

Rapport

Norwegian Energy Road Map 2050: Hvilke tiltak og virkemidler bør belyses?

Resultater fra arbeidspakke 1 som innspill til videre analyser

Forfattere

Sigrud Damman (SINTEF TS), Audun Ruud (NINA), Marte Fodstad (SINTEF Energi), Kari Espegren (IFE), Kjetil Midthun (SINTEF TS)



Rapport

Norwegian Energy Road Map 2050: Hvilke tiltak og virkemidler bør belyses?

Foretaksregister: 948 007 029

EMNEORD:Energi- og klimapolitikk,
reduksjon av
klimagassutslipp,
scenarier, tiltak og
virkemidler

Resultater fra arbeidspakke 1 som innspill til videre analyser

VERSJON

3

DATO

2017-03-15

FORFATTER(E)

Sigrid Damman (SINTEF TS), Audun Ruud (NINA), Marte Fodstad (SINTEF Energi), Kari Espegren (IFE), Kjetil Midthun (SINTEF TS)

OPPDRAGSGIVER(E)

Norges Forskningsråd

OPPDRAGSGIVERS REF.**PROSJEKTNR**

502001265

ANTALL SIDER OG VEDLEGG:

91+ vedlegg

SAMMENDRAG

Rapporten er basert på litteraturgjennomgang og innspill fra brukerpartnerne, samt supplerende intervjuer med viktige interessenter som ikke deltar i prosjektet, og tar utgangspunkt i scenario-metodikken som anvendes i eHighway2050 og CenSES. Innledningsvis gis en oversikt over sentrale mål og forpliktelser i norsk energi- og klimapolitikk. Deretter drøftes viktige utviklingstrekk i det europeiske kraftmarkedet. Vi legger vekt på hva som anses for sentrale usikkerhetsmomenter, og bruker tidligere studier til å drøfte hva slags fremtidsbilder eller ytre, ukontrollerbare forhold som bør inkluderes i scenariene i prosjektet. Hoveddelen av notatet er en drøfting av hvilke politiske tiltak og virkemidler som bør inngå i analysene. Vi tar utgangspunkt i de fire satsningsområdene i Energimeldingen. Ettersom prosjektet skal resultere i et veikart fram mot klimamålene for 2050, drøftes både etablerte og alternative tiltak. Basert på tidligere studier presenterer vi forslag til hvordan aktuelle tiltak og virkemidler kan kombineres i ulike strategier, som analyseres opp mot ulike fremtidsbilder. Avslutningsvis kommer vi med forslag til hvilke scenarier som bør videreutvikles i prosjektet.

UTARBEIDET AV

Sigrid Damman

SIGNATUR**KONTROLLERT AV**

Ove Wolfgang

SIGNATUR**GODKJENT AV**

Frode Rømo

SIGNATUR**RAPPORTNR**

STFA28123

ISBN**GRADERING**

Åpen

GRADERING DENNE SIDE

Åpen

Historikk

VERSJON	DATO	VERSJONSBEKRIVELSE
1	2016-12-16	Internt utkast, kun WP1
2	2017-02-06	Internt utkast, alle prosjektpartnere
3	2017-03-15	Endelig versjon

Innholdsfortegnelse

Forkortelser	5
1 Innledning.....	6
1.1 Bakgrunn	6
1.2 Analytisk tilnærming og metode.....	8
1.3 Rapportens oppbygning.....	10
2 Mål og forpliktelser i norsk energi og klima-politikk	12
2.1 Energimeldingen	12
2.2 Klimaforliket.....	13
2.3 Internasjonale forpliktelser.....	14
2.4 Uklar sammenheng mellom energi- og klimapolitikk?	15
3 Utviklingstrekk i det europeiske kraftmarkedet	17
3.1 Energipolitikk i EU	17
3.2 Trender i kraftmarkedet.....	18
3.3 Nordiske perspektiver.....	20
4 Usikkerhetsfaktorer og mulige fremtidsbilder	22
4.1 Roadmap 2050 og visjoner i nettverket av europeiske sentralnettoperatører.....	22
4.2 To scenario-tilnærminger for Norden.....	23
4.3 Fremtider i CenSES.....	24
4.4 Perspektiver blant brukerpartnerne	25
5 Etablerte perspektiver på reduksjon av klimagassutslipp i Norge	27
5.1 Klimakur 2020	27
5.2 Gapanalyse 2020.....	29
5.3 Vurdering av Norge som lavutslippssamfunn i 2050	29
5.4 Klimatiltak og utslippsbaner mot 2030	31
6 Tiltak og virkemidler for mer effektiv og klimavennlig bruk av energi.....	33
6.1 Kvotesystemet og ordningen med CO ₂ -kompensasjon.....	33
6.2 Tilleggstiltak i kvotepliktig sektor.....	34
6.3 Nedtrapping av petroleumsaktiviteten?.....	37
6.4 Tiltak i ikke-kvotepliktig industri og petroleum	37

6.5	Tiltak i transportsektoren	38
6.6	Tiltak for å redusere utslipp knyttet til energiforsyning	43
6.7	Tiltak i byggsektoren	43
6.8	Tiltak i jordbruket.....	45
7	Tiltak for styrket forsyningssikkerhet	47
7.1	Tiltak for å sikre den nasjonale energiforsyningen.....	47
7.2	Tiltak for å styrke overføringskapasitet gjennom mellomlandsforbindelser.....	49
8	Lønnsom utbygging av fornybar energi.....	52
8.1	Vannkraft	52
8.2	Vindkraft	54
8.3	Fjernvarme	56
8.4	Solenergi	57
9	Effektiv utnyttelse av fornybarressurser, næringsutvikling.....	60
9.1	Fornybarneringen og handel med kraft.....	60
9.2	Hydrogenstrategi	61
9.3	Strategi for CO2-håndtering.....	62
9.4	Industriutvikling og grønn konkurransekraft	63
9.5	Regjeringens bioøkonomi-strategi.....	64
10	Strategiske alternativer for å nå klimamålene	67
10.1	Prioriteringer ut fra EUs Roadmap 2050.....	67
10.2	Konkrete anbefalinger fra Nordic Energy Technology Perspectives.....	68
10.3	Strategier definert i CenSES	69
10.4	Perspektiver blant brukerpartnerne	70
11	Forslag til scenarier for videre analyse	73
11.1	Hvilke fremtider trenger vi?	75
11.2	Hvilke strategier trenger vi?.....	78
11.3	Hvilke scenarier bør vi fokusere på?	82
12	Referanseliste:	84
13	Vedlegg.....	89

BILAG/VEDLEGG

Vedlegg 1: Intervjuer.

Forkortelser

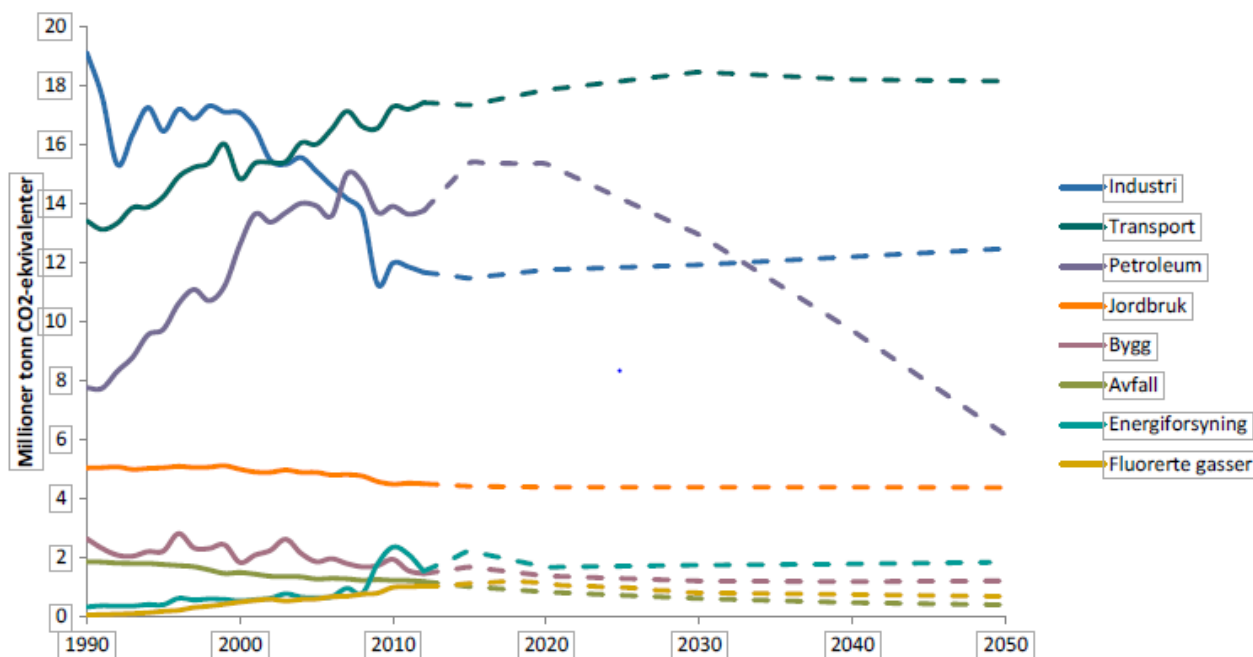
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators – en ny EU regulator
AMS	Avanserte måle- og styringssystemer (smarte strømmålere)
CCS	Carbon Capture and Storage
CEDREN	Centre for Environmental Design of Renewable Energy
CLIMIT	Nasjonalt program for forskning, utvikling og demonstrasjon av teknologi for CO ₂ -håndtering
DSM	Demand Side Management
ECF	European Climate Foundation
Elbas	Electricity Balance Adjustment Service – under NordPool spot
Elspot	Spotmarkedet på kraftbørsen NordPool
EMPS	EFI's Multiarea Powermarket Simulator (Samkjøringsmodellen)
ENTSOE	European Network of Transmission System Operators
ETS	(EUs) Emission Trading System
FIT	Feed-in tariff
FME	Forskningssentre for Miljøvennlig Energi
GIEK	Garanti-instituttet for eksport-kreditt
GNSS	Global satellitt-basert navigasjon og posisjonering
IEA	International Energy Agency
IFE	Institutt for Energiteknikk
INTPOW	Norwegian Renewable Energy Partners
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (FNs Klimapanel)
MSR	Market Stability Reserve
NETP	Nordic Energy Technology Perspectives
NINA	Norsk Institutt for Naturforskning
NTP	Nasjonal Transportplan
REMES	Resource Model for Embedded Systems
RES	Renewable Energy Sources
SSB	Statistisk Sentralbyrå
Samnett	EMPS basert modell, som ser spesielt på forholdet mellom markedet og transmisjonsnettet
TCM	Teknologisenter Mongstad
TIMES	The Integrated MARKAL-EFOM System model
TYNDP	Ten Years Network Development Plan
UNEP	United Nations Environment Programme

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Rapporten inngår i arbeidspakke 1 i Norwegian Energy Roadmap 2050. Målsettingene med prosjektet er å utvikle bedre kunnskap om hvordan en fremtid med drastisk lavere karbonutslipp vil påvirke energi, kraft og overføringssystemene, å kartlegge de økonomiske ringvirkningene av dette, og gi anbefalinger om hvordan relevante politiske tiltak kan implementeres innenfor den rådende samfunnsmessige og politiske konteksten i Norge. Arbeidspakke 1 er en innledende kartlegging, for å identifisere hvilke politiske tiltak og virkemidler som bør evalueres i prosjektet. Ulike tiltak, strategier og konkrete utviklingsløp vil senere bli analysert nærmere i arbeidspakke 5, som igangsettes i 2018. Denne rapporten er derfor å betrakte som et innspill til videre analyse.

Figuren under (figur 1), som er hentet fra Miljødirektoratets rapport *Kunnskapsgrunnlag for lavutslippsutvikling* (Miljødirektoratet 2014), viser historisk utvikling av klimagassutslipp i Norge fra 1990 og framskrivinger av utslipp mot 2050:



Figur 1: Norges klimagassutslipp fordelt på utslippssektorer 1990–2050 (Miljødirektoratet 2014).

Dersom Norge fremover skal kutte utslippene i tråd med verdensgjennomsnittet innenfor togradersmålet på 1,5 til 3,1 tonn CO₂-ekv per innbygger, må de totale utslippene ned fra dagens nivå til mellom 10,2-20,4 millioner tonn CO₂-ekv i 2050. Dette vil være en enorm samfunnsutfordring, som vil ha direkte kobling også til de energipolitiske grep som nå gjøres for å nå utslippsmålene.

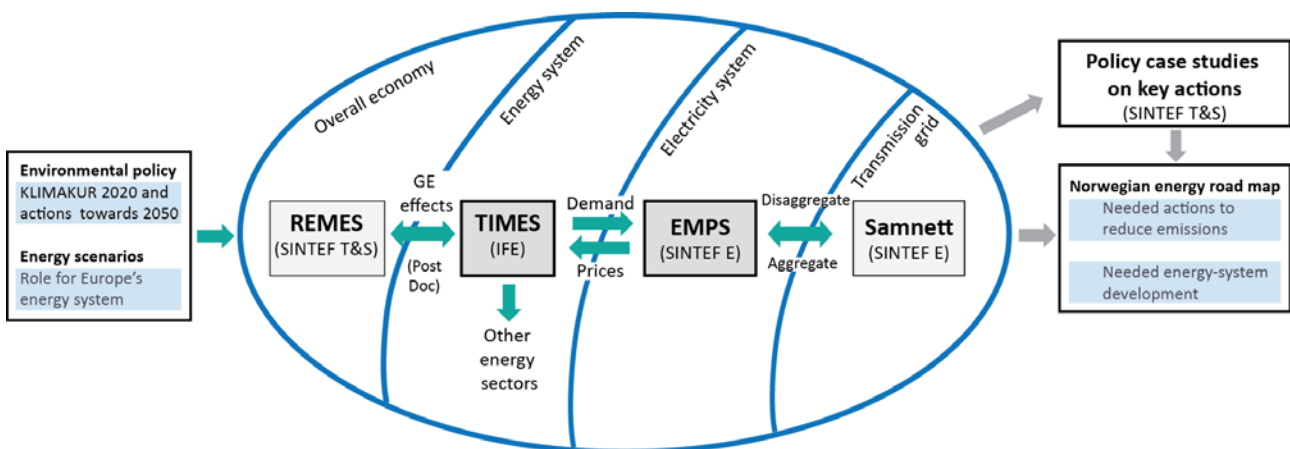
Til tross for innførte klimapolitiske tiltak og virkemidler, var de totale utslippene i Norge 2008-2012 16,3 millioner tonn CO₂-ekvivalenter mer enn tildelt kvote-mengde under Kyotoforpliktelsen. I 2015 ble

forpliktelsen innfridd, men Norge måtte kjøpe kvoter fra utlandet for å kunne overoppfylle med 10 % (Miljødirektoratet 2015).

