk CO<sub>2</sub>-avgift har kommet som et vesentlig hinder. Sammen med diskusjonene rundt energieffektivitet og bærekraft i et livsløpsperspektiv gjør dette at flere rederier opplever stor risiko ved å ta i bruk hydrogen, også utover den risikoen som generelt er knyttet til førstegenerasjonsløsninger. Mange av aktørene i veitransporten er også avventende, med tanke på korte kontrakter og sammenlikning med biodrivstoff, som verken krever ny infrastruktur eller større tekniske endringer.

I industrien ser ledende aktører stort potensial, men å ta i bruk hydrogen vil kreve større fleksibilitet og radikal omlegging fra fossile prosesser som per i dag er velfungerende og lønnsomme. Stabil tilgang på hydrogen og støtte til fullskala pilotering vil være avgjørende. Funksjonene hydrogen kan fylle i et mer distribuert og fornybart energisystem har hittil vært lite i fokus i Norge. Noen sitter fortsatt med et bilde av at regulerbar vannkraft er tilstrekkelig, men med økende innslag av vindkraft vil hydrogenproduksjon kunne bidra vesentlig til å dekke et økende behov for fleksibilitet.

Norge er et av de landene som har best insentiv-ordninger for hydrogenbiler, og kjennetegnes også av god dialog mellom aktørene og relevante myndigheter. Likevel finnes det en rekke juridisk-administrative barrierer. Dette gjelder spesielt for maritime anvendelser, der det ikke er spesifisert en egen prosedyre for typegodkjenning av hydrogenskip eller konkrete retningslinjer for bunkringsanlegg. Mange av barrierene henger sammen med at hydrogen har særegne egenskaper når det gjelder brann- og eksplosjonsfare, slik at det er behov for omfattende risiko og sikkerhetsanalyser. Dette ble understreket da det oppstod eksplosjon ved hydrogenstasjonen i Sandvika i juni 2019. Årsaken - hydrogenlekkasje fra en lagertank – ble identifisert, og tilsvarende stasjoner i andre land er gjenåpnet, men i Norge holder UnoX fortsatt stengt for tanking av hydrogen. Om saken vil ha en langvarig effekt på holdningen til hydrogen som drivstoff gjenstår å se.

På nisjenivå er det fortsatt behov for teknologiutvikling, klassifisering og etablering av standarder. Den viktigste usikkerheten finner vi for CCS. Mens Norge bruker mer penger på CCS relativt til BNP enn noe annet land i verden, anser EU teknologien for nødvendig for industrien i en overgangsfase, men ellers for å ha mindre potensial enn tidligere. Fortsatt CCS satsing vil være avgjørende for produksjon og eksport av blått hydrogen. Produksjon av hydrogen ved elektrolyse klassifiseres som moden teknologi hos Enova. Alkalisk elektrolyse har vært i bruk lenge, men det finnes også nyere elektrolysemetoder, som er lovende med hensyn til kostnader og konvertering. Flere av aktørene påpeker at støtte til produksjon av grønt hydrogen kan være hensiktsmessig i en kort overgangsfase.

Fortjenestemarginen for produksjon og distribusjon vil være lav for både grønt og blått hydrogen, og tilgangen til billig energi er kritisk. Investeringskostnadene for elektrolyse har gått betraktelig ned siden

---

<sup>48</sup> <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/handlingsplan-for-gronn-skipsfart/id2660877/>

<sup>49</sup> <https://www.regjeringen.no/contentassets/67c3cd4b5256447984c17073b3988dc3/handlingsplan-for-infrastruktur-for-alternative-drivstoff.pdf>

1990-tallet, spesielt for PEM-teknologien.<sup>50</sup> Nyere studier forventer en reduksjon i investeringskostnadene for elektrolyse på 60 % fra 2019 til 2050, basert på en økning i effektivitetsgrad fra 66 til 77 prosent.<sup>51</sup> ETC (Energy Transitions Commission) forventer en kostnadsreduksjon på mer beskjedne 25 %, men forventer at prisene på brenselceller og hydrogentanker går ned med henholdsvis 20 og 40 % allerede innen 2025.<sup>52</sup> Hydrogenproduksjon ved elektrolyse er unntatt elavgift i Norge fra 2019. Ved direktekobling til vindpark vil produsentene også kunne unngå nettleie. Nylig utførte studier i Norge tyder på at man kan komme ned i produksjonskostnader på 30-50 NOK/kg, blant annet på Smøla fra 2024.<sup>53</sup> Estimater på kostnadene ved produksjon av hydrogen tyder likevel på stor usikkerhet. Brenselsprisen avhenger av størrelsen på anleggene, samt driftstid. Ifølge DNV GL kan kostnadene for hydrogen fra elektrolyse ligge på tre ganger kostnaden for hydrogen fra naturgassreforming, men dersom man inkluderer flytendegjøring, transport og lagring, konvergerer disse estimatene.<sup>54</sup> Internasjonalt forventer en rekke studier en brenselspris på hydrogen som vil være konkurransedyktig med fossile brenslere innen 2050.<sup>55</sup>

Utviklingen av løsninger for transport og lagring vil ha stor betydning. Komprimert gass har relativt stort volum. Flytendegjøring gir fire ganger så mye energi pr. volum, og vil blant annet være nødvendig for tunge skip og lengre ruter. Hittil har prosessen vært energikrevende og dyr, men nyere studier tyder på at kostnadene kan tas ned betraktelig i årene som kommer.<sup>56</sup> Flytendegjøring skjer i dag kun i begrenset omfang, og ikke i Norge, men inngår i de langsiktige planene for to av produksjonsinitiativene vi har sett på.

Blant annet på grunn av utfordringene som er nevnt over har andre stoffer som kan bære hydrogen, som ammoniakk og flytende organiske hydrogenbærere (LHOCs) fått økt oppmerksomhet. Dette gir et komplekst bilde, som gjør det mer utfordrende å vinne aksept for hydrogen som én nullutslippsteknologi. Det har også vært en tendens til at blått og grønt hydrogen settes opp mot hverandre. Dette henger sammen med ulike interessekonstellasjoner for henholdsvis olje- og gasssektoren og kraftsektoren, som har vært påpekt i flere studier. Med økt trykk på bærekraftig energiomstilling har det imidlertid også skjedd endringer i hydrogenbransjen. Det har kommet inn en rekke nye aktører, hvor mange kun fokuserer på hydrogen. Visjonene har også endret seg, fra "hydrogensamfunnet" til hydrogen som et av flere elementer i et sammensatt fornybart energisystem. At bransjen må samarbeide bedre og få opp et felles "showcase" som dekker hele verdikjeden og viser en bærekraftig hydrogenproduksjon, er et fremherskende tema.

## 5.5 Hydrogens rolle mot 2050

Utviklingen mot et mer distribuert, fornybart energisystem åpner nye muligheter for hydrogen som energibærer. I et system-perspektiv kan dette illustreres som i Figur 37.

Økt kunnskap og overordnede faktorer i samfunnsutviklingen som vi allerede har vært inne på medfører et stadig sterkere press for bærekraftig energi-omstilling. Dette skaper spenninger i det etablerte systemet, hvor fokus i vårt tilfelle ligger på Norge. De teknologiske nisjene der innovasjonsarbeidet med hydrogen som energibærer foregår er i ferd med å utvikle seg: Fra små nettverk til bredere allianser med flere og mer

---

<sup>50</sup> Saba, S.M. et al. (2018). The investment costs of electrolysis – A comparison of cost studies from the past 30 years. *International Journal of Hydrogen Energy* (2018); 43: 1209-1223. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.11.115>

<sup>51</sup> Teske S. (2019). Achieving the Paris Climate Agreement Goals. Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-05843-2>

<sup>52</sup> [http://www.energy-transitions.org/sites/default/files/ETC\\_MissionPossible\\_FullReport.pdf](http://www.energy-transitions.org/sites/default/files/ETC_MissionPossible_FullReport.pdf)

<sup>53</sup> Endrava (2019). Smøla hydrogen value chain. Rapport #485944, 11.07.2019

