

---

# Elektrifisering av olje- og gassektoren – har det global klimaeffekt?

---



**THEMA**  
CONSULTING GROUP

**Publiseringsdato**

06.01.2023

**Om prosjektet**

Prosjektnummer: OFN-22-03

Prosjektnavn: Utslippseffekter av elektrifisering av norsk sokkel

Oppdragsgiver: Offshore Norge

**Om rapporten**

Rapportnavn: Elektrifisering av olje- og gassektoren – har det global klimaeffekt?

Rapportnummer: 2022-23

ISBN-nummer: 978-82-8368-114-7

Tilgjengelighet: Offentlig

**Prosjektbeskrivelse**

Elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner reduserer utslippene fra installasjonene. Det debatteres imidlertid i hvilken grad elektrifisering gir globale utslippskutt, all den tid kraften hentes fra et europeisk marked og utslippene omfattes av det europeiske kvotemarkedet. Hensikten med rapporten er å styrke kunnskapen om sammenhengene mellom fysiske endringer og markeds-effekter ved hjelp av kvalitative og kvantitative analyser. Analysen viser at elektrifisering reduserer utslippene i Norge og er avgjørende for å nå norske klimamål. Europeiske utslipp reduseres nesten like mye fordi forbruksøkningen i hovedsak dekkes av utslippsfri kraftproduksjon. Globalt reduseres utslippene ytterligere pga. redusert LNG-produksjon, fordi LNG har høyere utslipp i produksjons- og transportkjeden enn rørgass. Videre finner vi at mange elektrifiseringsprosjekter er kostnadseffektive både for å kutte norske utslipp og for å kutte utslipp i kvotepliktig sektor i Europa. Dersom lønnsomme elektrifiseringsprosjekter ikke gjennomføres, vil det gjøre klimapolitikken dyrere og målene vanskeligere å nå.

**Prosjektteam****Kontaktperson**

Berit Tennbakk  
berit.tennbakk@thema.no  
+47 928 68 117

**Bidragstere**

Sofie Helene Næss Jebsen

Benjamin Kirchner

Anders Lund Eriksrud

**Om THEMA Consulting Group**

Postadresse: Øvre vollgate 6  
Besøksadresse: Nedre vollgate 9  
0158 Oslo, Norway

Foretaksnummer: NO 895 144 932  
[www.thema.no](http://www.thema.no)

THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybdekunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivnings-erfaring og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi og teknologi.

# INNHold

Hovedkonklusjoner .....	1
Elektrifisering reduserer globale klimagassutslipp gjennom varige markedsendringer.....	1
Offshore elektrifisering er avgjørende for å nå norske klimamål.....	3
1    Bakgrunn og problemstilling .....	6
2    Beskrivelse av utslippseffekter .....	7
2.1    Langsiktige marginale effekter: Analyse av markedsendringer.....	7
2.2    Påvirkning på utslippskilder i verdikjeden .....	7
2.3    Klimapolitiske rammebetingelser .....	8
2.4    Effekter via kraftmarkedet .....	10
2.5    Effekter via gassmarkedet.....	12
2.6    Effekter via kvotemarkedet.....	14
2.7    Effekter via ikke-kvotepliktige sektorer .....	16
2.8    Karbonlekkasje.....	16
3    Ulike metoder for kvantifisering av utslippseffekter i kraftmarkedet.....	18
3.1    Langsiktige marginale utslippsfaktorer .....	18
3.2    Utslippsfaktorer basert på produksjonsmiks .....	22
3.3    Kvantifiserte utslippseffekter med ulike metoder .....	26
4    Lønnsomhet av elektrifisering .....	28
4.1    Anbefalt metode for tiltakskostnadsberegning.....	28
4.2    Verdsetting av utslippskutt .....	29
4.3    Tidsaspekter .....	30
4.4    Eksempler på tiltakskostnadsberegninger .....	31
4.5    Oppsummert.....	33
5    Elektrifisering på sokkelen vs. andre elektrifiseringstiltak .....	35
5.1    Elektrifisering som klimatiltak i ulike sektorer.....	35
5.2    Utslippskutt pr. MWh .....	37
5.3    Tiltakskostnad – utslippskutt pr. krone .....	38
5.4    Betydningen av elektrifisering for å nå klimamålene.....	40
6    Utslipp i verdikjeden for naturgass.....	42
6.1    Klimafotavtrykk av rørgass og LNG.....	42
6.2    Økende fokus på verdikjedeutslipp i EU .....	43
7    Referanser .....	45

## Hovedkonklusjoner

*Elektrifisering av norske olje- og gassinstallasjoner reduserer norske, europeiske og globale klimagassutslipp via markedseffekter i kraftmarkedet, gassmarkedet og kvotemarkedet. Norske nasjonale utslipp reduseres tilsvarende utslippskuttene fra klimatiltak på installasjonene sokkelen og landanleggene. Det vil bli både vanskeligere og dyrere å nå norske klimamål uten elektrifisering. Elektrifiseringsprosjekter ved norske olje- og gassinstallasjoner og landanlegg utgjør rundt 20 prosent av utslippsreduksjonene som er nødvendige for å nå Norges klimamål i 2030. Sammenlignet med elektrifiseringsprosjekter i landbasert industri og transportsektoren, er mange av elektrifiseringsprosjektene i olje- og gassektoren effektive både med hensyn til kraftforbruk (tCO<sub>2</sub>/MWh) og tiltakskostnad (NOK/tCO<sub>2</sub>). Det økte kraftbehovet dekkes hovedsakelig av ny kraftverkskapasitet i Europa som, gitt klimapolitiske rammebetingelser og mål, har lave eller ingen utslipp. Utslipp på sokkelen og fra landanleggene er omfattet av det europeiske kvotemarkedet, og det er også kraftproduksjon. Samlet kutter elektrifiseringsprosjekter utslippene i Europa fordi overskuddet av kvoter øker og kvoteprisen reduseres. Det øker sannsynligheten for sletting av kvoter og en ytterligere tilstramming av kvotetaket. Den viktigste globale utslippseffekten utenfor Europa er at norsk rørgass foretrekker gassproduksjon som har høyere klimafotavtrykk i verdikjeden. Eventuelle karbonlekkasjeeffekter er små, og eventuelt positive.*

## Elektrifisering reduserer globale klimagassutslipp gjennom varige markedsendringer

*Utslippseffektene av elektrifisering avhenger av de langsiktige markedseffektene i kraft- og gassmarkedene*

Elektrifisering av installasjoner på sokkelen og landanleggene med kraftforsyning fra land kutter utslippene i Norge. På sokkelen er alternativet å produsere elektrisitet basert på naturgass fra installasjonene, mens kraftproduksjon i Norge er tilnærmet utslippsfri. Økt driftsregularitet offshore kan kutte utslippene ytterligere. Elektrifisering av installasjoner frigjør samtidig gass som ikke brukes i Norge, men eksporteres til Europa.

Hvordan utslippene påvirkes i Europa og globalt, kommer an på hvordan økt kraftforbruk i Norge påvirker kraftmarkedet i Europa, som Norge er en integrert del av, og hvordan økt tilbud av gass til Europa påvirker gassmarkedet. I tillegg må vi ta hensyn til de klimapolitiske rammebetingelsene og spesielt hvordan kvotemarkedet påvirkes.

Markedseffektene må ta hensyn til at elektrifiseringsprosjekter innebærer en varig økning i kraftforbruket som markedet blir klar over og tilpasser seg på forhånd. Forventninger om varig forbruksøkning øker prisforventningene og stimulerer i stor grad til investeringer i ny kraftproduksjon. Det er utslippsintensiteten av produksjonstilpasningen over tid som er relevant for hvordan utslippene fra kraftproduksjon i Europa endres.

Både markedsendringene og utslippseffektene påvirkes av hvor effektivt energien utnyttes. Gasturbinene på sokkelen gir lavere energiutnyttelse enn gass som brukes direkte eller til kraft- og varmeproduksjon i Europa.

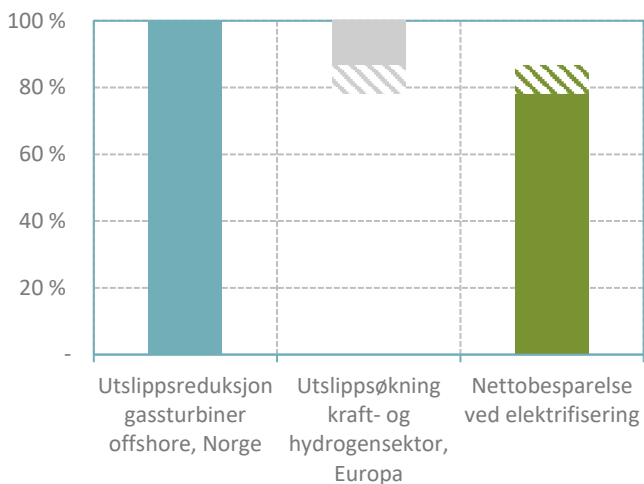
Mens kraftmarkedet er europeisk, er gassmarkedet globalt. Økt tilførsel av gass fra Norge til Europa påvirker dermed også gassmarkedet globalt. Størstedelen av tilpasningen til endringer i gasstilbudet skjer på tilbudssiden og da ved redusert gassimport til Europa fra andre regioner.

*Utslippene i Europa reduseres med rundt 80 prosent av utslippskuttet i Norge*

Simuleringer av flere scenarioer ved hjelp av THEMAs kraftmarkedsmodell, viser at utslippene i kvotepliktig sektor i Europa reduseres med rundt 80 prosent av utslipps-

reduksjonene på sokkelen (se figur). Da har vi også tatt hensyn til at noe grønn hydrogenproduksjon erstattes med blå og grå hydrogenproduksjon. Fra 2030 vil økt kraftforbruk i hovedsak dekkes av økte investeringer i fornybar eller lavutslipps kraftproduksjon.

**Modellerte utslippseffekter i kvotepliktig sektor ved offshore elektrifisering<sup>1</sup>**



**Redusert kvotepris øker sannsynligheten for en strammere klimapolitikk og reduserte utslipp i kvotepliktig sektor**

Reduserte utslipp betyr at etterspørselen etter kvoter i det europeiske kvotemarkedet reduseres. Det trekker i retning av lavere prisforventning og økt overskudd i kvotemarkedet. Med lavere priser kan noen av de dyreste tiltakene ellers i systemet bli skrinlagt eller utsatt. Utslippene andre steder i systemet øker i så fall.

Men lavere priser trekker i retning av en ytterligere tilstramming av kvotetaket: Det blir billigere å gjennomføre en ambisiøs klimapolitikk, og dermed lettere for politikerne å stramme ytterligere til. Et strammere kvotetak gir lavere utslipp.

Noen av de frigjorte kvotene kan også bli spart, noe som gir et større kvoteoverskudd. Økt sparing innebærer at flere kvoter trekkes inn i Market Stability Reserve (eller at færre kvoter frigis fra MSR), og øker sannsynligheten for permanent sletting av kvoter. Historikken viser at ytterligere tilstramninger i kvotemarkedet gjøres med henvisning både til kvoteprisnivå og kvoteoverskudd.

**I gassmarkedet erstatter økt gass eksport fra Norge i hovedsak LNG-import til Europa.**

Endringer i gasstilbudet påvirker også både forbruk og etterspørsel etter gass. Rystad Energy (2021) anslår at økt tilførsel av norsk rørgass til Europa reduserer LNG-importen med 90 prosent av tilbudsøkningen, mens forbruket i Europa øker med 10 prosent. Som i kraftmarkedet, er det altså tilpasning av tilbudet som har størst betydning for utslippseffekten.

Norsk rørgass til Europa fortrenge rørgass eller LNG fra andre kilder som har høyere utslipp i produksjons- og transportkjeden. Når rørgass erstatter importert LNG, reduseres utslippene knyttet til regassifisering.

Gassforbruket i Europa kan øke i kvotepliktig eller ikke-kvotepliktig sektor, og disse er underlagt ulike rammebetingelser. Endret bruk av gass i kraftproduksjon, som er underlagt kvoteplikt, fanges opp i modelleringen. Den gassandelen som brukes i ikke-kvotepliktig sektor vil fortrenge en blanding av andre energikilder, i spennet fra olje til fornybar energi, og nettoeffekten på utslippene er trolig svært liten. Vi konkluderer derfor med at effektene på utslippene i Europa via gassmarkedet er små.

<sup>1</sup> Utfallsrommet mellom tre modellerte kraftmarkeds-scenarier med ulike forutsetninger vises som skravert

### *Utslipp utenfor Europa reduseres eventuelt via redusert LNG-produksjon, lekkasjeeffektene er små*

For å svare på effekten på globale utslipp, må vi vurdere om globale markedseffekter innebærer at utslippene øker utenfor Europa, i tillegg til såkalte karbonlekkasjeeffekter.

Endringer i gasstilførselen fra Norge til Europa påvirker, ifølge Rystad, først og fremst LNG-importen. Hele 90 prosent av økt gasstilførsel fra Norge fortrenger LNG-import.

Redusert LNG-etterspørsel i Europa trekker i retning av lavere gasspriser i det globale markedet, noe som igjen trekker i retning av delvis økt bruk av gass og delvis redusert tilbud der. Utslippseffekten av økt gassforbruk globalt kommer an på hva gassen erstatter, og det kan være alt fra fornybar energi/grønt hydrogen, kullkraft eller olje. På lang sikt er det grunn til å tro at effekten vil være en blanding av disse og at den totale effekten er liten.

Redusert produksjon av LNG gir lavere globale utslipp sammenlignet med gass produsert fra Norge. Rørgass har generelt lavere utslipp i verdikjeden og studier viser at norsk LNG har lavere utslipp enn LNG tilført fra andre regioner (Equinor, 2021), (Rystad Energy, 2021).

Karbonlekkasje beskriver indirekte tilpasninger i økonomien ved at klimapolitikken gjør produksjon av varer og tjenester dyrere i Europa: Økte gass-, kraft- og kvotepriser i Europa kan føre til at utslippsintensive virksomheter flytter til land og områder der klimapolitikken er mindre streng. Slik kan reduserte utslipp i Europa nullet ut, og i verste fall overgå, av økte utslipp utenfor Europa. Lavere gass-, kraft- og kvotepriser vil tilsvarende redusere karbonlekkasje, og dermed kuttes de globale utslippene mer enn utslippsreduksjonen i Europa.

Analyser oppsummert av EU-kommisjonen viser imidlertid at graden av karbonlekkasje fra EU er liten, både pga. virkemidler som motvirker karbonlekkasje og at også andre regioner og land har politikk for å redusere klimagassutslipp (European Commission, 2020b).

### *Det er viktig for å nå europeiske og globale klimamål at lønnsomme tiltak gjennomføres*

Europa har som mål at kvotepliktige sektorer skal avkarboniseres fullstendig på lang sikt. Det betyr at alle aktuelle tiltak vil måtte gjennomføres før eller senere. Kvotemarkedet bidrar til at de billigste tiltakene gjennomføres først. Viktig her er at det er tiltakskostnaden over levetiden som bestemmer tiltakskurven i markedet, inkludert kostnadene knyttet til å utsette et klimatiltak. Det er f.eks. mye billigere å elektrifisere et felt når det skal bygges ut enn når det allerede er satt opp med gassturbiner på plattformen, samtidig som det neppe er lønnsomt å utsette en feltutbygging av hensyn til utviklingen i kvoteprisen.

I henhold til den siste rapporten fra FNs miljøprogram, UNEP, er verden, med utgangspunkt i dagens politikk og forpliktelser, på vei mot en global oppvarming på 2.8 grader i 2050. Dette er langt over målet i Parisavtalen og over det som regnes som en håndterlig global oppvarming. Det er dermed behov for ytterligere utslippskutt, og det er avgjørende at tiltak som er kostnadseffektive på basis av vedtatt politikk, gjennomføres.

## **Offshore elektrifisering er avgjørende for å nå norske klimamål**

Under Paris-avtalen har Norge forpliktet seg til å redusere klimagassutslippene med 55 prosent i 2030 sammenlignet med utslippsnivået i 1990, som var på 51.4 millioner tonn CO<sub>2</sub>. I Hurdalsplattformen sier regjeringen at målet er at utslippskuttene skal gjennomføres innenlands. Det innebærer at de nasjonale utslippene må reduseres fra 49 millioner tonn CO<sub>2</sub> i 2021 til 23 millioner tonn CO<sub>2</sub> i 2030.

Elektrifisering i alle sektorer, både direkte og indirekte, i form av kraft til hydrogenproduksjon, kan redusere utslippene med 15-16 millioner tonn CO<sub>2</sub>. To tredjedeler av identifiserte tiltak som trengs for å nå 2030-målet, fordrer elektrifisering.

*Elektrifisering er et kostnadseffektivt klimatiltak dersom tiltakskostnaden er lavere enn CO<sub>2</sub>-kostnaden*

Elektrifisering er et samfunnsøkonomisk kostnadseffektivt klimatiltak dersom nettoverdien av utslippsreduksjonen er høyere enn kostnaden ved elektrifisering, dvs. tiltakskostnaden. Tiltakskostnaden, uttrykt i kroner pr. spart tonn CO<sub>2</sub>, beregnes ved å dele merkostnaden ved elektrifisering på netto utslippsreduksjonen over prosjektets levetid. Merkostnaden er differansen mellom kostnaden ved en kraft fra land-løsning og alternativ energiforsyning, som regel energiforsyning fra gassturbiner på feltet. I kraft fra land-løsningen inngår også verdien av gass som kan selges i markedet.

Tiltakskostnadene for elektrifisering offshore varierer fra negative (dvs. at elektrifisering er billigere enn nullalternativet uavhengig av CO<sub>2</sub>-kostnaden) til over CO<sub>2</sub>-avgiftsnivået i 2030 på 2000 NOK<sub>2020</sub>/tCO<sub>2</sub>.

*Større utslippskutt og høyere CO<sub>2</sub>-pris i Norge enn i Europa*

I et europeisk perspektiv er det kvoteprisen som er den relevante CO<sub>2</sub>-kostnaden for å avgjøre om et tiltak er kostnadseffektivt eller ikke. I et norsk perspektiv er det summen av kvotepris og CO<sub>2</sub>-avgift som er den relevante kalkulasjonsprisen.

Samtidig er den relevante utslippsreduksjonen av elektrifiseringsprosjekter større i Norge enn i Europa siden utslippsøkningen i kraftmarkedet skjer utenfor Norge. Samlet betyr det at tiltakskostnaden er lavere og kalkulasjonsprisen høyere i norsk sammenheng enn i europeisk sammenheng. Noen elektrifiseringsprosjekter vil dermed være kostnads-effektive tiltak for å realisere norske klimamål, men ikke kostnadseffektive som tiltak i EU ETS. Det endrer imidlertid ikke markedseffektene.

*Elektrifiseringsprosjekter på sokkelen har til dels svært lave tiltakskostnader og gir relativt store utslippskutt pr. MWh*

Mange offshore elektrifiseringsprosjekter har både lav tiltakskostnad og/eller høy energieffektivitet sammenlignet med tiltak innenfor landbasert industri og transportsektoren.

På basis av tiltakskostnader og energieffektivitet er det derfor ikke grunnlag for å si at tiltak i én sektor generelt er mer eller mindre effektive enn tiltak i en annen sektor. Innenfor alle sektorer er det med dagens teknologi og politiske rammebetingelser elektrifiseringsprosjekter som er mer eller mindre lønnsomme fra et økonomisk ståsted og som bruker kraften mer effektivt til å redusere klimagassutslipp. Både tiltakskostnader og energieffektivitet varierer mellom prosjekter og variasjonen er betydelig innenfor alle sektorer.

*Uten elektrifisering i olje- og gassindustrien, blir det vanskelig å oppnå norske klimamål*

Elektrifiseringsprosjekter innenfor olje- og gassindustrien utgjør nærmere 20 prosent av de identifiserte tiltakene som skal til for å nå det norske 2030-målet.

Utslippene fra olje- og gassindustrien står i dag for rundt 25 prosent av de nasjonale utslippene, og kraft fra land til nye felt og eksisterende installasjoner med en betydelig gjenværende levetid, er nødvendige for å videreføre olje- og gassproduksjonen og samtidig oppfylle de nasjonale klimamålene i 2030 og 2050. En stans i besluttede og planlagte elektrifiseringsprosjekter på sokkelen og ved landanleggene vil betraktelig redusere sannsynligheten for at de norske klimamålene realiseres.

KonKraft (2022) har identifisert et utslippsreduksjonspotensial på 3 millioner tonn CO<sub>2</sub> frem mot 2030 fra besluttede og modne elektrifiseringsprosjekter for offshore installasjoner og landanlegg i petroleumssektoren. Tar man med prosjekter med høyere usikkerhet (1.5 millioner tonn CO<sub>2</sub>) utgjør det totalt nærmere 20 prosent av de nødvendige utslippsreduksjonene som skal til for å redusere utslippene i Norge med 50-55 prosent til 2030. Når vi videre mot 2050

skal gå mot netto nullutslipp, er det nødvendig å elektrifisere olje- og gassinstallasjoner i kombinasjon med andre klimatiltak, samt håndtere restutslipp med avbøtende tiltak i form av negative utslipp.

Dersom kostnadseffektive elektrifiseringsprosjekter ikke gjennomføres, blir det både vanskeligere og dyrere å nå 2030-målet fordi andre, dyrere tiltak må gjennomføres. Det vil også bli dyrere å nå 2050-målene dersom kostnads-effektiv elektrifisering av nye felt stanses. Tiltakskostnaden for elektrifisering av eksisterende felt, som allerede er utstyrt med gassturbiner lokalt, er gjennomgående mye høyere enn for nye felt.



## 1 Bakgrunn og problemstilling

### 1.1 Bakgrunn

Offshore Norge har bedt Thema med utgangspunkt i sin kunnskap og erfaring om å analysere hvordan elektrifisering på sokkelen påvirker kraftmarkedet, gassmarkedet, kvotemarkedet EU ETS, og klimagassutslippene nasjonalt og globalt.

Denne rapporten bidrar til et forsterket kunnskapsgrunnlag ved å beskrive sammenhengene mellom fysiske endringer og markedseffekter ved hjelp av kvalitative og kvantitative analyser. De kvalitative analysene beskriver sammenhengene i kraft-, gass- og kvotemarkedet på kort og lang sikt og peker på usikkerhetsmomenter for markedseffektene. De kvantitative analysene skal estimere den globale effekten av elektrifisering basert på modellsimuleringer med tallfestede og transparente forutsetninger og utslippsfaktorer som både dekker historisk, nåtid og fremtid.

### 1.2 Problemstilling

Vurderingen av elektrifisering av offshore installasjoner som klimatiltak er kompleks fordi i tillegg til endringer i de fysiske strømmene av gass og kraft, spiller også markeds-mekanismene i kraft-, gass- og kvotemarkedet inn på utslippseffekten og lønnsomheten av tiltakene. Denne rapporten vurderer ved hjelp av prinsipiell og kvantitativ analyse de samlede utslippseffektene ved at energibehovet til felt på sokkelen dekkes med kraft fra land i stedet for fra gassturbiner på installasjonen.