I følge Statistisk Sentralbyrå (SSB) økte faktisk klimagassutslippene i Norge med 4,2% fra 1990 til 2015, og med 1,1% fra 2014 til 2015.¹ I 2015 var det totale klimagassutslippet fra norsk territorium 53,9 millioner tonn CO₂-ekvivalenter. De største utslippskildene i 2015 var olje- og gassutvinning (15,1%), industri og bergverk (11,9%), veitrafikk (10,3%) og jordbruk (8,2%). Samtidig var produksjonen av primær energi i 2015 på 2.397 TWh, av disse 86,4% fra naturgass og råolje og 6,1% fra fornybar vann- og vindenergi. Energieksporten var på 2.142 TWh, som er litt mer enn 10 ganger mer enn netto innenlands forbruk, som i 2015 var på 213 TWh.² Mens olje og gass står for en fjerdedel av klimagassutslippene, er sektoren også viktig for sysselsetting og verdiskaping. Dette kan skape politiske utfordringer.

Produksjonen av elektrisitet i Norge er nesten 100% fornybar og dermed klimavennlig. I oktober 2016 ble 96,4% av norsk elektrisitet produsert av vannkraft, 2,1% var varmekraft og 1,4% basert på vindkraft.³ Klimagevinsten av økt fornybar elektrisitetsproduksjon er opplagt, men samtidig er det andre miljøpolitiske utfordringer som også må håndteres, så som biologisk mangfold. Dette skaper utfordringer som også preger de energipolitiske prioriteringene.

Prosjektet knytter sammen flere aktiviteter og analysemodeller, som illustrert i figur 2:



Figur 2: Overordnet prosjektdesign.

Arbeidspakke 1 dekker boksen helt til venstre i figuren, og skal drøfte hvilke politiske tiltak og virkemidler som bør belyses ved hjelp av de ulike kvantitative modellene som står i sentrum i prosjektet. REMES er en regionaløkonomisk modell som er utviklet spesielt for å analysere virkningene ulike energi- og klimapolitiske strategier vil ha når det gjelder regional utvikling og verdiskaping. TIMES er en optimaliserings modell for hele energisystemet, mens EMPS er en modell av kraftsystemet. Samnett integrerer markedssimuleringer (fra EMPS) med detaljerte nettanalyser. Mens REMES har klare koblinger mellom energi og klima, er det ingen tilsvarende klar kobling i de andre modellene. Dette skaper utfordringer. I følge prosjektbeskrivelsen skal arbeidspakke 1 ta utgangspunkt i Klimakur 2020 og

¹ <http://www.ssb.no/natur-og-miljo/statistikker/klimagassn>

² <http://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/energibalanse/aar-endelige>

³ <https://www.ssb.no/elektrisitet/>

oppdateringer fram mot 2050, EUs 2030 energistrategi og EUs Energy Roadmap 2050, og samtidig konsultere de viktigste interessentene. Som vi skal se er dette gjennomført, men det er samtidig gjort noen tilpasninger til sentrale politiske dokument og føringer.

Vi har valgt å strukturere drøftingen ut fra Energimeldingen (Meld.St. 25 (2015-2016)), som slår fast at Norge skal ha en effektiv og klimavennlig energiforsyning som gir grunnlag for fortsatt vekst og velferd, og at det skal legges til rette for modernisering av energisystemet ved å tilpasse virkemidler og rammebetingelser til markedet i stor endring. Fire hovedområder skal prioriteres i energipolitikken mot 2030:

- Styrket forsyningssikkerhet
- Lønnsom utbygging av fornybar energi
- Mer effektiv og klimavennlig bruk av energi
- Næringsutvikling og verdiskaping gjennom effektiv utnyttelse av lønnsomme fornybarressurser

Vi vil ta utgangspunkt i disse områdene i gjennomgang av konkrete tiltak og virkemidler. Ettersom prosjektet springer ut av CenSES, bruker vi scenario-metodikken som er anvendt der, og drøfter hvordan vi kan bygge på og konkretisere strategiene og fremtidsbildene som er anvendt i CenSES scenariene opp mot Norwegian Energy Roadmap 2050.

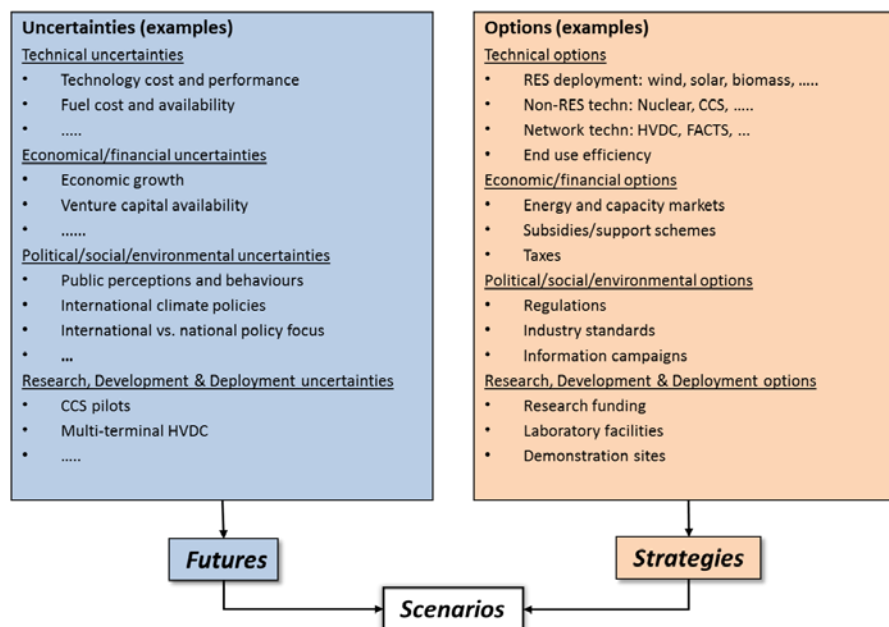
1.2 Analytisk tilnærming og metode

Et "roadmap" eller veikart er en form for strategisk plan, som identifiserer mulige tiltak og fremgangsmåter, eller stier, for å nå bestemte mål (IEA 2014). Den sentrale metoden er altså "backcasting", ut fra en stipulert endetilstand, til forskjell fra "forecasting", der man definerer et mål ut fra eksisterende utviklingstrender. Roadmapping, eller prosessen med å utvikle veikartet, er ofte like viktig som det endelige dokumentet, ettersom felles kunnskapsutvikling bringer aktørene sammen og dermed bidrar til å legge til rette for at veikartet blir brukt og implementert på en god måte (ibid.).

En "roadmapping" prosess kan deles inn i ulike faser (Behrend 2007). Arbeidspakke 1 vil omfatte det som kalles "scoping", og går på innledende avklaring rundt systemgrenser og kartlegging av mulige strategier og fremtider, sett ut fra eksisterende trender og press-faktorer, for å definere hva for scenarier som skal analyseres i neste steg av prosessen. I neste fase, "forecasting", ser man på hvordan de identifiserte scenariene vil utspille seg i det aktuelle systemet i fremtiden. Deretter, i fase tre, tar man utgangspunkt i målet, og benytter "backcasting" til å identifisere hvilke omlegginger som eventuelt må til, dersom det viser seg at målet ikke kan nås på ønsket tid ved hjelp av de etablerte strategiene. I den fjerde fasen, som på engelsk kalles "transfer", settes fokus på hvordan de aktuelle tiltak, virkemidler og eventuelle større omlegginger kan eller bør gjennomføres innenfor mer konkrete handlingsområder.

Når det gjelder scenario-begrepet og tilnærming til dette, benytter CenSES seg av metodikken som er utviklet i EU prosjektet e-Highway2050 (Huertas-Hernando og Bakken 2013). Det er denne vi også velger å ta utgangspunkt i. I e-Highway2050 defineres systemgrensene ved at man på den ene siden identifiserer et sett av ukontrollerbare usikkerheter som vil ha stor betydning for utviklingen av energisystemet, og på den annen side identifiserer et sett av kontrollerbare valgmuligheter som beslutningstakerne står overfor. Ulike kombinasjoner av usikkerheter danner grensene for et sett av mulige "Fremtider", mens ulike kombinasjoner av valgmuligheter kan settes sammen til ulike "Strategier", som i prinsippet ligger åpne for

beslutningstakerne. Ulike scenarier etableres ved at man velger ut et passende sett av strategier som man tester opp mot ulike fremtider (Figur 3).



Figur 3: Oppbygging av scenarier basert på fremtider og strategier (Huertas-Hernando og Bakken 2013).

Som figuren viser inkluderer scenariene både teknologiske, økonomiske og politiske aspekter. Vi vil diskutere både fremtider og strategier, men vekten vil ligge på strategier og hvilke tiltak og virkemidler som bør inngå i disse. Vi definerer tiltak som handlinger, vedtak, virkemiddelbruk mm som fører til et mer bærekraftig energisystem. Tiltak kan med andre ord ha form av både teknologitiltak og andre typer tilpasninger. Utgangspunktet for drøftingen vil være vedtak i Stortinget, for eksempel slik som det man fattet 24.mars 2015, da regjeringen ble bedt om å fremme en klimalov – som nå er under behandling (Klima- og miljødepartementet 2016). Analyser av politisk praksis betyr en vurdering av tiltak og konkret iverksetting av disse: Hva kan tiltaket skape av ønskede endringer? Er dette i tråd med formulerte mål? Hva vil det innebære av kostnader for måloppnåelse?

I en slik drøfting, må man også se nærmere på valgte politiske virkemidler. Da kan vi i samsvar med Vedung (1997) skille mellom direkte reguleringer, økonomiske virkemidler og informasjonstiltak. Direkte regulering er gjerne knyttet til påbud eller forbud, som vedtaket om utfasing av oljefyrer illustrerer. Økonomiske virkemidler er knyttet til skatter, avgifter, men omsettbare kvoter kan også plasseres i denne kategorien, ettersom de gir aktørene en mulig til selv å foreta tilpasninger i konkrete løsningsvalg som en direkte regulering ikke åpner for. Direkte reguleringer er styringseffektive all den tid det gir måloppnåelse gitt effektiv iverksetting, men de er ofte mindre kostnadseffektive enn økonomiske virkemidler. Økonomiske virkemidler er da også foretrukne i norsk klimapolitikk. Informasjonstiltak er "mykere" tiltak – gjerne knyttet til kampanjer iverksatt for å påvirke adferd i en ønsket retning – f.eks. når det gjelder energibruk og energisparing. I dette notatet vil vi både presentere vedtak fra EU som Norge forholder seg aktivt til, og se nærmere på konkrete tiltak Norge har innført, samt virkemidler Norge har valgt å forfølge for å realisere de forpliktelser og politiske mål som er vedtatt av Stortinget. Mye skjer i nær dialog med EU, men beslutninger fattes nasjonalt, slik tilfellet er med den nye klimaloven.

Drøftingen er basert på gjennomgang av aktuell litteratur og intervjuer med utvalgte nøkkelpersoner i og utenfor prosjektet. Utvalget av litteratur ble gjort via søk i Google og Web of Science, og kvalitetssikret i dialog med partnerne i prosjektet. Fremstillingen, og særlig den avsluttende delen av notatet, inkluderer informasjon og synspunkter vi har fått kjennskap til via intervjuene. Noen av intervjuene hadde form av fysiske møter, mens andre fant sted per telefon. De var i utgangspunktet semi-strukturerte, og ble i stor grad utformet ut fra den enkeltes posisjon og rolle i forhold til energisystemet. En liste over hvilke interessenter som ble intervjuet og hvilke overordnede tema som gikk igjen i samtalene er vedlagt (Vedlegg 1). Ved siden av intervjuene har vi fått en rekke gode innspill fra brukerpartnerne i prosjektet, i en stakeholder workshop som ble avholdt 1. november 2016. Innspillene fra workshopen reflekteres spesielt i den avsluttende diskusjonen i notatet, som gir anbefalinger/input til det videre arbeidet i prosjektet.

1.3 Rapportens oppbygning

Rapporten er bygd opp langs dimensjonene i den valgte metodikken, som vi nettopp har beskrevet med spesiell referanse til "scoping". Ettersom prosjektet skal drøfte ulike scenarier og veier fram mot realisering av klimamålene i 2050, gir kapittel 2 en kort oversikt over hvilke nasjonale og internasjonale mål og forpliktelser som foreligger, og som Norwegian Energy Road Map 2050 må ta utgangspunkt i. Deretter beveger vi oss inn mot forhold som er av betydning for hvilke fremtider eller kombinasjoner av usikkerheter som bør inngå i scenariene: I kapittel 3 ser vi på energipolitikk i EU og sentrale utviklingstrekk i det europeiske kraftmarkedet. Kapittel 4 går nærmere inn på usikkerhetsfaktorer og mulige fremtids-utsikter, slik de har vært adressert i tidligere studier og offentlige dokument vi har analysert, og slik de oppfattes blant brukerpartnerne i prosjektet.