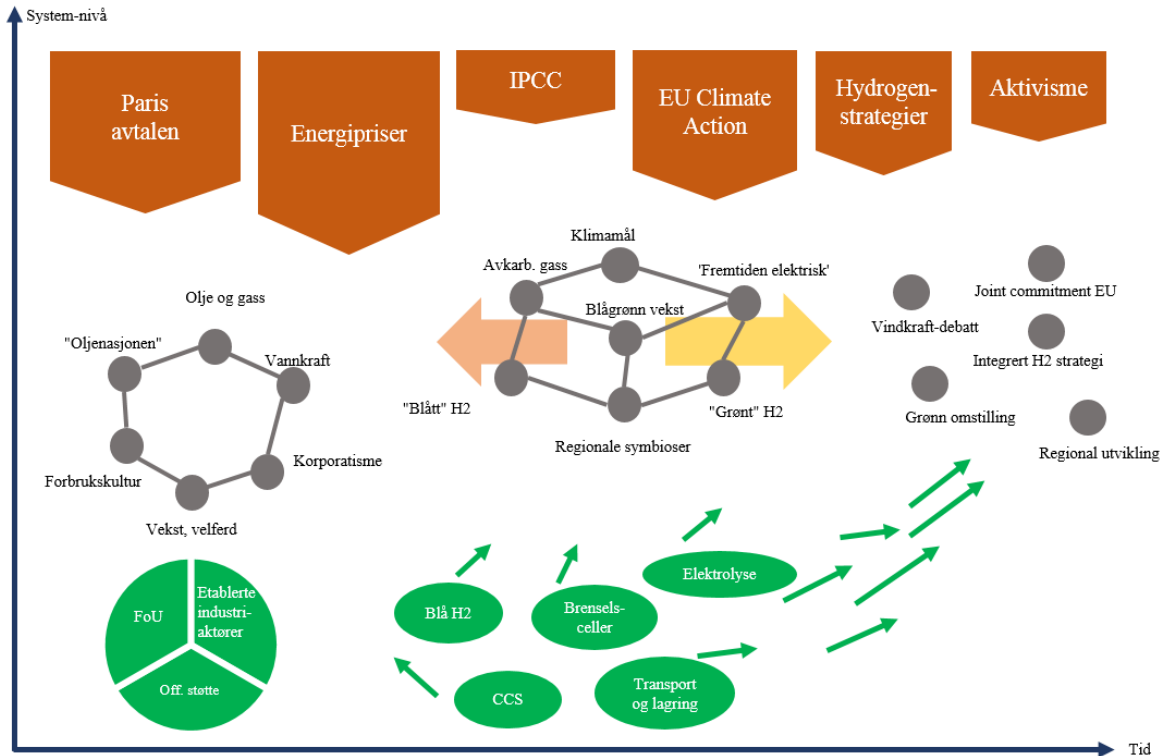
<sup>54</sup> [https://www.regjeringen.no/contentassets/0762c0682ad04e6abd66a9555e7468df/hydrogen-i-norge---](https://www.regjeringen.no/contentassets/0762c0682ad04e6abd66a9555e7468df/hydrogen-i-norge---synteserapport.pdf)

synteserapport.pdf

<sup>55</sup> Ram, M. et al. (2019). Global Energy System based on 100% Renewable Energy – Power, Heat, Transport and Desalination Sectors. Study by Lappeenranta University of Technology and Energy Watch Group, Lappeenranta, Berlin, March 2019. ISBN: 978-952-335-339-8

<sup>56</sup> Cardella U. et al. (2017). Roadmap to economically viable hydrogen liquefaction. *International Journal of Hydrogen Energy* 42 (2017) 13329-13338.

spesialiserte aktører. Det ligger an til storskala produksjon av hydrogen på flere lokasjoner, og tilgangen til støtte for ulike anvendelser av hydrogen som energibærer har økt betraktelig. Likevel er arbeidet fortsatt noe fragmentert, og gjenstående teknologiske utfordringer blir til dels underkommunisert.



**Figur 37: Bilde på utviklingen rundt hydrogen som energibærer i Norge, i et sosioteknisk systemperspektiv.<sup>57</sup>**

Bruken av hydrogenbaserte løsninger er fortsatt i en tidlig fase. Det er imidlertid mye som tilsier at vi nærmer oss et avgjørende vippepunkt. Kostnadsutviklingen, bruken av politiske virkemidler og samspillet med disruptive teknologier som CCS og flytendegjøring vil ha stor betydning. I tillegg vil den sosiale forståelsen av hydrogen som energibærer, blant annet når det gjelder bærekraft og sikkerhet, ha stor innflytelse på utviklingen. Akkurat nå er samarbeid og koordinering i bransjen og forutsigbare rammebetingelser noe av det som synes mest avgjørende.

Når det kommer til fremtidsscenarioer understreker den kvalitative studien usikkerheten og kompleksitet som fremheves i tidligere studier. Interessen blant tunge internasjonale aktører kan åpne opp et stort marked for eksport av blått hydrogen, som i Industrisamfunnet. Det kan imidlertid også bli en stor vekst i grønt hydrogen, basert på vind og andre fornybare energikilder. Industrisamfunnet forutsetter at CCS og hydrogenteknologi for ulike anvendelser er modne nok til å implementeres innenfor det gitte tidsrommet. Fullskala-piloten for CCS under Gassnova settes imidlertid ikke i drift før 2023/24. Den første feraga i Rogaland og hurtigbåten i Trøndelag vil tidligst komme på vannet i 2020/21, mens de andre maritime prosjektene realiseres et stykke frem i tid. Som nevnt er det også betydelig usikkerhet knyttet til transport og lagring av hydrogen. Norsk Hydrogenforum har en visjon om 1000 lastebiler innen 2023, men denne kan bli vanskelig å nå, gitt tilgangen på kjøretøy og den vedvarende usikkerheten rundt fylleinfrastruktur. I industrien har TiZir mål om fullskala-pilot innen 2024, mens Yaras så langt er planlagt satt i drift 2026, med kommersiell produksjon først fra 2030.

<sup>57</sup> Geels, F.W. (2011) The multi-level perspective on sustainability transitions: Responses to seven criticisms. Environmental Innovation and Societal Transitions 1 (2011) 24-40.



Det er også stor variasjon i estimatene for hydrogenproduksjon i Norge fremover. Mens DNV GL for 2030 ser et potensial på 26 000 tonn, eller litt under 1 TWh, i tillegg til de 220 000 tonn som allerede inngår i industriprosesser, finner Greenstat et potensial på så mye som 214 000 tonn, eller 7,1 TWh. Et tilsvarende estimat, basert på produksjonsinitiativene vi har sett på, er 43 950 tonn hvis bare pilot-implementering på Raggovidda tas med, og 61 200 tonn, eller rundt 2 TWh, med fullskala implementering hos VarangerKraft Hydrogen.

Eksportmulighetene vil avhenge av at man finner energi- og kostnadseffektive løsninger for transport og lagring. Man må også ta i betraktning at flere av landene i EU har mål om egen hydrogenproduksjon. Tidsvinduet for storskala produksjon basert på naturgass kan se ut til å minke. Videre gjenstår det betydelige tekniske, økonomiske og juridisk-administrative barrierer for injisering og distribusjon av hydrogen via eksisterende infrastruktur for naturgass.

I Tjenestesamfunnet er det lagt til grunn en sterk energi- og klimapolitikk, der både olje og gass stenges ned og vi får betydelige holdnings- og adferdsendringer. I stedet for at man har én ny teknologi jobbes det kumulativt med ulike tiltak og løsninger. Vi får ikke CCS og derfor ikke blått hydrogen, men derimot en svært stor andel biodrivstoff. Biomasse har dog mange, delvis konkurrerende anvendelsesområder, hvor høy verdiutnyttelse bør prioriteres. Noen typer av biomasse bidrar også til karbonsluk. Batteri-elektriske løsninger er i stadig utvikling. En rekke studier tyder imidlertid på at vi ligger an til en uttømming av innsatsfaktorer til batteriproduksjon.<sup>58</sup> I Tjenestesamfunnet antas det videre at grønt hydrogen ikke er modent nok til å ha noen betydelig innflytelse mot 2030. Den kvalitative analysen tilsier at vi kan få et betydelig innslag av hydrogen basert på elektrolyse i tungtransport og anbudsbasert ferge- og hurtigbåt-trafikk innen 2030, selv om omfanget er usikkert.

Som vi har sett tilskriver energisystemanalysene grønt hydrogen en viktigere rolle frem mot 2050, særlig i modellkjøringer der det legges en begrensning på tilgangen til biodrivstoff. Det er lagt inn forutsetning om bygningsintegreerte solcellesystemer og innovasjoner som vil gi en voldsom utvikling innenfor tjenestesektoren. Dette gir en høy andel vindkraft, noe som innebærer økt potensial for grønn hydrogenproduksjon. Dette vil være i samsvar med de kvalitative funnene, som tilsier at vi kan få norsk hydrogenproduksjon i større skala også uten CCS. DNV GLs analyser tilsier også at hydrogen fra elektrolyse vil bli billigere enn gass-reformering fra rundt 2030.<sup>59</sup>

Den kvalitative del-studien understreker kompleksiteten i bærekraftig energiomstilling. Mens det har vært tendens til å fokusere på drivstoff i transport, peker studien på de mange funksjonene og formene hydrogen kan ta ettersom strukturen i energisystemet endrer seg. Gunstige energikilder for hydrogenproduksjon vil avhenge av utviklingen i CCS-teknologi og kostnadene ved elektrolyse, inkludert elpriser og nettleiepriser. Regulerbare energikilder vil øke brukstiden på elektrolysørene, og kan bidra til økt konkurranseevne i energimarkedet. Samtidig vil ikke-regulerbare energikilder i samspill med grønn hydrogenproduksjon kunne bidra med fleksibel el-etterspørsel, og dermed økt integrasjon av fornybare energikilder, lavere effekttopper og mindre fluktuerende elpriser. Internasjonalt har den materielle og sosiale etableringen av et distribuert og sammensatt fornybart energisystem kommet langt. I Norge og de andre nordiske landene, er det fremdeles en begrenset bevissthet rundt disse endringene, selv om bevisstheten øker.<sup>60</sup> For å innfri målene mot 2050 er det viktig å innta et system-perspektiv og vurdere samspill mellom ulike (økonomiske, regulative, kommunikative) virkemidler for å introdusere nye teknologier. Blant de nye teknologiene kan det se ut til at hydrogen vil spille en nøkkelrolle.