Rapporten skal hovedsakelig adressere to overordnede problemstillinger, og herunder besvare en rekke del-spørsmål:

#### 1) Hvordan påvirker elektrifisering

##### klimagassutslippene nasjonalt og globalt?

- Gir elektrifisering av sokkelen økt import av kullkraft, og gjelder det alternativ bruk av kraft i Norge?
- Hvilken effekt har elektrifisering i kraftmarkedet når man tar hensyn til investeringer i ny fornybar kapasitet?
- Hva betyr det for den globale effekten at overskuddskvoter fjernes fra markedet?
- Reduserer frigjort naturgass behovet for LNG-import? Hva er klimafotavtrykket til rørgass vs. LNG fra forskjellige leverandører?
- Hvordan påvirker stans i elektrifisering sannsynligheten for å oppnå norske klimamål?

#### 2) Er elektrifisering samfunnsøkonomisk

##### lønnsomme klimatiltak?

- Er kraft fra land bedriftsøkonomisk og/eller samfunnsøkonomisk fornuftig gitt kvotepris og CO<sub>2</sub>-avgift på norsk sokkel?
- Hvor viktig er elektrifisering i alle sektorer for å nå globale klimamål?
- Hvor effektivt er elektrifisering av sokkelen sammenlignet med andre tiltak som fordrer elektrifisering?

I tillegg drøfter vi om elektrifisering av sokkelen gir bedre energiutnyttelse totalt sett, betydningen av elektrifisering som klimatiltak i andre sektorer, og hvor viktig det er å redusere utslippene i verdikjeden for å imøtekomme krav i det europeiske markedet.

## 2 Beskrivelse av utslippseffekter

Analysen av utslippseffekter tar utgangspunkt i at elektrifisering av en installasjon på sokkelen øker kraftforbruket i Norge og tilbudet av rørgass til Europa. Vi starter med å beskrive endringer i de fysiske strømmene og analyserer deretter markedsvirkningene på kort og lang sikt steg for steg.

Siden elektrifiseringsprosjekter er planlagte og langvarige, vil markedene ha tid til å tilpasse seg også før prosjektene kommer i drift. Den umiddelbare effekten er derfor relevant som et startpunkt, *men det er hvordan markedene tilpasser seg endrede forventninger om framtidig kraftforbruk og gasstilbud som er relevant for utslippseffektene.*

### 2.1 Langsiktige marginale effekter:

#### Analyse av markedsendringer

Utgangspunktet for analysen er at vi tenker oss en situasjon i markedene, dvs. markedsprisene og investeringsplaner, som speiler en bestemt forventning om framtidig forbruk, produksjon, rammebetingelser, teknologiutvikling og kostnader. Så introduseres et nytt elektrifiseringsprosjekt offshore. Det er hvordan markedene da tilpasser seg denne endringen som avgjør hvordan utslippene endres. Vi begrunner denne metoden, basert på langsiktige marginale effekter, nærmere beskrevet i kapittel 3. Marginal betyr i denne sammenheng ikke at effekten er liten, men at det er *endringene* som utløses, vi analyserer.<sup>2</sup>

### 2.2 Påvirkning på utslippskilder i verdikjeden

Elektrifisering offshore påvirker utslippene i flere ledd i verdikjeden. Figur 1 viser en flytmodell for gass-, kraft- og utslippsstrømmene nasjonalt og internasjonalt knyttet til elektrifisering av offshoreinstallasjoner, og viser hvilke utslippskilder som påvirkes i Norge og Europa. Figuren viser de fysiske strømmene.

For det første påvirkes utslippene fra offshore-installasjonen ved at kraftproduksjon basert på gassturbiner offshore erstattes med kraft fra land.

Den frigjorte gassen eksporteres fra Norge via prosessering på land. Økt gassprosessering innebærer økte utslipp i Norge. Vi antar at valg av energiforsyning ikke påvirker selve gassproduksjonen på installasjonen og at det ikke er eksportbegrensninger.

Gassen eksporteres til Europa der den brukes i ulike anvendelser. I figuren er det antatt at 1/3 av gassen går til kraftproduksjon, i tråd med dagens fordeling av gassforbruket i Europa. Resten av gassen blir brukt til energi og varme i industrien, bygninger og husholdninger og varmeformål, og påvirker utslippene i disse sektorene.

---

<sup>2</sup> Når vi f.eks. sier at LNG er marginal leveranse i gassmarkedet, mener vi f.eks. at det er LNG-produksjonen som øker dersom gassforbruket øker.

Kraftforbruket ved elektrifisering kan dekkes av økt kraftproduksjon i Norge og/eller i Europa (økt import eller redusert eksport). Det påvirker utslippene fra kraftproduksjon, avhengig av hvilke energikilder som brukes.

Endringer i energi- og utslippsstrømmene, påvirker markedene. Når gasstilbudet fra én kilde øker, påvirker det gassprisen og fører til tilpasninger av både tilbud og etterspørsel. Når kraftetterspørselen øker, påvirkes tilsvarende kraftprisen og derigjennom tilbud og forbruk av kraft. Hvor store effektene på utslippene i leddene i verdikjeden er, avhenger av markedsdynamikken i gass-, kraft- og kvotemarkedet på kort og lang sikt. Disse effektene er nærmere beskrevet i kapitlene 2.4-2.7.

Norsk gass eksporteres i hovedsak til Europa der den går til kraftproduksjon, husholdninger eller industri hvor gassen brukes mer effektivt sammenlignet med i kraftproduksjon på offshore installasjoner (Endrava, 2021). Den gjennomsnittlige virkningsgraden for bruk av gass til kraft og varme i Europa er i Endravas rapport ligger mellom 65 og 85 prosent, til sammenligning er den omtrent 35 prosent på sokkelen. Rundt en tredjedel av gassen fra Norge til Kontinental-Europa går til kraft- og varmekraftverk. Selv inkludert utslipp langs verdikjeden anslår Endrava at klimagassutslippene per enhet kraft og varme generert fra gass til bruk i Europa er betydelig lavere sammenlignet med bruken på norsk sokkel.

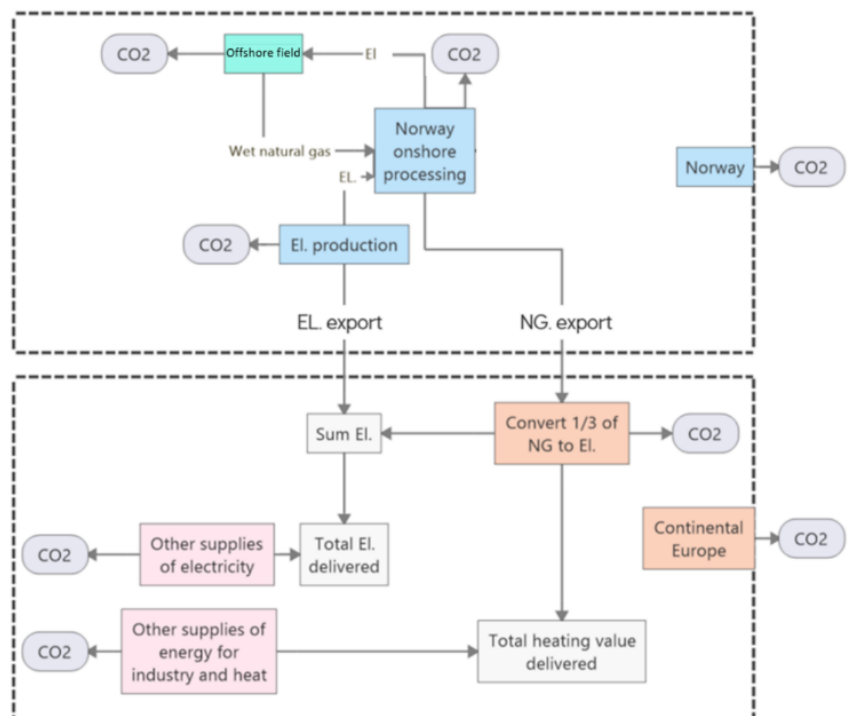
Utover påvirkningen på utslippene i verdikjeden peker en erfaringsbasert rapport fra Petroleurstilsynet (2018) på at noen offshore installasjoner med kraft fra land oppnår svært høy driftsregularitet. Videre peker rapporten også på et redusert vedlikeholdsbehov knyttet til drift av energiforsyningen, samt andre HMS-fordeler som forbedret

fysisk arbeidsmiljø og redusert fare for gasslekkasjer og brann.

## 2.3 Klimapolitiske rammebetingelser

Klimapolitikken legger føringer for hvordan nasjonale og globale klimagassutslipp påvirkes. Klimapolitikken er ikke satt en gang for alle, og hvordan utslippene, teknologien og markedene utvikler seg, har betydning for hvordan klimapolitikken innrettes, hvordan markedene reagerer og hvilke tiltak som er kostnadseffektive.

**Figur 1: Gass-, kraft- og utslippsstrømmer knyttet til elektrifiserte offshore-installasjoner**



Kilde: Equinor

Norsk klimapolitikk følger utviklingen og bestemmelsene i global klimapolitikk og EUs klimapolitikk. Klimapolitikken setter rammene for måloppnåelsen og bestemmer verdien av utslippskutt. Dette gjelder også verdien av utslippskutt på norsk sokkel. I tillegg legger klimapolitikken føringer for fornybarmål som på sikt vil bidra til å redusere utslippene knyttet til produksjon av kraft og andre energibærere.

I de følgende avsnittene gir vi en oversikt over sentrale klimapolitiske rammebetingelser internasjonalt, i EU og i

Norge og hvordan de henger sammen. Denne beskrivelsen danner også grunnlaget for formulering av tre scenarier vi mener fanger utfallsrommet for de klimapolitiske rammebetingelsene på lang sikt og for kvantifiseringen av utslippseffekter og lønnsomheten av elektrifisering i kapittel 3.

### Global klimapolitikk

Rammeverket for den globale klimapolitikken er FNs klimakonvensjon (UNFCCC) fra 1992, hvor 195 land er med. Målet i Parisavtalen er å begrense økningen i global gjennomsnittstemperatur til under to grader relativt til førindustriell tid (ca. 1850).

Parisavtalen skal oppfylles ved at hvert land selv forplikter seg til nasjonale utslippsmål (NDC). Hvert femte år skal landene melde inn nye og mer ambisiøse utslippsmål, og den globale klimapolitikken vil dermed strammes til over tid.

Parisavtalen tillater også at landene samarbeider på frivillig basis, og den etablerer en ny kvotehandelsmekanisme regulert av FN som muliggjøre handel av utslipp mellom land. Omfattende virkemiddelbruk er nødvendig for å nå klimaforpliktelsene, og en av markedsmechanismene er karbonprising. FNs kvotemarked skiller seg blant annet fra EUs kvotemarked EU ETS ved at det ikke har et utslippstak (globalt), og at det er en frivillig ordning.

### Europeisk klimapolitikk

EUs mål for reduksjon av klimagassutslipp for 2030 ble vedtatt i 2020. Den grønne vekststrategi European Green Deal har oppjustert ambisjonen fra 40 til minst 55 prosent (i forhold til 1990-nivå). Green Deal setter opp et veikart for utvikling av klimapolitikken de neste årene og sommeren 2021 la EU-kommisjonen fram Fit-for-55-pakken som

detaljerer EUs rammeverk for Green Deal. Fit-for-55-pakken innebærer en rekke regelverksrevisjoner, herunder av fornybardirektivet, innsatsforordningen (ikke kvotepliktig sektor) og kvotesystemet.

EUs kvotesystem (EU ETS) er den mest omfattende karbonprisingsmekanismen og dekker i tillegg til EUs medlemsland Island, Liechtenstein og Norge. EU ETS setter et tak for utslipp av CO<sub>2</sub> som tilsvarer EUs utslippsmål for kvotepliktige sektorer, dvs. kraftproduksjon, industri inkludert petroleumssektoren, flyvninger internt i EØS-området. Det er også politisk enighet om å innlemme maritim sektor og avfallsforbrenning i EU ETS.

Frem til nå har markedet dekket rundt 45 prosent av EUs klimagassutslipp. Fit-for-55-pakken foreslår å heve klimaambisjonene og stramme inn prisingsmekanismen i kvotemarkedet ved å innlemme flere sektorer, øke reduksjonstakten for fjerning av antall kvoter i markedet og gjennomføre en engangsreduksjon av antallet kvoter. Revisjonsforslagene er nærmere beskrevet i avsnitt 2.6.

For ikke-kvotepliktig sektor, eksempelvis transport, bygg og landbruk, har EU-landene et felles mål om utslippsreduksjoner på minst 30 prosent i 2030 sammenlignet med 2005. Målet for utslippsreduksjoner i ikke-kvotepliktig sektor er skal heves. Europakommisjonen og Rådet har inngått en foreløpig avtale om 40 prosent utslippsreduksjon i 2030 (European Council, 2022). Fellesmålet innebærer at hvert enkelt land melder inn hvor store utslipp de kan redusere i ikke-kvotepliktig sektor, og tar hensyn til at medlemslandene har ulike utgangspunkt og ressurser til å gjennomføre reduksjoner. Hvert medlemsland, samt Norge og Island, har levert bindende planer for hvordan de skal realisere de nødvendige reduksjonene mot 2030.<sup>3</sup>

---

<sup>3</sup> Virkemiddelbruken i ikke-kvotepliktig sektor har hittil vært nasjonalt bestemt. Det er imidlertid besluttet å innføre et

eget EU-omspennende kvotemarked for utslipp fra bruk av fossile drivstoff i transport og bygg fra 2027.

Samlet sett innebærer Green Deal og Fit-for-55 strengere europeiske mål og omfattende endringer i politikk og reguleringer for å fremskynde og sørge for gjennomgripende avkarbonisering av den europeiske økonomien. Som følge av den russiske invasjonen av Ukraina i februar 2022 lanserte EU virkemiddelpakken REPowerEU som skal redusere EUs avhengighet av russisk gass gjennom en forsterket satsing på fornybar energi, energieffektivisering og diversifisering av importkilder for gass. EU har i denne sammenheng også fremmet forslag om å heve ambisjonene for fornybarmålet og energieffektiviseringsmålet, som allerede er under revisjon. Den pågående utviklingen med ytterligere heving av ambisjonene gjenspeiler at klima- og energipolitikken er dynamisk og legger mer press på sektorer for å redusere sin avhengighet av fossile brensler.

### Norsk klimapolitikk

Norge har et tett samarbeid med EU i klimapolitikken. I forbindelse med Parisavtalen meldte Norge inn en forpliktelse til 40 prosent utslippsreduksjon innen 2030 sammenlignet med 1990-nivå, i tråd med EUs daværende utslippsmål. I februar 2020 ble Norges klimamål hevet til en utslippsreduksjon på minimum 50 prosent, helst nærmere 55 prosent, innen 2030 sammenlignet med 1990-nivå.<sup>4</sup> Målet skal realiseres i samarbeid med EU og Island. Til FNs klimatoppmøte i november 2022 ble klimamålet ytterligere hevet til minst 55 prosent utslippsreduksjon i 2030, fortsatt sammen med EU og Island (Regjeringen, 2022). I Støre-regjeringens politiske plattform for 2021-2025, Hurdals-plattformen, legges det derimot opp til at hele utslippsreduksjonen på 55 prosent i 2030, sammenlignet med 1990, skal gjennomføres nasjonalt. For petroleumssektoren vedtok Stortinget i 2020 et sektorspesifikt mål om 50 prosent

absolutt utslippsreduksjon sammenlignet med 2005 i forbindelse med behandlingen av de midlertidige endringene i petroleumsskatten.

Omtrent halvparten av de norske utslippene er dekket av EUs kvotemarked og bortimot 85 prosent av norske utslipp er omfattet av en klimaavgift, kvoteplikt eller begge deler (Finansdepartementet, 2022). Den norske olje- og gassindustrien er omfattet av begge deler.

For ikke-kvotepliktig sektor har Norge et mål om 40 prosent utslippskutt innen 2030 relativt til 2005-nivå, Solberg-regjeringen lanserte i Granavolden-erklæringen en forhøyet ambisjon om 40-45 prosent utslippsreduksjon. EU har igangsatt en revisjonsprosess for heving av målet i ikke-kvotepliktig sektor som trolig vil føre til at det norske målet også heves (Miljødirektoratet, 2022b).

I Klimaplan for 2021-2030 beskriver regjeringen hvordan utslippene i ikke-kvotepliktig sektor skal reduseres (Klima- og Miljødepartementet, 2020). Et av hovedmomentene i klimaplanen er en økning av CO<sub>2</sub>-avgiftene til 2000 NOK/tCO<sub>2</sub> i 2030. Utslipp fra offshore installasjoner er i tillegg til det europeiske kvotemarkedet underlagt en norsk særavgift på CO<sub>2</sub>-utslipp. Frem mot 2030 skal særavgiften justeres slik at den samlede CO<sub>2</sub>-prisen for petroleumssektoren bestående av kvoteprisen og den norske særavgiften øker til 2000 NOK/ tonn CO<sub>2</sub> i 2030.<sup>5</sup>

## 2.4 Effekter via kraftmarkedet

Det norske kraftmarkedet er tett integrert med kraftmarkedene i Norden og med resten av det felles-europeiske kraftmarkedet gjennom både de andre nordiske landene og direkte kabler til Tyskland, Nederland og Storbritannia. Prisdannelsen i markedene er basert på en felles algoritme

<sup>4</sup> Målet er ikke et netto-mål, det tar altså ikke høyde for klimagassutslipp fra skog og annen arealbruk (LULUCF; land use, land use change and forestry).

<sup>5</sup> 2000 NOK/tonn CO<sub>2</sub> i 2030 målt i 2020-kroner.

som innebærer at endringer i en del av markedet kan påvirke alle de andre delene av markedet. Det gir derfor ikke mening å analysere effektene av offshore elektrifisering i kraftmarkedet kun fra et nasjonalt eller, for den saks skyld, nordisk perspektiv.

I det videre beskriver vi markedsdynamikken stegvis. Vi starter med den umiddelbare effekten av elektrifisering av installasjoner på kraftmarkedet og beskriver deretter hvordan markedet tilpasser seg over tid.

Utgangspunktet er at prisforventningene i markedet er tilpasset foreliggende informasjon og forventninger om fremtidig utvikling i tilbud og etterspørsel, kostnader og regulatoriske rammebetingelser. Vi analyserer markedss- og utslippseffektene av at et nytt elektrifiseringsprosjekt blir kjent for markedet. Fra prosjektet blir kjent, tar det noen år før investeringen skjer og kraftforbruket starter. Deretter vil feltet forbruke kraft i den forventede produksjonsperioden som kan strekke seg over flere tiår.

### Utslippseffekter fra kraftproduksjon i Europa

Den umiddelbare påvirkningen på kraftmarkedet er at markedet justerer opp sine forventninger om framtidig kraftetterspørsel tilsvarende forbruket knyttet til elektrifiseringen av installasjonen. En forventning om økt kraftetterspørsel innebærer i første omgang forventninger om høyere kraftpriser. Installasjoner på sokkelen har stort sett stabil kraftetterspørsel gjennom døgnet og året, på samme måte som økt kraftetterspørsel fra f.eks. kraftintensiv industri. Markedspåvirkningen er uavhengig av hva som utløser forventningen om økt kraftforbruk.

Forventninger om høyere kraftpris gjør det lønnsomt å øke kraftproduksjonen på land. Trolig vil også forbruket respondere, det kommer an på hvor prisfølsomt forbruket er. Utslippseffektene av økt kraftproduksjon, og dermed netto utslippseffekt (eller etterspørselen etter kvoter i EU-ETS), er avhengig av hvilke anlegg som øker sin kraftproduksjon.

I utgangspunktet kan økt kraftetterspørsel dekkes av økt produksjon fra eksisterende kraftverk og gjennom utbygging av ny produksjonskapasitet. Kraftproduksjonen i Norge øker ikke på kort sikt, den er gitt av nedbør og vind til vann- og vindkraftverkene. Men siden elektrifisering av installasjoner på sokkelen representerer en *forventet og varig* endring i kraftetterspørselen, vil økt etterspørsel påvirke den langsiktige produksjonskapasiteten. Det blir mer lønnsomt å investere i ny produksjonskapasitet eller øke kapasiteten i eksisterende kraftverk når kraftprisen er ventet å stige. Derfor er det rimelig å anta at den økte etterspørselen i hovedsak blir dekket av ny produksjonskapasitet.

Grunnen til at vi kan anta at ny kraftetterspørsel bidrar til investeringer i ny kraftproduksjon, er at kraftmarkedet er dynamisk og preget av konkurranse. Markedsaktørene tilpasser seg endringer i markedsforholdene kontinuerlig. Endringer i tilbud og etterspørsel påvirker både den kortsiktige prisdannelsen og de langsiktige prisforventningene. Selv små endringer i tilbud eller etterspørsel påvirker markedet.

Dersom etterspørselen i et marked endres brått, uten at det er forventet, må den økte kraftetterspørselen enten dekkes ved å utnytte ledig produksjonskapasitet eller ved at kraftprisen går opp slik at annen etterspørsel reduseres. I kraftmarkedet vil det typisk være kull- og gasskraft som har ledig kapasitet og som kan øke sin produksjon på kort sikt. Men dersom markedsaktørene forventer at etterspørselsøkningen og de høyere prisene vil vedvare, vil det etter hvert bli investert i ny produksjonskapasitet og prisene vil falle.

Markedsaktørene analyserer framtidige behov i markedet løpende. Både kraftprodusenter og -forbrukere vil legge analyser av utviklingen i tilbud, etterspørsel og priser til grunn for sine investeringsbeslutninger. Planlagte investeringer i elektrifisering eller etablering av ny industri som er besluttet eller forventet, vil inngå i slike analyser. Elektrifiseringsprosjekter tar lang tid å realisere og er kjente

for markedet på forhånd. Produksjonskapasiteten vil derfor i stor grad være tilpasset utviklingen i etterspørselen når etterspørselsøkningen skjer.

Kort oppsummert vil det være metodisk inkonsistent å analysere markedseffektene av den økte kraftetterspørselen uten å ta hensyn til at tilbudssiden også tilpasser seg. Det betyr at det er den langsiktige effekten på kraftproduksjonen når vi også tar hensyn til investeringsincentivene som er relevant for utslippseffekten av elektrifisering. Hvorvidt produksjonskapasiteten øker i Norge eller i andre land, kommer an på hvor det er mest lønnsomt å investere i ny kapasitet ut fra prisvirkninger og kostnadsforhold.