Fra kapittel 5 og utover retter vi blikket mot hvilke valgmuligheter norske beslutningstakere har når det gjelder klima- og energipolitikk. Vi ser både på tidligere utredninger og på konkrete tiltak som har vært foreslått, med tanke på hva som bør inngå i strategiene som analyseres i vårt prosjekt. Kapittel 5 oppsummerer de etablerte prognosene og veivalgene for reduksjon av klimagassutslipp i Norge som er definert ut fra Klimakur 2020 og Miljødirektoratets oppdateringer av analysene der. I kapittel 6, 7, 8 og 9 tar vi utgangspunkt i de fire satsningsområdene i Energimeldingen, og gir en oversikt over aktuelle og potensielle tiltak, og hvordan de så langt er vurdert av sentrale aktører.

I kapittel 10 presenterer vi så hvilke strategiske alternativer ulike fagmiljøer har fremhevet tidligere. Vi ser først på europeisk, så på nordisk, og til slutt på nasjonalt, norsk nivå, der vi også inkluderer innspill fra brukerpartnerne. Denne drøftingen utgjør et viktig bakteppe for kapittel 11, der vi diskuterer mer konkret hvilke fremtidsbilder og strategier som bør inngå i de videre analysene i Norwegian Energy Road Map 2050. Kapittelet inneholder forslag til hvordan alternative fremtider og strategier kan defineres, sett i forhold til de usikkerhetene, tiltakene og virkemidlene som har vært diskutert tidligere i notatet. Avslutningsvis gis en anbefaling om hvilke scenarier som bør prioriteres for videre analyse. Samtidig understrekes det at endelig definisjon og valg av scenarier først kan skje i forbindelse med modelleringsarbeidene og de kvantitative analysene i prosjektet.

Basert på analysene i arbeidspakkene 2,3 og 4 vil så arbeidspakke 5 i 2018 gjøre nærmere analyser og drøftinger av gjennomførbare tiltak som kan bevege Norge i tråd med målsettingene for prosjektet: Å utvikle bedre kunnskap om hvordan en fremtid med drastisk lavere karbonutslipp vil påvirke energi, kraft og overføringssystemene, å kartlegge de økonomiske ringvirkningene av dette, og gi anbefalinger om hvordan

relevante politiske tiltak kan implementeres innenfor den rådende samfunnsmessige og politiske konteksten i Norge

2 Mål og forpliktelser i norsk energi og klima-politikk

I denne kartleggingen tar vi utgangspunkt i klimapolitiske vedtak Stortinget har fattet, men gitt prosjektets energipolitiske fokus vil vi først gi en kort presentasjon av de fire hovedområdene som Energimeldingen fokuserer på. Deretter vil vi kort oppsummere hvordan den reelle sammenhengen mellom energi- og klimapolitikk er formulert i dagens politikk og praksis.

2.1 Energimeldingen

Energimeldingen (Meld.St. 25 (2015-2016)), slår fast at Norge skal ha en effektiv og klimavennlig energiforsyning. Som nevnt i forrige kapittel skal fire hovedområder prioriteres i energipolitikken mot 2030: Styrket forsyningssikkerhet, lønnsom utbygging av fornybar energi, mer effektiv og klimavennlig bruk av energi, samt næringsutvikling og verdiskaping gjennom effektiv utnyttelse av lønnsomme fornybarressurser.

Når det gjelder forsyningssikkerhet understrekes det at driften av kraftsystemet og krafthandelen må baseres på markedsmessige løsninger. Regjeringen vil legge til rette for et sterkt overføringsnett, og sørge for at strømmettet blir vedlikeholdt og bygget ut for å møte fremtidens utfordringer. Man vil legge til rette for utvikling av ny teknologi og nye markedsløsninger som kan bidra til å øke forsyningssikkerheten, og gå inn for å styrke nordisk samarbeid på energiområdet.

Det slås fast at kraftproduksjon skal bygges ut etter samfunnsmessig lønnsomhet. Den regulerbare vannkraften skal fortsatt være ryggraden i det norske energisystemet, men Regjeringen vil også fortsette innsatsen for å bidra til utvikling og bruk av nye teknologier for fornybar energi. Regjeringen vil dessuten legge til rette for en langsiktig utvikling av lønnsom vindkraft. Hvordan dette skal gjøres er uklart, men de vil ikke innføre nye mål under el-sertifikat systemet.

Videre skal det legges til rette for mer effektiv og klimavennlig bruk av energi gjennom nye oppgaver og økte bevilgninger til Enova, og ved å legge til rette for fortsatt energieffektivisering. Det gjøres ikke i Energimeldingen noen konkret avklaring av hva som ligger i "klimavennlighet". Ved siden av prosjekter i industrien skal Enova støtte prosjekter i transportsektoren, og man vil dreie oppmerksomheten bort fra kjente teknologier og over mot nye energi- og klimaløsninger. Når det gjelder energieffektivisering fastsettes et mål om å redusere energiintensiteten (energibruk/BNP) med 30% innen 2030, men dette er et mål som etter manges syn ikke er godt egnet til å måle energieffektivitet. Det skal også etableres en egen strategi for satsning på hydrogen, og det arbeides med utforming av et forbud mot fyring med fossil olje i husholdninger og til grunnlast i øvrige bygg i 2020.

Når det gjelder næringsutvikling fremhever Energimeldingen vannkraften og grunnlaget den har gitt for energiforedlende industri. Regjeringen vil bygge på dette i utvikling av nye markeder med energitjenester, ny teknologi og energiintensive produkter, og skriver at vi må fortsette å ta kraften i bruk, og bruke den mest mulig effektivt. Man vil foreslå endringer i industrikonsesjonsloven som sikrer at industrielle eiere av vannkraft kan ivareta sine behov for langsiktig og forutsigbar tilgang på kraft. Man vil legge til rette for en rasjonell utvikling av overføringsforbindelser til utlandet, og foreslår at også andre enn Statnett kan eie og drive utenlands-forbindelser for kraft.

Energipolitikken bygger videre på innsatsområdene som omtales i Meld. St. 13 (2014-2015) om ny utslippsforpliktelse for 2030 – en felles løsning med EU, og sentrale interessenter i miljø-Norge hadde i utgangspunktet store forventninger til den. Mange oppfattet at Energimeldingen i utgangspunktet var ment å

viser vei mot nullutslippssamfunnet, og ha en konkret plan for utfasing av fossil energibruk i alle sektorer. Som fremstillingen over viser inneholder den imidlertid få konkrete klimapolitiske mål og tiltak, og mottakelsen har derfor vært blandet. Mens Energi Norge er tilfreds med energimeldingen og innstillingen fra Energi- og miljøkomiteen, mener blant andre ZERO at man ikke konkretiserer behov og klare mål for utfasing av fossil energi. Norsk Industri peker på at det skrives mye om industriens nåværende kraftbehov og mulighetsbetingelser, men ikke om muligheter i forhold til havvind eller tiltak for at norsk næringsliv kan utvikle kompetanse og nye løsninger for verdensmarkedet.

Flere av aktørene vi intervjuet mente det fortsatt mangler en klar og tydelig kobling mellom norsk energi og klimapolitikk. Dette bekreftes også i vår analyse av energimeldingen. Flere, både fra industrien, forvaltningen og miljøsidene, påpekte at det er viktig å skille mellom mål og tiltak som vil gi direkte reduksjon av klimagassutslipp, og andre tiltak som kan bidra til forsyningssikkerhet, vekst og utvikling, men som bare vil ha indirekte og mer usikre effekter på de globale klimagassutslippene. Noen poengterte at investeringer i distribusjonsnett og mellomlandskabler må vurderes kritisk ut fra klimamålene. Et annet poeng som var viktig for flere, er at det er viktig å adressere den enkelte forbruker, ettersom forbrukerne får stadig mer makt i et energisystem som blir mer markedsstyrt. Maksimalt effektforbruk har økt raskere enn kraftforbruket de siste årene og det arbeides nå med nye tariffmodeller. Mål og tiltak rettet mer direkte mot forbrukerne kan samtidig bidra til å skape økt bevissthet og aksept for større tiltak i andre sektorer som både kan ha en energi- og klimapolitisk effekt.

2.2 Klimaforliket

Norges klimapolitikk er primært basert på forlik inngått i Stortinget i 2008 (St.meld. nr. 24 (2006-2007)) og 2012 (Meld.St. 21 (2011-2012)). Det er politisk enighet om at Norge skal ta et ansvar for reduksjon i klimagassutslipp gjennom en aktiv nasjonal politikk. Avtalen inneholder mål for utslippsreduksjoner i 2020, herunder ambisjoner for nasjonale utslippsreduksjoner og et langsiktig mål om å omstille Norge til et lavutslippssamfunn. Med ratifisering av Paris-avtalen i 2016 ble dette videre utviklet, og Norge har de facto vedtatt klimanøytralitet innen 2030,⁴

De overordnede klimapolitiske målene nedfelt i klimaforlikene er som følger:

- Norge skal overoppfylle Kyoto-forpliktelsen med 10 prosentpoeng i første forpliktelsesperiode.
- Norge skal fram til 2020 påta seg en forpliktelse om å kutte utslippene av klimagasser tilsvarende 30 prosent av Norges utslipp i 1990.
- Norge skal være karbonnøytralt i 2050.
- Som en del av en global og ambisiøs klimaavtale der også andre industriland tar på seg store forpliktelser, skal Norge ha et forpliktende mål om karbonnøytralitet senest i 2030. Det innebærer at Norge skal sørge for utslippsreduksjoner tilsvarende norske utslipp i 2030.

Mer konkret ble det slått fast i det første klimaforliket i 2008 at to tredjedeler av utslippsreduksjonene skal skje nasjonalt, og at Norges utslipp skal være kuttet med 20 % av forventede utslipp innen 2020. I tillegg til de overordnede målene ble man enige om en rekke tiltak som skal gjennomføres i Norge. Dette gjelder blant annet:

⁴ <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/norge-har-ratifisert-parisavtalen/id2505365/>

- Gjennomføre en klima- og teknologisatsing finansiert gjennom avkastningen fra et nytt fond for klima, fornybar energi og energiomlegging
- Utfasing av fyring med fossil olje
- Skjerpede energikrav i byggsektoren
- Fortsette å trappe opp klimaforskningen
- Opprettholde eller øke karbonlageret i skogen
- Bidra til utvikling av biogass i Norge
- Ha som mål at veksten i persontransporten i storbyområdene skal tas med kollektivtransport, sykkel og gange
- Bilavgiftene skal brukes til å bidra til å få en mer miljø- og klimavennlig bilpark
- Styrke jernbanens rolle i transportsystemet

I klimaforliket av 2008 ble det også vedtatt noen grunnleggende prinsipper for norsk klimapolitikk: Først var prinsippet, at forurenser betaler, at generelle virkemidler skal være sentrale, at det skal være mulighet til å bruke andre virkemidler i tillegg til kvoter og avgifter, og at klimapolitikken må gi betydelige utslippsreduksjoner både i Norge og i utlandet.⁵ Det som imidlertid er noe uklart er samordningen mot energipolitikken og de tiltak der som skaper klimavennlige løsninger, men som også ofte er forbundet med andre miljøpolitiske utfordringer, knyttet bl.a. til naturmangfold.

27. september 2016 presenterte Klima- og miljødepartementet et forslag til lov som etablerer en ramme om norsk klimapolitikk for omstilling til et lavutslippssamfunn i 2050.⁶ Denne fanger opp nye internasjonale forpliktelser, som Paris-avtalen. Lovforslaget har vært på høring til desember 2016. Formålet med lovforslaget er å etablere en ramme om norsk klimapolitikk for omstilling til et lavutslippssamfunn i 2050 noe som innebærer at utslippene må kuttes med 80-95%. Hvordan dette så skal håndteres i lys av energipolitiske forpliktelser – spesielt mot olje og gass - er uklart. Det har også vært uklart om det er snakk om innenlands utslippsreduksjon på 80-95%, eller om Norge kan defineres som lavutslippssamfunn så fremt EU inkludert Norge reduserer utslippene med 80-95%.

Det første klimaforlikets mål, om to tredjedelers kutt innenlands, har blitt mer utydelig ettersom vi i større grad kobler norske tiltak til internasjonale prosjekter og markedsløsninger. Det nye lovforslaget har fått kritikk for å være tannløst, fordi det ikke ligger absolutte begrensninger i det nasjonalt sett. På den annen side uttrykte regjeringspartiene i forbindelse med budsjettforliket for 2017 at det er snakk om en klimalov der det skal settes et mål om at klimagassutslippene i Norge reduseres i størrelsesorden 80-95% fra 1990-nivå.⁷

2.3 Internasjonale forpliktelser

EUs klima- og energimål frem mot 2030 inkluderer et bindende mål på EU-nivå om minst 40% reduksjon i klimagassutslipp og en økning av andelen fornybar energi på minst 27% innen 2030. I tillegg er det satt antydende mål om forbedring av energieffektivitet på minst 27% og om å oppnå 15% utvekslingskapasitet for elektrisitet på tvers av nasjonale grenser.

⁵ <https://www.regjeringen.no/no/tema/klima-og-miljo/klima/innsiktsartikler-klima/klimaforliket/id2076645/>

⁶ <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/forslag-til-klimalov---horing/id2512623/>

⁷ http://www.statsbudsjettet.no/Upload/Statsbudsjett_2017/dokumenter/pdf/budsjettavtale_klima.pdf

Stortinget bestemte i 2015 (Meld. St. 13, 2014-2015) om ny utslippsforpliktelse for 2030 – en felles løsning med EU at Norge vil påta seg en betinget forpliktelse om minst 40% reduksjon i klimagassutslippene i 2030, sammenliknet med 1990-nivået. Utslipp fra 140 norske anlegg innen industri og petroleum omfattes av det europeiske kvotesystemet. Kvotene strammes inn årlig, slik at det samlede utslippet for alle virksomhetene i kvotesystemet skal bli 43% lavere i 2030 enn i 2005. Utslippene i ikke-kvotepliktig sektor i EU skal reduseres med 30% innen 2030, og hvert land får egne utslippsmål for ikke-kvotepliktig sektor.