<sup>58</sup> Vaalma C, Buchholz D, Weil M, Passerini S (2018). A cost and resource analysis of sodium-ion batteries. *Nature Reviews, materials* (2018); 3, 18013.

<sup>59</sup> DNV GL. Energy Transition Outlook 2018 – A global and regional forecast to 2050.

<sup>60</sup> Sovacool, B.K. (2017): Contestation, contingency, and justice in the Nordic low-carbon energy transition. *Energy Policy*; 102: 569-582. Doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2016.12.045>





## 6 Konklusjoner og anbefalinger

For å belyse hvordan vi kan bidra til en fremtid med lave klimagassutslipp, har vi analysert to hovedscenarier, Industrisamfunnet og Tjenestesamfunnet. Dette er å anse som fremtidsbilder, ikke prognoser. I begge hovedscenariene sikter vi mot et lavutslippssamfunn uten oljeproduksjonen innen 2050. Industrisamfunnet karakteriseres av at verdiskaping i industrisektoren står sentralt, med hydrogen fra både kraft og naturgass med CCS som en sentral energibærer. I Tjenestesamfunnet fases naturgassproduksjonen ut, biodrivstoff blir en sentral energibærer, og tjenesteytende næringer utgjør en større del av nærings sammensetningen slik at etterspørselen etter energi blir lavere. I tillegg har vi analysert et Referansescenario som i stor grad benytter samme teknologier og nærings sammensetning i 2050 som i dag. Referansescenariet er analysert uten CO<sub>2</sub>-begrensning.

I dette kapitlet er de mest sentrale konklusjonene samlet. En grundigere presentasjon av resultatene som ligger til grunn for konklusjonene finnes i de tre foregående kapitlene. Avslutningsvis gis noen anbefalinger knyttet til hydrogen, et tema som er særlig grundig behandlet i prosjektet.

- **Tilgang på fornybar kraft, hydrogen og biodrivstoff** er en forutsetning for å kunne avkarbonisere transport- og industrisektoren og er samtidig nøkler til fortsatt høy økonomisk aktivitet.
- **Nasjonale bioressurser fra avfall og skog er ikke tilstrekkelig til å avkarbonisere** de deler av energisystemet som det er vanskelig å elektrifisere. Det er behov for nye typer utnyttbar biomasse for at nasjonalt produsert biodrivstoff skal spille en betydelig rolle i avkarboniseringen av norsk transport. Dette gjelder selv om transportbehovet holdes på 2015-nivå, og ikke økes slik som i Nasjonal transportplan.
- **Hydrogen framstår som en sentral løsning** både for avkarbonisering av samfunnet og for verdiskaping med de alternativene vi kjenner i dag.

**Trenden i utslippsreduksjonene er ikke tilstrekkelig til at vi når våre klimamål hverken i 2030 eller 2050, som vist i analysene av Referansescenariet.** Tidsvinduet for at Norge skal nå klimamålene krymper. Det innebærer at det er behov for et taktskifte i energi- og klimapolitikken. CO<sub>2</sub>-utslippene er størst i industri og transport, og målrettede tiltak er nødvendig i disse sektorene. En intensivt omstilling av transportsektoren til bruk av både batterier og hydrogen er nødvendig. For industri er effektivisering og elektrifisering en forutsetning for utslippsreduksjoner.

**Det er betydelig usikkerhet om fremtidig energibruk.** Total energibruk øker i Referansescenariet til 2050, er omtrent konstant i Industrisamfunnet, og blir redusert i Tjenestesamfunnet. Dersom Perspektivmeldingens BNP-vekstanslag legges til grunn som i IND-0.8 får vi den største økningen i energibehovet på 30 TWh til 2050.

**Energieffektivisering bidrar til å redusere etterspørselsveksten.** Uten energieffektivisering hadde energibehovet økt med ytterligere 30-60 TWh i de ulike scenariene i 2050. Transportsektoren blir mye mer energieffektiv som følge av bruk av mer energieffektive kjøretøy, men bidrar til økt kraftbehov. Effektivisering demper likevel behovet for utbygging av ny kraft vesentlig.

**Norge er avhengig av hydrogen i transportsektoren for å oppnå utslippsmålene i 2050** eller det må skjer vesentlige gjennombrudd i batteriteknologi og/eller mulighet for utnyttelse av nye typer bioressurser. For at Norge skal nå målene om 40% reduksjon av klimagassutslipp fra transport innen 2030 er det behov for at transportsektoren betydelig øker bruken av null- og lavutslippsteknologi.

**Teknologiutvikling er nødvendig for både batteriteknologi, hydrogen og biodrivstoff** slik at investeringskostnader reduseres, og virkningsgrad, levetid og pålitelighet økes og anvendelsesområdet utvides. Det er kostbart å bygge opp og drifte ny infrastruktur for hydrogen når utnyttelsesgraden er lav. Ny hydrogeninfrastruktur trenger derfor offentlig støtte i en oppbyggingsfase.

**Landbasert vindkraft er den teknologien som gir mest ny kraftproduksjon, men det er likevel ikke behov for landbasert vindkraft ut over vedtatte konsesjoner på ca. 22 TWh før 2030 for å dekke årlig nasjonalt kraftbehov.** 12-13 TWh ny produksjon dekker behovet frem til 2030 under de fleste forutsetninger. Effekter av den økte debatten omkring vindkraft er ikke representert i analysene.

**Med en høy andel sol- og vindkraftproduksjon i Europa, og også ytterligere nasjonal utbygging av ikke-regulerbare ressurser, vil den norske kraftprisen få en kraftig økning i både kortsiktig variabilitet, sesongvariasjon og variasjon mellom år.** Effekten observeres allerede i 2030 og forsterkes ytterligere mot 2050. Dette gir regulerbar vannkraft høyere lønnsomhet enn vind- og solkraft i våre analyser og vil også gjøre andre fleksible løsninger lønnsomme, slik som forbrukerfleksibilitet og energilager.

**Utfasing av olje- og gassproduksjon og fossile drivstoff, som en viktig innsatsfaktor i mange næringer, kan bremse den økonomiske veksten.** Det er krevende å finne en erstatningsteknologi som kan ta rollen til olje- og gassektoren. Både hydrogen, kraft og biodrivstoff kan være del av løsningen, men hydrogen har i våre analyser vist størst virkning på verdiskapingen gjennom sitt eksportpotensiale og ved å skape ringvirkninger til andre nasjonale næringer. Hydrogen fra naturgass med CCS sikrer fortsatt verdi fra sokkelen. Kostnader til kraft og CCS er en begrensende faktor for ytterligere verdiskaping fra hydrogen.

**Økt tilgang på ren energi er en forutsetning for å opprettholde dagens økonomiske aktivitet.** Tilgangen på ren energi begrenser veksten i Industrisamfunnet. Ved dagens næringsstruktur vil også vekst i tjenesteytende sektorer begrenses av tilgangen til ren energi, gjennom sin avhengighet av industriprodukter og industriens reduserte etterspørsel etter tjenester. Skal Tjenestesamfunnet oppnå samme vekst som Industrisamfunnet kreves strukturendringer i økonomien som frikobler tjenester fra industrietterspørsel og energikonsum i større grad enn det vi ser i dag.

**Pågående initiativer tilsier et stort potensial for hydrogenproduksjon mot 2030 og 2050.** De seks initiativene vi har sett nærmere på, ligger an til en årlig produksjon på opptil 2 TWh. Dette er betydelig mer enn estimatet DNV GL har gjort for 2030.<sup>61</sup> Mens det tidligere har vært mest fokus på hydrogen fra naturgass og større volum, vil det være et økende potensial for storskala hydrogenproduksjon basert på elektrolyse, spesielt fra vindkraft, i årene som kommer. Aktørene forventer et økende kraftoverskudd mot 2030, som kan gi lavere priser og redusere produksjonskostnadene, samtidig som karbonavgiftene og etterspørselen etter nullutslippsløsninger vil øke. Det forventes også at investeringskostnadene for elektrolyseanlegg vil gå drastisk ned.

**Flere anvendelsesområder for hydrogen er i fokus nå enn tidligere.** Maritim transport og industri er hoved-målgrupper for de større produksjonsinitiativene. Hydrogen for flåtekjøretøy, som kommunale og private tjenestebiler, inngår også i de fleste initiativene. Konseptet på Raggovidda inkluderer hydrogen til fleksibilitet i strømmettet, og det er flere prosjekter på hydrogen for lagring av energi i stor og mindre skala. Internasjonalt blir hydrogen for fleksibilitet og sektorkobling stadig viktigere. Tre av initiativene sikter mot eksport til Europa. Rollen hydrogen kan spille for fleksibilitet og lagring av energi vil også bli viktigere i Norge frem mot 2050.

---

<sup>61</sup> DNV GL (2019). Synteserapport om produksjon og bruk av hydrogen i Norge.