Med forutsetningene om klimapolitikk, teknologiutvikling og brenselpriser er det kun gasskraft og/eller fornybar eller lavkarbon kraftproduksjon som i praksis er aktuelle alternativer for investeringer i ny kraftkapasitet.<sup>6</sup> Investeringer i ny produksjonskapasitet er delvis drevet av politikk, gjennom støtteordninger og klimapolitiske målsetninger, og delvis markedsdrevet. Der fornybar-investeringer er drevet av politikk, antar vi at det politiske målet settes som en andel av det totale forbruket (tilsvarende dagens fornybarmål i EU). Det innebærer at også politisk bestemt kapasitet påvirkes av forbruksutviklingen.

Forventninger om økt kraftforbruk fører altså først og fremst til økt kraftproduksjon. Den økte kraftproduksjonen vil være basert på en blanding av gasskraft og fornybar kapasitet, med en stadig høyere fornybarandel fremover i tid på grunn av stadig strammere klimapolitikk. Det er ikke aktuelt å øke kullkraftkapasiteten i Europa selv om kraftforbruket øker.

Utslippene fra kraftproduksjon vil derfor øke betydelig mindre enn utslippsreduksjonen på sokkelen.

En del av den fornybare kraftproduksjonskapasiteten kommer også til å bli brukt til hydrogenproduksjon framover. Høyere kraftpriser, og særlig høyere priser i lavprisperioder, vil gjøre grønt hydrogen dyrere.<sup>7</sup> Dermed kan økt kraftforbruk redusere produksjonen av grønt hydrogen og gi økt produksjon av blått hydrogen, noe som også gir økte utslipp.<sup>8</sup> Kraftforbruket i industri, husholdninger og transport kan også påvirkes av forventinger om høyere kraftpriser og tilpasse seg på en måte som kan gi CO<sub>2</sub>-utslipp.

Vi kvantifiserer utslippseffektene både i kraftproduksjon og hydrogensektoren i kapittel 3.

## 2.5 Effekter via gassmarkedet

Elektrifisering av en installasjon på sokkelen innebærer at forventet tilbud av rørgass til det europeiske markedet øker. På samme måte som i kraftmarkedet, vil økt gasstilbud påvirke prisforventningene i det europeiske markedet og dermed dels gassforbruket (øker) og dels gasstilbudet (reduseres) fra andre kilder.

Den relative fordelingen mellom forbruksreduksjon (substitusjon) og tilbudsreduksjon avhenger av hvor elastisk tilbud og etterspørsel er, dvs. hvor dyrt det er å tilpasse forbruket og hvor dyrt det er å justere tilbudet. Dersom tilbudskurven for gass er helt flat (perfekt elastisk), vil hele økningen motsvares av redusert gassproduksjon fra andre kilder.

<sup>6</sup> Vi antar at det ikke vil være tillatt eller lønnsomt å investere i ny kullkraftproduksjon i Europa og at investeringer i ny kjernekraft i større grad er politisk bestemt.

<sup>7</sup> Produksjon av grønt hydrogen er en måte å lagre overskuddsproduksjon, særlig fra vind og sol, på. Jo flere timer med null- eller svært lave priser, desto mer lønnsomt er produksjon av grønt hydrogen. Økt etterspørsel kan gi

færre lavpristimer og dermed gjøre grønn hydrogenproduksjon mindre konkurransedyktig ift. blått hydrogen. Effekten på lønnsomheten kommer an på hvordan prisstrukturen påvirkes, og effekten kan også bli at grønt hydrogen blir mer lønnsomt.

<sup>8</sup> Blått hydrogen produseres i kombinasjon med CCS. CCS fjerner imidlertid ikke alle utslipp.



Basert på ulike rapporter som har analysert tilbuds- og etterspørselskurvene for gass i Europa, anslår Rystad Energy (2021) at økt tilførsel av norsk rørgass til Europa reduserer LNG-importen med 90%, mens forbruket øker med 10%. Det tyder på at det er tilbudet fra andre kilder som påvirkes mest også på lang sikt, og som derfor har størst betydning for utslippseffekten.

### Utslippseffekter fra økt gassforbruk i Europa

Hvordan økt gassforbruk påvirker utslippene, kommer an på hvilke alternative energikilder gassen fortrenger på marginen. I Europa brukes gass til kraftproduksjon, til produksjon av varme eller direkte bruk i industri og husholdninger.<sup>9</sup> Økt bruk av gass øker isolert sett utslippene, men nettoeffekten kommer an på hva som er alternativ energikilde.

Alternativet til direkte bruk av gass vil ofte være elektrifisering. Hvis økt gasstilførsel fører til økt direkte bruk av gass, kan det gi en liten reduksjon i kraftetterspørselen, men utslippseffektene blir små jfr. avsnittet om effekter i kraftmarkedet. Lavere gasspris trekker imidlertid også i retning av lavere kvotepris, og både lavere gasspris og lavere kvotepris gir lavere kraftpris. Nettoeffekten på elektrifisering er dermed trolig liten. Dermed er det større sannsynlighet for at hovedeffekten er at økt gassforbruk fortrenger olje eller andre fossile energikilder og dermed gir reduserte utslipp.

Utslippene i Europa antas å bli lite påvirket av hvor gassen kommer fra. Det er imidlertid noe utslipp knyttet til regassifisering. Tall fra Equinor (2021) oppgir at regassifisering innebærer utslipp av 0.9-0.12 g CO<sub>2</sub>e/MJ, noe som tilsvarer 11-14% av utslippene i produksjons- og

transportverdikjeden. Økt tilførsel av rørgass i stedet for LNG reduserer derfor utslippene i Europa.

Samlet er konklusjonen at utslippene i Europa kan øke noe fordi økt tilbud av gass gir lavere priser og økt gassforbruk. Imidlertid øker gassforbruket trolig med kun 10 prosent av den økte gasstilførselen. En andel av dette vil trolig være økt direkte bruk av gass som kan erstatte elektrisitet (som gir høyere utslipp) eller olje (som gir lavere utslipp).

### Effekter av økt gasstilbud utenfor Europa

Økt tilførsel av norsk gass vil redusere EUs gassimport fra land utenfor Europa. Aktuelle alternative kilder er rørgass fra Russland<sup>10</sup> og Algerie og LNG hovedsakelig fra USA og Midtøsten. På kort sikt er det, jfr. Rystads analyse, trolig LNG som utgjør marginal gassleveranse til Europa.

LNG som ikke importeres til Europa vil bli brukt andre steder i verden. Her vil utslippseffekten avhenge av om gassen fortrenger fornybar (eller annen utslippsfri) energi eller kull og olje *på lang sikt*. Vi har ikke funnet analyser av langsiktige marginale effekter av økt gasstilbud globalt. Effektene avhenger også av hvilket politikkscenario som legges til grunn. Ytterpunktene er at gassen fortrenger forbrenning av kull, hvilket gir en klar utslippsreduksjon, eller at den fortrenger fornybar energi, hvilket gir økte utslipp utenfor Europa.

På marginen trekker økt gasstilbud fra norsk sokkel i retning av lavere global gasspris, noe som igjen trekker i retning av noe redusert globalt gasstilbud på lang sikt. Vi har ikke grunnlag for å vurdere størrelsen på tilbudseffekten.

<sup>9</sup> Naturgass brukes i Europa innen kraftsektoren (32 %), industri (29 %), husholdninger (26 %) og andre sektorer (hovedsakelig private og offentlige tjenester, 13 %). (Endrava, 2021)

<sup>10</sup> Slik verden ser ut nå, med Russlands invasjon i Ukraina og gasskonflikt med EU, virker det usannsynlig at russisk gass vil være et alternativ til norsk gass framover.



## 2.6 Effekter via kvotemarkedet

For å analysere utviklingen i kraft- og karbonpris, samt endringene i kraftmiksen og utslippskonsekvensene, er det også nødvendig å ta hensyn til dynamikken i kvotemarkedet. Kvotemarkedet regulerer utslippene fra kvotepliktige installasjoner (kraft- og varmeproduksjon, og deler av industrien).

Tilbudet av kvoter er bestemt av hvor mange kvoter som utstedes på EU-nivå. Norge er deltaker i kvotemarkedet på lik linje med EU-landene. Hovedelementene i kvotemarkedet er som følger:

- Antallet kvoter som utstedes, reduseres hvert år i henhold til en lineær reduksjonsfaktor (LRF) og med utgangspunkt i det gjennomsnittlige antallet kvoter utstedt pr. år i den andre handelsperioden fra 2008-2012.<sup>11</sup> LRF har vært justert opp flere ganger både midlertidig og permanent.
- Kvotene auksjoneres ut eller tildeles gratis etter nærmere bestemte regler. Alle kvoter kan omsettes i markedet.
- Installasjoner som er underlagt kvoteplikt, må hvert år sørge for å ha tilstrekkelig antall kvoter til å dekke sine utslipp. Brukte kvoter kanselleres.
- Ubrukte kvoter (kvoter i omløp, TNAC) kan spares til senere.
- Dersom TNAC overstiger 833 mill. kvoter, overføres en andel av TNAC til en markedsstabilitetsreserve (MSR).<sup>12</sup> Det er også innført en regel om at alt overskudd mellom 833 mill. kvoter og en terskelverdi på 1096 mill. kvoter skal inn i MSR. Faller TNAC til under 400 mill. kvoter, tilbakeføres 100 mill. kvoter til markedet.

- Dersom antallet kvoter i MSR blir større enn antallet kvoter auksjonert året før, slettes de overskytende kvotene permanent.

Det opereres med ulike handelsperioder. Vi er nå inne i handelsperiode 4 som varer fra 2021 til 2030. Det er vanlig at rammebetingelsene justeres ved starten av en ny handelsperiode, men det er også gjort flere og til dels store endringer innenfor handelsperiodene.

Prisen på kvoter reflekterer den marginale tiltakskostnaden, dvs. kostnaden ved det dyreste tiltaket som må gjennomføres for at utslippene ikke skal overstige kvotetaket. Siden kvotene kan spares, reflekterer prisen markedets *langsiktige forventninger* om marginal tiltakskostnad. Inkludert i denne forventningen er f.eks. omfanget av elektrifisering av installasjoner offshore.

Endringer i forventningen om omfanget av elektrifisering av offshore-installasjoner på norsk sokkel, innebærer, med utgangspunkt i analysen av effektene i kraft- og gassmarkedet over, at markedet vil forvente lavere kvote-etterspørsel framover. Kvoteprisen reduseres, og noen marginale tiltak blir lagt til side eller utsatt.

Dersom kvotetaket er gitt både på kort og lang sikt, vil de frigitte kvotene bli brukt til å dekke økte utslipp andre steder i systemet. Men kvotetaket er ikke gitt på lang sikt og alle frigitte kvoter vil ikke umiddelbart bli brukt andre steder.

Det er dermed to forhold som trekker i retning av at utslippene i kvotepliktig sektor likevel vil bli lavere:

- Lavere kvotepris trekker i retning av at flere kvoter blir spart fordi noen av de frigjorte kvotene ikke blir brukt. Økt sparing øker TNAC, og dermed sannsynligheten for

<sup>11</sup> Det gjør at antallet kvoter som utstedes reduseres like mye så lenge LRF er den samme.

<sup>12</sup> I praksis utstedes det et tilsvarende antall færre kvoter neste år.

### Aktuelle revisjoner av kvotemarkedet, 2022

Regelverket for kvotemarkedet er for tiden under revisjon. I desember nådde Parlamentet og Rådet en foreløpig politisk enighet, men den endelige lovteksten inkludert alle detaljene er ennå ikke tilgjengelig. Enigheten innebærer at:

Kvotemarkedets utslippsmål heves til 62 prosent i 2030, sammenlignet med utslippene i 2005. Det innebærer en økning i LRF til 4.3 prosent i perioden 2024-2027 og 4.4 prosent i perioden 2028-2030.

I tillegg er det enighet om to **engangskanselleringer** av 90 millioner kvoter i 2024 og 27 millioner kvoter i 2026.

Partene er også enige om å opprettholde den generelle **inntaksraten for Market Stability Reserve (MSR)** på 24 prosent for overskuddskvoter.

**Terskelverdiene** for kvoter i omløp er i dag 833 til 1096 millioner kvoter. Parlamentet har tidligere foreslått å redusere verdiene til 700 og 921 millioner kvoter og innføre dynamiske terskelverdier som justeres i forhold til det samlede kvotevolumet fra 2025. Enigheten fra desember innebærer at dersom MSR er større enn 400 millioner kvoter, kanselleres alle overskytende kvoter permanent.

at flere kvoter blir permanent slettet i henhold til MSR-reguleringene.

- Lavere kvotepris og større kvoteoverskudd gjør det enklere for politikerne å stramme til kvotetaket, dette skjer typisk gjennom en økning i den lineære reduksjonsfaktoren. Lavere kvotepris signaliserer at utslippskutt i kvotepliktig sektor kan gjennomføres til en lavere kostnad og lavere belastning for konkurranseevnen til europeisk økonomi. EU har økt LRF i flere omganger.

Konsekvensen kan altså enten bli samme utslipp på kort sikt, men lavere kvotepris som gir strammere kvotetak på lengre sikt, eller lavere utslipp på kort sikt, som øker sannsynligheten for permanent sletting av kvoter og dermed lavere utslipp også på lang sikt.

Hittil har alle endringene i rammebetingelser både innen og mellom handelsperioder vært gjort for å stramme til. Det har vært for mange kvoter, derfor har man ved flere anledninger senket taket eller gjort andre ting for å skjerpe reglene. Dette kan endre seg etter 2030. Det er tidligere beregnet at med en økning i LRF til 4.2% fra 2020, vil antallet kvoter gå til null

i 2041. Rådet og parlamentet kom i desember 2022 til enighet om en ytterligere tilstramming (se tekstboks under).

Siden det kan bli vanskelig å kutte utslippene så raskt uten at industrien flytter ut av Europa, er det sannsynlig at man må gjøre endringer som øker kvoteutstedelsen. Logikken blir uansett den samme, bare med motsatt fortegn: Jo raskere man klarer å kutte utslippene, inkludert i norsk olje- og gassproduksjon, desto mindre sannsynlig er det at kvotetaket sprekker i andre halvdel av 2030-tallet.

Dersom kvotesektorene skal avkarboniseres fullstendig på lang sikt, må alle aktuelle tiltak gjennomføres før eller senere. Kvotemarkedet bidrar til at de billigste tiltakene gjennomføres først. Viktig her er at det er enkeltprosjektenes tiltakskostnad over levetiden som bestemmer tiltakskostnadskurven i markedet, inkludert kostnadene knyttet til å utsette et klimatiltak. Det er f.eks. mye billigere å elektrifisere et felt når det skal bygges ut enn når det allerede er satt opp med gasturbiner på plattformen, samtidig som det neppe er lønnsomt å utsette en feltutbygging av hensyn til utviklingen i kvoteprisen.

## 2.7 Effekter via ikke-kvotepliktige sektorer

EU har en utslippsforpliktelse for hele økonomien, dvs. både kvotepliktige og ikke-kvotepliktige sektorer gjennom Paris-avtalen. Utslippene fra ikke-kvotepliktige installasjoner og sektorer er ikke direkte volumregulert på samme måte som kvotepliktige utslipp. EU-landene har imidlertid et felles mål om utslippsreduksjoner også i ikke-kvotepliktig sektor, med fordeling av forpliktelser mellom medlemslandene. Medlemslandene har imidlertid levert bindende planer for hvordan de skal oppnå utslippskuttene i ikke-kvotepliktige sektorer mot 2030.

En del av det økte gassforbruket som følge av økt gasstilbud fra Norge, vil trolig skje i ikke-kvotepliktige sektorer i EU. Igjen kommer utslippseffekten an på hva denne gassen fortrenger. Trolig er direkte bruk av gass i næringsliv og husholdninger de viktigste forbruksområdene. Lavere gasspris vil gjøre det billigere å erstatte kull og olje der disse anvendes, men kan gå på bekostning av elektrifisering. Vi kjenner ikke til nærmere analyser av dette.

Dersom det blir utstedt færre kvoter i kvotepliktig sektor, kan Europa i prinsippet øke utslippene i ikke-kvotepliktig sektor. Det er imidlertid ingen grunn til å tro at verken det totale utslippsmålet eller Europas ambisjoner i klimapolitikken er gitt en gang for alle, det viser også historikken.

Videre skal klimamålene ikke bare nås i 2030, men også i 2050. På lang sikt er målet en fullstendig avkarbonisering av økonomien. Det er et krevende mål. Derfor er det grunn til å tro at EU i noen grad vil justere andelen utslippskutt i kvotepliktig og ikke-kvotepliktige sektorer. Dersom det blir stor forskjell på tiltakskostnadene, kan det bidra til en slik rebalansering. Rebalanseringen kan både skje ved at kvotemarkedet strammes til slik at vanskeligere og dyrere kutt kan unngås i ikke-kvotepliktig sektor, eller ved at utslipp i ikke-kvotepliktige sektor tas inn i kvotemarkedet. Lavere kvotepris kan gjøre begge deler lettere, men kan også

innebære at noe av effekten «lekker» til ikke-kvotepliktige sektorer ved at utslippene kan øke der.

## 2.8 Karbonlekkasje

Endringer i kvoteprisen påvirker konkurranseforholdet mellom EU og resten av verden. Økt kvotepris kan gi opphav til karbonlekkasje. Karbonlekkasje skjer ved at varer produsert i Europa utkonkurreres av varer produsert utenfor Europa. Lekkassen skjer enten ved at produksjonen flytter ut av Europa eller at forbruket vris mot importvarer som blir relativt billigere, på grunn av strengere reguleringer av klimagassutslipp i Europa. I verste fall kan karbonlekkasje føre til økte globale utslipp.

EU har imidlertid innført flere tiltak for å motvirke karbonlekkasje. Ordningene er rettet mot industri som konkurrerer i verdensmarkedet og som opplever store kostnadsøkninger på grunn av kvoteplikten, enten fordi de er utslippsintensive og/eller energiintensive. Virkemidlene for å motvirke karbonlekkasje er også under revisjon, blant annet utredes det å innføre en karbontoll, Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM). I stedet for å subsidiere europeisk industri som konkurrerer på verdensmarkedet gjennom karbonpriskompensasjon og tildeling av gratiskvoter, vil EU legge en karbonavgift på importerte varer med utgangspunkt i deres utslippsintensitet.

I forbindelse med innføringen av CBAM har EU-kommisjonen gjennomført en metastudie av analyser av karbonlekkasje (European Commission, 2020b). Studiene finner lekkasjeeffekter for land som har innført klimapolitiske virkemidler, der importen har økt med 5 prosent og karbonintensiteten i importen med 8 prosent. Når det gjelder karbonlekkasje knyttet til EU ETS er det stor variasjon i funnene bl.a. avhengig av hvilken metodikk som er brukt. Mens simuleringer viser til dels betydelige lekkasjeeffekter, viser studier i etterkant små effekter. Generelt er indirekte effekter gjennom globale energimarkeder viktigere enn direkte effekter gjennom globale varemarkeder.

## Elektrifisering av olje- og gassektoren – har det global klimaeffekt?

Simuleringer viser også at virkemidler mot karbonlekkasje kan ha betydelig effekt. Jo mer effektive slike virkemidler er, desto mindre blir karbonlekkasjeeffektene – både de positive og de negative.

Små karbonlekkasjeeffekter tilsier at globale utslippseffekter i stor grad tilsvarer utslippseffektene i Europa. Andre globale effekter kommer gjennom effektene i gassmarkedet.

### 3 Ulike metoder for kvantifisering av utslippseffekter i kraftmarkedet

I dette kapittelet presenterer vi beregninger av utslippseffekter i kraftmarkedet på basis av metodikken som er beskrevet i kapittel 2, dvs. basert på langsiktige marginale endringer. Beregningene er gjort ved hjelp av THEMAs europeiske kraftmarkedsmodell og for tre klimapolitiske scenarioer. Vi beskriver scenarioene og modellresultatene i avsnitt 3.1.

Vi oppsummerer og kommenterer også kort alternative metoder og beregninger som er presentert i to andre rapporter i avsnitt 3.2. I avsnitt 3.3 sammenligner vi utslippsfaktorer som ble oppnådd med ulike metoder.

#### 3.1 Langsiktige marginale utslippsfaktorer

Hvordan kraftproduksjonen utvikler seg frem mot 2050, kommer an på utviklingen i økonomien og markedene, energi- og klimapolitiske rammebetingelser, og i teknologi. Selv om vi legger til grunn at EUs klimamål og -forpliktelser oppfylles på lang sikt (2050), er det usikkert hvordan veien til målet blir. Det har også betydning for utslippseffektene og lønnsomheten av elektrifisering av sokkelen.

Det betyr også at det ikke vil være aktuelt å investere i ny kullkraftproduksjon uten CCS, og at investeringer i ny produksjonskapasitet vil være en blanding av fornybarproduksjon, kjernekraft og gasskraft.<sup>13</sup> Mot 2050 kan det også bli nødvendig med investeringer i teknologier som gir

negative utslipp (f.eks. BECCS). Andelene varierer på tvers av politikkscenarioene og over tid.

#### Nærmere om modelleringen

Vi har benyttet kraftmarkedsmodellen TheMA for å beregne endringer i karbonutslipp fra kraftproduksjon som følge av økt kraftetterspørsel. For kvantifiseringen av langsiktig marginal utslippsintensitet, spiller det ingen rolle hvilket forbruk som øker, effekten er den samme dersom det økte kraftforbruket stammer fra f.eks. industrietablering i samme prisområde.

Som forklart i kapittel 2, er vi ute etter å kvantifisere de marginale utslippseffektene av en varig økt etterspørsel etter kraft i Norge. I praksis gjør vi det ved å simulere hvordan en økning i kraftetterspørselen påvirker kraftproduksjonen i Europa når vi lar modellen ta hensyn til at forbruksutviklingen påvirker lønnsomheten av å investere i ny produksjonskapasitet.

Modellen inkluderer også en viss prisfølsomhet i industriforbruket, mens endringer i gassmarkedet ikke er inkludert. Representasjonen av kvotemarkedet og -prisene i modellen fanger opp tiltakskostnader i industrien og brenselsskifte i kraftproduksjon i tråd med kvote-tilgjengeligheten.<sup>14</sup>

Utviklingen av en fremtidig hydrogensektor vil også påvirkes av prisendringer som følge av en varig endring i etterspørselen etter kraft. I TheMA-modellen modellerer vi et fremtidig hydrogenmarked som responderer på utviklingen i

<sup>13</sup> Modellen tillater investeringer i ny gasskraft uten CCS før 2045 i noen land. Det er imidlertid bare i Turbulent Transition det er lønnsomt å investere i gasskraft og da i et svært beskjedent omfang.