I den nevnte Stortingsmeldingen framgår det at prioriterte innsatsområder i klimapolitikken vil være:

- Reduserte utslipp i transportsektoren
- Utvikling av lavutslippsteknologi i industrien og ren produksjonsteknologi
- CO₂-håndtering
- Styrke Norges rolle som leverandør av fornybar energi
- Miljøvennlig skipsfart

Der det refereres konkret til klimapolitikk i Energimeldingen er det altså denne stortingsmeldingen og innsatsområdene over det henvises til.

EU-kommisjonen la 20. juli 2016 fram *Driving Europe's transition to a low-carbon economy*, en strategi med lovforslag om nasjonale utslippsmål i ikke-kvotepliktig sektor for perioden 2021-2030 (COM 2016). EU-kommisjonen foreslår et foreløpig norsk utslippsmål, som går på at Norge skal kutte sine utslipp i ikke-kvotepliktig sektor med 40 prosent fra 2005 til 2030.⁸ Forslagspakken inneholder ellers forslag til begrensninger for transport, areal-, skog- og landbruk, avfall og bygninger, og setter også øvre grenser for bruk av klimakvoter for å oppnå målene. Strategien skal forhandles i ulike EU-fora, og endelige bestemmelser vil påvirke Norge gjennom EØS-avtalen.

Norge har som nevnt også sluttet seg til Paris-avtalen. Målet her er å begrense den globale oppvarmingen til "godt under 2 grader" og helst innen 1,5 grader. Kyotoprotokollens andre forpliktelsesperiode løper fra 2013 til og med 2020 og Paris-avtalen skal ta over deretter. Avtalen ble ratifisert av det nødvendige antall land i oktober 2016, og trådte offisielt i kraft 4. november (UN 2016). Den slår fast at alle land er forpliktet til å utarbeide nasjonale utslippsmål og oppdatere disse hvert femte år.

2.4 Uklar sammenheng mellom energi- og klimapolitikk?

Der andre land må starte med omstilling til en mer klimavennlig elektrisitetsforsyning, er norsk kraftsektor så godt som utslippsfri. Samtidig har vi en stor industriaktivitet med utgangspunkt i vannkraft, og vi bruker fornybar strøm i husholdninger og deler av transportsektoren. Men transportsektoren er fortsatt primært basert på fossil energi, og det er også norsk økonomi. Dette kan forklare manglende avklaringer i sammenhengen mellom energi- og klimapolitikken.

Dersom vi fokuserer primært på fornybar energi – slik det gjøres i Energimeldingen - ser vi en klart positiv sammenheng mellom energi og klima. Det er andre miljø-utfordringer knyttet til utbygging av fornybar energi som skaper politiske dilemmaer, men disse lar vi ligge i denne sammenheng. Ser vi derimot til olje og gass finner vi betydelige klimagassutslipp fra norsk energiproduksjon - noe som gjør det politisk krevende å

⁸ <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/eu-foreslar-klimamal-for-noreg/id2508044/>

spesifisere norske utslippsforpliktelser. Dette blir i liten grad problematisert i energipolitiske diskusjoner, der man snarere forfølger fornybar energipolitikk nærmest som et parallelt løp til olje og gass selv om områdene håndteres av samme departement.

Energimeldingen gir klare føringer mot mer klimavennlig bruk av energi og utvikling av nye energi- og klimaløsninger, men problematiserer ikke hvilken rolle Norge skal ha som olje- og gassprodusent. Dette kan henge sammen med at andre energipolitiske hensyn knyttet til olje og gass også har en stor innflytelse på energipolitikken generelt. Interessant nok er likevel en referanse til håndtering og lagring av CO₂ – såkalt CCS – inkludert i drøftingen av hvordan lønnsomme fornybarressurser bedre kan utnyttes. I en norsk kontekst har CCS en svært begrenset rolle mot fornybare ressurser i seg selv – kanskje med unntak av bioenergi.

Det er mange politiske hensyn som skal veies opp mot hverandre. utfordringer knyttet til samordning kan også henge sammen med hvordan håndteringen av klimapolitikk og konkret virkemiddelbruk er organisert i regjeringsapparatet. Ettersom hver sektor har fått i oppgave å ta hensyn til klimautfordringene på sine områder, hevder blant andre Tankesmien Agenda at Klima- og miljøministeren i praksis har begrenset råderett over klimapolitiske tiltak.⁹ Det siste kan også påvirke graden av samordning mellom de tiltakene som konkret gjennomføres.

⁹ <http://www.dagsavisen.no/nyemeninger/handlingsregel-for-klima-1.803215>

3 Utviklingstrekk i det europeiske kraftmarkedet

Europa endrer seg, og denne utviklingen påvirker Norge stadig sterkere. Årsaken er styrket energipolitisk samarbeid, politiske pålegg gjennom ulike EU-Direktiv som er EØS relevante, men også gjennom økt markedssamarbeid utover den omfattende handelsaktivitet som skjer innen Norden. Nye tilknytninger og forpliktelser påvirker ikke bare energipolitikken. Utviklingen i Europa påvirker også både direkte og indirekte vår egen kraftforsyning og forbruksprofil. Samtidig vil politikk på klima- og miljøområdet i Europa har stor betydning – selv utover det som kan være EØS relevant.

I dette kapittelet oppsummerer vi først noen av de mest sentrale punktene i EUs energipolitikk. Deretter retter vi blikket mot utviklingen i det europeiske kraftmarkedet. Vi går ikke spesielt inn på andre deler av energimarkedet, som kull, olje og gass, tilgang på biomasse og biodrivstoff, eller CO₂-kvotemarkedet. Utviklingen her vil selvsagt også ha stor innflytelse på det norske energisystemet og kraftprisfastsettelsen. Ettersom prosjektet går mest inn på elektrisitetssystemet og de fleste brukerpartnerne befinner seg i dette feltet, legger vi imidlertid størst vekt på kraftmarkedet.

3.1 Energipolitikk i EU

Som en byggekloss i det europeiske samarbeidet, har energipolitikken etter hvert blitt mer sentral. Samarbeidet har endret seg både i form og omfang (NOU 2010). Selv om energi ikke var del av Roma-traktaten (1957), var det et ønske hos mange land å styrke samarbeid på kjernekraft med på å sette energipolitikk mer sentralt på den europeiske politiske agenda. Men det var først med den såkalte enhetsakten i 1986 at energipolitikken ble mer europeisk – via forslaget om et indre energimarked, som også møtte sterk motstand.

Maastricht-traktaten skapte grunnlaget for mer omfattende politiske samarbeid i Europa, men fortsatt var ikke energi inkludert i nye forpliktende avtaler. Mange land betraktet dette feltet som et sentralt element i nasjonsbyggingen og motsatte seg overnasjonale løsninger. Det er først med arbeidet tilknyttet Lisboa-traktaten av 2009 at energi ble en sentral politisk referanse i Europa og det var også da man startet arbeidet med Energiunionen.

I 2007 la Kommisjonen fram meldingen *An Energy Policy for Europe* der man skisserer tre klima- og energimål for EU frem mot 2020: 20 % fornybarandel, 20% energieffektivisering og 20% reduksjon i klimagassutslipp (COM 2007). Denne ble vedtatt i 2009 og knyttet til tre hovedhensyn: Bærekraft, forsyningssikkerhet og konkurransevne. Det var særlig bekymring rundt økende energiimport, spesielt fra Russland, som motiverte EU til å søke styrket mellomstatlig energipolitisk samarbeid. Et konkret resultat ble Fornybardirektivet (2009/28/EF) som skal stimulere til økt andel av energibruk fra fornybar kilder. Norge vurderte dette som EØS relevant og tilsluttet seg direktivet med forpliktende måltall. Dette ble også knyttet til styrket energipolitiske samarbeid med Sverige gjennom en felles sertifikatordning for å stimulere til økt produksjon av fornybar energi.

I 2014 vedtok det europeiske råd et rammeverk for energi- og klimapolitikk som utvider referansen fra 2020 til 2030 (COM 2014). Rammeverket viderefører tidligere politikk og har fortsatt som målsetting å redusere klimagassutslipp, stimulere til økt fornybar energibruk samt stimulere til energieffektivisering. Men innretningen nå er noe annen enn for 2020 tiltakene. Fornybar energi skal oppnå en andel på 27% av totalt energibruk innen 2030, men nå er det ikke lenger snakk om en fordeling av forpliktelser blant enkelte land, men et mål som gjelder på EU-nivå. Her er det varslet et nytt styringssystem, men fortsatt (pr. november

2016) er det uklart hva dette betyr i praksis. Det er også fastsatt en ambisjon om at medlemslandene skal oppnå økt overføringskapasitet tilsvarende 10% av installert produksjonskapasitet i 2020 og 15% av installert produksjonskapasitet i 2030. Dette er et arbeid som nært kobles til utviklingen av nettverkskoder og nye institusjonelle ordninger – bl. a med opprettelse av ACER – byrået for samarbeid mellom energiregulatorer. Nye nettverkskoder er både knyttet til nettilknytning, markedsoperasjoner og systemdrift, samt nært koblet til nye kapasitetsmekanismer og grad av samarbeid mellom ulike medlemsland.

Det var først i 2015 at arbeidet med en europeisk energiunion fikk sin første konkretisering, med meldingen *the Energy Union package* (COM 2015), som koblet samarbeidet til nye energi- og klimamål mot 2030. Forsyningssikkerhet har alltid stått sentralt i EUs energipolitikk, men det er i økende grad blitt fokus på det indre energimarked der ACER også er tiltenkt en sentral rolle i å koordinere posisjoner og tiltak hos enkelte nasjonale energiregulatorer. Samtidig er det interessant å notere at forbrukernes rolle fremheves og dette knyttes også til den tredje dimensjonen i energiunionen; begrensning av energietterspørselen. Her vektlegges det særlig utvikling av energimerkeordninger og bygningsenergidirektivet (2010/31/EU) der man også søker nye finansieringsløsninger for å bøte på såkalt markedssvikt – at gode og effektive tiltak for energieffektivisering ikke blir realisert på grunn av manglende finansieringsevne og politisk vilje.

Den fjerde dimensjonen i EUs energiunion er knyttet til avkarbonisering og reduserte klimagassutslipp, der man ønsker å videreføre kvotesystemet, men gjøre mer mot ikke-kvotepliktig sektor. Her er det definert et konkret veikart for EU – *Energy Roadmap 2050* (ECF 2010), som har fått stor omtale. Veikartet inngår i en større prosess, og har blitt etterfulgt av prosjektet *From Roadmaps to Reality*, som går på hvordan veikartet kan implementeres (ECF 2013).¹⁰ Den siste og femte dimensjonen i energiunionen er forskning, innovasjon og konkurransekraft. Det er spesielt fokus på utvikling av en nye generasjon fornybar energi, smart teknologi som gjør forbrukerne mer aktive i energimarkedet, energieffektivisering samt økt bærekraftighet innen transportsektoren. Statsstøttereglene gjennomgås også i arbeidet med energiunionen og da spesielt hva som kan godkjennes av offentlige finansieringsordninger ved statlig stimulering av ny fornybar energi.

For å nå sine klima- og energimål mot 2030 har EU besluttet å utvikle et styringssystem, som blant annet spesifiserer et nytt fornybardirektiv for å nå 27%, et nytt bygningsdirektiv, og et elmarked-regelverk for bedre samhandling og et mer forpliktende energieffektiviseringsdirektiv.¹¹ Dette utgjør den såkalte "Vinterpakken" (*Clean energy for all Europeans* (COM 2016)). Pakken, som ble publisert 30. november i fjor, vektlegger forbrukernes rolle, og er svært omfattende, både når det gjelder direktiver og forskning/innovasjon.

3.2 Trender i kraftmarkedet

Energimeldingen understreker at energimarkedene i Europa er inne i en periode med store endringer. I perioden 2008-2014 økte den fornybare produksjonen i EU med 335 TWh, som tilsvarer om lag den samlede kraftproduksjonen i Norge, Sverige og Danmark i 2014. Vindkraft har hatt størst vekst, mens solkraft skjøt fart først mot slutten av forrige tiår. Produksjonen av biokraft har også økt betydelig. Investeringskostnadene i sol- og vind-energi har falt, henholdsvis med ca. 60% og 30%, bare siden 2010. Selv om investeringskostnadene har falt, er man fortsatt avhengig av subsidier for å bygge i så å si alle land.

¹⁰ Flere detaljer: [http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Fromroadmapstoreality\(web\).pdf](http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Fromroadmapstoreality(web).pdf)

¹¹ https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/energiunionen-kverner-videre--hva-har-skjedd-og-hva-kommer/id2515770/?utm_source=www.regjeringen.no&utm_medium=epost&utm_campaign=Europapolitikk-13.10.2016

Investeringene er da også konsentrerte i landene med de mest ambisiøse målene. Tyskland, Storbritannia og Frankrike stod for nesten 70% av den samlede kapasitetsøkningen innen sol- og vindkraft, og totalt stod vind- og solkraft for over 2/3 av tilskuddet til ny produksjonskapasitet i EU i 2014 (Eurostat, Energimeldingen 2016:111).

Ettersom fornybar kraftproduksjon må plasseres der krafttilgangen er, kreves det større utbygging av nett og det vil bli større kostnader knyttet til drift av kraftsystemet (ECF 2010). At de uregulerbare teknologiene produserer sjeldnere, men har vesentlig større produksjonspotensial per time enn termisk energi, samtidig som produksjonen kan endre seg betydelig på kort tid, gjør også at behovet for fleksibilitet i det øvrige kraftsystemet øker.