<https://www.regjeringen.no/contentassets/0762c0682ad04e6abd66a9555e7468df/hydrogen-inorge---synteserapport.pdf>

**Selv om kostnadene på hydrogenteknologi synker, gjenstår betydelige tekniske, økonomiske, og sosiale barrierer.** Dette gjelder særlig løsninger for transport og lagring. CCS vil være avgjørende for utviklingen av blått hydrogen. Bruk i veitransport vil avhenge av infrastruktur og tilgang på kjøretøy, samt utviklingen for konkurrerende teknologier. Hydrogen som energibærer i industrien vil i de fleste tilfeller kreve omfattende prosessendringer. Innenfor maritime anvendelser er det fortsatt behov for teknologiutvikling. Det gjenstår også vesentlige regulatoriske barrierer for de fleste anvendelsesområder. Bransjen har vært fragmentert og ser behov for bedre samarbeid. En begrenset sosial aksept er også en viktig utfordring. Dette henger blant annet sammen med hydrogens egenskaper med hensyn til eksplosjonsfare og ulike perspektiv på bærekraft, med tanke på energieffektivitet og miljøfotavtrykk i et livsløpsperspektiv.

**Hydrogen som energibærer i Norge er ved et kritisk vippepunkt.** Det er et stort potensial for produksjon av både blått og grønt hydrogen, og et stort potensial for nye anvendelser. Markedsutviklingen, i form av flere og større aktører, et bredere fokus og vilje til samarbeid på tvers av produksjonsteknologier og anvendelsesområder, er positiv. Tidsvinduet med tanke på å nå klimamålene for 2050 krymper, og foregangsland som Japan, Sør-Korea, Kina, Tyskland og Frankrike har etablert ambisiøse, integrerte hydrogenstrategier. Åpningen for eksport av blått hydrogen til Europa blir mindre hvis tempoet i utviklingen i fornybar energi og produksjon av grønt hydrogen skyter fart i andre land.

## 6.1 Anbefalinger knyttet til hydrogen

Prosjektet har gått dypere inn på hydrogen enn andre temaer, blant annet med en egen kvalitativ studie på muligheter, barrierer og omstillingspotensialer knyttet til hydrogen, noe som gir grunnlag for å gi følgende anbefalinger:

- ⇒ **For å utløse omstillingspotensialet til hydrogen er det behov for sterkere grad av nasjonal koordinering.**
  - Det er forventninger til at den nasjonale hydrogenstrategien virker samlende og bidrar til en helhetlig satsning på hydrogen i Norge.
  - Bransjen er i utvikling og ser behov for mer samarbeid og et felles "showcase" for å demonstrere bærekraftig produksjon og bruk i større skala.
  - Det vil også være behov for internasjonal koordinering dersom Norge skal få en betydelig rolle som hydrogeneksportør til Europa.
- ⇒ **Hydrogenbransjen ønsker seg rammebetingelser som er forutsigbare på lang sikt**
  - Bransjen trenger klarere signaler om hvilke roller myndighetene ser for hydrogen og hva som vil være omfanget av en norsk hydrogen-satsning.
  - Det er behov for langsiktige tiltak og stabile rammebetingelser.
  - Risikoreducerende tiltak er avgjørende for investeringstunge løsninger, som hydrogenskip og hydrogen for avkarbonisering i industrien.
- ⇒ **Offentlig støtte er viktig for å sette fart i utvikling og implementering av hydrogen som energibærer**
  - Dagens støtteordninger har hatt stor betydning for utviklingen. Økt støtte, spesielt til maritime og industrielle anvendelser, blir etterspurt.
  - Et basis-nettverk av fyllestasjoner må på plass før hydrogen kan spille en vesentlig rolle i avkarbonisering av veitransporten.
  - Innovative anskaffelser og grønne innkjøp: Kommuner og fylkeskommuner har stor innflytelse på utviklingen, blant annet gjennom næringsutvikling og den offentlige innkjøpsordningen.
  - Flere aktører etterspør en midlertidig subsidieordning også på produksjonssiden
  - Potensialet for blått hydrogen er avhengig av utviklingen av CCS.
- ⇒ **Det er behov for kunnskapsspredning og økt bevisstgjøring rundt hydrogen som lavutslippsteknologi**

- Ettersom tiden går og det stadig er et gap mellom realiserte utslippsreduksjoner og utslippsmålene, øker behovet for å teste og ta i bruk til dels umodne teknologier.
- Fokus har tidligere vært på rene hydrogen-brenselcelle anvendelser i transport og industri. Hydrogen som energibærer er imidlertid en kompleks konfigurasjon av teknologier, og får stadig mer oppmerksomhet som element i hybride og komplekse, integrerte energiløsninger. Kommunikative tiltak som belyser muligheter og begrensninger i et systemperspektiv vil være viktige for å oppnå bærekraftige beslutninger og utvikle et marked.
- Å kommunisere sikkerhet og bærekraft knyttet til hydrogen vil være nødvendig for å bygge sosial aksept for hydrogen som en nøkkelkomponent i bærekraftig energiomstilling.

## A Modellbeskrivelser

### A.1 REMES

REMES er en fler-regional numerisk generell likevektsmodell (Computable General Equilibrium - CGE) som representerer norsk økonomi med særlig fokus på energisystemet. REMES kan benyttes til å studere effektene av ulike sjokk i økonomien. Det kan være tilbudssidesjokk hvor man antar økt tilgang til arbeidskraft eller kapital, alternativt kan man se hvordan endring i skatte- og avgiftssystemet slår ut for de ulike økonomiske aktørene i modellen. Videre kan man se på teknologiske skift i produksjon ved å f.eks. introdusere "nye" industrier i økonomien eller endre produksjonsteknologien i eksisterende industrier. Modellen opererer med priser for alle enkeltprodukter som produseres av industrien. Dette muliggjør analyser av eksogene endringer i innenlandske priser så vel som internasjonale priser, som for eksempel endring i oljepris.

REMES-modellen er fleksibel med hensyn til antall innenlandske regioner, antall produkter og industrier. I dette veikartet har vi basert oss på fem regioner. Disse regionene er sammenfallende med prisområdene i det norske kraftsystemet som også utgjør regioninndelingen i TIMES-Norge. Modellen som benyttes i veikartet er representert med 36 industrier som produserer 32 ulike produkter og tjenester. Antall industrier og næringer holdes likt for alle de fem regionene. For industrien antar vi en profittmaksimerende adferd. Produktene som produseres av industrien blir enten konsumert av privathusholdninger eller i det offentlige, eksportert til utlandet eller benyttes som innsatsfaktorer eller som investeringsvarer i annen industri begge inn i det samme regionen eller i andre regioner. Husholdningene og de offentlige aktørene antas å ha en nyttemaksimerende adferd basert på maksimering av produkt- og tjenestekonsum. Modellen har tre makroøkonomiske forutsetninger som gjelder for hele den norske økonomien: 1. Vi antar at handelsbalansen til Norge med utlandet må være i balanse hvert år, 2. De offentlige aktørene har fast realkonsum og faste skatterater - for at budsjettet til de offentlige aktørene skal være i balanse, antar vi at dette skjer gjennom tilpasning av overføringene til husholdningene og 3. Investeringer i modellen bestemmes ved at husholdningene antas å ha en fast sparerate.

Datagrunnlaget til REMES er i hovedsak basert på en såkalt SAM (Social Accounting Matrix). En SAM kan best beskrives som en samfunnsmessig regnskapsmatrise som representerer en økonomisk likevekt for et bestemt år. SAM er en utvidelse av de tradisjonelle kryssløpsmatisene. Forskjellen mellom kryssløpsmatisene og SAM, er at den opererer med både produsent og konsumentpriser, samt at transaksjoner mellom alle økonomiske aktører er inkludert. Det er flere aktører som produserer slike SAM-datasett for Norge. SSB produserer disse dataene årlig med en næringsinndeling på rundt 64 næringer. Siden vi har et energi-fokus i dette veikartet, har vi valgt å benytte en SAM som er hentet fra EXIOBASE-databasen. Denne SAM-databasen er laget for miljøanalyser og har en bedre representasjon av næringer og produkter som er relevante for dette prosjektet, enn data hentet fra SSB. EXIOBASE-databasen er imidlertid ikke oppdatert siden 2007, men vi mener det er viktigere å ha god representasjon av produkter og næringer, enn en mer oppdatert SAM fra SSB. Siden SAMen representerer en likevekt for et bestemt år vil det også være slik at REMES har år som tidsoppløsning.

Modellen kan løses med ett år som utgangspunkt (statisk). Dette er ofte tilstrekkelig for å utføre flere typer analyser, men har noen begrensninger, for eksempel, hvis man er interessert i fremtidige investeringsforløp og hvordan dette forløpet påvirker utviklingen i økonomien. Vi har derfor i dette prosjektet utviklet en full dynamisk versjon av REMES-modellen. Basert på de inngangsdataene vi har beskrevet her og likevektsbetingelsene som forutsettes i modellen, kan modellen beregne konsekvensen av impulser i økonomien, slik som befolkningsendring, teknologisk utvikling, endrede skatte- og avgiftsregler og endringer i internasjonale markedspriser. Resultatet fra modellen er en ny likevekt for hvert modellerte år. Den nye likevekten viser blant annet verdien eller aktivitetsnivået for hver næring, samt priser på produkter, konsum av produkter per næring og BNP per region relativt til referanselikevekten.