<sup>14</sup> Utviklingen i kvoteprisen estimeres i en egen forenklet modell basert på langsiktige tiltakskostnadskurver for kvotepliktige utslipp. Basert på dette beregner vi utslippene fra kraft- og industrisektoren. Dersom resultatene er inkonsistente med kvotetaket, kalibreres priskurven som legges inn i kraftmarkedsmodelleringen.

kraftprisene. Koblingen mellom hydrogen- og kraftsektoren viser seg i form av kraftforbruk til elektrolyse (power-to-gas) og hydrogenkraftproduksjon (gas-to-power).

Redusert power-to-gas-forbruk innebærer redusert produksjon av grønt hydrogen. Vi modellerer ikke hydrogenmarkedet, men beregner utslippseffekter med utgangspunkt i at redusert produksjon av grønt hydrogen erstattes av grått eller blått hydrogen. Over tid antas grått hydrogen å bli faset ut og at andelen blått (og grønt) hydrogen øker tilsvarende.<sup>15</sup>

### Klimapolitiske scenarier

Tre scenarier beskriver de overordnede klima- og energipolitiske sammenhengene som er relevant for forutsetningene vi legger til grunn i modellkjøringene. De tre scenarioene er *Base Scenario*, *Turbulent Transition* og *Technotopia* og en beskrivelse av forutsetningene som ligger til grunn følger her. I alle scenarioene når Europa sine langsiktige klimamål, men veien fram mot målet er forskjellig. Scenarioene er nyttige for å illustrere utfallsrommet for utslippseffekter ved økt kraftforbruk på lang sikt.

#### *Base Scenario*

I referansescenarioet driver målet om avkarbonisering veksten i fornybar energi gjennom både støtteordninger og markedsdrevne investeringer. De ulike landene og markedene i Europa blir i større grad sammenkoblet, blant annet gjennom samarbeid om felles havvindprosjekter med tilknytning til et havnett. CO<sub>2</sub>-prisen øker i takt med at taket i EUs kvotemarked strammes inn. Gassprisene er ventet å falle fra dagens høye nivå til et stabilt lavere nivå, hvor gass fungerer som en overgangsteknologi i energiomstillingen. Kraftbehovet øker betydelig på grunn av elektrifisering av transport, industri og varme, samt ny kraftintensiv industri.

Hydrogen spiller en avgjørende rolle i fremtidens kraftsystem og er en kilde til økt krafttetterspørsel og -produksjon. Hydrogen bidrar til økt fleksibilitet i energisystemet fordi det er et lagringsmedium for energi. For å nå målet om netto nullutslipp blir det på lengre sikt også behov for å ta i bruk andre avkarboniseringsteknologier som karbonfangst og lagring (CCS) kombinert med naturgass eller bioenergi (BECCS).

#### *Technotopia*

Technotopia beskriver utviklingen i kraftmarkedet dersom utbredelsen av lavutslippsteknologi akselererer. I dette scenariet reduseres energikostnadene (LCoE) for fornybare energiteknologier betydelig raskere enn dagens forventninger, og utviklingen fører til flere markedsdrevne investeringer. Sammenlignet med *Base Scenario* blir bruk av hydrogen i kraft-til-gass og gass-til-kraft lønnsomt tidligere. Den europeiske CO<sub>2</sub>-prisen blir lavere enn i *Base Scenario* fordi det utvikles nye kostnadseffektive løsninger for å redusere industrielle klimagassutslipp. Ettersom lavutslipps energiteknologier (fornybar kraftproduksjon, CCS-teknologier og Power-to-X) er globalt tilgjengelig til en lav pris, faller også prisene på olje og gass sammenlignet med *Base Scenario*.

#### *Turbulent Transition*

Turbulent Transition beskriver en utvikling der det er vanskeligere å nå EUs klimamål enn først antatt. Målet for fornybar energi lar seg ikke oppnå fordi utbyggingen møter betydelige hindringer. Energisamarbeidet på tvers av landegrensene er mindre omfattende, noe som fører til lavere kapasitet for kraftutveksling mellom land, og offshore vindkraft i kombinasjon med et offshore kraftnett (hybride prosjekter) etableres ikke. Gassprisene er høyere enn i *Base*

<sup>15</sup> Vi har antatt at andelen blått hydrogen øker fra 0% i 2030 til 100% i 2045 og 2050. For å beregne utslippseffekten

bruker vi utslippsfaktorer på 10.2 t CO<sub>2</sub>/t H<sub>2</sub> for grått og 2.5 t CO<sub>2</sub>/t H<sub>2</sub> i tråd med (Hydrogen Council, 2021).

*Scenario* ettersom gassforbruket er høyere. Det blir ikke etablert et europeisk hydrogenmarked, og hydrogen får dermed aldri samme rolle i energisystemet som naturgass har i dag. Avkarbonisering av industrien blir også dyrere enn forventet. På lengre sikt er store negative utslipp fra direkte luftfangst og CCS-teknologier nødvendige for å nå klimamålene, og det fører til høye CO<sub>2</sub>-priser.

### Beregnete langsiktige utslippsfaktorer

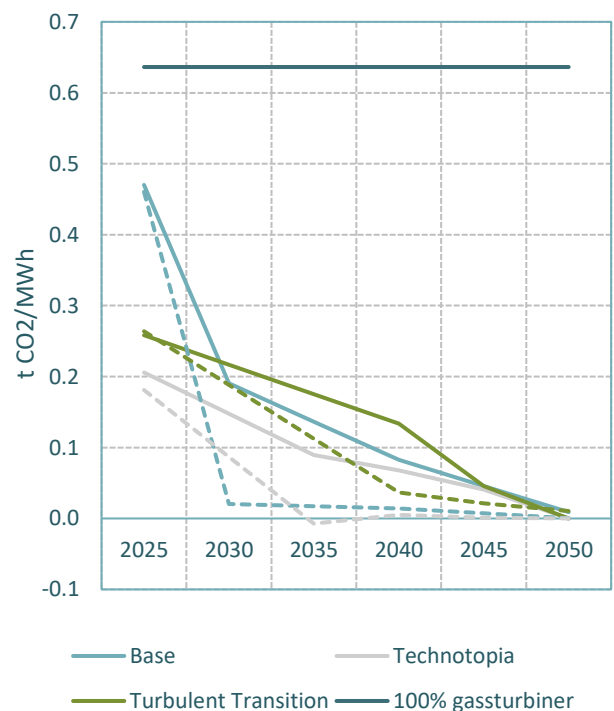
Figur 2 viser de langsiktige marginale utslippsfaktorene gitt en varig etterspørselsøkning kun i kraftmarkedet (stiplede linjer) for de ulike scenariene, og når vi i tillegg tar hensyn til utslippseffekter i et fremtidig hydrogenmarkedet (heltrukne linjer).

I alle tilfeller øker utslippene, og dermed etterspørselen etter kvoter, fra kraft- og hydrogensektoren. Vi antar at den varige etterspørselsøkningen starter i 2025 og er kjent fra 2022. Det betyr at markedet i 2025 ikke har hatt tid til å tilpasse seg ved å investere særlig mye i fornybar kapasitet. Hvor mye som kan investeres i ulike tidsperspektiver, er lagt inn som en restriksjon i modellen. På kort sikt kan økt *fornybar-produksjon* bare komme fra planlagte og vedtatte prosjekter som kommer inn i markedet. I 2025 får vi derfor en høyere utnyttelse av de eksisterende termiske anleggene (kull, brunkull og gass), noe som innebærer høyere utslippsfaktor enn på lang sikt.

Resultatene varierer mellom scenarioene. I Turbulent Transition kan modellen f.eks. øke utnyttelsen av eksisterende biomassekraftverk i 2025 for å dekke økt forbruk, noe som gir en lavere utslippsfaktor enn i Base scenario. I årene etter 2030 synker den marginale utslippsfaktoren fra kraft- og hydrogensystemet til under 0.2 tCO<sub>2</sub>/MWh i alle scenarioene, og i 2050 er den (pr. forutsetning) tilnærmet null. Siden utslippsintensiteten fra gassturbiner på sokkelen er konstant over tid, illustrerer Figur 2 også hvordan utslippsbesparelsene fordeler seg over tid.

I industri og husholdninger antar vi en økende andel fleksibelt forbruk over tid, men forbruksendringene her er svært små i forhold til de endringene i hydrogenforbruket. I alle scenariene øker termisk kraftproduksjon i 2025, men på lengre sikt øker produksjonen i et visst blanding av fornybarteknologier og redusert produksjon av grønt hydrogen som varierer mellom scenarioene. I Turbulent Transition reduseres produksjonen av grønt hydrogen mest, samtidig som kjernekraft- (også nye investeringer) og gasskraftproduksjon både med og uten karbonfangst øker, fordi vi antar større barrierer for utbygging av fornybar kraft i dette scenarioet.

**Figur 2: Marginale utslippsfaktorer per MWh forbruk i de ulike scenarioene**



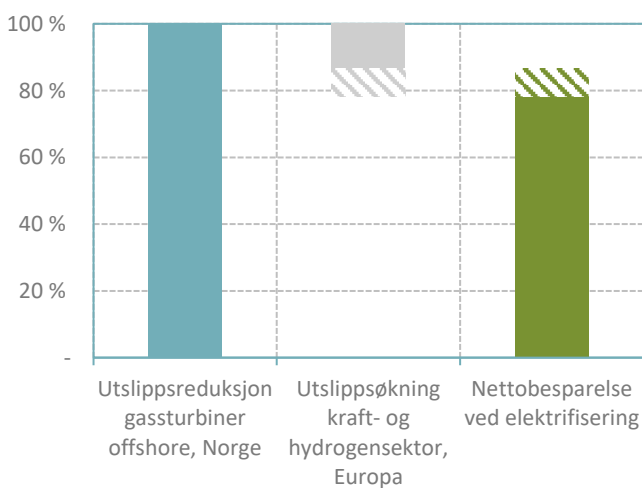
Med disse utslippsfaktorene kan vi kvantifisere utslipps-effekten for et eksempel offshorefelt som er i dag forsynes med gassturbiner. Vi regner med et antatt effektbehov av 100 MW som enten kan dekkes med videre drift av gassturbiner eller med kraft fra land. Vi forutsetter at feltet er i drift alle timer i året fra 2028 til 2050. Effektbehovet blir kjent og feltet besluttet utbygd i 2022. I nullalternativet, der feltet forsynes fra gassturbiner over hele feltets levetid,

forutsetter vi en virkningsgrad på 33 prosent (tilsvarende antakelsen som er også brukt i Pöyry-rapporten i neste avsnitt).<sup>16</sup>

Dersom feltet elektrifiseres, antar vi 10 prosent overføringstap i kabelen fra land, noe som også ble brukt i tidligere beregninger av tiltakskostnader som THEMA har utført. Kraftforbruket multipliseres med de utslippsfaktorene som vises i Figur 2. Med disse stiliserte antagelsene blir de aggregerte CO<sub>2</sub>-utslippene over feltets levetid 12.8 millioner tonn dersom feltet forsynes av lokale gassturbiner.

For å beregne nettoeffekten ved elektrifisering i det europeiske kvotemarkedet, må man trekke de aggregerte utslippene fra europeisk kraft- og hydrogenproduksjon fra utslippskuttene på feltet. Nettobesparelsen avhenger av energieffektiviteten i energianlegget i nullalternativet og energitapene i tilknytningskabelen. De aggregerte utslippene fra kraft- og hydrogenproduksjon er 1.7 millioner tonn i Technotopia, 2.4 millioner tonn i Base og 2.8 millioner tonn i Turbulent Transition.

**Figur 3: Utslippsbesparelse for et eksempelfelt**



<sup>16</sup> Gassturbiner på nye felt og energianlegg på land kan ha høyere virkningsgrad enn eksisterende offshorefelt. Dette reduserer nettobesparelsen noe.

<sup>17</sup> Energianlegget tilknyttet Hammerfest LNG på Melkøya har f.eks. en energieffektivitet på 68% og antatte energitap i en

Figur 3 viser utslippseffektene, der utfallsrommet mellom de tre scenariene vises skravert. Netto utslippsbesparelsen er størst i Technotopia der kraftsektoren avkarboniseres raskest, mens den er minst i Turbulent Transition.

Nettoreduksjonen i europeisk kvotepliktig sektor varierer dermed fra omtrent 78 til 87 prosent av den lokale utslippsreduksjonen på feltet, avhengig av politikkscenario.<sup>17</sup> Forskjellene mellom utfallene avhenger av utslippsintensiteten i energiforsyningen på feltet og utslippsintensiteten av økt kraft- og hydrogenproduksjon, som varierer på tvers av politikkscenarioene. Likevel viser det seg at utfallsrommet for utslippsbesparelsen ved elektrifisering ikke varierer betydelig mellom de tre scenariene. Det kommer dels av at alle scenarioene oppnår nettonullutslipp mot 2050, og at den marginale utslippsintensiteten dermed blir mindre over tid.

### Utslippsintensiteter for fossil kraftproduksjon

De langsiktige marginale utslippsintensitetene basert på modellberegninger av markedsendringene, er betydelig lavere enn utslippsintensitetene for termisk kraftproduksjon. Figur 4 viser hvor mye nettoutslippene ville blitt redusert dersom vi antar at forbruksøkningen fullt ut ble dekket av ulike termiske kraftverk: gasskombikraftverk, gassturbiner på land, kullkraftverk eller brunkullkraftverk. Utslippsintensiteten er beregnet på basis av karboninnholdet i brenselet (Miljødirektoratet (2022c), Umweltbundesamt (2022)) og virkningsgraden i kraftverkene som vist i Tabell 1.

tilknytningskabel til nettet på land på 1%. Nettobesparelsen ved elektrifisering vil her ligge på mellom 59 og 75% av utslippsreduksjonen på Melkøya.



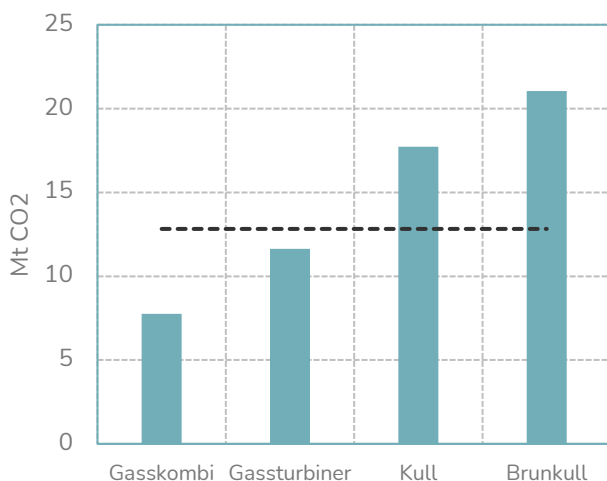
**Tabell 1: Utslippsintensiteter for ulike brenslers og kraftverk**

Kraftverkstype	Utslipp (tCO <sub>2</sub> /MWh brensel)	Virkningsgrad	Utslipp (tCO <sub>2</sub> /MWh strøm)
Gasskombi-kraftverk	0.21	60 %	0.35
Gassturbiner	0.21	40 %	0.53
Kullkraftverk	0.32	40 %	0.80
Brunkullkraftverk	0.38	40 %	0.95

Figur 4 viser at elektrifisering også hadde gitt en positiv utslippseffekt dersom kraftforsyningen hadde kommet fra et moderne gasskombikraftverk fra land. Tilsvarende har onshore (open cycle) gassturbiner har en noe høyere virkningsgrad (inkludert overføringstap) enn offshore gassturbiner, mens kraftproduksjon fra stein- og brunkull har høyere utslipp.

Utslippsfaktorene som er estimert på basis av modellberegningene og langsiktige markedseffekter, gir med andre ord mye større netto utslippskutt enn forsyning fra et gasskombikraftverk, som tilsvarer ca. 40 prosent av den lokale utslippsreduksjonen på feltet, eller et (brun)kullkraftverk, som ville gitt økte utslipp.

**Figur 4: Utslippseffekter ved elektrifisering med ulike termiske kraftverk**



## 3.2 Utslippsfaktorer basert på produksjonsmik

I litteraturen finnes det ulike rapporter og analyser av utslippseffekter ved elektrifisering av offshoreplattformer. Resultatene avhenger både av hvilke forutsetninger man legger til grunn og hvilken metode man bruker. Våre beregninger av utslippseffektene er, som forklart i kapittel 2, basert på et langsiktig marginalt perspektiv, der vi tar hensyn til at markedene tilpasser seg til varige og forutsatte endringer i etterspørselen. Dette perspektivet skiller seg fra analysene i Torvanger og Ericson (2013), heretter kalt CICERO-rapporten og Lofsnæs og Torvanger (2014), heretter kalt Pöyry-rapporten. Sistnevnte er en oppfølging av CICERO-rapporten og er et samarbeid mellom Pöyry og CICERO.

### CICERO-rapporten

CICERO-rapporten ble utarbeidet for Norsk Olje og Gass og studerer utslippseffektene i kraftmarkedet med utgangspunkt i en gjennomsnittsbetraktning. Utslippseffektene i kraftmarkedet avhenger av hvor de antar at kraften kommer fra - Norge, Norden eller Europa, fordi kraftmiksen, dvs. sammensetningen av kraftproduksjonen, er forskjellig i de ulike markedene. Det beregnes utslippseffekter med utgangspunkt i kraftmiksen i 2012 og forventet kraftmik i 2030. Netto utslippseffekter beregnes ved å ta hensyn til utslipp knyttet til bruken av frigjort gass.

For utslipp fra kraftproduksjon beregnes gjennomsnittlige utslippsfaktorer for CO<sub>2</sub>-innhold i den norske, nordiske og europeiske kraftmiksen. CO<sub>2</sub>-utslippene beregnes ved å ta utgangspunkt i samlet produksjon og beregne de gjennomsnittlige utslippene pr. kWh. CO<sub>2</sub>-innholdet pr. kWh avhenger i hovedsak av innslaget av kull- og gasskraft. CO<sub>2</sub>-utslippene i kraftsektoren er lavere i 2030 enn i 2012 fordi det blir bygd ut mer fornybar kraft over tid. Netto utslippseffekter kommer videre an på hvordan den frigjorte

gassen blir brukt, f.eks. i et gasskraft(varme)verk eller om den erstatter kraftproduksjon fra en annen type kraftverk.

Forfatterne argumenterer for at gjennomsnittsmetoden gir riktigere resultater enn en marginalmetode basert på eksisterende produksjonspark. De drøfter ikke en marginalmetode basert på hvordan en etterspørselsøkning påvirker investeringene i ny kapasitet.

De anfører videre at utslippsendringer innenfor kvotemarkedet vil oppveies av tilpasninger andre steder i systemet fordi kvotetaket er gitt.

### Pöyry-rapporten

Pöyry-rapporten er utarbeidet for Industri Energi og analyserer hvordan utslippseffektene av elektrifisering av et spesifikt felt, Utsira, påvirker utslippene i kraftmarkedet. Analysen bruker en markedsmodell og beregner utslippseffekter basert på to ulike scenarioer. Feltet er antatt å være i drift fra 2019 til 2050. Her ser vi nærmere på markedsscenarioene, dvs. scenarioer der kraftforsyningen hentes fra kraftmarkedet og ikke fra dedikerte kraftverk. I det ene scenarioet drives utviklingen av subsidiering av fornybar kraftproduksjon, i det andre scenarioet er det kvoteprisen som er hoveddriveren.

I markedsscenarioene antas det at kraftproduksjonen i Norge ikke øker fordi produksjonen fra vind-, vann- og småkraft ligger fast og elektrifisering av Utsira ikke gir grunnlag for investeringer i ny vannkraft eller ny vindkraft. (Som de anfører ville vært tilfelle for etterspørselsøkninger generelt.) Elektrifisering av Utsira gir en liten prisøkning, men den er ikke tilstrekkelig til å utløse nye investeringer i Norge. Forbruksøkningen dekkes dermed av redusert eksport eller økt import.

Det fører til at produksjonen må øke i det europeiske kraftsystemet. Heller ikke i Europa later det til at dette fører til økt produksjonskapasitet: «Produksjonsjusteringen vil primært være basert på fossile brennstoff, da fornybarteknologier har manglende reguleringsevne ved økt

etterspørsel.» Over tid vil erstatningskraften i økende grad komme fra gasskraftverk, basert på en kortsiktig marginalbetraktning.

I utgangspunktet er det antatt at den frigjorte gassen fordeles mellom ulike sektorer på samme måte som i 2014. Videre er det antatt at noe av den frigjorte gassen erstatter olje, og dermed gir en reduksjon i utslipp, mens resten erstatter annen gass og dermed ikke gir noen nettoeffekt på utslipp. I et worst case vises det at dersom frigjort gass fører til økt gassforbruk i ikke-kvotepliktig sektor, kan utslippene i Europa øke mer enn utslippsreduksjonen på feltet. Endringer i utslipp knyttet til at norsk rørgass fortrenger annen gassforsyning, er ikke hensyntatt.

Med henvisning til Olje- og energidepartementet (2011) antas det at utslippsreduksjon på Utsira vil motsvares av en tilsvarende utslippsøkning fra andre installasjoner som omfattes av kvotemarkedet. Det anføres imidlertid at kvotetaket trolig vil bli strammet ytterligere til etter 2020 og at det politiske ambisjonsnivået påvirkes av et eventuelt økt overskudd av kvoter. Eventuelle konsekvenser for kansellering av kvoter i MSR er ikke vurdert, selv om mekanismen var besluttet innført da rapporten ble skrevet.

### Sammenligning av metodene

CICERO- og Pöyry-rapportene er basert på den samme prinsipielle tilnærming, men Pöyry-rapporten bruker en kraftmarkedsmodell og to scenarioer for utviklingen i kraftmarkedet for å fremskrive utviklingen i kraftmiksen i stedet for case-tilnærmingen som er brukt i CICERO-rapporten.

Den viktigste forskjellen fra vår langsiktige marginalbetraktning er at vi tar hensyn til at markedene tilpasser seg varige endringer og/eller forventninger om varige endringer i etterspørselen. Det gjelder både i kraft- og gassmarkedene, der både tilbud og etterspørsel kan forventes å tilpasse seg ny informasjon kontinuerlig. Kvotemarkedet har åpenbart en annen dynamikk fordi tilbudet av kvoter er politisk bestemt.

Imidlertid er det grunn til å tro at reguleringen av kvotemarkedet også responderer på markedsendringer, herunder endringer i investeringer, teknologiutvikling og etterspørsel. Det mener vi også historikken til kvotemarkedet illustrerer. Innføringen av en markedsstabiliseringsreserve som inneholder en mekanisme for permanent sletting av ubrukte kvoter, innebærer uansett at kvotetaket ikke er fast.

I Pöry-rapporten brukes en kraftmarkedsmodell for å analysere kapasitetsmiksen i markedet på lang sikt, og det brukes to scenarioer som fanger ulike baner for utviklingen i kraftmarkedene avhengig av klimapolitikken. Det later imidlertid til at det legges mindre vekt på markedsbaserte investeringer enn i vår tilnærming der investeringer i produksjon basert på vind og sol over tid antas å være markedsbasert. Modelleringen brukes ikke til å vurdere hvordan en forbruksøkning påvirker investeringene.