Med dagens markedsdesign bestemmes prisene av de marginale kostnadene ved kraftproduksjon. Ettersom fornybare energikilder har svært lave marginale produksjonskostnader, innebærer en økende andel fornybarproduksjon at prisene i stadig større grad presses nedover på bekostning av dyrere produksjon. Prisvariasjonen er mindre i dag enn for ti år siden, men de varierende produksjonsprofilene knyttet til sol og vind bidrar til økt prisvariasjon. I kombinasjon med utstrakt bruk av feed-in tariff for å stimulere til investering i fornybar energi, bidrar dette til at man tidvis har fått negative kraftpriser i noen deler av markedet.¹²

Sammen med andre forhold har dette lagt stort press på lønnsomheten i europeiske kraftselskaper, og bransjen er inne i en omstillingsprosess (Energimeldingen 2016:109). Flere land vurderer å gripe inn i markedet for å korrigere for manglende regulerbar kapasitet, og har innført, eller vurderer å innføre, såkalte kapasitetsmekanismer, dvs. tilleggsbetaling utover markedspris for tilgjengelig energikapasitet, som kan leveres ved behov. Dersom dette påvirker handelsløsninger på tvers av nasjonale markeder, kan slike ordninger potensielt skape utfordringer for markedsintegrasjon for kraft.

Til sammen gjør dette at det er stor usikkerhet knyttet til utviklingen i det europeiske kraftmarkedet. I følge EU-kommisjonen skal andelen fornybar kraftproduksjon øke til minst 45% i 2030. Dette vil kreve betydelige investeringer i ny kapasitet. Tanken er at kvotemarkedet skal muliggjøre dette. Markedet skal strammes inn, samtidig som det innføres en såkalt stabilitetsreserve (Market Stability Reserve, MSR) i 2019.¹³ Det siste er nødvendig fordi lave utslipp og mulighet til å spare kvoter, sammen med import av kvoter fra utenfor EU, har ført til et kvoteoverskudd på nærmere 2 milliarder kvoter – tilsvarende omtrent ett års utslipp fra kvotepliktig sektor i EU. Dette overskuddet vil følge med som nissen på lasset og bidra til fortsatt lave kvotepriser selv om klimaambisjonene økes fram mot 2030. Stabilitetsreserven er en permanent løsning, som skal sørge for balanse i markedet og vil kunne bidra til stabilt høyere kvotepriser fram mot 2030 (Fjellheim 2014). Ifølge analyser utført av Point Carbon, vil stabilitetsreserven gjøre at kvoteprisen i 2021-2030 blir i gjennomsnitt 23 EUR/tonn, dvs. 40% høyere enn den ville vært uten denne mekanismen (ibid.). På den annen side anslås det at investeringskostnadene vil falle, ifølge IEA med 25% for solkraft og 10% for vindkraft, bare frem mot 2020. De ulike lands planer om utfasing av kull- og kjernekraft vil også spille inn.

¹² En feed-in tariff (FIT) er en langsiktig avtale om garantert minstepris, basert på kostnadene knyttet til å generere energi med den aktuelle teknologien. Den er gjerne satt sammen av en grunnpris og eventuelle tillegg, og inkluderer oftest "tariff degresjon" – en mekanisme som gjør at prisen over tid reduseres i takt med forventet teknologiutvikling og kostnadsreduksjoner knyttet til dette.

¹³ Stabilitetsreserven (MSR) justerer etter definerte regler hvor mange kvoter som auksjoneres og dermed gjøres tilgjengelige på markedet. Utgangspunktet for justeringene er en beregning av årlig kvoteoverskudd i markedet.

Kraftprisene påvirkes i stor grad av brenselprisene. Samtidig vil effekten av kvoteprisen avta ettersom andelen fornybar kraftproduksjon øker (Pöyry 2014). Dagens fremtidspriser for kraft indikerer at det fortsatt vil bli lave kraftpriser i årene som kommer. Usikkerhet knyttet til økonomisk utvikling og valg av energipolitiske virkemidler gjør imidlertid at prisutviklingen er usikker, og usikkerheten øker med tiden. Innføringen av en stabilitetsreserve, større kutt per år i samlet kvotetak, samt at det ikke lenger blir mulig å importere kvoter fra land utenfor EU etter 2020, totalt sett gir høy sannsynlighet for at kvoteprisen øker betraktelig fram mot 2030 (Statnett 2015). I Statnetts sentrale scenario legges det til grunn en økning til 15 €/tonn i 2020. På den annen side kan utviklingen i kullprisene i 2016, samtidig med at mange tror på lavere gasspriser, føre til lave kvotepriser fordi man får billig brenselbytte. En annen nedside for prisen i 2020 er at de kvotene som nå er trukket ut av markedet blir tilbakeført etter opprinnelig plan. Det kan gi et prisnivå nærmere dagens priser.

På grunn av produksjonssvingningene innen sol- og vindkraft vil annen produksjonskapasitet måtte spille en vesentlig rolle fram mot 2030. Dagens batteriteknologi kan ikke bidra nok og langvarig utkobling av større forbruk vil komme i konflikt med andre energipolitiske mål. Det er usikkert i hvilken grad de planlagte kapasitetsmekanismene vil bidra til å løse disse utfordringene. På denne bakgrunn er det også stor oppmerksomhet i EU om forbruksfleksibilitet og forbrukerrollen i kraftmarkedet. Flere land ønsker å legge til rette for økt deltakelse i kraft- og balansemarkedet.

3.3 Nordiske perspektiver

I regi av Nordisk Energiforskning har det vært gjennomført to Nordic Energy Technology Perspectives (NETP) prosjekter, i henholdsvis 2013 og 2016. Prosjektene har hatt fokus på fremtidig utvikling av energisystemet, og hvordan Norden mest mulig effektivt kan oppnå sine energi- og klimamål. En viktig forutsetning i analysene er at Norden oppnår sine mål om klimanøytralitet, samtidig som resten av verden styrer mot at CO₂-utslipp begrenses slik at den globale temperaturøkningen ikke overstiger 2°C.

Under forutsetning av at målet om karbon-nøytralitet i Norden skal oppnås, viser analysene i det siste NETP prosjektet (NETP 2016), at det vil være kostnadseffektivt å utvikle mer desentralisert elektrisitetsforsyning som inkluderer mye ny vindkraft, i istedenfor å vedlikeholde et system basert på sentralisert kjernekraft og varmekraft. Muligheten for å utnytte vindressursene sammen med mer aktiv bruk av regulerbar vannkraft kan gi Norden en mer sentral rolle i europeiske sammenheng. Norden kan både eksportere strøm og bidra med å balansere fornybar energi fra kontinentet, og dermed bidra til omstilling og verdiskaping. Gjennomsnittlige kraftpriser i Norden vil i henhold til analyseresultatene øke (NETP 2016), og med en høy andel vindkraft vil prisene også variere mer. Hvilken rolle ny fornybar kraftproduksjon vil spille, avhenger ikke bare av potensialet for ny kraft, men også av hensyn til forsyningssikkerhet, motstand/aksept for bygging av ny energi-infrastruktur og mulighetene for fleksibilitet i energietterspørsel.

Resultatene fra NETP2016 peker på at elektrifisering (batteri) av transportsektoren er det mest effektive alternativet for kortere distanser. I følge den nordiske analysen kan lang-distanse transport og tungtransport bli av-karbonisert ved bruk av store mengder biodrivstoff. Dette er et av de omdiskuterte resultatene i rapporten, da muligheten for at lang-distanse transport og tungtransport også kan bli elektrifisert, gjennom batteri- og hydrogenteknologi, ikke er belyst i tilstrekkelig grad.

Hvis vi legger NETP2016 til grunn, og forutsetter at ingen store endringer skjer innenfor nordisk treforedlingsindustri vil 16 % av det samlede behovet for biomasse i Norden måtte importeres i 2050. I

hvilken grad biodrivstoff kan produseres kostnadseffektivt og på en bærekraftig måte, er avgjørende for resultatet. Det er knyttet høye kostnader til innføring av hydrogen i transportsektoren, både når det gjelder utbygging av infrastruktur og innkjøp av kjøretøy. Rapporten peker derfor på behovet for flere pilotprosjekter for å lære mer om kostnadsutvikling og om tekniske muligheter og utfordringer. Pilotanlegg vil kunne danne et viktig grunnlag for å få etablert et marked for nye teknologier og nullutslipps drivstoff.

Mange av utslippene fra industrien er knyttet til råvarer som benyttes i prosessene som det kan være vanskelig å redusere. Det er derfor behov for både innovative lav-karbon prosesseteknologier og CCS, hvis utslippene fra industrien skal reduseres i tråd med scenarioforutsetningene. Hvis industrien ikke reduserer sin andel av utslippene, må andre sektorer kutte ytterligere. Rapporten peker på at et tett nordisk samarbeid, og koordinert innsats innen forskning og utvikling, så vel som innen politikk og planlegging, kan bidra utvikling av innovative industriprosesser og til utbygging av infrastruktur for CCS.

Byene er viktige løsningsarenaer for lav-karbon utvikling. Flere nordiske byer har vært mer ambisiøse når det gjelder reduksjon av klimagassutslipp enn det som kreves under de nasjonale målsettingene. Bedre samsvar og samarbeid på tvers i klimapolitikken, både på nasjonalt og lokalt nivå, er viktig for å utløse potensialet og drivkraften i dette, både i forhold til mer klimavennlige bygg, og i forbindelse med areal- og transportplanlegging. Rapporten tar til orde for en fokusendring, fra kun forsyning av energi til forbedring av energitjenester, som bidrar til å utløse gevinst på flere områder, som for eksempel bedre luftkvalitet og helse. Også på dette området anbefales et sterkere felles-nordisk samarbeid.

4 Usikkerhetsfaktorer og mulige fremtidsbilder

4.1 Roadmap 2050 og visjoner i nettverket av europeiske sentralnettoperatører

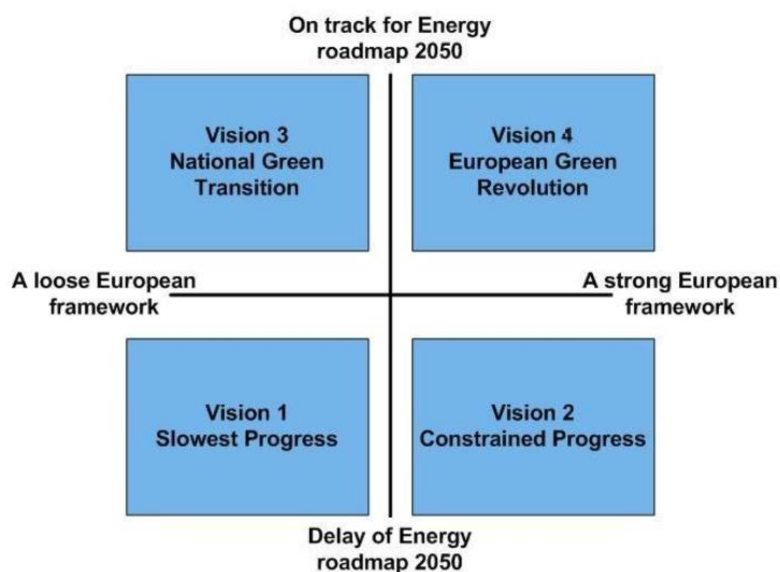
Energy Roadmap 2050 (ECF 2010) tar for seg tre ulike "pathways" eller stier fram mot målet om minst 80% reduksjon av klimagassutslipp i EU innen 2050, sammenliknet med utslippsnivået for 1990. Man går ut fra at forsynings- og energisikkerhet, økonomisk vekst og velferdsutvikling fortsatt skal være på samme nivå som i dag, og det opprinnelige målet med analysen var å belyse implikasjonene for det europeiske energisystemet de nærmeste ti årene – altså frem mot 2020.

De tre stiene består alle av en miks av lav/eller nullutslipps løsninger: Fossilt brensel med CCS, kjernekraft, og en miks av fornybare teknologier (henholdsvis 40%, 60% og 80%). Hensikten med dette er å unngå at man baserer seg på noen få, "silver bullet" teknologier som det er knyttet stor usikkerhet til, og heller få mer robuste resultater. Ettersom det er lagt vekt på kjente løsninger, er stiene ikke basert utelukkende på de teknologiene som forventes å bli billigst i 2050. De tre stiene sammenliknes med et baseline scenario der man har en BNP p.a. på 1,7% og ellers går ut fra EUs politikk i 2010, både hva mål for fornybar energi i 2020, reduksjon i klimagassutslipp, og ETS direktivet.

Gitt følgende antakelser; at i) læringstakten i industrien for de aktuelle teknologiene vedvarer, ii) det legges om til utslippsreduksjon også i verden for øvrig, iii) det vil være etterspørsel etter lav-karbon investeringer, iv) IEA sine projeksjoner for fossile brenselpriser, v), og man får en betydelig økning i nett-forbindelsene mellom ulike regioner, og vi) en gjennomsnittlig karbonpris på minst 20-30 EUR pr. tonn; viser analysen at kostnadene for elektrisitet og økonomisk vekst i de dekarboniserte stiene vil kunne bli på linje med de man finner i et baseline scenario. Kostnadene for elektrisitet vil øke noe og redusere den økonomiske vekstraten med 0.02% fra 2010-2020, men deretter vil energikostnadene bli lavere enn for baseline scenariet slik det ble beskrevet over (ibid.).

De mest fornybare stiene krever en større omlegging av energisystemet, med overføring av kapital til nye sektorer som lav-karbon energiproduksjon, smart grids, elektriske kjøretøy og varmepumper. Samtidig kreves mer omfattende internasjonalt samarbeid enn tidligere, både når det gjelder overføringsinfrastruktur, ressursplanlegging, regulering av energimarkeder og systemdrift (ibid.). Implementering av veikartet er den store utfordringen: Hvis målet for 2050 skal nås, er man avhengige av at omstilling skjer raskt: I følge den tekniske rapporten er det nødvendig å oppnå 20-30% reduksjon innen 2020 (ibid.). I følge Eurostat (2016) var klimagassutslippene i EU-28 i 2014 redusert med 22.9%, sammenliknet med 1990-nivået, så slik sett er målet for 2050 fortsatt innen rekkevidde.