REMES' matematiske formulering tilsvarende en makroøkonomisk Arrow-Debreu modell i komplementaritetsformat (Mathiesen-formatet). Den økonomiske likevekten i alle markedene beskrives av en vektor som viser næringers aktivitetsnivå, priser og inntekt. Den økonomiske likevekten i modellen oppfyller følgende betingelser:

- **Null profitt** – all produksjon har null i profitt;
- **Markedsklarering** – hvert produkt med en positiv pris må ha en klarering av tilbud og etterspørsel, og hvert produkt med tilbud større enn etterspørsel må ha pris lik null;
- **Inntektsbalanse** – for hver husholdning må utgiftene være lik inntekten.

Modellen vurderer flere regioner (ad hoc eller realistisk definert), en nasjonal regjering, en representativ husholdning per region, skatter på varer, tjenester og forbruk, interregional handel, en Rest-of-the-World (ROW)-regionen som gir mulighet for internasjonal handel, transport og handelsmarginer i innenlandsk, interregional og internasjonal handel.

Den dynamiske versjonen av REMES modellerer fire like lange tidsintervaller representert ved årene 2007, 2021, 2036 og 2050. Disse er modellert i tråd med en type Ramsey-modellering.

Kapitalen må fordeles effektivt over perioder. Dette innebærer at to interperiodiske forhold som forbinder kjøpesummen på en kapitalenhet i hver periode til kostnaden for en investeringsenhet og avkastningen på investert kapital skal være oppfylte. I tillegg, endres hvert år sektorkapitalbeholdningen med avskrivning av kapitalbeholdningen fra året før og av investeringen fra siste periode.

Sammen med bruk av en Social Accounting Matrix (SAM) som rapporterer nasjonalregnskapet for et referanseår er elastisiteter brukt for å kalibrere de matematiske funksjonene som bestemmer oppførelsen til det økonomiske systemet. Elastisitetene er tatt fra Koesler Schymura (2012)<sup>62</sup>, mens SAM er estimert av data fra SSB<sup>63</sup> i millioner Euro og har 2007 som basisår. Basert på den nasjonale SAMen og et sett preprosesseringsrutiner opprettes en SAM for hver modellert region. Handel mellom regioner er beregnet ved hjelp av en gravitasjonsmodell. En mer utfyllende beskrivelse av preprosesseringsrutinene finnes i rapporten "REMES - a regional equilibrium model for Norway with focus on the energy system"<sup>64</sup>.

### A.1.1 Regioner i REMES

De fem regionene i modellen tilsvarende de norske kraftprisområdene. Hver region har sin egen SAM som beskriver utveksling mellom næringer, produkter og aktører i modellen. Varer og tjenester er utvekslet både internt i regionen og utenfor region, gjennom en handelsagent til hvert produkt eller tjeneste som står i hver

---

<sup>62</sup> Koesler S, Schymura M. Substitution elasticities in a CES production framework. Discussion Paper No 12e1007. ZEW - Centre for European Economic Research; 2012

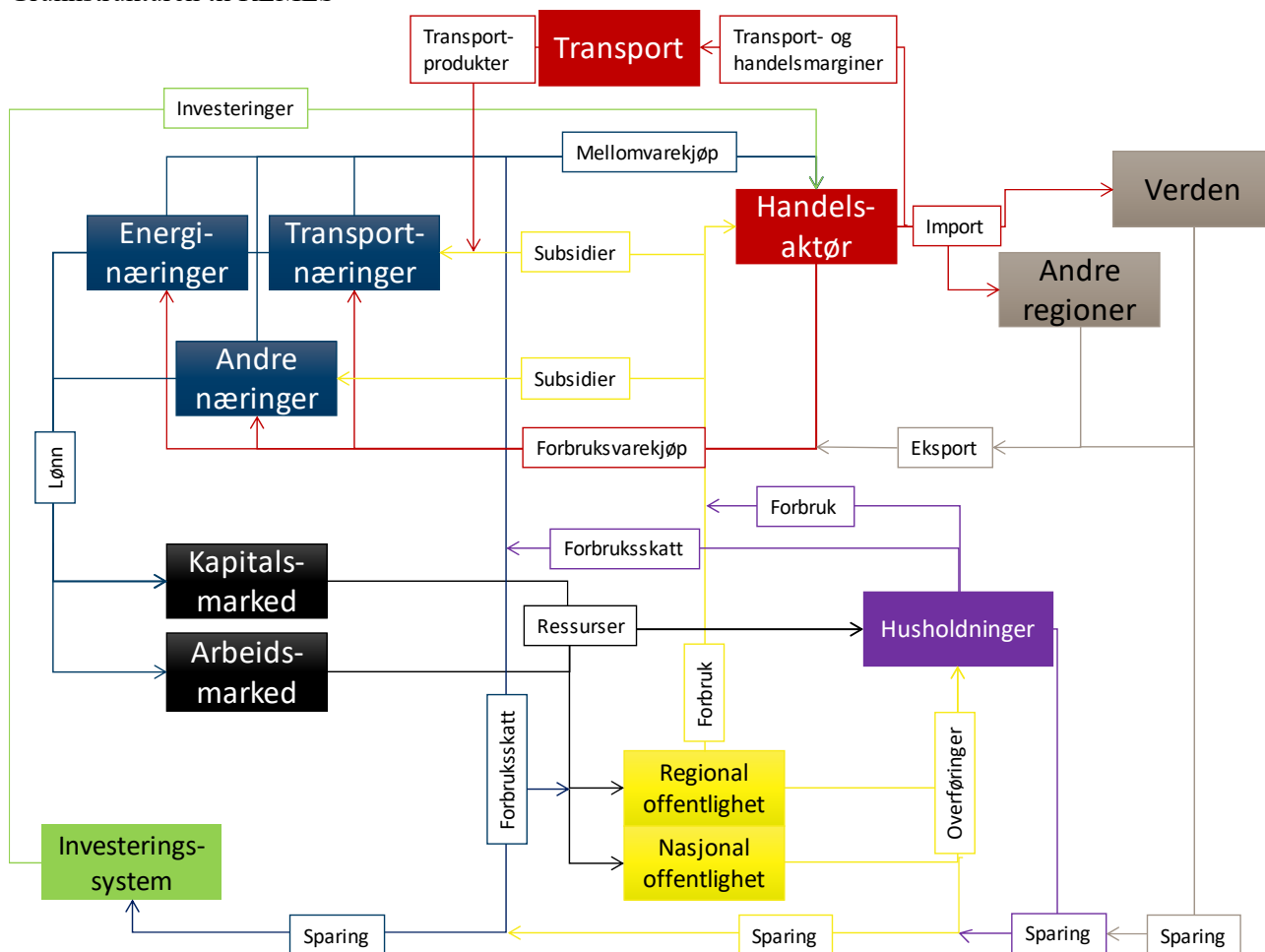
<sup>63</sup> CREEA prosjektet (www.creea.eu)

<sup>64</sup> Werner, A. et al. (2017) "REMES - a regional equilibrium model for Norway with focus on the energy system", SINTEF-rapport A26705

SAM. Tallene som går gjennom handelsagenten utgjør eksport fra regionen og skiller videre mellom verdien av eksport til andre regioner i Norge og eksport til utlandet.

Norge har en stor produksjon av olje og gass fra kontinentalsokkelen, få husholdninger og høyt spesialiserte transportbehov. Vi har valgt å inkludere kontinentalsokkel i region 5 (Vestlandet), og grunnen er at hovedkontorene til aktivitetene i kontinentalsokkelen ligger i denne regionen.

Grunnstrukturen til REMES



Figur 38 Grunnstrukturen for en region i REMES

Tabell 9 Produkter og tjenester i REMES

Produkter og tjenester
Landbruk, skogbruk og fiske
Bio-produkter
Transport, luft
Transport, kjøretøy land
Transport, rørledninger
Transport, jernbane
Transport, sjø og elver
Bygg og anlegg

Tabell 10 Sektorer i REMES

Næringer
Landbruk, skogbruk og fiske
Gruvedrift og prosessering av kull
Utvinning av råolje
Naturgassutvinning
Væsker av naturgass
Gruvedrift og leting
Øvrig industri
Papir og treforedling

Utdanning	Metaller og mineraler
Helsetjenester	Raffinering
Hotell og restauranter	Bensin
Gruvedrift og prosessering av kull	Flybensin
Kontorbygg	Parafin
Utvinning av råolje	Diesel
Andre tjenester	Tungt destillat
Detaljhandel og engros	Naturgass
Naturgass	Raffineri råstoff
Metaller og mineraler	Lett destillat
Kjemiske stoffer	Kjemiske produksjon
Gruvedrift og leting	Aluminiumsproduksjon
Papir og treforedling	Elektrisitetsproduksjon
Lett destillat	Elektrisitetstransmisjon og distribusjon
Tungt destillat	Damp og varmt vann
Bensin	Andre tjenester
Øvrig industri	Bygg og anlegg
Damp og varmt vann	Detaljhandel og engros
Bensin	Hotell og restauranter
Flybensin	Transport, jernbane
Parafin	Transport, land kjøretøy
Elektrisitet	Transport, rørledninger
Elektrisitetstransmisjon og distribusjon	Transport, sjø og elv
Avfallsbehandling	Transport, luft
Hydrogen	Kontorbygg
	Utdanning
	Helsetjenester
	Avfallsbehandling
	Hydrogen

## A.2 TIMES-Norge

TIMES er et verktøy som benyttes for å lage optimeringsmodeller av hele energisystemet, hvor fremtidens etterspørsel etter energitjenester dekkes til en lavest mulig pris. Energitjenester er eksempelvis oppvarmingsbehov eller transportbehov uavhengig av energibærer. Siden et energisystem inkluderer ulike former for energiproduksjon, -overføring og sluttbruk, vil en energisystemmodell kunne ta hensyn til samspillet mellom forskjellige deler av energisystemet og konkurransen mellom ulike energibærere og teknologier.