Begge analysene drøfter hvordan bruken av den frigjorte gassen påvirker utslippene i Europa, inkludert hvorvidt den fortrenger gass fra andre kilder. Analyseområdet for begge analysene er Norge, Norden og Europa. Karbonlekkasje og effekten på globale utslipp drøftes, så vidt vi kan se, ikke.

### **Hvordan har forutsetningene for analysen endret seg?**

Hvilke forutsetninger som legges til grunn for analysene har betydning for resultatene. Forventningene om den framtidige utviklingen i kraftmarkedet, utforming og ambisjonsnivå i klimapolitikken og kostnader for ulike teknologier har endret seg siden 2013-2014. Blant annet forventes det en mye sterkere utbygging av havvind, og at hydrogen vil spille en svært viktig rolle for å balansere et kraftsystem som etter hvert vil bli dominert av vind- og solkraft. Teknologiutviklingen har gått raskere enn forventet og klimapolitikken i Europa er også blitt strammet til (se kapittel 2).

### *Forutsetninger om utvikling i klimapolitikken*

Rapportene tok utgangspunkt i datidens politiske rammebetingelser med et kvotemarked satt opp til 2020 og EUs

klima- og energipolitiske ambisjoner nedskrevet i 20-20-20-pakken. Pakken omfatter mål om 20 prosent utslippsreduksjon, energieffektivisering og sluttbruk av fornybar energi i 2020 sammenlignet med 1990. Med unntak av energieffektiviseringsmålet ble disse ambisjonene realisert innen 2020.

Mot 2030 peker Pöry-rapporten mot EUs klimamål fra 2014 som legger føringer for en reduksjon i klimagassutslippene med minst 40 prosent sammenlignet med 1990. Klimaambisjonene for 2030 er siden den gang hevet til en utslippsreduksjon på minst 55 prosent.

EUs mål for andelen fornybar energi og energieffektivisering for 2030 er også hevet siden rapporten ble utarbeidet. Rapporten tar utgangspunkt i minst 27 prosent fornybar energi og bedre energieffektivitet i 2030 på EU-nivå. Høsten 2022 pågår det forhandlinger om nye fornybar- og energieffektiviseringsmål som innebærer ytterligere oppjustering av ambisjonene fra Ren Energi-pakken fra 2019. Forslagene til nytt fornybarmål for sluttbruk på energi som er under forhandling vil innebære en heving av målet til minst 40 prosent i 2030, opp fra dagens 32 prosent. For energieffektivisering forhandles det også om en heving av dagens mål om 32,5 prosent reduksjon i sluttforbruket til et mål tilsvarende minst 36 prosent i 2030 sammenlignet med 1990.

Pöry-rapporten legger til grunn at en forbruksøkning i ikke-kvotepliktig sektor som følge av frigjort gass bidrar til at utslippene øker. Rapporten tar dermed ikke høyde for at utslippene i ikke-kvotepliktig sektor også er underlagt klimapolitiske rammebetingelser som skal sikre at EU når sitt overordnede mål for reduksjon av klimagassutslipp, på minst 55 prosent reduksjon i 2030.

Målet for ikke-kvotepliktig sektor innebar frem til 2014 en 10 prosent reduksjon til 2020 sammenlignet med 2005. I 2014 ble målet strammet inn og dagens ambisjonsnivå innebærer en 30 prosent utslippsreduksjon i 2030 sammenlignet med 2005 på EU-nivå, med egne mål for hvert land tilpasset

kostnadsnivået på tiltakene og deres bidragsevne. Målet for ikke-kvotepliktig sektor er under revisjon, og det er politisk enighet om å heve det til 40 prosent utslippsreduksjon i 2030.

Nasjonalt har også de klimapolitiske forutsetningene for analysen endret seg, klimaambisjonene nasjonalt og for petroleumssektoren er hevet (se kap. 2.3). CO<sub>2</sub>-avgiften for petroleumssektoren i rapportene tar høyde for at summen av særavgiften og kvoteprisen skal ligge på tilsvarende nivå som CO<sub>2</sub>-avgiften før petroleumssektoren ble innlemmet i kvotemarkedet. Denne forutsetningen er utdatert og summen skal heves betraktelig, og særavgiften skal justeres slik at summen av CO<sub>2</sub>-avgiftene skal tilsvare 2000 NOK<sub>2020</sub>/tCO<sub>2</sub> i 2030.

Antagelsen for internasjonal klimapolitikk som ble lagt til grunn på kort sikt, er treffende i så måte at de sentrale klima- og energipolitiske 20-20-20-målene ble realisert med unntak for energieffektiviseringsmålet.

Mot 2050 i Pöry-rapporten, antas det en innstramming av klimapolitikken fra 2020 mot målet i 2050 som innebærer en tilnærmet full avkarbonisering av kraftsystemet. I tidsperioden nå frem mot 2050 er ambisjonsnivået i klima- og energipolitikken betydelig hevet etter at rapportene ble skrevet, noe som gjør at forutsetningene på mellomlang sikt er utdaterte eller ikke gjenspeiler detaljene i utviklingen på mellomlang sikt.

En heving av klimamålene og raskere innfasing av fornybar energi bidrar til å øke tilbudet av lavutslippskraft og dermed redusere utslippsintensiteten til kraftleveransene.

Kostnadene for vind- og solkraft er blitt sterkt redusert gjennom teknologiutvikling og læreeffekter de senere årene. Det tilsier at det nå er mer sannsynlig å anta at investeringer i fornybar produksjon kan realiseres basert på markedspriser og i mindre grad være direkte politisk styrt gjennom subsidieordninger.

#### *Forutsetninger om utvikling i kvotemarkedet*

Rapportene fra CICERO og Pöry antar at kvotemarkedet videreføres etter 2020 i en tilnærmet lik form. Da Pöry-rapporten ble skrevet, hadde EU besluttet å innføre MSR, og de peker på at MSR skal bidra til en stigning i kvoteprisen mot 40–50 EUR/tCO<sub>2</sub> i 2030. I de to scenarioene er karbonprisen i 2020 25 EUR/tCO<sub>2</sub> eller lavere mens den i 2025 er 50 EUR/tCO<sub>2</sub> i det høyeste scenarioet. I siste del av 2020 begynte kvoteprisen å stige betraktelig til et nivå som i 2022 stort sett har vært på rundt 70–90 EUR/tCO<sub>2</sub>. På lang sikt mot 2050 åpner det ene scenarioet opp for en økning i karbonprisen til 120 EUR/tCO<sub>2</sub>, noe som tilsvarer nivået i THEMAs langsiktige kraftprisprognose.

Antakelser om videreføring av eksisterende eller tilsvarende politikk tar ikke nødvendigvis høyde for økningen i utslippene som kvotemarkedet dekker og innstramming i prisingsmekanismen. Antakelsene om omfanget og ambisjonsnivået i EU ETS kan derfor på mellomlang sikt være utdaterte. Likevel dekker Pöry-rapporten et stort utfallsrom for kvoteprisutviklingen i sine scenarioer.

#### *Forutsetninger om utvikling i kraftmarkedet*

I Pöry-rapporten er det for norsk forsyningskapasitet antatt en stram kraftbalanse frem mot 2030, men derfra et voksende kraftoverskudd. I tillegg til noe vekst i vannkraft, forventes ny kraftproduksjon fra landvind. Scenarioene har imidlertid beskjedne utbygging av solkraft og havvind i forhold til det vi forventer i dag, spesielt for sistnevnte er potensialet betydelig på lengre sikt.

Begge rapportene legger til grunn en sterkere sammenkobling i det europeiske kraftmarkedet. Antagelsene i Pöry-rapporten dekker blant annet en økning i overføringskapasiteten med planlagte forbindelser fra Norge til Tyskland og Storbritannia som nå er i drift og legger til grunn enda flere forbindelser på sikt. CICERO-rapporten legger også til grunn større sammenkobling av det norske, nordiske og nord-europeiske kraftsystemet i 2030.

I Pöry-rapporten er anslaget for utviklingen i kraftbalansen (trolig EU) lavere enn faktisk og forventet utvikling. Rapporten antar vekst i fossilfri kraftproduksjon, men utfasingen av kullkraft har gått raskere enn utviklingen i de to scenarioene skulle tilsi. Det er nå en økt sannsynlighet for at utfasingen av kullkraft kan trekke noe mer ut i tid som følge av redusert gasstilførsel fra Russland.

I scenarioet der kapasitetsutviklingen er drevet av kvoteprisen, øker kjernekraftandelen mye mer enn fornybarandelen med henvisning til at kjernekraft har lavere kostnader enn fornybar produksjon. Som nevnt over, har kostnadene for fornybar kraft falt og forventningene til havvind blitt mer optimistiske nå.

Innslaget av karbonfangst- og negative utslippsteknologier også mot 2050 er beskjedent i begge scenarioene. Det har skjedd mye nasjonalt og på EU-nivå som taler for at CCS kan komme inn tidligere. Dog er det fortsatt stor usikkerhet rundt fremtidig teknologi- og markedsutvikling.

CICERO-rapporten har en kortere tidshorisont (til 2030) for sine analyser og velger å se bort i fra karbonfangst- og lagring fordi den trolig ikke blir en viktig teknologi i kraftsystemet frem mot 2030, en antakelse som fortsatt står seg i dag. I CICERO-rapporten er det antatt en halvering av CO<sub>2</sub>-intensiteten til den europeiske kraftmiksen fra 2012 til 2030 som følge av utbygging av vind- og solkraft, men det er uklart hvilke forutsetninger som ligger til grunn for denne vurderingen.

#### *Forutsetninger om utvikling i gassmarkedet*

Pöry-rapporten legger forenklerende antakelser om

#### ***Figur 5: Marginale (heltrukne) og gjennomsnittlige (stiplede) utslippsfaktorer***

gassmarkedet til grunn, blant annet er det antatt at brenselsprisene er konstante fra 2015 til 2050. Begrunnelsen er at analysen skal isolere effekten av virkemiddelbruk på avkarboniseringskostnader og på produksjons- og overføringskapasiteten som deretter utvikles.

Videre antas det at gassforbruket i EU de neste 35 årene vil ha tilsvarende fordeling mellom sektorene som i dag. Det antas også at halvparten av gassen som eksporteres går til sektorer som inngår i EU ETS.

Gassmarkedet og forventningene om gassens rolle har endret seg siden 2014 på grunn av tilstrømmingen i klimapolitikken og lavere kostnader for fornybar energi.

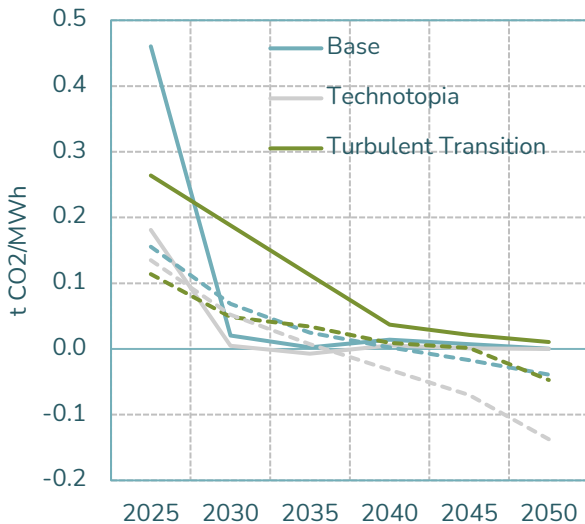
En lik fordeling mellom ulike forbrukssektorer fremover mot 2050 er lite sannsynlig. Fordelingen vil forskyves mellom de ulike forbrukssektorene avhengig av tilgjengeligheten og kostnadene ved avkarboniseringsalternativer i de ulike sektorene.

### **3.3 Kvantifiserte utslippseffekter med ulike metoder**

På grunn av at forutsetningene og forventningene om framtidige markeds- og rammebetingelser har endret seg siden 2014, er ikke de beregnede utslippseffektene i rapportene til Cicero og Pöry direkte sammenlignbare med anslagene basert på våre oppdaterte scenarioer. For å sammenligne hvordan de ulike metodene påvirker de beregnede utslippseffektene i kraftmarkedet, har vi anvendt samme metode som i Pöry-rapporten, men basert på produksjonsmiksen i våre scenarioer.

Figur 5 viser utslippsfaktorene i hele Europa basert på de to metodene. Figuren sammenligner utslippsfaktorene fra kraftproduksjon, dvs. vi tar ikke med utslippseffekter via hydrogenmarkedet, siden hydrogenmarkedet ikke er inkludert i metoden som er brukt i Pöry-rapporten. Vår metode, marginalmetoden, er illustrert med en heltrukken linje mens Pörys gjennomsnittsmetode er illustrert med stiplede linjer.

For 2025 gir vår metode (marginalmetoden) høyere utslippsfaktorer enn gjennomsnittsmetoden. Det kommer av at produksjonskapasiteten ikke har hatt tid til å tilpasse seg



økt forbruk. (Vi har antatt at det bare tar tre år fra markedet blir oppmerksomt på elektrifiseringsprosjektet til det er i drift.) En stor del av den kortsiktige produksjonsøkningen må derfor hentes fra gass- og kullkraftverk. Her gir gjennomsnittsmetoden mindre utslippsøkning fra kraftproduksjon siden det er en stor andel utslippsfri produksjon i miksen.

Innen 2030 tilpasser markedet seg forbruksøkningen i alle scenarioene ved å investere i mer fornybar produksjon, og i Base og Technotopia faller den marginale utslippsintensiteten til tilnærmet null. Gjennomsnittsmetoden gir her høyere utslippsintensiteter fordi det fortsatt er en del termisk-fossil produksjon i systemet.

På lang sikt blir den gjennomsnittlige utslippsintensiteten negativ i alle scenarier, særlig i Technotopia, fordi negative

utslipp blir nødvendige for å kompensere gjenstående utslipp i andre sektorer. Med andre ord, nettonullutslipp i 2050 nås med både «positiv» utslipp, f.eks. i hard-to-abate sektorer i industrien og «negativ» utslipp, som kommer bl.a. fra kraftsektoren.

Negative utslipp kan oppnås med ulike teknologier, særlig hvis det brukes bærekraftig biomasse i forbindelse med karbonfangst (BECCS, Bioenergi med CCS) eller hvis det brukes fornybar kraft for å fange opp klimagasser fra luften (DACCS, Direct Air CCS). Dersom vi velger et marginalt perspektiv for å bokføre effekter som skyldes elektrifisering, oppnås det høyere utslippsfaktorer enn med gjennomsnittsmetoden da den marginale etterspørselen vil medføre noe marginalt (positivt) utslipp for å dekke det ekstra kraftbehovet.

Gjennomsnittsmetoden, som er brukt i Cicero- og Pöyry-rapportene er basert på gjennomsnittlig produksjonsmiks og ikke hvordan produksjonen endres som følge av en varig forbruksendring. Det gir mindre presise anslag for utslippseffektene, både på kort og lang sikt.

## 4 Lønnsomhet av elektrifisering

De klimapolitiske rammebetingelsene er avgjørende for både den bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske lønnsomheten av elektrifisering.

Utslipp fra offshore installasjoner er underlagt kvoteplikt i det europeiske kvotemarkedet og en norsk særavgift. Den samlede CO<sub>2</sub>-kostnaden består m.a.o. av summen av kvotepris og særavgift. Avgiften fastsettes slik at CO<sub>2</sub>-kostnaden ikke overstiger det generelle CO<sub>2</sub>-avgiftsnivået. Den samlede CO<sub>2</sub>-kostnaden reflekterer i prinsippet marginalkostnaden ved å gjennomføre tiltak for å nå Norges nasjonale mål for utslippskutt, mens den europeiske kvoteprisen reflekterer marginalkostnaden for tiltak i kvotepliktig sektor i Europa.

Kvoteprisen og CO<sub>2</sub>-avgiften innebærer at det er sammenfall mellom den bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske lønnsomheten av elektrifisering sett fra et norsk perspektiv.

### 4.1 Anbefalt metode for tiltaks-kostnadsberegning

*Tiltakskostnaden* beregnes for levetiden av prosjektet ved å dividere nåverdien av kostnadsforskjellen mellom elektrifisering og nullalternativet (ekskl. kvotekjøpskostnad) på den neddiskonterte aggregerte utslippsreduksjonen.

Tiltakskostnaden uttrykkes i kr/tonn CO<sub>2</sub>. Beregningsmetoden er anbefalt av Oljedirektoratet og NVE, se f.eks. (Oljedirektoratet, 2020).

Tiltakskostnaden for et elektrifiseringsprosjekt beregnes med utgangspunkt i kostnadsforskjellen mellom elektrifisering og lokal energiforsyning på feltet ved bruk av gass-

turbiner (nullalternativ). De viktigste elementene i beregningen av tiltakskostnadene er<sup>18</sup>

- Investeringskostnader (merkostnad ved elektrifisering)
- Kostnader for kjøp av kraft fra land

For å kunne sammenligne prosjekter med ulik kostnads- og utslippsprofil, beregnes tiltakskostnaden som nåverdien av utslippskuttene over tiltakets levetid. Nåverdi innebærer at man regner framtidige verdier om til dagens verdier ved hjelp av en rentesats (diskonteringsfaktor) som veier framtidige verdier mot dagens verdier (Finansdepartementet, 2012).

#### 4.1.1 Markedsverdien av frigjort gass

Investeringskostnadene er den klart største komponenten og avhenger særlig av prosjektspesifikke forhold, mens energiprisene varierer på tvers av scenariene. Betydningen av investeringskostnadene for totalkostnaden er større enn beløpet skulle tilsi fordi kraftkostnaden og gassverdien er korrelerte og motvirker hverandre: Høy gasspris øker verdien av frigjort gass, som reduserer tiltakskostnaden alt annet like. Samtidig medfører en høy gasspris at kraftprisen i Norge øker, både direkte gjennom koblingen til kontinentet og indirekte fordi kvoteprisen øker. Høyere kraftpris gir høyere tiltakskostnad.

Kraftkjøpskostnadene er et viktig element i tiltakskostnadene. Verdien av norsk kraftproduksjon påvirkes av kull- og gasspriser og den kvoteprisen som kraftverkene i Europa må betale. Utviklingen i CO<sub>2</sub>-prisen i Europa er dermed en viktig driver for kraftprisen i Norge og for tiltakskostnaden ved elektrifisering. På lang sikt har også kostnadsutviklingen for fornybar kraftproduksjon betydning

---

<sup>18</sup> Elektrifisering reduserer også NO<sub>x</sub>-utslippene på sokkelen. Reduserte kostnader til NO<sub>x</sub>-avgift reflekteres i forskjeller i OPEX mellom alternativene.



for kraftprisnivået, og denne henger også sammen med klimapolitikken.

## 4.2 Verdsetting av utslippskutt

Hvis tiltakskostnaden ved elektrifisering er lavere enn CO<sub>2</sub>-kostnaden, er tiltaket kostnadseffektivt og samfunnsøkonomisk lønnsomt. Tilsvarende er det ikke lønnsomt å gjennomføre tiltaket hvis tiltakskostnaden er høyere enn CO<sub>2</sub>-kostnaden. Hvilken CO<sub>2</sub>-kostnad det er riktig å ta utgangspunkt i, avhenger av de klimapolitiske rammebetingelsene. CO<sub>2</sub>-kostnaden varierer f.eks. mellom kvotepliktig og ikke-kvotepliktige sektorer og internt i disse sektorene, av ulike grunner.

CO<sub>2</sub>-kostnaden for utslipp offshore består av kvoteprisen i EUs kvotemarkedet og en særavgift på utslipp på norsk sokkel. Elektrifisering er derfor bedriftsøkonomisk lønnsomt dersom merkostnaden ved elektrifisering er lavere pr. tonn CO<sub>2</sub> enn summen av kvotepris og CO<sub>2</sub>-avgift (regnet som nåverdi over prosjektets levetid).

Kvoteprisen reflekterer marginalkostnaden i det europeiske kvotemarkedet, nærmere bestemt nåverdien av tiltakskostnaden for det dyreste tiltaket markedet forventer må gjennomføres for at de samlede utslippene over tid skal holde seg under kvotetaket. Summen av kvotepris og CO<sub>2</sub>-avgift kan tilsvarende oppfattes som marginalkostnaden ved å oppnå norske klimamål. Det betyr at det fra et norsk perspektiv er samfunnsøkonomisk lønnsomt å elektrifisere installasjoner på sokkelen selv om tiltakskostnaden er høyere enn kvoteprisen.

Lønnsomheten av et tiltak avhenger som sagt av verdien av utslippskuttene over prosjektets levetid. Man sammenligner derfor nåverdien av tiltakskostnaden med nåverdien av utslippskuttene for å avgjøre om prosjektet er lønnsomt. Med andre ord må man ha en oppfatning av utviklingen i kvotepris og CO<sub>2</sub>-avgift, i tillegg til utviklingen i kraft- og gassprisene for å avgjøre om et elektrifiseringsprosjekt er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Finansdepartementet har utformet nye regler for verdsetting av klimagassutslipp i Norge i samfunnsøkonomiske analyser som gjelder fra 1. januar 2022. I henhold til dette regelverket, skal karbonprisen for utslipp fra petroleum og luftfart gjenspeile den karbonprisen næringen står overfor, dvs. både kvotepris og CO<sub>2</sub>-avgift.

Veiledningen i (Finansdepartementet, 2021a) fastsetter hvilke satser som skal legges til grunn:

- Generell CO<sub>2</sub>-avgift: For et tiår frem i tid benyttes en prisutvikling i tråd med vekst i CO<sub>2</sub>-avgiften mot 2030, dvs. en gradvis opptrapping til 2 000 kr/tonn (prisnivå 2020) i 2030.
- Kvotepris: Settes i henhold til forventet utvikling i kvoteprisen i EUs kvotemarked.
- Langsiktige karbonpriser (mer enn et tiår frem i tid): Anslag basert på hvilken global kostnadseffektiv karbonpris som må til for å oppfylle temperaturmålet i Parisavtalen.

For petroleum og luftfart, som både omfattes av kvoteplikt og ilegges CO<sub>2</sub>-avgift, tas det utgangspunkt i at det varslede nivået for summen av CO<sub>2</sub>-avgift og kvotepris ikke skal overstige 2000 kroner (prisnivå 2020) frem mot 2030.

Finansdepartementet anfører videre at det på lang sikt er rimelig å legge til grunn at alle typer utslipp beveger seg mot samme pris og at denne prisen er konsistent med Parisavtalen.