I Entso-es 10-year Development Plan (TYNDP) 2016 opererer man med fire fremtidsvisjoner for 2030, basert på to akser (Entso-e 2015): Den ene relatert til EUs reduksjonsmål – hvor det ene ytterpunktet er at man er godt i rute mot målene for 2050 og det andre er at man kun når de nyere 2030 målene, om 27% fornybart som omsettes til 40% fornybar andel av energiforbruket (COM 2014). Den andre akse går på perspektivet i tiltakene for avkarbonisering – om dette skjer innenfor et sterkt europeisk rammeverk, eller om det blir et svakere europeisk rammeverk, som resulterer i flere, parallelle nasjonale strategier. Grafisk fremstilles de fire fremtidsvisjonene slik (figur 4):



Figur 4: Oversikt over de to aksene og fire visjonene i TYNDP 2016 (Entso-e 2015:11).

De fire fremtidsvisjonene beskrives og sammenliknes ut fra tre dimensjoner: Økonomi og marked (vekst, investeringsvilje, i hvilken grad energipolitikk påvirker karbon- og brenselsprisene), etterspørsel (grad av energieffektivisering og - sparing, elektrifisering av transport, elektrisitet for varme/kjøling), og kraftgenerering (hva for miks, nasjonalt eller europeisk perspektiv, lagring, bruk av smart-teknologier) (ibid.). I følge de foreløpige analysene i scenario utviklingsrapporten fra 2015, vil den andelen av etterspørselen som dekkes av fornybar energi variere fra 44% i Visjon 1 til nær 60% i Visjon 3 og 4, og alle visjonene vil være i tråd med målene for 2030 (ibid.).

4.2 To scenario-tilnærminger for Norden

De to Nordic Energy Technology Perspectives (NETP) rapportene fra 2013 og 2016 inneholder litt ulike scenarier, men begge er basert på viktige forutsetninger og metodikk utviklet av IEAs gjennom arbeidet med Energy Technology Perspectives (ETP). Begge har som et hovedscenario at Norden skal bli karbon-nøytralt (CNS) i 2050. Dette er modellert som en reduksjon av CO₂-utslipp i Norden med 85 % til 2050 (mens de resterende 15 % tas i andre land). Dette er en sterkere klimapolitikk enn IEAs 2-graders scenario (2DS) som forutsetter at Norden skal redusere sine utslipp med 70 %, sammenliknet med 1990.

I NETP2013 er det i tillegg analysert to varianter av CNS; ett scenario med fokus på utnyttelse av bioenergi og med optimistiske antagelser for tilgjengelighet og pris for ulike former for biomasse og biodrivstoff, og ett scenario med fokus på økt elektrifisering og nettutbygging.

I tillegg til CNS har NETP2016 to fokusområder; ett på analyser og muligheter for byer og urbane områder og ett på inkludering av store mengder uregulerbar fornybar kraft i det nordiske el-systemet. Analysene viser at fornybar kraft fra vind og sol vil i gjennomsnitt bidra med 30 % av kraftproduksjonen i Norden i 2050, og i Danmark med mer enn 70 %. Disse høye andelene med uregulerbar kraft vil være en utfordring for kraftsystemet, og scenariet fokuserer på ulike muligheter for fleksibilitet i produksjon og etterspørsel.

Norstrat prosjektet hadde som mål å vise hvordan et fullt integrert nordisk energisystem kan bli karbonnøytralt, og hva det vil være lønnsomt å bygge ut av transmisjonsnettverk i en karbonnøytral fremtid (Graabak og Warland 2014). Scenariene man tok utgangspunkt i her er definert ut fra to faktorer: I hvilken grad energi- og overføringssystemet integreres med resten av Europa, og volumet av ny fornybar produksjon. Det forutsettes at det nordiske systemet integreres helt, mens grad av integrasjon med resten av Europa enten vil bli værende på samme nivå som i dag, eller øke betraktelig. Når det gjelder fornybar produksjon definerer Norstrat det ene ytterpunktet ut fra at all fossil produksjon fases ut og erstattes med fornybar kraft, slik at man får ca. 100-150 TWh/år ny fornybar produksjon i Norden i 2050. Ytterpunktet på den annen side, er at det mulig å utvikle så mye som 200-250 TWh/år ny fornybar produksjon i Norden innen 2050, basert på eksisterende prosjekter, noe som også kan gi mulighet til å fase ut kjernekraften.

Ut fra dette definerer Norstrat fire ulike "fremtider": "*Carbon Neutral*", hvor man har samme overføringskapasitet til resten av Europa som i dag, samt implementerer noen av de foreliggende planene for ny kapasitet. Fossil produksjon fases ut og erstattes med 100-150 TWh/år ny fornybar produksjon. "*Purely RES*", som har 200-250 TWh/år ny fornybar produksjon og samme overføringskapasitet i Norden som i dag, mens både kjernekraft og fossil produksjon i Norden fases ut. "*European Hub*", er basert på 200-250 TWh/år ny fornybar produksjon i Norden og opp til 20 GW ny kapasitet i det norske vannkraftsystemet. Overføringskapasiteten mellom Norden og resten av Europa økes, basert på lønnsomhetsvurderinger. "*European Battery*", har 100-150 TWh/år av ny fornybar produksjon i tillegg til opptil 20 GW ny kapasitet i det norske vannkraftsystemet. Overføringskapasiteten mellom Norden og nabolandene økes basert på lønnsomhetsvurderinger (ibid.:27-28).

4.3 Fremtider i CenSES

Fremtidene som er inkludert i scenariene det jobbes med i CenSES, relateres eksplisitt til analysene som ble gjort i Norstrat, og også til scenario-arbeidet som ble utført i eHighway2050 (Huertas-Hernando og Bakken 2013). I siste fase av scenario-utviklingsprosessen og rapporten som beskriver scenariene (Jaehnert 2016), legges det imidlertid størst vekt på Shared Socioeconomic Pathways (SSP) (O'Neill 2015). Disse er knyttet opp mot seks arketyper av scenarier (van Vuuren og Carter 2014) og beskrivelsene av fremtidig miljøutvikling som finnes i (UNEPs Global Environmental Outlook 2007).

Scenario-arbeidet i CenSES tok utgangspunkt i en innledende workshop med sentrale aktører, der formålet var å bygge en felles forståelse for scenarioutviklingsprosessen og identifisere viktige faktorer som burde inngå i de fremtidene og strategiene (se kapittel 1.2) som til sammen definerer scenariene. Faktorene som ble identifisert innledningsvis ble kategorisert innenfor fem arketyper (ikke seks, som hos van Vuuren og Carter (2014), ettersom CenSES ikke inkluderer noe basecase scenario). De fem fremtidene kan oppsummeres som følger:

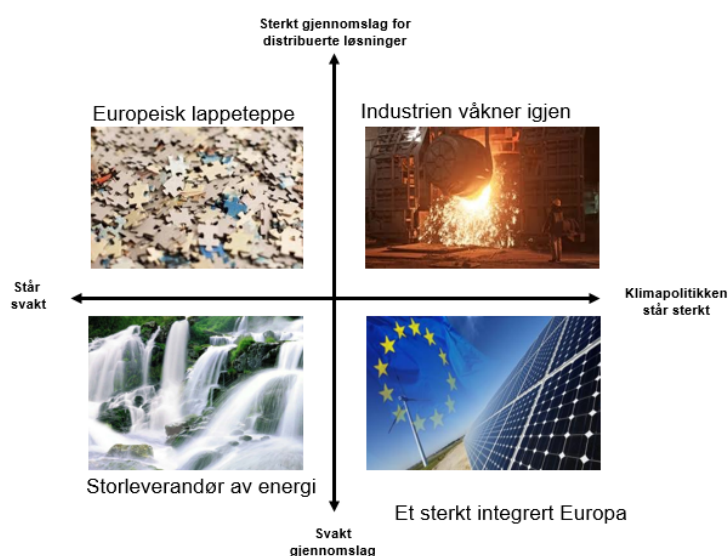
1. "**National ways**": EU har kollapset. Det er ingen felles forpliktelse til reduksjon av klimagassutslipp, men fokus på nasjonal forsyningsikkerhet basert på småskala løsninger. Det er store variasjoner i økonomisk aktivitet mellom EU landene. Man opererer med nasjonale klimakvotestystemer, det er lave CO₂-priser, og bruk av kjernekraft og skifer gass tillatt.
2. "**Green governance**": Man har en sentralisert tilnærming og sterk klimapolitikk i EU. Det er stor grad av top-down koordinering, og et langsiktig fokus på storskala (infrastruktur) løsninger. Det er en politisk styrt økonomisk vekst, men en likegyldig sosial holdning og byråkratiske barrierer for implementering av bærekraftig klima- og energipolitikk.

3. **"Fossil society"**: Det er en sterk tro på at markedet skal levere sosial og miljømessig stabilitet. Verden preges av økende globalisering og fremvoksende økonomier, med mangel på direkte incentiver for bærekraftig teknologier (RES, CCS, DSM). Det er en sterk vekst i BNP. Privat sektor har en styrket rolle, og vi ser en kommodifisering av felles (miljø-) goder, med lite formelt miljøvern.
4. **"Grass roots"**: Det er ingen felles global klima-avtale, men regionale initiativer. Man har fått et heterogent landskap av europeiske klimastrategier, der for det meste småskala fornybar og DSM er modne, og smart grid løsninger gjør seg gjeldende. Det er medium økonomisk vekst og handelsbarrierer, mens positive holdning til fornybart og bærekraft dominerer samfunnet.
5. **"Green globe"**: Det er etablert en global klima-avtale som gir felles innsats på alle nivå. Utviklingen når det gjelder energi og klima styres globalt, og både storskala og småskala bærekraftige løsninger modne. Det er medium til sterk økonomisk vekst, og samfunnet preges av en positiv holdning til å begrense klimaendringer, med økt bevissthet rundt utfordringene.

Fremtidene er nærmere beskrevet i CenSES sin rapport (Jaehnert 2016), men fremstilles også der på et nokså generelt nivå. Det legges vekt på referanser til andre scenario-studier, noe som vil være viktig for å kunne drøfte og sammenlikne resultater. Det inngår imidlertid ingen nærmere drøfting av de nevnte usikkerhetsmomentene sett i forhold til prosessene bak, eller hvordan ulike aktører har konkretisert og vektlagt deres betydning.

4.4 Perspektiver blant brukerpartnerne

Blant brukerpartnerne i Norwegian Energy Roadmap 2050 opererer NVE med fire fremtidsbilder, basert på hvorvidt man får en sterk eller svak klimapolitikk i årene som kommer, og hvorvidt det blir et sterkt eller svakt gjennomslag for distribuerte løsninger (figur 5):



Figur 5: Fremtidsbilder. Illustrasjon fra NVEs presentasjon på WP1 workshop, Norwegian Energy Roadmap 2050. 01.11.2016, ved Audun Fidje.

Statnett (2016) sitt forventningsscenario forutsetter store endringer for EU10¹⁴ i perioden 2016 til 2040:

- Halvering av utslippene fra i dag – innebærer 62 % reduksjon målt mot 1990
- En økning i fornybarandelen til 65-70 %, i hovedsak ved utbygging av sol- og vindkraft
- Betydelig mindre termisk produksjonskapasitet og strammere kapasitetsmarginer

De forventer at praksisen med å bruke en kombinasjon av virkemidler i energi- og klimapolitikken blir videreført, og at det blir en relativt moderat vekst i den europeiske CO₂-prisen (til 25 EUR/tonn i 2040) (Statnett 2016). Videre forventes det økt forbruk, mindre kjernekraft og mer uregulerbar fornybar produksjon i Norden, og en økende kraftpris til 2025-30, som deretter stabiliserer seg til 2040. Statnett mener at det er betydelig usikkerhet rundt fremtidige kraftpriser, og at de viktigste usikkerhetsmomentene er prisene på brensel og CO₂, fornybarandelen, kapasitetsmarginene og utviklingen innen energilagring og forbruksfleksibilitet (ibid.). Man opererer med et Høyt kraftpris-scenario, der overgangen til lavere utslipp er mer markedsdrevet, og et Lavt kraftpris-scenario, der markedsprisene i mindre grad er drivende og det blir større behov for subsidier og reguleringer for å oppnå tilstrekkelige utslippskutt (ibid.).

Statkrafts (2016) globale Lavutslippsscenario mot 2035 er basert på følgende forutsetninger:

- Veksttakten i fornybare teknologier fortsetter.
- Utslippskurven fra energiforbruk bøyer av rundt 2020 og faller ned mot 27 GtCO₂ i 2035.
- Verdens kraftforbruk øker med 2,6% per år, primært pga. elektrifisering i transport, bygg og industri.
- Hele forbruksøkningen dekkes av utslippsfri kraftproduksjon.
- Fossil kraftproduksjon faller 12% over perioden

Et viktig poeng, som også ble understreket i Statkrafts innlegg under workshopen i Norwegian Energy Road Map 2050 1. november 2016, er at man ikke nødvendigvis ser noen motsetning mellom en markedsdrevet og en politisk drevet utvikling. Det understrekes snarere at hva som er politisk mulig, påvirkes av hva som er mulig teknologisk og markedsmessig – slik at utviklingen på de tre områdene virker sammen og forsterker hverandre. I workshopen ble det videre poengtert at Statkraft mener de viktigste driverne er klima og energipolitikk, brenselspriser, teknologipriser og etterspørsel, og at en bør se på hvilke faktorer som påvirker disse.

¹⁴ Statnetts egen forklaring for landene som beskrives detaljert i deres markedsmodell: Tyskland, Polen, Tsjekkia, Slovakia, Østerrike, Sveits, Italia, Frankrike, Benelux og Storbritannia. Statnett forventer store endringer i hele Europa, men bruker EU10 begrepet fordi det ved siden av Norden er disse landene som modelleres eksplisitt i markedsmodellen.

5 Etablerte perspektiver på reduksjon av klimagassutslipp i Norge

I dette kapittelet tar vi for oss de store, offentlige analysene av tiltak og virkemidler for å legge til rette for en lavutslippsutvikling i Norge, som alle er blitt gjennomført under ledelse av Miljødirektoratet. Vi ser først på Klimakur 2020, som var den første virkelig bredt anlagte utredningen på dette området, basert på en deltakende prosess med grundige sektor-vise tiltaks- og virkemiddelanalyser. Deretter følger oppsummerende drøfting av tre oppfølgingsrapporter, som ble produsert i 2014 og 2015. De fleste, og mange av de største og viktigste, tiltakene som fremdeles er på agendaen i 2017 drøftes fortsatt for en stor del med grunnlag i disse arbeidene.