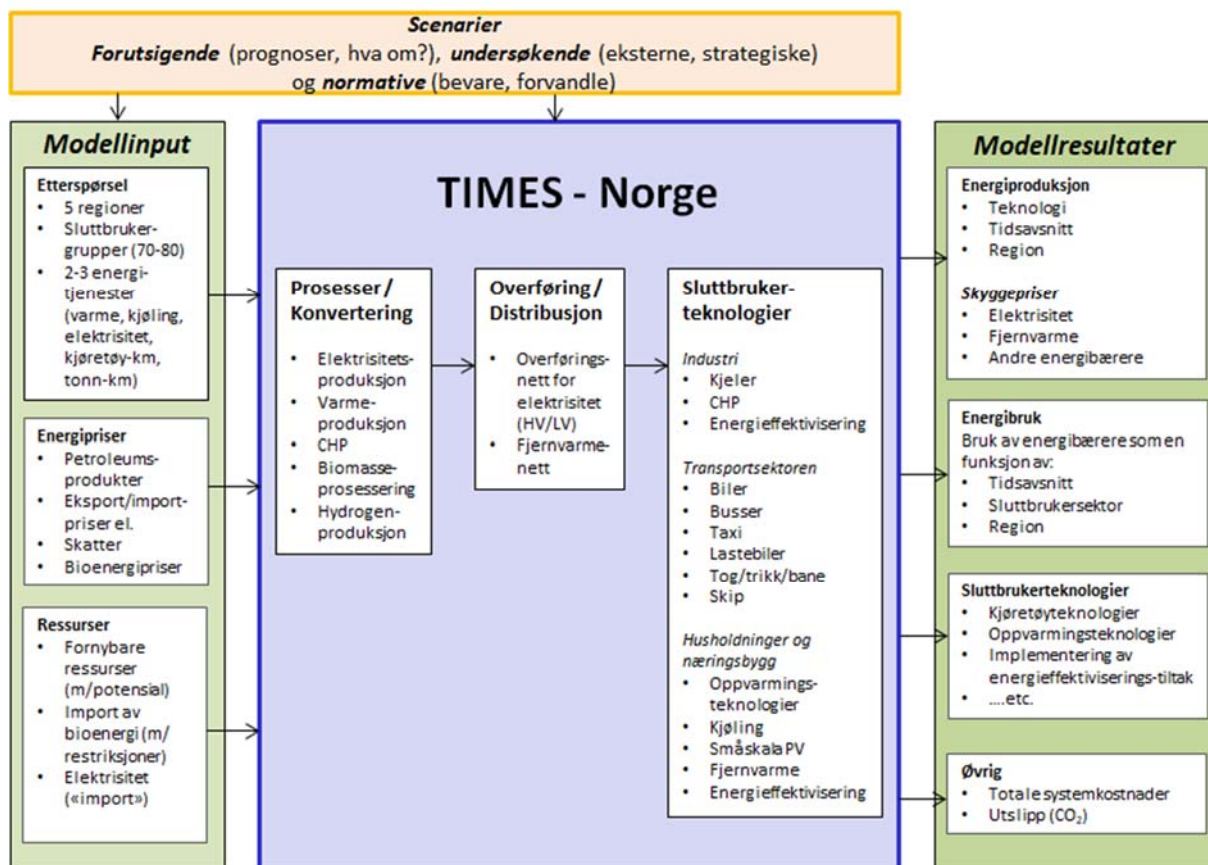
TIMES-Norge er en energisystemmodell av det norske fastlandet med en regioninndeling som tilsvarer dagens fem kraftprisområder. TIMES-Norge har et startår i 2015 med et perfekt fremsyn mot 2050. For å fange opp driftsvariasjoner i energiproduksjon og -forbruker er hvert år delt inn i 260 tidsavsnitt. Året er delt inn i 52 uker og hver uke har fem tidsavsnitt; ukedagene er delt inn i formiddag, ettermiddag, kveld og natt og i tillegg er helg et tidsavsnitt.



Elektrisitet kan produseres med mange ulike teknologier, som f.eks. eksisterende og ny regulerbar og uregulerbar vannkraft, vindkraft på land og til havs, solkraft på tak, mark eller integrert i bygningsmateriale, CHP fra avfall og gass mm.

Modellen har en detaljert beskrivelse av sluttbruk, hvor etterspørselen etter energitjenester er delt inn i 400 sluttbrukergrupper innenfor industri, bygg og transport. Denne etterspørselen kan dekket av eksisterende og nye typer teknologier som anvender ulike energibærere, som elektrisitet, bioenergi, fjernvarme, hydrogen og fossile energibærere. Andre inngangsdata er brenselpriser, kraftpriser i omkringliggende land, fornybare ressurser, skatter og avgifter og teknologidata (kostnader, virkningsgrader og teknologilæring).

Resultatene fra TIMES-Norge inkluderer både investering i og drift av energiproduksjon, -overføring og etterspørselsteknologier. Samlet gir dette en detaljert energi- og CO<sub>2</sub>-balanse av det norske energisystemet og nasjonale elektrisitetspriser.



Figur 39 Oversikt over TIMES-Norge

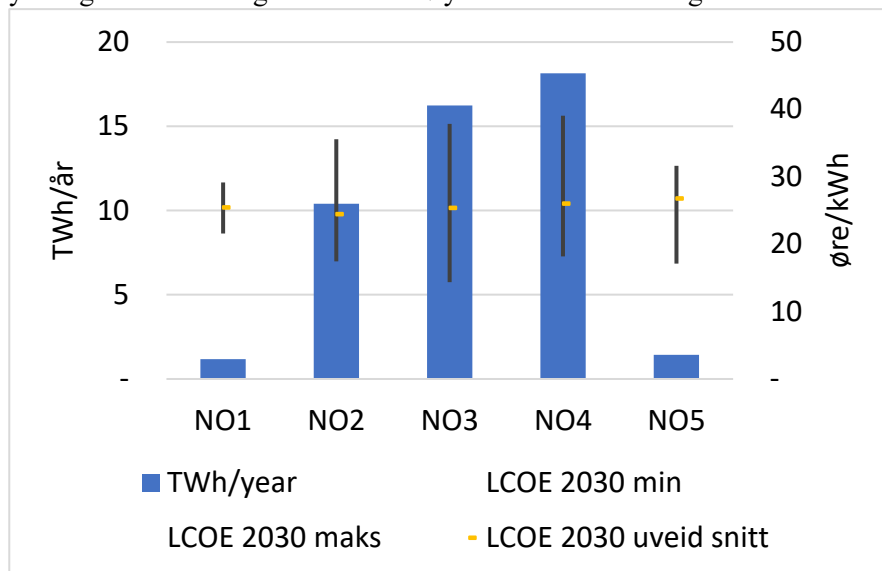
## Vindkraft

Vindkraft er modellert basert på alle anlegg som er registrert i konsesjonsdatabasen til NVE<sup>65</sup>. Kostnaden i basisåret er lik konsesjonssøknaden og det antas at alle anlegg følger samme kostnadsutvikling som beskrevet i NVEs kostnadsrapport 2017<sup>66</sup>, dvs. at kostnaden er 24% lavere i 2035. Anleggene forventes ha en

<sup>65</sup> <https://www.nve.no/konsesjonssaker/konsesjonsbehandling-av-vindkraftutbygging/?ref=mainmenu>

<sup>66</sup> <https://www.nve.no/energiforsyning/energiforsyningsdata/kostnader-i-energisektoren/>

levetid på 25 år og de som bygges senest 2020 får en sertifikatpris på 15 øre/kWh frem til 2035. Anlegg som det investeres i senere får ikke denne støtten. Potensialet for ny vindkraft som er inkludert i modellen er eksemplifisert for 2030 i Figur 40. I tillegg til de anlegg som har søkt konsesjon er det mulighet for ytterligere investeringer til en noe høyere kostnad i alle regioner.



**Figur 40 Vindkraftpotensial på land og LCOE (Levelized Cost Of Electricity) i 2030 fordelt på elspotområder**

#### Havvind:

I TIMES-Norge er utviklingen av havvind basert på NVEs kostnadsrapport 2017. Det er modellert som to typer havvind; en rimeligere som tilsvarer lav kostnad i NVE-data (LCOE 57 øre/kWh i 2035) med potensial 5,8 GW i NO2-NO5 og en litt dyrere som tilsvarer basisalternativet i NVE-data (LCOE 81 øre/kWh i 2035) med potensial 10,3 GW i NO3 & NO5. Investeringskostnadene reduseres med 30% fra 2015 til 2035 og er deretter konstant.