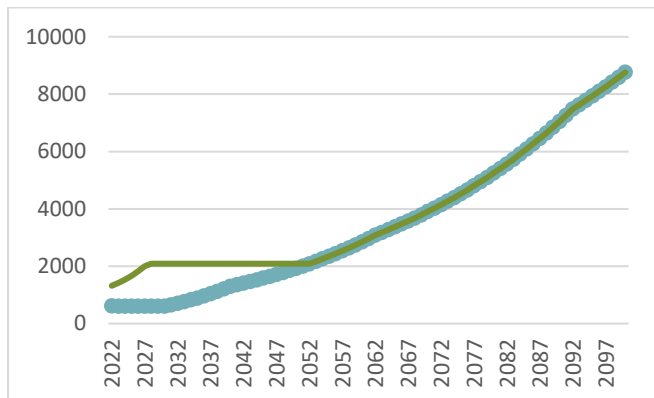
Det betyr at CO<sub>2</sub>-kostnaden for petroleumssektoren holdes reelt uendret fram til langsiktige kvotepriser passerer det norske CO<sub>2</sub>-kostnadsnivået. Deretter prises utslippene i henhold til kvoteprisen.

Satsene som gjelder for 2022 er vist i Figur 6. Fra 2028 er summen av antatt kvotepris og CO<sub>2</sub>-avgift 2000 kr eller høyere. Det antas ikke at kvoteprisen kommer over 2000 kr/tonn før etter 2050 (prisnivå 2022). I hele perioden fram til 2050 antas det med andre ord at petroleumssektoren ilegges avgift i tillegg til kvoteplikt. Prinsippet for fastsetting av CO<sub>2</sub>-



kostnaden er altså ganske klart, men det er naturligvis usikkert om nivået vil bli justert framover. Det er også usikkerhet om utviklingen i kvoteprisen, jfr. drøfting av dynamikken i kvotemarkedet i avsnitt 2.6.

**Figur 6: Utvikling i kvotepris og samfunnsøkonomisk kalkulasjonspris for CO<sub>2</sub>-tiltak i petroleumsektoren i Norge, kr/tonnCO<sub>2</sub> (prisnivå 2022)**

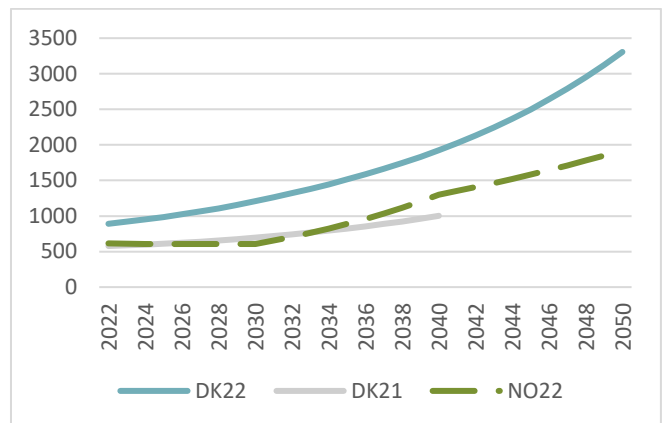


Kilde: Finansdepartementet (2021a)

Finansdepartementets framskrivning av kvoteprisen reflekterer den til enhver tid gjeldende forventningen. Med opptrappingen av LRF som diskuteres, se tekstboks i kapittel 3, vil kvoteprisforventningen trolig bli hevet i neste runde.

Det danske Finansministeriets framskrivning av kvoteprisbanen fra juni 2022, viser en kraftig heving i forhold til framskrivningen fra 2021 (Energistyrelsen, 2022). I Figur 7 er begge de danske kvoteprisbanene vist sammen Finansdepartementets kvoteprisbane.

**Figur 7: Kvoteprisbaner fra Finansministeriet (DK) og Finansdepartementet (NO)**



Kilde: Energistyrelsen (2022), Finansdepartementet (2021a)

### 4.3 Tidsaspekter

Nåverdiberegningsmetoden anbefalt av Oljedirektoratet og priskurven som Finansdepartementet foreslår, innebærer at et elektrifiseringsprosjekt kan være lønnsomt selv om det har tiltakskostnad som er høyere enn summen av dagens kvotepris og CO<sub>2</sub>-avgift.

Videre følger det av beskrivelsen over at timingen av et elektrifiseringsprosjekt, dvs. når det gjennomføres, påvirker lønnsomheten. Det forventes at kvoteprisen vil øke over tid, noe som reflekterer at man etter hvert som kvotetaket strammes til, må gjennomføre dyrere og dyrere tiltak. Det betyr at det kan være lønnsomt å utsette tiltak hvis kvoteprisen blir lavere. Når det gjelder elektrifisering av nye felt på sokkelen, vil imidlertid en utsettelse innebære at tiltakskostnaden blir høyere senere. Det kommer av at en stor del av kostnadsforskjellen mellom elektrifisering fra land og gassturbiner på sokkelen kommer av de store kostnadene knyttet til arealbehovet til gassturbiner på feltet og omfattende ombygging for elektrifisering. Samtidig er det svært dyrt – og neppe aktuelt – å utsette oppstart av produksjonen av hensyn til elektrifisering.

Det taler for at elektrifisering ved utbygging av et nytt felt, også har en opsjonsverdi. Dersom man ikke bygger ut feltet

med en kraft fra land-løsning fra begynnelsen, blir tiltakskostnaden ved elektrifisering senere mye høyere.

Levetiden er åpenbart avgjørende for økonomien i et tiltak (Miljødirektoratet, 2022a). Lønnsomhetsvurderingene vil være ulike for en innretning hvor man forventer produksjon til 2050 sammenlignet med en innretning som er forventet å stenge ned det neste tiåret. Samtidig er erfaringen at mange felt får forlenget levetid fordi man modner fram egne ressurser og/eller ved at nye felt knyttes til.

## 4.4 Eksempler på tiltakskostnadsberegninger

### 4.4.1 Miljødirektoratet (2022)

Miljødirektoratets rapport *Grønn omstilling* gjennomgår klimatiltak for petroleum, industri og energiforsyning og estimerer en samfunnsøkonomisk tiltakskostnad for offshore elektrifiseringsprosjekter til mellom 1000 og 1500 kr/tCO<sub>2</sub> (Miljødirektoratet, 2022a). Prosjektene som er inkludert i tiltakskostnadsberegningen, har et reduksjonspotensial på 600 000 tonn CO<sub>2</sub> på norsk sokkel og vil anslagsvis utløse et kraftbehov på 1 TWh.

Dette er prosjekter som kommer i tillegg til prosjektene i Miljødirektoratets referansebane for klimatiltak som antas gjennomført før 2030. Besluttede og planlagte elektrifiseringsprosjekter som er inkludert i referansebanen, dekker rundt 3 millioner tonn CO<sub>2</sub> i utslippsreduksjoner og har et kraftbehov på 9 TWh. Flere av disse prosjektene har en tiltakskostnad lavere enn 1000-1500 kr/tCO<sub>2</sub>.

Variasjonen i tiltakskostnadene mellom kraft-fra-land-prosjekter er hovedsakelig knyttet til:

- Feltspesifikke investeringskostnader avhenger av avstanden fra land, andel direkte drevet utstyr og behov for ombygging på innretningen.
- Gjenværende levetid som bestemmer utslippsreduksjonspotensialet.

- Nærhet til en vindkraftpark, som gjør en felles tilkobling av offshore-installasjonen og vindparken til land mulig, reduserer kabelkostnader.
- Avstand til tilkoblingspunktet, der kortere avstand muliggjør en vekselstrømløsning, noe som reduserer behovet for omformere som er tunge og plasskrevende.

Miljødirektoratet anfører også at både framtidige kraft- og gasspriser er usikre, samtidig som kraft-, gass- og kvotepriser påvirker hverandre. Det er dermed krevende å estimere framtidige driftsbetjeninger ved tiltakene.

Utslippsframskrivningen fra Miljødirektoratet inneholder et betydelig kuttspotensial knyttet til kraft fra land-løsninger. De antar imidlertid at et ytterligere potensial, utover referansebanen og de mulige prosjektene med et potensial på 600 000 tonn CO<sub>2</sub>-ekv., vil kunne utløses gitt at det er tilstrekkelig tilgang til kraft fra land.

Miljødirektoratet estimerer at elektrifiseringstiltak i petroleumssektoren (offshore og landanlegg) kan øke etterspørselen etter kraft med opp mot 10 TWh. Energi-effektiviseringstiltak på innretningene og landanleggene vil redusere kraftbehovet.

### 4.4.2 Snorre expansion project (2017)

Formålet med Snorre Expansion Project (SEP) er å øke oljeutvinningen fra Snorre-feltet i Nordsjøen, såkalt IOR (Increased Oil Recovery). Feltet er lokalisert i Tampen-området i nordre Nordsjøen og har vært i produksjon siden 1992.

Nullalternativet er kraftforsyning vil skje ved hjelp av eksisterende gassturbiner på Snorre A og eksisterende gassturbiner og damp turbin på Snorre B. Det er gjennomført en separat mulighetsstudie for to alternativer for forsyning av Snorre-feltet med kraft fra land (elektrifisering), men tiltakene er vurdert som klart bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomisk ulønnsomme, og anbefales ikke gjennomført (Statoil, 2017).

Statoil beregnet tiltakskostnaden for utslippskutt på sokkelen til mellom 1360 og 1411 kr/tCO<sub>2</sub>. Tar man også hensyn til utslipp fra kraftproduksjon basert på europeisk kraftmikst (se avsnitt 3.3), beregnes tiltakskostnaden til rundt 3000 kr/tCO<sub>2</sub>.

I vedlegg til konsekvensutredningen vises det også til tiltakskostnadsberegninger gjennomført av THEMA (2017) som benytter langsiktig marginalmetode som beskrevet i avsnitt 3.1. Denne analysen estimerer tiltakskostnadene for elektrifisering av Snorre knyttet til netto utslippskutt i Europa (kvotemarkedet) til mellom 1372 og 1548 kr/tCO<sub>2</sub> avhengig av klimapolitikksscenario og elektrifiseringsalternativ.

I tillegg gjorde THEMA en sensitivitetsanalyse, i tråd med anbefalingene fra Hagen-utvalget (Finansdepartementet, 2012), med en betydelig høyere karbonprisbane ved beregningen av både kalkulasjonspris og tiltakskostnad. Karbonprisene i sensitivitetsanalysen reflekterer gjennomsnittet av en rekke analyser av en *global karbonpris* som er referert av IPCC. Med denne karbonprisbanen øker kraftkjøpskostnadene, og tiltakskostnadene stiger dermed til mellom 1703 og 1776 kr/tCO<sub>2</sub>.

Til sammenligning beregnet THEMA nåverdien av utslippskuttene (kalkulasjonsprisen) til mellom 185 og 535 kr/tCO<sub>2</sub> basert på analyser av framtidig kvotepris i Europa og eventuelt i et globalt kvotemarked. I tillegg vurderes den samfunnsøkonomiske nytten ved å elektrifisere Snorre dersom man også tar hensyn til en videreføring av den norske særskatten på CO<sub>2</sub>-utslipp på sokkelen. Med de rammebetingelsene som gjaldt i 2017, betydde det at så lenge kvoteprisen var lavere enn 490 kr/tCO<sub>2</sub>, skulle avgiften settes slik at summen av kvotepris og avgift ble 490 kr/tonn CO<sub>2</sub>.

For prosjekter der den samfunnsøkonomiske analysen er særlig følsom overfor antagelser om karbonpriser, anbefalte Hagen-utvalget at det skulle gjøres en følsomhetsanalyse der kalkulasjonsprisen reflekterer en effektiv togradersbane for hele varigheten av prosjektet. Dette innebærer en

betydelig høyere karbonprisbane gjennom hele prosjektets levetid (basert på IPCCs rapport fra 2015). Karbonprisene (i 2016-kroner) stiger da fra 491 kr/tCO<sub>2</sub> i 2020 til 1450 kr/tCO<sub>2</sub> i 2040. Dette ga en kalkulasjonspris (nåverdi) mellom 871 og 891 kr/tCO<sub>2</sub>.

#### 4.4.3 NOA Krafla Power from shore (2021)

Aker BP og Equinor gjennomfører en koordinert utbygging av Nord for Alvheim (NOA), Fulla og Krafla på norsk kontinentalsokkel (Aker BP, 2021). Partnerne deler ambisjonen om å utvikle området med et minimalt karbonavtrykk og en forutsetning for dette er at feltene forsynes med kraft fra land. Effektbehovet er anslått til 40 MW i 2026, med en gradvis opptrapping opp mot maksimalt 150 MW i 2029.

Beregninger viser at en elektrifisering av NOA og Krafla med kraft fra land gir en total besparelse i norske utslipp over levetiden for feltene på 9.2 millioner tonn CO<sub>2</sub>, sammenlignet med tradisjonell kraftproduksjon i gassturbiner ute på feltene. Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av elektrifisering som et tiltak for å redusere utslipp er den estimerte verdien av reduserte CO<sub>2</sub>-utslipp fratrasket kostnaden ved elektrifisering, dvs. tiltakskostnaden.

- Prognosen for CO<sub>2</sub>-kostnad som ligger til grunn i beregningene tar utgangspunkt i gjeldende CO<sub>2</sub>-kostnad i Norge (kvotepris pluss avgift) på rundt 800 kr/tCO<sub>2</sub> stigende til rundt 2000 kr/tCO<sub>2</sub> i 2030, deretter svakt stigende frem mot 2050.
- Tiltakskostnaden for elektrifisering av NOA og Krafla beregnes som forholdet mellom de neddiskonterte nettokostnadene (ekstrakostnaden ved elektrifisering) og de neddiskonterte utslippsreduksjonene på feltene over prosjektets levetid. Kostnadsbesparelsen ved elektrifisering inkluderer reduserte drifts- og vedlikeholdskostnader (OPEX) for energiforsyning på plattformen, reduserte NOx-avgifter og verdien av den frigjorte gassen.

Det legges til grunn at alternativet til elektrifisering av NOA og Krafla med kraft fra land er energiforsyning basert på gassturbiner på NOA. Gassturbiner vil da bli plassert på en ekstra plattform på feltet. Investeringskostnadene er anslått til om lag 17 mrd. kr. Øvrige sentrale forutsetninger for nåverdiberegningen er:

- Investeringskostnadene påløper i 2024, 2025 og 2026.
- Feltet har en økonomisk levetid til 2050.
- NOx-prisen er satt til 23.2 kr/kg fra 2024 og ut perioden.
- Frigjort gass er verdsatt til markedspris.
- Verdien av kraftkjøp er beregnet basert på tilgjengelige kraftprisprognoser.
- Langsiktig valutakurs EUR/NOK er satt til 10.

I beregningene er det benyttet en diskonteringsrente på 4 prosent (samfunnsøkonomisk krav til lønnsomhet), som anbefalt av OD/NVE.

Oppsummert finner man at elektrifisering av NOA og Krafla med kraft fra land er et samfunnsøkonomisk lønnsomt klim tiltak. I dette tilfellet er det betydelig billigere å forsyne NOA og Krafla med kraft fra land enn fra gassturbiner på NOA. Siden kraftforsyning fra land er billigere enn alternativet med forsyning fra gassturbiner lokalt på feltene, er tiltakskostnaden ved elektrifisering negativ og beregnet til -1175 kr/tCO<sub>2</sub>. Det innebærer at dersom prosjektet bygges ut uten elektrifisering, må det gjennomføres mye dyrere utslippskutt andre steder i kvotepliktig sektor for å oppfylle klimamålene.

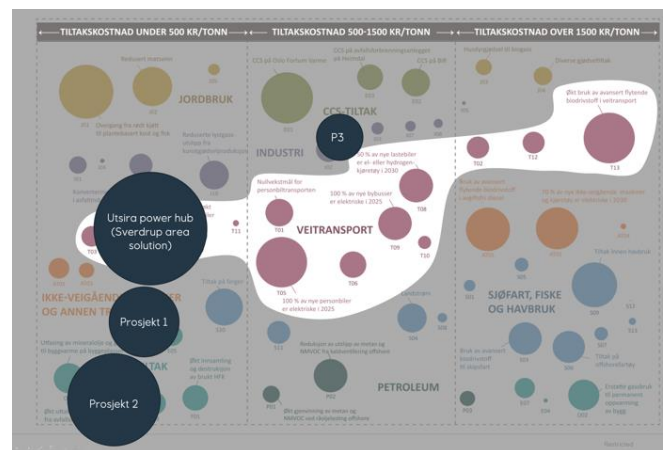
Beregninger av nettoeffekter i det europeiske kraftmarkedet er ikke tatt med i konsesjonssøknaden, men elektrifisering er altså i dette tilfellet lønnsomt uansett fordi elektrifisering ikke representerer en merkostnad i forhold til nullalternativet.

#### 4.4.4 Fire Equinor-prosjekter

Vi har også fått del i ulike beregninger av samfunnsøkonomiske tiltakskostnader for reelle elektrifiserings-

prosjekter fra Equinor. Dataene omfatter fire forskjellige elektrifiseringsprosjekter, og beregningene er utført med samme metode som ble brukt av Miljødirektoratet (2020). I sine interne lønnsomhetsberegninger bruker Equinor en høyere diskonteringsrente enn for samfunnsøkonomiske beregninger og diskonterer utslipp over levetiden.

**Figur 8: Tiltakskostnader for ulike tiltak i Norge og utvalgte elektrifiseringsprosjekter fra Equinor**



Kilde: Miljødirektoratet (2020) og Equinor.

Tre av de fire elektrifiseringsprosjektene har en samfunnsøkonomisk tiltakskostnad som er lavere enn 500 NOK/tonn. Det siste prosjektet i Equinors portefølje krever mer omfattende ombygninger, og har høyere tiltakskostnader grunnet signifikant høyere CAPEX. I forhold til tiltak i andre sektorer gir prosjektene på sokkelen en større utslippsreduksjon, noe som er vist med boblestørrelsen i Figur 8.

## 4.5 Oppsummert

Tiltakskostnadene ved elektrifisering offshore varierer fra prosjekt til prosjekt. Tiltakskostnaden er bl.a. lavere for nye feltutbygginger og for prosjekter med lang levetid.

I Norge er et elektrifiseringsprosjekt bedriftsøkonomisk lønnsomt dersom tiltakskostnaden uttrykt i kr/tonnCO<sub>2</sub> er lavere enn summen av kvotepris og CO<sub>2</sub>-avgift, begge deler uttrykt som nåverdier. Summen av kvotepris og CO<sub>2</sub>-avgift

reflekterer den samfunnsøkonomiske verdien av utslippskutt i Norge mens kvoteprisen reflekterer den samfunnsøkonomiske verdien av utslippskutt i kvotepliktig sektor i Europa.

Prosjekter som har tiltakskostnad som ligger over kvoteprisen, men under norsk CO<sub>2</sub>-kostnad, har høyere tiltakskostnad enn det marginale prosjektet i resten av EU ETS. Slike prosjekter kan i prinsippet fortrenge prosjekter med lavere tiltakskostnad i Europa og trekke i retning av en lavere kvotepris. Det innebærer også at Norge tar på seg en høyere kostnad for å nå nasjonale klimamål enn ved å kjøpe kvoter i ETS.

Prosjekter som har lavere tiltakskostnad enn kvoteprisen, er lønnsomme både i norsk og europeisk perspektiv og bør uansett gjennomføres. De bidrar til kostnadseffektive utslippskutt og lavere samlede kostnader for å oppfylle klimapolitiske mål. Det gjelder uavhengig av om man mener utslippene i kvotepliktig sektor reduseres eller ikke. Dersom kostnadseffektive tiltak ikke gjennomføres, blir kvoteprisen høyere fordi dyrere tiltak må gjennomføres andre steder i systemet. Det gjør det vanskeligere for EU å gjennomføre en ambisiøs klimapolitikk.

## 5 Elektrifisering på sokkelen vs. andre elektrifiseringstiltak

En stor del av utslippskuttene som er nødvendig for å nå klimamålene i Norge, innebærer elektrifisering. Skal vi nå klimamålene i 2030, anslår THEMA i en analyse for Energi Norge (2022) en samlet økning i den årlige kraftetterspørselen på opptil 45 TWh i transportsektoren, industrien og i olje- og gassindustrien. Det tilsvarer en økning i samlet norsk kraftetterspørsel på over 30 prosent.

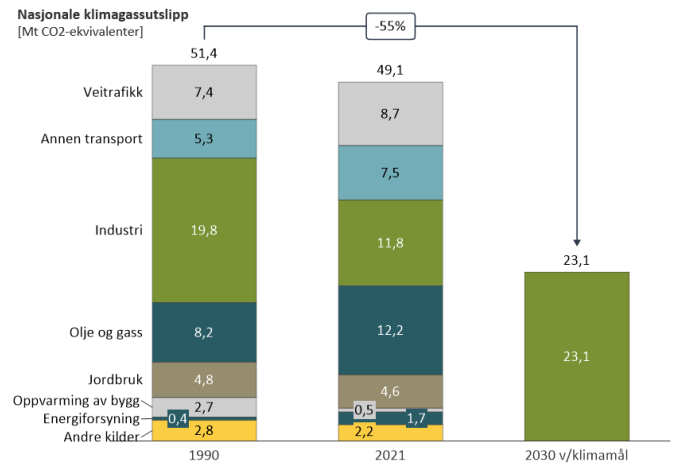
I dette kapittelet beskriver vi de aktuelle elektrifiseringsprosjektene nærmere. For ulike sektorer og ulike tiltak gjør vi overslagsberegninger av hvor store utslippskutt vi får per MWh. Videre diskuterer vi anslag for tiltakskostnader for elektrifiseringsprosjekter innenfor sektorene olje og gass, industri og transport.

### 5.1 Elektrifisering som klimatiltak i ulike sektorer

Norges klimaforpliktelse under Parisavtalen er å redusere utslippene med minst 55 prosent i 2030, sammenlignet med 1990. Målet skal i utgangspunktet gjennomføres i samarbeid med EU, og det legges ikke her føringer for om utslippsreduksjonene skal gjennomføres nasjonalt eller via fleksibilitetsmekanismer i form av f.eks. kvotekjøp. I Hurdalsplattformen legger regjeringen imidlertid opp til at utslippskuttene skal gjennomføres nasjonalt.

Dersom vi skal nå en reduksjon av innenlandske utslipp på 55 prosent sammenlignet med 1990-nivå, innebærer det at utslippene må reduseres fra 49 millioner tonn CO<sub>2</sub> i 2021 til 23 millioner tonn CO<sub>2</sub> i 2030. Landbasert industri, olje- og gassektoren og transportsektoren står i dag for 80 prosent av de totale norske klimagassutslippene (se Figur 9).

**Figur 9: Nasjonale klimagassutslipp i 1990 og 2021, og behovet for utslippsreduksjoner for nå klimamålet i 2030.**



Kilde: (SSB, 2022b)

For å redusere klimagassutslippene er flere tiltak aktuelle, deriblant elektrifisering, bytte til lavutslipps hydrogenprodukter, energieffektivisering og CO<sub>2</sub>-fangst og -lagring. Hvilke tiltak som er mest aktuelle, avhenger av faktorer som teknologimodenhet, kostnader, tilgjengelighet og kompleksitet. Likevel er det klart at klimamålene i 2030 fordrer omfattende elektrifisering i alle sektorene.