5.1 Klimakur 2020

Klimakur tok utgangspunkt i målene fra Klimaforliket i 2008. De innenlandske utslippene skulle dermed reduseres med 12-14 millioner tonn CO₂-ekv, slik at de ikke overstiger 45-47 millioner tonn CO₂-ekv i 2020. Det ble identifisert om lag 160 mulige utslippsreducerende tiltak, som totalt sett ville kunne gi reduksjon på ca. 22 millioner tonn CO₂-ekvivalenter. Reduksjon med 12 millioner tonn skulle være mulig med tiltak som koster opptil 1100 kr /tonn i henhold til sektoranalysen, og kr 1500 per tonn i henhold til makroanalysen.

I det siste tilfellet skulle reduksjonene oppnås likt mellom teknologitiltak og andre tilpasninger (reduisert og endret forbruk). Hvis kvotepliktig sektor skulle skjermes ville bare 3 millioner tonn reduseres her, og 9 millioner tonn CO₂-ekvivalenter måtte tas fra ikke-kvotepliktig sektor (særlig transportvirksomhet). Utslippsprisen ville måtte bli 3400 per tonn og de årlige samfunnsøkonomiske kostnadene dobles til 10 mrd.

Ved siden av de sektor-vise analysene ble det gjort en vurdering av de totale kostnadene for samfunnet ved å innfri målet, basert på makromodellen MSG TECH. Man forsøkte også å se de to analytiske nivåene i sammenheng, ved å definere fire ulike virkemiddelmenyer for å illustrere konsekvenser av ulike tilnærminger for å nå det nasjonale utslippsmålet. Disse er oppsummert i tabellen under (figur 6):

Virkemiddel -meny	Meny 1: CO2-avgift m. supplerende virkemidler	Meny 2: Regulering og støtte	Meny 3: Skjerme kvotepliktig sektor	Meny 4: Kvoter og supplerende virkemidler i kvotepliktig sektor
Innhold	CO2-avgift etter prinsippet om at forurenser betaler for utslippene - -Andre virkemidler for å utløse billige tiltak	-Regulere utslipp - Støtte miljøvennlige alternativer	-Kun kvoter, ikke tilleggs-virkemidler i kvotepliktig sektor,	-Unngå de dyreste tiltakene i ikke-kvotepliktig sektor -Avtale mellom staten og kvotepliktig sektor, samlet forpliktelse til reduksjon -Fond etter modell av NOX-fondet ¹⁵
Begrunnelse	-Mest mulig kostnadseffektivitet	-Oppnå det nasjonale målet gjennom tekniske tiltak, uten at det legger betydelige begrensninger på forbrukernes og bedriftenes adferd	-Kostnads-effektivitet innenfor det europeiske kvotesystemet	-Unngå de dyreste tiltakene i ikke-kvotepliktig sektor og samtidig begrense reduksjonen av produksjon og sysselsetting i industri og lokalsamfunn

Figur 6: Virkemiddelmenyer i Klimakur 2020.

Klimakur vurderte at de fleste av tiltakene som utløses i menyene, vil redusere bruken av fossile energibærere. Effekten ville være liten på etterspørselen etter elektrisitet, men tiltakene vil ifølge Klimakur gi stor økning i etterspørsel etter bioenergiressurser.

Klimakur rapporten understreker at menyene ikke er ment som anbefalinger, men som illustrative eksempler på hvordan ulike hensyn kan vektlegges. Mens Meny 1 vil stimulere til investering i klimatiltak og gi økte inntekter til staten, vil den også kunne medføre nedtrapping og flytting av industri. Meny 2 vil ikke gi økte inntekter og stimulere direkte til tiltak, men kan gi større læringseffekter og legge til rette for økte utslippsreduksjoner på sikt. Meny 3 ville måtte medføre at man reduserer utslipp i ikke-kvotepliktig sektor, utover dagens potensial. Meny 4 vil skjerme industrien, sammenliknet med Meny 1, men i mer begrenset grad enn det man kan oppnå med Meny 3.

¹⁵ Næringslivets NOx-fond er basert på en avtale mellom miljødepartementet og 15 næringsorganisasjoner. Fondet fungerer som et spleiselag der bedriftene kan søke om støtte til utslippsreducerende tiltak. Betaling til fondet erstatter statlig NOx-avgift for de tilsluttede bedriftene. <https://www.nho.no/Prosjekter-og-programmer/NOx-fondet/>, 12.12.2016.

5.2 Gapanalyse 2020

I 2014 fikk Miljødirektoratet et nytt oppdrag, om å utrede faglig grunnlag for å understøtte arbeidet med videreutvikling av den nasjonale og internasjonale klimapolitikken. Arbeidet foregikk i tre faser. Fase 1, Gapanalyse 2020, legger som Klimakur til grunn at utslippene i 2020 må ned til 42-44 millioner tonn CO₂-ekvivalenter. I tillegg tar man hensyn til avlysningen av fullskala karbonfangst og lagring på Mongstad, der gradvis utfasing av Statoils energivarmeanlegg nå er vedtatt, samt metodetekniske endringer i landbruket, som til sammen tilsa at utslippene i 2020 vil være 0,7-0,9 millioner tonn CO₂-ekvivalenter høyere enn tidligere forutsatt. Det anslås derfor at det er et gap på 8 millioner CO₂-ekvivalenter mellom framskrevne utslipp i 2020 og utslippsmålet. Videre vurderer man at tiltak og virkemidler iverksatt etter 2007 vil bidra til utslippsreduksjoner på mellom 5,3 og 6,1 millioner CO₂-ekvivalenter i 2020. De tiltakene og virkemidlene som antas å ha størst effekt er omlegging av bilavgiften, nye EU-standarder på personbiler, reduksjon av oljeforbruk i bygninger og i industrien, samt teknologitiltak i gjødselproduksjonen.

Elektrifisering i petroleumssektoren er ikke tatt med, ettersom slike tiltak tar lang tid å gjennomføre og ikke vil gi utslippsreduksjoner innen 2020. Når det gjelder industrien legger man til grunn at minst ett fullskala demonstrasjonsanlegg for CCS realiseres innen 2020. I byggsektoren anser man at utfasing av oljekjeler i husholdningene via innføring av varmepumpeteknologi, samt mer bruk av solvarme og bioenergi, kan bidra til å tette gapet. En ny F-gassforordning for å hindre økt bruk av fluorerte gasser i produkter vil også kunne bidra vesentlig innen 2020.

En del av tiltakene er allerede inkludert i ulike stortingsmeldinger, klimaforliket, med mer. Det konkluderes at for å oppnå øvre del av reduksjonspotensialet på 4,9-8,4 millioner tonn, så må det innføres flere og sterkere virkemidler. Rapporten poengterer ellers at noen tiltak som har relativt små effekter mot 2020 likevel bør prioriteres, da de vil være viktige på lengre sikt.

5.3 Vurdering av Norge som lavutslippssamfunn i 2050

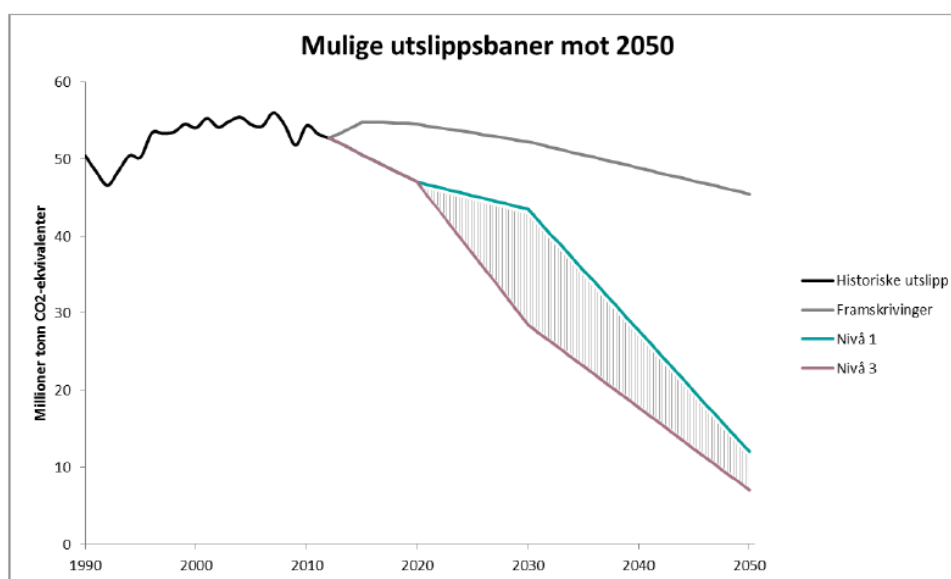
I Fase 2-rapporten legger Miljødirektoratet fram utslippsbaner i tråd med lavutslippsnivå i 2050, og analyserer ulike ambisjonsnivåer for 2025 og 2030 (Miljødirektoratet 2014b). Det er lagt til grunn at det fortsatt skal være økonomisk vekst i Norge. Man tar utgangspunkt i dagens næringsstruktur, men beskriver at det er nødvendig med strukturelle tiltak og teknologiutvikling for å nå de nasjonale målene. Hovedfokus ligger på å redusere utslipp fra norsk territorium, men man har samtidig søkt å sette nasjonale tiltak og virkemidler inn i en global, langsiktig sammenheng. Tiltak i petroleumssektoren er inkludert, men tiltak som går på å begrense selve aktivitetsnivået på norsk sokkel inngår ikke i vurderingen.

Det refereres til den femte hovedrapporten (AR5) fra FNs Klimapanel (IPCC 2014), som sier mer om utslippsreduksjoner etter 2050 og frem mot 2100 enn den foregående. Flere av modellene som er benyttet gir muligheten for en kombinasjon av "overshoot" og negative utslipp – dvs. at konsentrasjonen av klimagasser først overstiger den akseptable grensen, og siden kompenseres med negative globale utslipp mot slutten av århundret. Dette kan for eksempel skje gjennom omfattende bruk av bioenergi, karbonfangst eller skogplanting. En slik utvikling vil imidlertid innebære en svært utfordrende global omstilling. For å unngå dette anbefaler Fase 2 rapporten at utslippsutviklingen snus før 2030, og det er avgjørende med en internasjonal klimaavtale.

Fase 2 rapporten legger til grunn FNs klimautslippsbaner, som krever at utslipp per innbygger reduseres til mellom 1,5-3,1 tonn CO₂-ekvivalenter per innbygger som et verdensgjennomsnitt. Dersom Norge skal kutte

tilsvarende dette må utslippene ned fra ca. 52,7 millioner tonn til mellom 10,2-20,4 tonn CO₂-ekvivalenter i 2050, gitt en befolkning på 6,6 millioner. Dette tilsvarer 60-80 % kutt i forhold til 1990-nivå.

Tiltakene som utredes er inndelt i 3 kostnadskategorier og også vurdert ut fra gjennomførbarhet, som forholdsvis enkelt, middels krevende, eller krevende å gjennomføre. De er ikke utredet med skille mellom samfunnsøkonomisk og bedrifts/privatøkonomisk kostnad, slik som i Klimakur. Det er definert tre tiltakspakker og mulige utslippsbaner, med og uten opptak av karbon fra skog og andre landarealer. I figur 7, som er sakset fra selve Fase 2 rapporten, vises mulige utslippsbaner uten opptak av karbon fra skog og andre landarealer, med utgangspunkt i at målet i klimaforliket oppnås innen 2020:



Figur 7: Mulige utslippsbaner fra 1990 til 2050 (Miljødirektoratet 2014).

Den sorte linjen i figuren representerer historiske utslipp. Den grå linjen representerer utslippsframskrivingene som legges til grunn i Fase 2 analysen. Den blågrønne linjen representerer en lineær utslippsreduksjon fra utslippsnivået som følger av klimaforliket i 2020, til utslippsnivået som følger av tiltakspakke nivå 1 (rimeligst og enklest å gjennomføre) i 2030. Den røde linjen viser utslippsnivået som vil følge av tiltakspakke nivå 3 (den mest ambisiøse) i 2030. Mot 2050 er linjene strukket videre ned til et mulig utslippsintervall for Norge som lavutslippssamfunn i 2050, under forutsetning av at landene rundt oss også gjennomfører en ambisiøs klimapolitikk.

Ifølge Fase 2 rapporten er det innenfor jordbruk, industri og petroleum det er knyttet størst usikkerhet til om utslippene kan bringes ned på svært lave nivåer i 2050:

- Gitt dagens selvforsyningsgrad, vil utslippet fra jordbruket kunne være i størrelsesorden 3-4 millioner tonn CO₂-ekvivalenter i 2050, etter at tiltak er gjennomført.
- Nivået på utslipp fra industrien kommer an på utvikling av ny teknologi. Med teknologier for fangst og lagring av CO₂ eller tilsvarende vil det være mulig å få utslippene ned til 2-3 millioner tonn CO₂-ekvivalenter i 2050, men dette krever en rekke langsiktige og målrettede FoU løp.

- Når det gjelder petroleumssektoren, er usikkerheten knyttet til kostnader (ved elektrifisering av eksisterende innretninger der man kan forvente lang levetid).

Tiltakspakkene gir fra ingen til moderat økning i etterspørselen etter elektrisitet mot 2030. Etterspørselen vil avhenge av ambisjonsnivået i sektorene med betydelig fossil energibruk, særlig i transport- og petroleumssektoren, og i hvilken grad det gjennomføres effektiviseringstiltak. Rapporten hevder at både industri- og byggsektoren har et stort effektiviseringspotensial som kan kompensere for økt etterspørsel etter elektrisitet. Mot 2050 kan en økende andel nullutslippskjøretøy gi økt etterspørsel etter elektrisitet, særlig hvis hydrogen får stort gjennomslag. I industrien vil ytterligere konvertering fra fossil energi til elektrisitet tilsi større etterspørsel. I petroleumssektoren forventes det en noe lavere energietterspørsel i 2050 sammenlignet med 2030.