#### Solkraft (PV)

Investeringskostnadene er basert på NVEs kostnadsrapport 2017 og i tillegg er det en sensitivitetsanalyse med 35% lavere kostnad i 2035. I Tjenestesamfunnet antas krav om 7 TWh bygningsintegrert PV (BIPV) i 2050.

#### Transport

Utviklingen i transportteknologier er sentral i flere av analysene og i Tabell 11 vises en oppsummering av en del transportforutsetninger.

**Tabell 11 Analyseforutsetninger for transportteknologier**

Transport	REF	TJEN	IND
<b>Teknologilæring</b>			
H2-kjøretøy, teknologilæring til år:	2030	2020	2050
Elektrolyser, teknologilæring til år:	2025	2020	2025/2030
BEV personbil, lange turer			større bil, dyrere
Sjø, investeringskostnader			H2FC og BEV billigere
<b>Andeler - maksimalt</b>			
Fly, andel bio i 2050	65 %	100 %	65 %
Fly, andel BEV i 2050	0 %	0 %	80 %
Fly, andel H2 i 2050	10 %	0 %	20 %
Gods, andel bio i 2050	30 %	100 %	30 %
Tog, andel H2	0 %	0 %	100 %
Sjø, andel bio	100 %	100 %	100 %
H2-prod, elektrolyse	100 %	100 %	33 %
<b>Priser</b>			
biodrivstoff (diesel)	Ref	10% lavere	dobbel pris
H2 fra SMR, kr/MWh	dyrt	dyrt	1,000

### Energieffektivisering

Energieffektivisering er modellert i TIMES-Norge på tre ulike måter:

1. Del av fremskriving av energietterspørsel
  - Bygningsforskrifter
  - Forskrifter mer effektivt utstyr, f.eks. belysning
2. Teknologivalg, f.eks.
  - Varmepumper (2-3 ganger mer effektive enn direkte el-oppvarming)
  - Batterielektriske biler (2-3 ganger mer effektiv enn en bensinbil)
3. Besparingstiltak
  - Tilleggsisolering av hus
  - Mer effektive motorer i industri
  - Totalt velges inntil 50 ulike besparingstiltak

### Kraftutveksling med naboland

- Dagens overføringskapasiteter til naboland
- Mulig økt kapasitet fra 2030:
  - Danmark 1400 MW
  - Tyskland 1400 MW
  - Nederland 1400 MW
  - UK 1400 MW
- Fra NO3 til SE2 øker kapasiteten fra 850 MW til 1250 MW fra 2025 (basert på Statnett rapport)
- Ikke mulig å investere i mer overføringskapasitet til Sverige

## Modellforutsetninger

- Ved analyse av scenariene er det behov for ulike spesifiseringer som har en stor innflytelse på analyseresultatene. I analysene beskrevet her har følgende vært felles modellforutsetninger for alle scenarier (hvis ikke annet er spesifisert): Ikke nettoimport av kraft over året
- Krafthandelspriser fra Samkjøringsmodellen eHighway2050 X7 scenariet
- Utvikling av fossile brenselpriser er basert på WEO201767
- Biodrivstoffpriser basert på Miljødirektoratet/Rambøll rapport 2016
- Skatter og avgifter som i 2017, konstante til 2050
- Nettleie konstant som i 2017 (27 øre/kWh)
- Elsertifikatpris 15 øre/kWh
- Diskonteringsrente 6 %

Kraftprisene i naboland har en stor betydning på norsk kraftproduksjon og netto utvekslingsmengde. I disse analysene er prisene basert på utvekslingspriser fra Samkjøringsmodellen gjennom koblingen av de to modellene.

## A.3 Samkjøringsmodellen

Samkjøringsmodellen, også kalt EMPS, simulerer operasjonen av et gitt kraftsystem under antagelse om et velfungerende liberalisert kraftmarked. En kombinasjon av lineær optimering, stokastisk dynamisk programmering og heuristiske teknikker brukes til å bestemme produksjon og transmisjon som minimerer kostnaden ved å forsyne kraftetterspørselen. Modellinstansen brukt i dette veikartet omfatter hvert land i Europa, med spesiell vekt på Norden som representeres med 26 prisområder. Modellen kjøres med 72 tidsavsnitt<sup>68</sup> pr uke. Da norsk kraftproduksjon i all hovedsak er baseres på vannkraft, med usikkerheten i tilsig som en sentral operasjonsbetingelse, har Samkjøringsmodellen en eksplisitt modellering av usikkerhet. Denne representeres av historiske værår fra 1981-2010 og inkluderer i tillegg til tilsig også vindkraft, solkraft og temperaturavhengig etterspørsel. Sentrale inngangsdata foruten værårene er produksjonskapasiteter for vannkraft, vindkraft, solkraft og termiske kraftverk, transmisjonskapasiteter mellom prisområdene, råvarepris for termiske energibærere og kraftetterspørsel. Sentrale modellresultater er kraftproduksjon, transmisjon og kraftpris per time og prisområde.

## Modellforutsetninger

Sentrale forutsetninger og datakilder for Samkjøringsmodellen i dette veikartet er som følger.

Det eksisterende nordiske kraftsystemet er beskrevet av SINTEFs eget datasett bygget opp over tid. NVE åpne data er kilde til historisk tilsig for 1981-2010 i Norge, mens tilsvarende data for Sverige og Finland kommer fra SKM Markedsanalyses proprietære data.

For Norge kommer ny kapasitet i produksjon og overføring fra analysene med TIMES-Norge, som omtalt i det påfølgende delkapittelet. Dette inkluderer overføringskapasitet til og fra Norge. Kraftforbruk i Norge kommer også fra TIMES-Norge.

Produksjons- og overføringskapasiteter og kraftetterspørsel i Europa utenfor Norden er basert på data fra scenariet X-7 i prosjektet eHighway 2050<sup>69</sup>. Dette gjelder også kapasitetsutvidelser og forbruksutvikling i

<sup>67</sup> <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2017>

<sup>68</sup> Framfor "tidsavsnitt" brukes vanligvis begrepet "prisavsnitt" om tidsinndelingen innenfor uken i Samkjøringsmodellen.

<sup>69</sup> <https://docs.entsoe.eu/baltic-conf/bites/www.e-highway2050.eu/e-highway2050/>

Norden utenfor Norge. X-7-scenariet preges av en høy andel fornybar kraftproduksjon på 61% i gjennomsnitt for Europa.

Historiske data for vind og sol for 1981-2010 for alle modellerte områder er basert på reanalyse-data<sup>70</sup> og kapasitetsfaktorer fra flere kilder<sup>71</sup>.

Marginalkostnadene for kraftproduksjonsteknologiene, som også er hentet fra eHighway 2050 er gjengitt i Tabell 12.

**Tabell 12 Marginalkostnadsdata i Samkjøringsmodellen**

Teknologi	Marginalkostnad [EUR/MWh]	Data kilde
Vind og solkraft	0	eHighway 2050
Kjernekraft	0,05	Egen antagelse
Biodrivstoff 1	10	eHighway 2050
Biodrivstoff 2	20	eHighway 2050
Naturgass	203	eHighway 2050
CO <sub>2</sub>	270	eHighway 2050
Forbrukerfleksibilitet*	0,2-300	eHighway 2050
Tvungen forbruksreduksjon	1000	eHighway 2050

\* Forbrukerfleksibilitet er implementert som et prisavhengig forbruk, med steg definert av pris og prosentandel av forbruk som gitt i tabellen under.

**Tabell 13 Steg i prisfunksjon for forbrukerfleksibilitet**

Pris	300	140	5	0,2
% Av forbruk	95%	100%	105%	110%

#### A.4 Modellinteraksjon TIMES-Norge – Samkjøringsmodellen

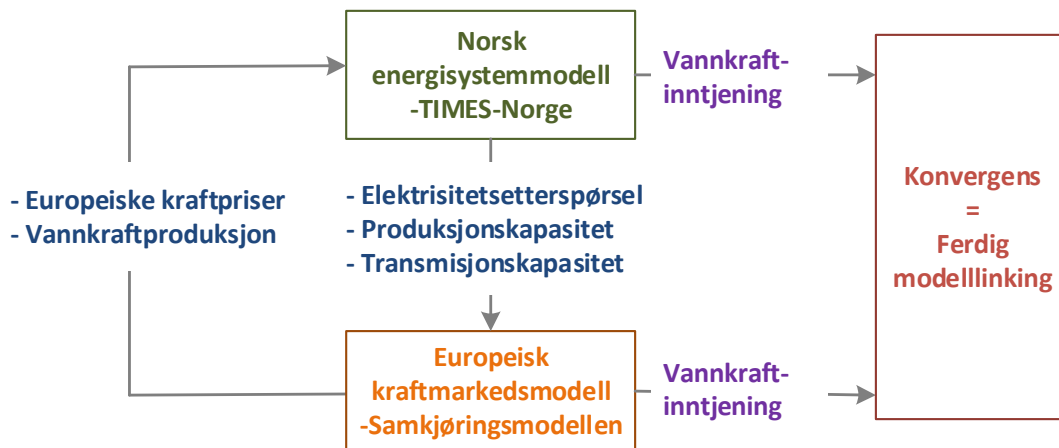
Modellintegrasjonen mellom TIMES-Norge og Samkjøringsmodellen er en myklinking hvor hver modell kjøres separat og data fra en modell brukes som inndata i neste kjøring av den andre modellen, se Figur 41.