I et oppdrag for Energi Norge (2022) har THEMA gjort en nærmere vurdering av kraftbehovet i de tre sektorene som utgjør brorparten av de nasjonale klimagassutslippene, dersom man skal oppnå en utslippsreduksjon på 50-55 prosent nasjonalt. Elektrifiseringspotensialet er identifisert basert på framskrivinger og anslag for potensialer for ytterligere utslippskutt i Nasjonalbudsjettet for 2022 og en rekke bransjerapporter.

De nasjonale budsjettframskrivingene viser at det må kuttes ytterligere 18 millioner tonn CO<sub>2</sub> for å realisere 55 prosent utslippskutt nasjonalt. Ytterligere tiltak som kan gjennomføres,

er hentet fra bransjerapporter for de tre sektorene.<sup>19</sup> De identifiserte tiltakene omfatter både planlagte tiltak og særs usikre tiltak. Det samlede potensialet er anslått til 24.4 millioner tonn CO<sub>2</sub>, noe som tilsvarer en utslippsreduksjon på 52 prosent sammenlignet med 1990-nivå.

Gjennomgangen viser at realisering av de foreslåtte klimatiltakene vil gi en omfattende vekst i kraftforbruket på grunn av både direkte elektrifisering og kraft til produksjon av hydrogen. Kraftbehovet knyttet til elektrifisering som klimatiltak i de tre sektorene er opptil 45 TWh/år som vist i

Figur 10. Til sammenligning var samlet kraftforbruk i de tre sektorene 60 TWh i 2021.

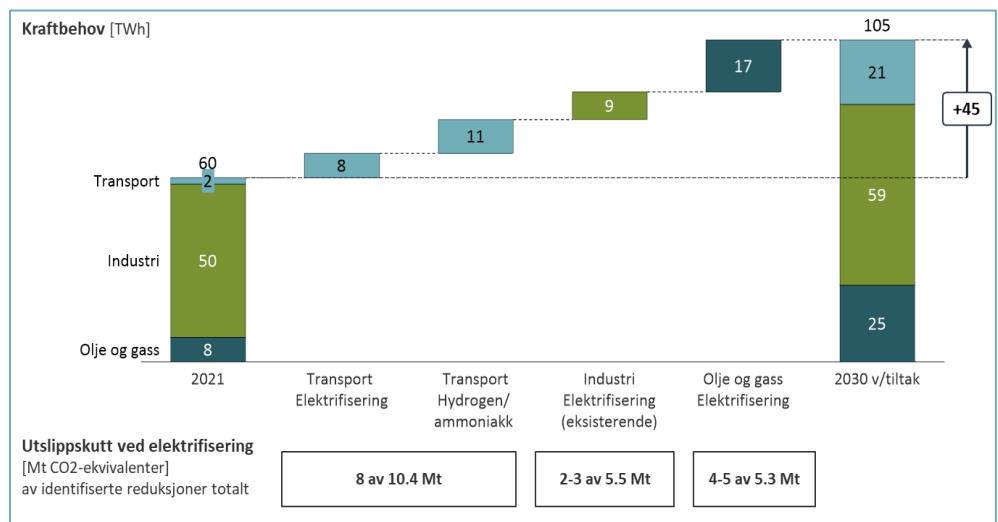
Anslaget inkluderer ikke ytterlige kraftbehov knyttet til ny industri som batterifabrikker og datasentre. Til sammenligning anslår Miljødirektoratet (2022a) en samlet økning i kraftbehovet for eksisterende landbasert industri, petroleum og transport på 34 TWh/år. Zeros (2022) tiltakspakke for å nå klimamålene i 2030,

som også inkluderer etablering av ny grønn industri, innebærer et økt kraftbehov på 55 TWh/år.

De identifiserte tiltakene har et utslippsreduksjonspotensial på 15-16 millioner tonn CO<sub>2</sub> (Figur 10). To tredjedeler av utslippsreduksjonspotensialet for 2030 fordrer med andre ord elektrifisering enten direkte eller i form av kraft til hydrogenproduksjon. Kraftbehovet for å gjennomføre utslippsreduksjonene mot 2030 og forventet oppbygging av ny grønn industri dekkes på langt nær av planlagt produksjon og eventuell energieffektivisering. THEMAs kraftprisprognose

legger til grunn en produksjonsøkning på 20 TWh/år, hovedsakelig fra vannkraft, havvind og solkraft. NVE (2021) anslår økt kraftproduksjon på 8 TWh/år fra 2021-2030, mens Statnett (2021) anslår en vekst i kraftproduksjonen på 25 TWh/år i perioden fra 2020-2030. Dersom man skal nå klimamålene og bygge ut ny grønn industri, er det trolig behov for kraftproduksjon utover det som allerede er planlagt de kommende årene, men det hører også med at vi i dag har et kraftoverskudd i normalår på omkring 20 TWh og betydelige muligheter for kraftimport.

**Figur 10: Økning i kraftbehov for gjennomføring av utvalgte elektrifiseringstiltak inkl. utslippsreduksjonspotensial for transport-, industri- og olje- og gassektorene.**



I diskusjonen omkring energiforsyning av offshore-installasjoner med kraft fra land, har det bl.a. vært hevdet at dersom krafttilgangen er knapp, gir det større klimaeffekt å bruke kraft til andre klimatiltak. I den forbindelse er det interessant å undersøke nærmere hvor store utslippskutt man får pr. MWh gjennom elektrifisering i ulike sektorer. Det er også interessant å sammenligne anslag for tiltakskostnadene for elektrifisering innenfor olje- og gassektoren med tiltakskostnadene for tiltak i andre sektorer. I de to neste

<sup>19</sup> Vurderte rapporter inkluderer Zero (2022), KonKraft (2022), Forum for miljøteknologi (2022)



avsnittene er disse aspektene vurdert på overordnet nivå for olje- og gassindustrien, industri og transportsektoren.

## 5.2 Utslippskutt pr. MWh

For å belyse forskjeller i tiltakseffekt pr. MWh kraftforbruk, har vi sett nærmere på ulike elektrifiseringstiltak innenfor olje og gass, landbasert industri og transport. Innad i sektorene vil potensialet for utslippsreduksjoner pr. MWh imidlertid variere betydelig basert på utslippsintensiteten til energibæreren som erstattes, energiutnyttelsen i prosessen samt effektivitetstap ved bruk av hydrogen. Elektrolyseprosessen for produksjon av grønt hydrogen innebærer transformasjon av fornybar kraft som medfører energitap, elektrolysører har typisk en virkningsgrad på 60-70 prosent.

### Olje og gass

For olje- og gassindustrien har vi gjort anslagsberegninger basert på offentlig tilgjengelig data for elektrifisering av offshore-installasjoner ved Oseberg Feltcenter og Oseberg Sør og Njord, og for et landanlegg, Hammerfest LNG. Delelektrifisering av Oseberg er allerede besluttet med planlagt oppstart i 2026, mens elektrifisering av Njord og Hammerfest LNG er modne, men ikke besluttede prosjekter med forventet oppstart i henholdsvis 2025 og 2028.

Ifølge Equinors konsesjonssøknad til NVE i 2019 krever delelektrifisering av Oseberg Feltcenter og Oseberg Sør et gjennomsnittlig kraftbehov på 81 MW inkludert nettap (Equinor, 2019). Med en årlig driftstid på 8000 timer og et utslippsreduksjonspotensial på feltet på 350 000 tonn CO<sub>2</sub> pr. år, blir utslippskuttene 0.54 tCO<sub>2</sub>/MWh.

Njord er en offshore-installasjon som skal elektrifiseres sammen med Draugen. Utslippsreduksjonspotensialet på Njord er 150 000 tonn CO<sub>2</sub> pr. år, og med en normallast på 30

MW og en antatt årlig driftstid på 8000 timer, blir utslippseffektiviteten 0.63 tCO<sub>2</sub>/MWh (OKEA, 2021).

Hammerfest LNG er et gassprosesseringsanlegg og et av de største utslippspunktene i Norge med årlige utslipp på 900 000-1 000 000 tonn CO<sub>2</sub> de siste årene (Equinor, 2022). Elektrifisering av anlegget vil kreve en økning i kapasiteten til nettilkoblingen på 340 MW og vil anslagsvis redusere utslippene med 840 000 tonn CO<sub>2</sub> pr. år. Dette gir en utslippsreduksjon på 0.31 tCO<sub>2</sub>/MWh.<sup>20</sup>

I tillegg viser et utvalg av prosjekter som Equinor er i ferd med å realisere, en forholdsvis høy utslippsbesparelse fra rundt 0.3 til 0.75 tCO<sub>2</sub>/MWh. Eksempelanslagene vist her ligger dermed mellom 0.31 og 0.75 tCO<sub>2</sub>/MWh.

### Landbasert industri

Med utgangspunkt i NVE (2020) og Miljødirektoratet (2022a) er det gjort anslagsberegninger for elektrifiseringstiltak og andre tiltak som krever nevneverdige mengder kraft for et par industrianlegg med kjent og ny teknologi.

For Borregaards treforedlingsanlegg i Sarpsborg er det anslått at erstatning av multibrenselkjeler med elektrokjeler vil redusere utslippene ved at behovet for varmeproduksjon basert på avfallsforbrenning og bioenergi og behovet for naturgass til å dekke topplaten, frafaller. Bytte til elektrokjeler er antatt å redusere utslippene med 100 000 tonn CO<sub>2</sub> pr. år og vil medføre en økning i det årlige kraftforbruket på 0.25 TWh. Det gir en tiltakseffekt på 0.4 tCO<sub>2</sub>/MWh.

Miljødirektoratet (2022a) har også vurdert et samletiltak for konvertering til elektrisitet for stasjonær forbrenning i industrien (typisk bytte til elkjeler) og har identifisert et utslippsreduksjonspotensial 325 000 tonn CO<sub>2</sub> pr. år i 2030

<sup>20</sup> Antar 8000 driftstimer per år og overføringstap på 1% fra landnett.



med tilhørende kraftbehov på 1.43 TWh/år. Det gir en gjennomsnittlig tiltakseffekt på 0.23 tCO<sub>2</sub>/MWh.

Yara i Porsgrunn vil bruke kraft til å produsere grønt hydrogen til amoniakkproduksjonen og dermed erstatte etan som innsatsfaktor i hydrogenproduksjonen. Tiltaket innebærer bruk av teknologi som er umoden i industriell skala, og Miljødirektoratet regner pr. i dag med at det er behov for forsterkede virkemidler for å realisere tiltaket til 2030. Med et anslått utslippsreduksjonspotensial på 700 000 tonn CO<sub>2</sub> pr. år og et kraftbehov på 3.9 TWh/år, blir tiltakseffekten 0.18 tCO<sub>2</sub>/MWh. Omformingen av kraft til grønt hydrogen medfører energitap som slår negativt ut når utslippseffekten måles pr. enhet kraft.

Eksempelene viser en relativt lav tiltakseffektivitet, 0.2-0.4 tCO<sub>2</sub>/MWh, sammenlignet med flere av eksempelene fra olje- og gassindustrien, men vi har ikke grunnlag for å vurdere nærmere hvor representative de er for hele sektoren.

## Transport

Transportsektoren er mer flerfoldig og skal dekke transportbehov på land og til havs, over ulike avstander og til ulike formål som kommersiell drift og persontransport.

Et pågående jernbaneprosjekt er elektrifiseringen av Trønder- og Meråkerbanen. Tidligere utredninger fra Jernbaneverket (2014) har anslått en årlig utslippsbesparelse på 12 300 tonn CO<sub>2</sub>, mens Tensio (2018) forventet et årlig kraftforbruk på 45 GWh i 2018. Samlet sett ville elektrifisering av denne jernbanestrekningen gi en tiltakseffekt på 0.27 tCO<sub>2</sub>/MWh.

Innenfor kollektivtransporten utvidet Ruter sommeren 2019 sin elbussflåte i Oslo og Viken til 115 elbusser. Utslippsbesparelsen sammenlignet med videre drift av fossile busser ble estimert på 5 500 tonn CO<sub>2</sub> årlig (Ruter, 2019). Da bussene ble satt i drift er det hensiktsmessig å sammenligne besparelsen med strømforbruket for hele elbussflåten i 2020, som var 9 937 MWh i hele Ruters driftsområde (Ruter, 2022). Tiltakseffekten blir da 0.55 tCO<sub>2</sub>/MWh. Merk at antallet elbusser ble økt videre til 156 i løpet av 2020, noe som betyr

at tiltakseffekten vil heller bli større da ikke alt kraftforbruk skyldes utvidelsen i 2019. I 2018 og årene før, hadde ikke Ruter elbusser i drift.

For det maritime segmentet kartla og beregnet DNV i 2015 utslippene og kraftbehovet for i overkant av 50 bilfergestrekninger i en rapport for Energi Norge (2015). De samlede årlige CO<sub>2</sub>-utslippene ved konvensjonell drift ble anslått til 155 100 tonn CO<sub>2</sub> pr. år, mens det årlige strømforbruket ved elektrifisering er anslått til 238 GWh. Det gir en tiltakseffekt for fergeflåten på 0.65 tCO<sub>2</sub>/MWh.

Trøndelag fylkeskommune ønsker også å bytte ut sine fossile hurtigbåter som betjener flere steder rundt Trondheimsfjorden. Årlig utslippsbesparelse estimeres til 5 992 tonn CO<sub>2</sub> mens kraftforbruket forventes å øke med 22.5 GWh/år, noe som innebærer en tiltakseffekt på 0.27 tCO<sub>2</sub>/MWh (Trøndelag fylkeskommune, 2021).

Samlet varierer tiltakseffektiviteten i eksempelene for transportsektoren mellom 0.27 og 0.65 tCO<sub>2</sub>/MWh.

## 5.3 Tiltakskostnad – utslippskutt pr. krone

Tiltakskostnadene for elektrifisering varierer, i likhet med utslippsreduksjoner pr. enhet kraft, mellom og innad i sektorene. Kostnadene avhenger blant annet av modenheten for de ulike løsningene og hvor krevende det er å tilpasse eksisterende løsninger og verdikjeder til nye energibærere. Samfunnsøkonomiske tiltakskostnader for elektrifisering diskuteres for hver av de tre sektorene med utgangspunkt i Miljødirektoratets studier for kvotepliktig sektor (Grønn Omstilling) og ikke-kvotepliktig sektor (Klimakur 2030).

Metoden som er brukt i rapportene er blitt kritisert for ikke å diskontere utslippsreduksjonene, slik OD/NVE anbefaler. Tiltakskostnaden blir dermed lavere enn om utslippene diskonteres. Videre er det viktig å beskrive hvilken del av tiltakskostnadskurven prosjektene ligger på. Dekker eksempelvis rapportenes tiltakskostnadsanslag alle

klimatiltakene for å nå reduksjonsmålet på 55 prosent, eller er det bare et utvalg tiltak som anses for å være realistiske frem mot 2030?

### Olje og gass

Miljødirektoratets (2022a) rapport *Grønn omstilling* i kvotepliktig sektor viser til en samfunnsøkonomisk tiltakskostand for kraft fra land-prosjekter offshore på 1000-1500 NOK/tCO<sub>2</sub>. Kostnadsanalysen er basert på tiltak som ikke er inkludert i referansebanen, og referansebanen inkluderer allerede noen elektrifiseringsprosjekter som ennå ikke har fått tilsagn om kraft eller som er tidlig i utredningsfasen. Tiltakskostnaden i grønn omstilling er derfor høyere enn for mange av elektrifiseringsprosjektene som allerede er planlagt eller vurderes. For flere av de planlagte prosjektene inkludert i Miljødirektoratets referansebane, har Equinor estimert samfunnsøkonomisk tiltakskostnader på under 1000 og til og med under 500 kr/tCO<sub>2</sub>. Oljedirektoratet (2020) beregnet tiltakskostnader for Hammerfest LNG til 1000-2000 kr/tCO<sub>2</sub> og til under 1000 kroner for elektrifiseringen av Oseberg Felt og Oseberg Sør. Til forskjell fra Miljødirektoratet, diskonterer Oljedirektoratet utslippsreduksjonene, men med en diskonteringsrente på 5 i stedet for 4 prosent.

THEMAs beregninger av tiltakskostnader for offshore elektrifiseringsprosjekter som er beskrevet i avsnitt 4.4, viser et stort spenn i tiltakskostnadene, og til og med negativ tiltakskostnad for elektrifisering av et nytt felt.

Elektrifisering av nye felt har betydelig lavere tiltakskostnad fordi man unngår investeringskostnader knyttet til etablering av gassturbiner offshore. Produksjonsnedstengning sammen med gjenværende levetid på plattformen er også faktorer som påvirker tiltakskostanden for elektrifisering av eksisterende installasjoner.

### Landbasert industri

For direkte elektrifisering av landbasert industri oppgir Miljødirektoratet (2022a) en samfunnsøkonomisk tiltakskostnad på 0-1000 kr/tCO<sub>2</sub>. For indirekte elektrifisering

med grønt hydrogen er kostnadsspennet 0-2500 kr/tCO<sub>2</sub>. Her er altså kostnadsanslagene noe høyere, trolig fordi tiltaket innebærer nye prosessanvendelser og i en skala som tidligere ikke har vært testet. For å realisere nærmere 80 prosent (6.1 millioner tonn CO<sub>2</sub> i 2030) av det kartlagte utslippsreduksjonspotensialet for eksisterende industri i Miljødirektoratets (2022a) *Grønn omstilling*, er det behov for styrket virkemiddelbruk og nye virkemidler. Det skyldes at tiltaksbarrierene er for høye og sentrale rammebetingelser ennå ikke på plass.

Videre pekes det for alle tiltakskostnadsanslagene på økt usikkerhet på grunn av energi- og råvarepriser som er påvirket av pandemi og krigen i Ukraina. I tillegg innebærer flere av de inkluderte tiltakene bruk av nye teknologier.

### Transport

Miljødirektoratet (2020) tar for seg klimatiltak og tiltakskostnader for ikke-kvotepliktig sektor i *Klimakur 2030*, og dekker dermed transportsektoren. I *Klimakur 2030* har elektrifisering av ulike typer veitransport som nye personbiler, lette varebiler og bybusser innen 2025 en samfunnsøkonomisk tiltakskostnad på 500-1500 kr/tCO<sub>2</sub>, med personbiltransport i den lave enden av skalaen. Tiltakskostnaden er tilsvarende for en betydelig andel nye elektriske eller hydrogen-drevne lastebiler og langdistansebusser til 2030. Dersom 100 prosent av nye varebiler skal være elektriske i 2030, er tiltakskostnaden anslått til under 500 kroner på grunn av modningseffekter som gir fallende investeringskostnader.

For ulike typer maritim transport er tiltakskostnaden høyere, dette gjelder både elektrifisering og hydrogentiltak. Kravene til lavutslippsløsninger når det gjelder pålitelighet, lavutslipps energinfrastruktur og rekkevidde, er mer krevende å imøtekomme for maritim transport. *Klimakur 2030* anslår en samfunnsøkonomisk kostnad på over 1500 kr/tCO<sub>2</sub> for offshore-fartøy med plug-in- og hydrogenteknologi. For ferger er tiltakskostnaden for hydrogen anslått til tilsvarende nivå, mens kostnaden for plug-in ferger anslås til 500 kroner pr. tonn CO<sub>2</sub>. Den relativt lave tiltakskostnaden henger sammen med at

elektriske ferger er tilgjengelig teknologi, og mange ferger reiser gjerne over relativt korte avstander og har faste holdeplasser, noe som letter etablering av tilhørende ladeinfrastruktur.

## 5.4 Betydningen av elektrifisering for å nå klimamålene

Elektrifisering er et avgjørende tiltak og må gjennomføres i flere sektorer hvis de nasjonale klimamålene skal nås. THEMA's sammenstilling av klimatiltak i kapittel 5.1 viser at rundt to tredjedeler av utslippsreduksjonene som trengs for å nå klimamålene i 2030 krever direkte elektrifisering eller kraft til produksjon av hydrogen/ ammoniakk.

Anslagene for kraftbehov og utslippsreduksjoner fra de identifiserte tiltakene viser at det er variasjon mellom andelen utslippsreduksjoner fra elektrifisering innad i sektorene og at kostnadsspennene overlapper i stor grad.

Det varierer også hvor stor andel av utslippene i de ulike sektorene som kan kuttes gjennom elektrifisering. Potensialet for utslippsreduksjoner fra de identifiserte elektrifiseringstiltakene i industrien ligger på 2-3 millioner av dagens utslipp på bortimot 12 millioner tonn CO<sub>2</sub>, mens andelen i olje- og gassektoren er på 30-40 prosent. I transportsektoren kan nesten halvparten av utslippene kuttes med elektrifiserings-tiltak mot 2030.

Mange elektrifiseringsprosjekter på sokkelen gir betydelige utslippsreduksjoner pr. MWh kraft og er samfunnsøkonomisk kostnadseffektive. Videre er større enkeltprosjekter for elektrifisering av landbasert industri eller anlegg i olje- og er gjerne drevet frem av et fåtall aktører, mens tilsvarende utslippsreduksjoner innenfor deler av persontransport segmentet krever koordinering og innsats fra flere hundre eller

tusen beslutningstakere. Elektrifisering av et enkelt felt eller stor landbasert industri kan gi utslippsreduksjoner tilsvarende flere hundre tusener av tonn pr. år – til sammenligning var de totale klimagassutslippene fra fritidsbåter 277 000 tonn CO<sub>2</sub> eller fra mopeder og motorsykler 144 000 tonn CO<sub>2</sub> i 2021 (SSB, 2022a).

Elektrifisering av eksisterende offshore installasjoner og eksisterende landbaserte industri gir absolutte utslippsreduksjoner målt mot referanseutslippene i 1990. Dette er ikke nødvendigvis tilfelle for mye av utslippene i transportsegmentet hvor elektrifisering innebærer en innfasing av nye, lavutslippskjøretøy eller fartøy over lengre tid og det kan være usikkert i hvilken grad disse erstatter utslipp fra eksisterende transportmidler på kort sikt.

Utslippene fra olje- og gassindustrien utgjør en så betydelig andel av de nasjonale utslippene (25 prosent i 2021) at kraft fra land for nye felt og eksisterende installasjoner med en betydelig gjenværende levetid, vil være sentralt for å kunne videreføre olje- og gassproduksjonen og samtidig oppfylle de nasjonale klimamålene for 2030 og 2050.

KonKraft (2022) har frem mot 2030 identifisert et utslippsreduksjonspotensial på 3 millioner tonn CO<sub>2</sub> fra besluttede og modne elektrifiseringstiltak for installasjoner på sokkelen og ved landanleggene<sup>21</sup>. Dersom man inkluderer prosjekter med høyere usikkerhet (1.5 millioner tonn CO<sub>2</sub>) utgjør dette, som nevnt, nærmere 20 prosent av de nødvendige utslippsreduksjonene for å nå 2030-målet om 55 prosent utslippsreduksjon.