Resultater fra TIMES-Norge som brukes som inndata til Samkjøringsmodellen er kraftforbruk per tidsavsnitt i 2030 og 2050, produksjonskapasiteter i vannkraft, vindkraft og solkraft, overføringskapasiteter mellom norske elspotområder og mellom Norge og naboland.

Resultater fra Samkjøringsmodellen som brukes som inndata til TIMES-Norge er krafthandelspriser til naboland for hvert tidsavsnitt i 2030 og 2050 (i TIMES-Norge blir det lineærinterpolert mellom disse årene). I tillegg brukes profilen til vannkraftproduksjon fra Samkjøringsmodellen i TIMES-Norge.

<sup>70</sup> Kalnay, Kanamitsu, Kistler, Collins, Deaven, Gandin, Iredell, Saha, White, Woollen, Zhu, Chelliah, Ebisuzaki, Higgins, Janowiak, Mo, Ropelewski, Wang, Leetmaa, Reynolds, Jenne, Joseph 1996. "The NCEP/NCAR 40-Year Reanalysis Project" *Bulletin of the American Mathematical Society*, 77, 437-470.

<sup>71</sup> Graabak, Korpås, Jaehnert, Belsnes 2018. "Balancing future variable wind and solar power production in Central West Europe with Norwegian hydropower" *Energy*, 168.



**Figur 41 Linking mellom TIMES-Norge og Samkjøringsmodellen**

## **B Kvalitativ metode, delstudie på hydrogen**

### **B.1 Utforskende dokumentstudie**

Det ble utført søk i Web of Science og Google etter nyere studier (2016-2019) på

- Integreerte scenarier for utviklingen av internasjonale energisystemet mot 2050
- Hydrogen sin rolle i bærekraftig energi-omstilling mot 2050
- Potensial og barrierer for bruk av hydrogen som energibærer

Gjennomgått litteratur omfatter både vitenskapelige artikler og rapporter fra internasjonale organisasjoner, aktuelle konsulentselskaper og nøkkelaktører. Gjennomgangen begrenset seg til hovedfunn – det er ikke gjort noen detaljert, sammenliknende litteraturanalyse.

### **B.2 Semistrukturerte intervjuer**

Det ble gjennomført i alt 26 intervjuer med sentrale aktører og interessenter i Norge:

- |                            |                                |
|----------------------------|--------------------------------|
| 1. Bellona                 | 14. NHO Transport og Logistikk |
| 2. Berlevåg Kommune        | 15. Rogaland Fylkeskommune     |
| 3. Enova                   | 16. SINTEF (HAEOLUS prosjekt)  |
| 4. Equinor                 | 17. SINTEF (HYPER prosjekt)    |
| 5. Greenstat               | 18. Statkraft                  |
| 6. Hexagon Composites      | 19. Statnett                   |
| 7. Hordaland Fylkeskommune | 20. Technip FMC                |
| 8. Innovasjon Norge        | 21. TiZir                      |
| 9. Kvinnherad Kommune      | 22. Trønder Energi             |
| 10. Meløy Utvikling        | 23. Uno-X Hydrogen             |
| 11. Miljødirektoratet      | 24. VarangerKraft Hydrogen     |
| 12. NEL Hydrogen           | 25. Yara                       |
| 13. Norsk H2               | 26. Zero                       |

I tillegg hadde deltakere i forskerteamet nylig intervjuet flere aktører og andre interessenter i forbindelse med brukercase på maritim transport i FME MoZEES (Mobility Zero Emission Systems) og kartlegging av juridisk-administrative prosedyrer og barrierer i EU prosjektet HyLAW.

Intervjuene fant sted i siste halvdel av 2018 og første halvdel av 2019. Det ble brukt en felles, åpen intervjuguide for alle, med tilpasning og oppfølgingsspørsmål til hver enkelt virksomhet. Guiden følger sist i vedlegget.

### **B.3 Deltakelse og presentasjoner fra aktuelle workshops**

Arrangement	Type	Dato	Arrangør	Rolle
<b>Hydrogen i Rogaland</b>	Dialogkonferanse, regional/nasjonal	07.03.2019	Rogaland FK	Deltaker
<b>Unleashing the H<sub>2</sub> market</b>	Workshop (sentrale bransjeaktører)	21.11.2018	SINTEF	Deltaker
<b>Regulatoriske og juridiske barrierer for hydrogen-satsingen i Norge</b>	Frokostmøte, nasjonalt	11.10.2018	Hydrogenforum, SINTEF	Arrangør, presentasjon
<b>Scandria2act</b>	Workshop, nordisk	05.12.2018	Akershus FK, (Interreg prosjekt)	Deltaker
<b>Hydrogen – grunnlag for ny industri og arbeidsplasser i Norge</b>	Seminar, nasjonalt/regionalt	24.10.2018	Tjeldbergodden Utvikling	Deltaker
<b>H2FC 2018</b>	Internasjonal fagkonferanse	14-15.05 2018	NTNU, SINTEF	Deltaker, poster
<b>Innspillmøte – helhetlig hydrogenstrategi</b>	Nasjonalt innspillmøte	11.02.2019	Olje og Energi Departementet, Klima og Miljø Departementet	Tilhører, observator
<b>Hylaw EU workshop</b>	Heldags workshop, ca. 100 deltakere	06.12.2018	Hydrogen Europe, Brussel	Deltaker, presentasjon

## B.4 Nyheter og utspill i media

En rekke nyhetsreportasjer, kommentarer og presentasjoner fra media er også trukket inn som en del av det empiriske materialet for analysen.

## B.5 Analytisk perspektiv

Datamaterialet ble analysert i et sosioteknisk transisjonsperspektiv, med vekt på samspillet mellom a) eksogene drivere og barrierer, b) muligheter og begrensninger til utvikling av teknologi og forhold i den fremvoksende bransjen rundt hydrogen, og c) prosesser, hendelser, strategier og virkemidler i det etablerte energisystemet i Norge. Perspektivet er basert på rammeverket Multi-level Perspective (MLP).<sup>72 73</sup>

<sup>72</sup> Geels, F.W. 2011. The multi-level perspective on sustainability transitions: Responses to seven criticisms. *Environmental Innovation and Societal Transitions* 1 (2011) 24-40.

<sup>73</sup> EEA (2017) Perspectives on transitions to sustainability. European Environment Agency, Report No. 25/2017. Downloadable: <https://www.eea.europa.eu/publications/perspectives-on-transitions-to-sustainability>



## B.6 Intervjuguide

### Intervjuguide

#### Bakgrunn

1. Kan du fortelle litt om **egen bakgrunn, rolle**, ditt fokus i virksomhetens arbeid med nye energiløsninger, reduksjon av klimagass utslipp?
2. Når begynte **virksomheten å fokusere på hydrogen** som energibærer, og kan du fortelle litt mer om bakgrunnen for det?
3. Hvordan er dette arbeidet **organisert** (hvor mange jobber med det, hvilke deler av organisasjonen er involvert, hvor sitter de (nasjonalt/internasjonalt, fagområder)?

#### Fokus, mål

4. Har dere spesifisert **egne mål** når det gjelder hydrogen (eller ligger det der bare som et av flere mål, delmål for nye energiløsninger og reduksjon av klimagassutslipp)?
5. Kan du fortelle litt mer om hvordan satsing på hydrogen inngår i den **overordnede strategien** for deres virksomhet?
6. **Hvilke/n form/er for hydrogenproduksjon**, hvilke anvendelsesområder står i fokus hos dere?
7. Hvilke **andre nye energi-løsninger** er det dere er mest opptatt av, og kan du si litt om hvordan hydrogen vurderes i forhold til disse?

#### Aktivitet og perspektiv på hydrogen i Norge

8. Hvordan ser dere generelt på **potensialet for hydrogen** som energibærer i Norge?
9. Viktigste **anvendelsesområder vil være viktigst**, på kortere og lengre sikt (2030, 2050)?
  - a. I Norge
  - b. Eksport
10. Kan du fortelle mer om hvilke **planer og aktiviteter** dere har, når det gjelder hydrogen?
11. Hva er **tidsperspektivet** for disse?
12. Hvilke **konkrete investeringer** er gjort, og hva er status for arbeidet?
13. Vurderinger ift. teknologi, kunder, oppskalering, framtidig marked?
14. Hvem er deres viktigste **samarbeidspartnere** på dette området?

#### Hydrogen i et internasjonalt perspektiv

15. Har dere planer eller aktiviteter som retter seg ut over Norge, når det gjelder hydrogen?
16. Hva er bakgrunnen for at dere har valgt/ikke valgt å satse internasjonalt?
17. Opplever dere at det vil være stor konkurranse om å levere hydrogen internasjonalt?

#### Barrierer og virkemidler, myndighetskontakt

18. Hva vil du si er de største **barrierene** for produksjon og økt bruk av hydrogen i Norge?
19. Hvordan opplever du **myndighetenes arbeid for å tilrettelegge**?
20. Har du noen tanker om samspillet mellom ulike **forvaltningsnivåer og sektorinteresser**?

#### Avslutning

21. Noe du vil legge til?



Teknologi for et bedre samfunn

[www.sintef.no](http://www.sintef.no)