Gitt at de enkelte elektrifiseringstiltakene gir så store utslippsreduksjoner og tiltakene som gjennomføres er (til dels svært) lønnsomme, ville en stans i elektrifisering offshore og ved landanleggene redusere sannsynligheten for å nå de nasjonale

---

<sup>21</sup> Inkluderer olje- og gassprosesseringsanleggene på Kårstø, Kollsnes, Nyhamna, Melkøya og Sture.

klimamålene i 2030 betraktelig. Det vil bli dyrere fordi kostnadseffektive elektrifiseringsprosjekter offshore vil måtte erstattes med tiltak med høyere tiltakskostnad. I tillegg er tiden knapp hvis man skal få fram tilstrekkelige nye tiltak. Jfr. potensialstudiene vi har referert i dette kapitlet, trengs det tiltak i alle sektorer dersom det nasjonale utslippsmålet for 2030 skal nås.

Det er stor variasjon i tiltakskostnadene i alle sektorer. En kostnadseffektiv klimapolitikk innebærer at tiltakene som kutter utslipp til lavest kostnad, gjennomføres. Det bør også gjelde for tiltak innenfor olje- og gassindustrien. Flere av olje- og gassanleggene har en levetid mot 2050 eller enda lenger. Når vi skal gå mot netto null utslipp i 2050, er det nødvendig å elektrifisere olje- og gassproduksjonen i kombinasjon med andre klimatiltak, samt håndtere restutslipp med avbøtende tiltak i form av negative utslipp.

## 6 Utslipp i verdikjeden for naturgass

Norske rørgass- og LNG-leveranser til Europa har et lavt klimafotavtrykk sammenlignet med gassleveranser fra andre land. Flere faktorer bidrar til lave produksjons-, prosesserings- og transportutslipp i verdikjeden, deriblant elektrifisering med fornybar kraft, fokus på energieffektivisering og systemer for overvåking og detektering av lekkasjer. I og med at EU i økende grad vektlegger utslipp i verdikjeden for sine produkter og energisamarbeid, vil et lavt norsk fotavtrykk trolig bli et voksende konkurransefortrinn fremover.

### 6.1 Klimafotavtrykk av rørgass og LNG

Klimafotavtrykket til rørgass- og LNG-leveranser til Europa fra ulike opprinnelsesland er beregnet av ulike aktører. Beregninger av verdikjedeutslipp fra Equinor (2021), Rystad Energy (2021) og North Sea Transition Authority (2020) er inkludert i denne gjennomgangen. Beregningsmetodene er noe forskjellige mellom rapportene, og resultatene ikke er direkte sammenlignbare. Eksempelvis har Equinor et mer omfattende scope for beregning av klimafotavtrykket sammenlignet med Rystad Energy.<sup>22</sup>

I vurderingen av karbonfotavtrykk av LNG vs. rørgass tas alle utslippene i verdikjeden i betraktning, dvs. for gassleveranser oppstrøms (leting, utvikling, produksjon), midtstrøms (prosessering, transport) og nedstrøms (overføring, lagring og distribusjon). LNG har oppstrømsutslipp knyttet til flytendegjøring av gass for transport og nedstrømsutslipp knyttet til eventuell regassifisering. Generelt avhenger utslippene av egenskapene til gasskilden, eksempelvis om det er skifergass eller gass som utvinnes sammen med olje. Videre avhenger verdikjedeutslippene av omfanget av metanlekkasjer

i infrastrukturen, av faklingspraksis og transportdistansen til markedet. Utslippene fra rørgassleveranser til Europa er også generelt lavere enn for LNG-leveranser.

Lave oppstrømsutslipp og kortere overføringsavstander til EU gjør at norsk rørgass har en lavere utslippsintensitet sammenlignet med både LNG- og rørgassleveranser fra andre land. Elektrifisering av prosessanleggene og overførings-terminalene i Norge bidrar også til å holde utslippene i verdikjeden nede.

(Equinor, 2021) har vurdert CO<sub>2</sub>- og metanutslippene i verdikjeden til rørgass og viser til at de norske rørgass-leveranser til Tyskland har en total utslippsintensitet på 2.8 gCO<sub>2</sub>-ekv./MJ. Oppstrømsutslippene utgjør 1.5 gCO<sub>2</sub>-ekv./MJ, midtstrømsutslippene 0.4 gCO<sub>2</sub>-ekv./MJ og nedstrømsutslippene 0.9 gCO<sub>2</sub>-ekv./MJ. Til sammenligning er Equinors verdikjedeutslipp for rørgassleveranser til land i Sentral-Europa 3.5 gCO<sub>2</sub>-ekv./MJ. Forskjellen skyldes hovedsakelig at nedstrømsutslippene er høyere, 1.9 gCO<sub>2</sub>-ekv./MJ.

Rystad Energy (2021) finner også at Norge har de laveste opp- og midtstrømsutslippene av CO<sub>2</sub> av alle gasskilder levert til Europa, med 1.1 gCO<sub>2</sub>/MJ. Rørgass fra Algerie er nesten tre ganger så utslippsintensiv med 3.1 gCO<sub>2</sub>/MJ. Tilsvarende har rørgassleveranser fra Russland, hovedsakelig på grunn av høyere prosesserings- og overføringsutslipp, en utslippsintensitet på nærmere 4.6 gCO<sub>2</sub>/MJ.

Rystad Energy (2021) har også vurdert utslippene for leveranser av LNG fra ulike land. Når det gjelder opp- og midtstrøms CO<sub>2</sub>-utslipp<sup>23</sup>, har russiske LNG-leveranser utslipp

<sup>22</sup> Equinor inkluderer oppstrøms-, midtstrøms- og nedstrømsutslipp og CO<sub>2</sub>- og metanutslipp i sine beregninger.

Rystad Energy inkluderer ikke nedstrømsutslipp eller metanutslipp.

<sup>23</sup> Inkluderer ikke regassifisering

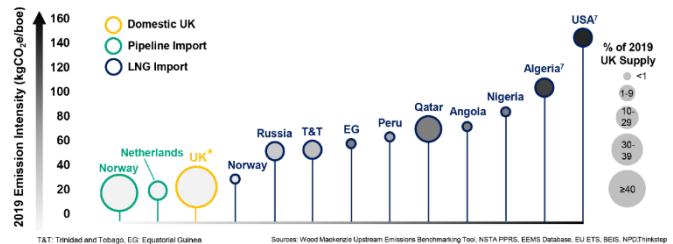
på 8.3 gCO<sub>2</sub>/MJ, leveranser fra Qatar 9.6 gCO<sub>2</sub>/MJ og fra USA nesten 10 gCO<sub>2</sub>/MJ.

For både Qatar og Russland utgjør flytendegjøring av naturgassen for transport en betydelig del av utslippene med ca. 80 prosent, mens det for amerikansk LNG utgjør rundt 50 prosent av CO<sub>2</sub>-utslippene. For amerikansk LNG bidrar produksjonsmetoden fracking til ekstra fakkelutslipp og store utslipp i verdikjeden. Fracking gir mer enn dobbelt så høye utslipp som fra norsk gassproduksjon. Videre må den amerikanske naturgassen forbehandles før flytendegjøring av kvalitetsmessige årsaker, et trinn i verdikjeden som representerer 25 prosent av de totale verdikjedeutslippene ved eksport til Europa.

LNG fra Norge produseres i all hovedsak ved Equinors anlegg på Melkøya (Hammerfest LNG). Utslippene knyttet til LNG-leveranser fra Hammerfest til Sentral-Europa er litt over dobbelt så store som fra selskapets rørgassleveranser. Sammenlignet med andre LNG-leveranser til Europa er fotavtrykket likevel lavt. For hele verdikjeden (oppstrøms, midstrøms og nedstrøms), inkludert metanutslipp, er utslippene 8.3 gCO<sub>2</sub>-ekv./MJ.

Andre kilder, f.eks. en rapport fra det amerikanske konsulentselskapet Sphera, kommer også frem til at LNG-forsyning fra de største leverandørene (USA, Qatar, Algerie og Australia) har minst dobbelt så høy livssyklusutslippsintensitet som rørleveranser fra Russland til deres nærmeste landingspunkt i Sørøst-Europa, med flytendegjøring og frakt igjen som den største kilden til klimagassutslipp (Jurdik, 2020). En sammenstilling gjort av North Sea Transition Authority viser også at den gjennomsnittlige utslippsintensiteten for LNG-import til Storbritannia er minst tre ganger så høy som for rørgassleveranser fra Norge. Utslippsintensiteten til norsk-importert rørgass er også lavere enn utslippsintensiteten fra nasjonalt produsert gass i Storbritannia (se Figur 11).

**Figur 11: Utslippsintensiteten til britiske gassleveranser i 2019**



Kilde: North Sea Transition Authority (2020)

## 6.2 Økende fokus på verdikjedeutslipp i EU

Europeiske forbrukere, bedrifter og myndigheter etterspør i stadig større grad dokumentasjon av og tar beslutninger basert på miljø- og klimafotavtrykk i et større verdikjedeperspektiv. Det vil si, de ser ikke kun lenger på negative klima- og miljøeffekter knyttet til produksjon av en vare eller et produkt i EU, men også på effekter gjennom hele verdikjeden.

Det økte fokuset på oppstrøms utslipp og miljøeffekter kommer blant annet av at EU i stor utstrekning importerer råvarer og materialer fra andre deler av verden, og at det er eller kan være betydelige utslipps- og miljøeffekter knyttet til utvinning og produksjon av disse.

Det økende fokuset gjør seg også gjeldende på EU-nivå, og gjenspeiles blant annet en økende grad av inkludering av livsløpsbetraktninger for klassifisering av bærekraftige løsninger som i Taksonomien. Det er besluttet å innføre en karbontoll (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM) på import av produkter som skal sette en pris på utslipp som skjer i verdikjeden utenfor EU.

På energiområdet er oppstrømsutslipp et viktig tema i EUs grønne giv. For naturgassleveranser til EU vektlegges faking og metanlekkasjer oppstrøms, og oppstrømsutslipp er en sentral faktor i klassifiseringen av lavutslippsgasser.

EUs metanstrategi fra 2020 understreker viktigheten av å kutte oppstrøms metanutslipp utenfor EU: «The EU should also play a role in ensuring methane emission reductions at global level.

*While the EU contributes only to 5% of global methane emissions, it can use its position as the largest global importer of fossil fuels and as a strong player in the agriculture sector to support similar action from global partners»* (European Commission, 2020a). I EU-kommisjonens forslag til en ny metanforordning fra 2021 foreslås i første omgang grep for å sikre bedre informasjon om oppstrøms metanutslipp, med sikte på å stimulere til utslippsreduksjoner globalt over tid (European Commission, 2021b). I konsekvensutredningen til forordningen peker Kommisjonen på at man mangler informasjon om opphavet til og omfanget av metanutslipp utenfor EU, og da spesielt tilknyttet forbruket av fossile energikilder. Kommisjonen understreker at som en av de største importørene av naturgass i verden, vil skjerpede krav til oppstrømsutslipp kunne føre til betydelige globale utslippsreduksjoner (European Commission, 2021a).

For blått hydrogen vil det tilsvarende være fordelaktig med lave produksjonsutslipp for gassen som inngår i hydrogenproduksjonen. I EUs gass- og hydrogenpakke pekes det på lavkarbonhydrogen som en viktig teknologi for å raskt oppnå skala i den europeiske hydrogenøkonomien. Lavkarbonhydrogen er foreslått definert som *“hydrogen the energy content of which is derived from non-renewable sources, which meets a greenhouse gas emission reduction threshold of 70%”*, Kommisjonen skal komme med en delegert rettsakt som skal klargjøre metoden for å beregne oppnådde utslippsreduksjoner.

Parlamentet har foreslått noe mer spesifikke krav til hva Kommisjonen bør legge inn i denne metoden, deriblant livsløpsutslipp og metanutslipp. Derav følger det at lave oppstrøms utslipp kan bli avgjørende for klassifiseringen av «lavkarbonhydrogen» og bidra til å styrke konkurranseevnen mot andre som vil eksportere hydrogen til EU.

Gitt EUs arbeid med å skaffe til veie bedre oversikt over, og på sikt bidra til å kutte, klimagassutslipp fra gassproduksjon som finner sted utenfor EU, er det rimelig å anta at produsenter som kan levere gass med lave utslipp vil styrke sitt

konkurransefortrinn i forhold til produsenter med høye oppstrømsutslipp.



## 7 Referanser

- Aker BP. (2021). *Konsesjonssøknad NOA Krafla Power from shore*.
- Endrava. (2021). *Bruk av gass i Europa*. Hentet fra [https://offshorenorge.no/contentassets/4e950643dd0447d994b4673f5064bce8/endrava\\_rapport\\_bruk-av-gass-i-europa.pdf](https://offshorenorge.no/contentassets/4e950643dd0447d994b4673f5064bce8/endrava_rapport_bruk-av-gass-i-europa.pdf)
- Energi Norge. (2015). *Elektrifisering av bilferger i Norge - kartlegging av investeringsbehov i strømmettet*. Hentet fra <https://www.energinorge.no/contentassets/0ae3a2b651ae4e83a0487ad493c3270c/elektrifisering-av-bilferger-i-norge.pdf>
- Energi Norge. (2022). *Rask og rettferdig omstilling Er 55% utslippskutt på mindre enn 8 år mulig?* Hentet fra <https://fornybarometeret.no/rask-og-rettferdig-omstilling/>
- Energistyrelsen. (2022). *Analyseforutsætninger til Energinet*. Hentet fra <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforutsaetninger-til-energinet>
- Equinor. (2019). *Søknad om anleggskonsesjon for vekselstrømkabel til Oseberg Feltsenter og Oseberg Sør med tilhørende anlegg på Kollsnes*. Hentet fra <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201906411/2811009>
- Equinor. (2021). *Greenhouse gas and methane intensities along Equinor's Norwegian gas value chain*.
- Equinor. (2022). *Søknad om anleggskonsesjon etter energiloven for tilknytning og elektrifisering av Hammerfest LNG, Hammerfest kommune*. Hentet fra <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/846e1564-1729-4b2f-a43a-6ab49800563f/202118981/3429098>
- European Commission. (2020a). *COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS on an EU strategy to reduce methane emissions (COM/2020/663 final)*.
- European Commission. (2020b). *Economic assessment of Carbon Leakage and Carbon Border Adjustment*. Brussels: European Union.
- European Commission. (2021a). *COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT EXECUTIVE SUMMARY OF THE IMPACT ASSESSMENT REPORT Accompanying the Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on methane emissions reduction in the energy sector and amending Regulation (EU)*.
- European Commission. (2021b). *Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on methane emissions reduction in the energy sector and amending Regulation (EU) 2019/942 (COM/2021/805 final)*.
- European Council. (2022). *'Fit for 55': EU strengthens emission reduction targets for member states*. Hentet fra <https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/11/08/fit-for-55-eu-strengthens-emission-reduction-targets-for-member-states/>
- Finansdepartementet. (2012). *NOU 2012: 16 Samfunnsøkonomiske analyser*.
- Finansdepartementet. (2021a). *Karbonprisbaner for bruk i samfunnsøkonomiske analyser*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/statlig-okonomistyring/karbonprisbaner-for-bruk-i-samfunnsokonomiske-analyser/id2878113/>
- Finansdepartementet. (2021b). *Meld. St. 1 (2021–2022) Nasjonalbudsjettet 2022*.

- Finansdepartementet. (2022). *Meld. St. 1 (2022-2023) Nasjonalbudsjettet 2023*.
- Forum for miljøteknologi. (2022). *Innspill til regjeringens arbeid med grønt industriløft. Til næringsminister Jan Christian Vestre, Nærings- og fiskeridepartementet*.
- Hydrogen Council. (2021). *Hydrogen decarbonization pathways A life-cycle assessment*.
- Jernbaneverket. (2014). *Elektrifisering Trønder- og Meråkerbanen Prosjekt 960272*. Hentet fra <https://www.banenor.no/contentassets/5cd5205f47db492c89ff835f164ef4d9/miljoprogram-elektrifisering-tronder--og-merakerbanen.pdf>
- Jurdik, E. (2020). *How to evaluate pipeline gas versus LNG*. Hentet fra <https://ceenergynews.com/voices/how-to-evaluate-pipeline-gas-versus-lng/>
- Klima- og Miljødepartementet. (2020). *Meld. St. 13 (2020-2021) Klimaplan for 2021-2030*.
- KonKraft. (2022). *Framtidens energinæring på norsk sokkel - statusrapport 2022*.
- Lofsnæs, O., & Torvanger, A. (2014). *Livssyklusanalyse av klimaeffekten av elektrifisering av Utsira*.
- Miljødirektoratet. (2020). *Klimakur 2030: Tiltak og virkemidler mot 2030*.
- Miljødirektoratet. (2022a). *Grønn omstilling - klimatiltaksanalyse for petroleum, industri og energiforsyning*.
- Miljødirektoratet. (2022b). *Klimatiltak under innsatsfordelingen: Oppdatert kunnskapsgrunnlag*.
- Miljødirektoratet. (2022c). *Utslippsfaktorer i klimagassregnskap for Norge*. Hentet fra <https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klima/klimagasser-utslippstall-regnskap/utslippsfaktorer-klimagassregnskap/>
- North Sea Transition Authority. (2020). *Natural gas carbon footprint analysis*. Hentet fra <https://www.nstaauthority.co.uk/the-move-to-net-zero/net-zero-benchmarking-and-analysis/natural-gas-carbon-footprint-analysis/>
- NVE. (2020). *Elektrifisering av landbaserte industrianlegg i Norge: En kartlegging av teknisk potensial og konsekvensene for kraftnettet*.
- NVE. (2021). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021-2040*.
- OKEA. (2021). *Konsesjonssøknad for kraft fra land til Draugen og Njord*. Hentet fra <https://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/84d39470-2ac0-40a1-bf1e-c6445b0cc4e0/202014582/3426922>
- Olje- og Energidepartementet. (2011). *Meld. St. 14 (2011-2012) Vi bygger Norge - om utbygging av strømmettet*.
- Oljedirektoratet. (2020). *KraftFraLand til norsk sokkel*. Stavanger: Oljedirektoratet.
- Petroleumtilsynet. (2018). *Ptil Sektoroppgave 2018/370 HMS effekter, konsekvenser og muligheter av ekstern kraftforsyning til petroleumsinnretninger*. Hentet fra <https://www.ptil.no/contentassets/4f89bd32baa74a1eaeba968ffa0e93d2/ptil-kunnskapsutvikling---hms-effekter-ved-kraft-fra-land.pdf>
- Regjeringen. (2022). *Nytt norsk klimamål på minst 55 prosent*. Hentet fra <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/nytt-norsk-klimamal-pa-minst-55-prosent/id2944876/>
- Ruter. (2019). *CO2 utslipp reduseres kraftig med 115 nye elbusser*. Hentet fra <https://www.mynewsdesk.com/no/ruter/pressrelease-s/115-elbusser-reduserer-like-mye-co2-som-3500-diesebiler-2911269>

- Ruter. (2022). *Ruters miljørapportering*. Hentet fra <https://aarsrapport2021.ruter.no/no/ruter-gjennom-aret/ruters-statistikk>
- Rystad Energy. (2021). *Utslippseffekten av produksjonskutt på norsk sokkel*.
- SSB. (2022a). 08940: *Klimagasser, etter utslippskilde, energiprodukt og komponent 1990 - 2021*. Hentet fra <https://www.ssb.no/statbank/table/08940/>
- SSB. (2022b). *Utslipp til luft*. Hentet fra <https://www.ssb.no/natur-og-miljo/forurensning-og-klima/statistikk/utslipp-til-luft>
- Statnett. (2021). *Langsiktig markedsanalyse 2020-2050*.
- Statoil. (2017). *PL057 og PL089 Snorre Expansion Project PUD del II - Konsekvensutredning*.
- Tensio. (2018). *Kraftsystemutredning for tidligere Nord-Trøndelag 2018-2038*. Hentet fra <https://tn.tensio.no/nyhetsarkiv/nyhet/kraftsystemutredning-for-tidligere-nord-trondelag-2018-2038>
- THEMA Consulting Group. (2017). *Snorre expansion project - vurdering av alternativer for elektrifisering*.
- Torvanger, A., & Ericson, T. B. (2013). *Fører elektrifisering av plattformer på norsk sokkel til reduserte CO<sub>2</sub>-utslepp?*
- Trøndelag fylkeskommune. (2021). *Hurtigbåtene i Trondheimsfjorden kan bli utslippsfrie*. Hentet fra <https://www.trondelagfylke.no/nyhetsarkiv/hurtigbatene-i-trondheimsfjorden-kan-bli-utslippsfrie/>
- Umweltbundesamt. (2022). *CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe Aktualisierung 2022*.
- Zero. (2022). *Zero 2030: Slik når vi klimamålene*. Hentet fra [https://zero.no/wp-content/uploads/2022/04/Rapport\\_ZERO2030\\_3.pdf](https://zero.no/wp-content/uploads/2022/04/Rapport_ZERO2030_3.pdf)

Elektrifisering av olje- og gassektoren – har det global klimaeffekt?

## **Disclaimer**

Hvis ikke beskrevet ellers, er informasjon og anbefalinger i denne rapporten basert på offentlig tilgjengelig informasjon. Visse uttalelser i rapporten kan være uttalelser om fremtidige forventninger og andre fremtidsrettede uttalelser som er basert på THEMA Consulting Group AS (THEMA) sitt nåværende syn, modellering og antagelser og involverer kjente og ukjente risikoer og usikkerheter som kan forårsake at faktiske resultater, ytelser eller hendelser kan avvike vesentlig fra de som er uttrykt eller antydnet i slike uttalelser. Enhver handling som gjennomføres på bakgrunn av vår rapport foretas på eget ansvar. Kunden har rett til å benytte informasjonen i denne rapporten i sin virksomhet, i samsvar med forretningsvilkårene i vårt engasjementsbrev. Rapporten og/eller informasjon fra rapporten skal ikke benyttes for andre formål eller distribueres til andre uten skriftlig samtykke fra THEMA. THEMA påtar seg ikke ansvar for eventuelle tap for Kunden eller en tredjepart som følge av rapporten eller noe utkast til rapport, distribueres, reproduseres eller brukes i strid med bestemmelsene i vårt engasjementsbrev med Kunden. THEMA beholder opphavsrett og alle andre immaterielle rettigheter til ideer, konsepter, modeller, informasjon og "know-how" som er utviklet i forbindelse med vårt arbeid.

---

## Om THEMA

THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybdekunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivningserfaring og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi og teknologi.

---



---

### THEMA Consulting Group

Øvre Vollgate 6

0158 Oslo, Norway

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

---

### Berlin-kontor

Albrechtstraße 22

10117 Berlin, Germany