Tiltakspakkene gir en moderat til betydelig økning i etterspørsel etter bioenergi, som er innenfor de teoretiske potensialene for produksjon av bioenergi i Norge. Samtidig vil økt bruk av bioenergi måtte avveies mot alternative bruksområder for biomasse, og i hvilken grad det påvirker naturmangfold, landskap, friluftsliv, etc. Mot 2050 kan etterspørselen etter bioenergi øke. Bioraffinerier forventes å få svært høy utnyttelse av biomassen, og nye biomasseressurser, som alger, kan bli gjort tilgjengelige.

Resultatene indikerer at man kan oppnå utslippsreduksjoner på omkring 7 millioner tonn fram mot 2030 til en tiltakskostnad på under 500 kroner per tonn og ytterligere 5 millioner tonn til en kostnad på inntil 1500 kroner per tonn. Totalt kan man oppnå over 12 millioner tonn reduksjoner til en tiltakskostnad på under 1500 kr per tonn. De resterende utslippsreduksjonene, på omkring 11 millioner tonn, er vurdert å ha kostnader over 1500 kroner per tonn.

Ellers konkluderes det at tiltak en bør starte raskt med er de som kan gjennomføres på kort sikt og som vil gi raske utslippsreduksjoner. Fase 2 rapporten understreker samtidig at det viktig å unngå såkalt "lock-in" i fossil infrastruktur. Begrepet "karbon lock-in" viser til at å erstatte kull med gass og gå inn for fortsatt satsing på gass- og oljeutvinning, vil låse oss for lang tid til en infrastruktur for bruk av fossil energi. Ettersom nye kraftverk basert på fossil energi vil normalt være i drift i 40–50 år, blir det dyrt og politisk vanskelig å stoppe planlagt bruk (Kvåle og Seip 2016). Et annet viktig område er å følge opp og se til at virkemiddelapparatet er tilstrekkelig for å gjennomføre "enkle" utslippsreduksjoner. Det poengteres også at å få på plass ytterligere demonstrasjonsanlegg, eksempelvis innen CCS, eller lavutslippsløsninger i transport, vil øke forståelsen av at klimautfordringen er mulig å løse.

5.4 Klimatiltak og utslippsbaner mot 2030

Fase 3 rapporten (Miljødirektoratet 2015) utreder potensialet for reduksjon i norske klimagassutslipp fram mot 2030. Referansebanen er oppdatert i tråd med FN sine nyeste retningslinjer for rapportering (IPCC 2013) og beregning av klimagassutslipp (IPCC 2006). Disse endringene gjør at de norske utslippene pr. 2013 nå er beregnet til 53,7 millioner CO₂-ekvivalenter. Den samlede effekten er at utslippene i 2020 og 2030 er ca. 1,1 og 1 millioner tonn CO₂-ekvivalenter høyere enn utslippene som er publisert i nasjonalbudsjettet for 2015.

Det er inkludert 84 enkelttiltak i Fase 3 analysene – disse er oppdatert siden Klimakur, og sjekket ut med relevante direktorater og andre aktører. Analysegrunnlaget er varierende. Nesten alle tiltakene krever forsterket virkemiddelbruk for å utløses. Som i Fase 2 rapporten er det definert 3 tiltakspakker. Det er

korrigert for 'overlapp' mellom ulike enkelttiltak når pakkene er satt sammen. Tiltakspakke 3, som legger til grunn en rask innfasing av tiltak, gir et utslippsnivå på 36 millioner tonn CO₂-ekvivalenter i 2030, noe som tilsvarer 31 % reduksjon i forhold til 1990-nivå. Potensialet for utslippsreduksjon i petroleumssektoren er imidlertid ikke kvantifisert og inkludert i denne beregningen, av grunner vi kommer tilbake til lenger ned i avsnittet. Transportsektoren står for de største utslippsreduksjonene i alle de tre tiltakspakkene, men med fallende relativ andel. Industrisektoren står for de nest største utslippsreduksjonene i alle de tre tiltakspakkene, og med en økende relativ andel.

I tillegg til at tiltakspakke 3 legger til grunn en rask innfasing av tiltak, inneholder den også tiltak med antatt kostnad over 1500 kroner per tonn og som anses krevende å gjennomføre. Med denne pakken vil en kunne komme ned på 47,5 millioner tonn CO₂-ekvivalenter i 2020. Ifølge rapporten er det teknisk mulig, men svært krevende å redusere utslippene ned mot målet fra Klimakur om 45-47 millioner tonn CO₂-ekvivalenter i 2020.

Når det gjelder energikonsekvenser, er høyeste anslag for økning i etterspørselen etter elektrisitet i transportsektoren justert ned, sammenliknet med Fase 2 utredningen, og det er gjort ulike antakelser for de ulike kjøretøysegmentene. El-etterspørsel knyttet til kraft fra land-tiltak i petroleumssektoren er ikke kvantifisert. Analysene i Fase 3 viser at det vil være en relativt liten økning i kraftetterspørsel mot 2030 ved realisering av tiltakspakkene. I tillegg finnes det potensial for energieffektivisering som ikke er inkludert i beregningene. Økningene i etterspørsel etter bioenergi som følge av tiltakspakkene vil kunne dekkes av norsk biomasseproduksjon. Unntaket er tiltakspakke 3, der innblanding av opp mot 40% biodrivstoff i transportsektoren vil kunne øke etterspørselen utover produksjonspotensialet i Norge.

For landbasert industri er flere av tiltaksanalysene forbedret, og det er inkludert noen nye tiltak, blant annet CCS på Norcem Brevik og Yara Porsgrunn. For de kvotepliktige industribedriftene er det gjort en "kildestrømsanalyse", som viser at store deler av utslippene fra prosessindustrien er vanskelig å fjerne uten CCS eller ny prosessteknologi.

For petroleumssektoren antok man tidligere at energieffektivisering kunne redusere utslipp med 1 million tonn CO₂-ekvivalenter innen 2030. OD skiller nå mellom flere tiltak. Det er usikkert hvor mange av disse tiltakene som allerede er inkludert i utslippsprognosene, og de er derfor ikke inkludert i tiltakspakkene. Elektrifisering av Utsirahøyden var et tiltak i Fase 2, men er nå vedtatt og inkludert i referansebanen. Når det gjelder veitransport er framskrivningene en god del lavere enn i Fase 2 rapporten. Det er også gjort justeringer og utredet enkelte nye tiltak for de andre sektorene. Klimagassregnskapet for skogbruket utarbeides separat, og tiltak fra denne sektoren er derfor ikke inkludert i tiltakspakkene.

Når det gjelder energikonsekvenser, er høyeste anslag for økning i etterspørsel etter elektrisitet i transportsektoren justert ned i Fase 3 rapporten, ettersom det er gjort ulike antakelser for de ulike kjøretøysegmentene. El-etterspørsel knyttet til kraft fra land-tiltak i petroleumssektoren er ikke inkludert. Analysene ut fra dette tyder på at etterspørselsøkningen av tiltakspakkene mot 2030 vil være relativt liten, sett i forhold til årlig kraftproduksjon.

I følge noen av de vi intervjuet har Fase 3-rapporten fått relativt liten oppmerksomhet. Det ble også nevnt, av en av forfatterne selv, at Finansdepartementet mener kostnadene for en del av tiltakene er underestimert. Enkelt-tiltak fra Fase 3 rapporten presenteres og drøftes nærmere i neste kapittel, om tiltak og virkemidler for mer effektiv og klimavennlig bruk av energi.

6 Tiltak og virkemidler for mer effektiv og klimavennlig bruk av energi

Som nevnt i rapportens innledende kapittel har vi valgt å strukturere drøftingen av tiltak og virkemidler ut fra de fire fokusområdene i Energimeldingen. I dette kapittelet ser vi på tiltak og virkemidler for mer effektiv og klimavennlig bruk av energi. Presentasjonen tar utgangspunkt i strukturen og drøftingen av sentrale tiltak for reduksjon av klimagassutslipp i Fase 3 rapporten (Miljødirektoratet 2015).

6.1 Kvotesystemet og ordningen med CO₂-kompensasjon

Forpliktelsen i forhold til EUs kvotesystem er et av de mest sentrale tiltakene for reduksjon av klimagassutslipp i Norge. Kvotesystemet dekker nå rundt 50% av norske utslipp. Skal Norge realisere sine forpliktelser innen kvotepliktig sektor, må utslippene reduseres med 43% innen 2030. Fra 2021 vil antall kvoter i systemet reduseres med 2,2% hvert år, og som vi har sett over er det vedtatt at man skal fjerne noe av dagens overskudd av kvoter gjennom å etablere en stabilitetsreserve fra 2019.

For å hindre karbonlekkasje jobbes det bl.a. med å etablere et større, internasjonalt system, og EUs kvotesystem deler ut gratis kvoter til utsatte bedrifter. I Norge (i likhet med Storbritannia, Tyskland og Nederland) er det også etablert en CO₂-kompensasjonsordning. Den norske ordningen gjelder fra 2013 til 2020 og gir 40 industribedrifter til sammen ca. 220 millioner kroner i kompensasjon for økte kraftkostnader som følge av klimakvotesystemet. Det årlige støttebeløpet varierer ut fra kvoteprisen og reduseres gradvis frem mot 2020.¹⁶

Hvilken effekt kvotesystemet har på globale klimagassutslipp er omdiskutert. Blant andre Naturvernforbundet peker på at kvoteprisen nå er under halvparten av den som ble lagt til grunn i Klimakur, slik at utslippsreduksjonene blir langt lavere enn antatt. De mener kvotesystemet i liten grad vil redusere utslippene fra norske bedrifter, og vil heller ha forsterking av andre virkemidler, som CO₂-avgift, påbud om bruk av miljøvennlig teknologi og forbud mot forurensing.¹⁷ Norsk Industri mener kvotesystemet er viktig, men poengterer at det er behov for forutsigbarhet, og at CO₂ kompensasjonen er viktig for konkurranseevnen og utvikling av ny klimavennlig teknologi.¹⁸

En studie fra SSB (Klemetsen et al 2016) viser at prisen og tildelingen av kvoter har variert betydelig mellom de tre fasene av kvotesystemet (henholdsvis 2005-7, 2008-12, og 2013-20). Studien viser noen tendenser til negative effekter på utslipp i fase 2, men ingen effekt på utslippene per produsert enhet i noen av fasene. Ifølge Miljødirektoratet har klimagassutslippene fra de kvotepliktige norske virksomhetene faktisk økt det siste året, for andre år på rad.¹⁹ SSB fant positive effekter på verdiskaping og produktivitet i fase 2, men ikke i de to andre fasene. Studien indikerer ellers at norske bedrifter i snitt ikke vil lide økonomiske tap dersom flere kvoter ble auksjonert heller enn å bli tildelt gratis.

Selv om det ligger an til betydelig innstramming, er det derfor usikkert i hvilken grad kvotesystemet alene vil bidra til reelle utslippsreduksjoner fremover. Dette tilsier både at videre utvikling av kvotesystemet i seg selv

¹⁶ <http://www.miljodirektoratet.no/no/Nyheter/Nyheter/2013/Desember/40-bedrifter-far-CO2-kompensasjon/>

¹⁷ <http://naturvernforbundet.no/klima/internasjonalt/eus-kvotesystem/category3005.html>

¹⁸ <https://www.norskindustri.no/dette-jobber-vi-med/energi-og-klima/norsk-klimapolitikk/>

¹⁹ <http://www.miljodirektoratet.no/no/Nyheter/Nyheter/2016/Mai-2016/Klimagassutslippet-fra-kvotebedriftene-fortsetter-a-oke/>

bør være en faktor i scenarioanalysene, og at vi bør inkludere radikale tilleggstiltak for kvotepliktig sektor inn i noen av strategiene som skal vurderes.

6.2 Tilleggstiltak i kvotepliktig sektor

Klimagassutslipp fra industrien skyldes både bruk av fossil energi og industrielle prosesser. Energimeldingen fokuserer mest på energibruken og at den i hovedsak er basert på fornybar, utslippsfri elektrisitet, mens Klimakur og oppfølgingsrapportene inkluderer hvordan en kan redusere de totale klimagassutslippene. De tiltakene i industrien som er forbundet med størst reduksjonspotensial går på fullskala CCS, eller CO₂ håndtering. Resultatene fra Gassnova og Gassco sin studie av prosjektene i Brevik, Porsgrunn og på Klemetsrud er positive.²⁰ De tre prosjektene utvikles videre, og kan tilsammen kutte utslipp tilsvarende 1,3 millioner tonn CO₂ pr. år, men det er knyttet stor usikkerhet til disse resultatene.

Planleggings- og investeringskostnadene for en fullskala CO₂-håndteringskjede er estimert til mellom 7,2 og 12,6 mrd. kroner. Driftskostnadene varierer mellom om lag 350 og 890 millioner kroner per år for de ulike alternativene. Kostnadsestimatene er basert på industriaktørenes rapporter og er innenfor et usikkerhetsnivå på +/- 40 prosent. Studien tyder imidlertid på at investeringsbeslutninger for evt. fullskala anlegg blir skjøvet til 2019, og at mulig oppstart ikke er før 2022, noe blant andre ZERO uttrykker skuffelse over. De ulike delene av kjeden må nå utvikles parallelt, og den største utfordringen er ifølge ZERO mangel på effektive, langsiktige virkemidler og rammebetingelser.²¹

Når det gjelder virkemidler er Gassnova opprettet spesielt for å realisere fullskala CCS-prosjekter i Norge. Ellers finansieres forskning og utvikling på området av CLIMIT-programmet til Norges Forskningsråd²² og forskjellige teknologier testes ut bl.a. på Mongstad (TCM).²³ Forurensningsloven har også blitt brukt for å pålegge utredning for CCS. Norsk Industri understreker nødvendigheten av fortsatt forskningsinnsats og tilstrekkelige bevilgninger til å utløse store pilotanlegg.²⁴ I tillegg mener de at staten må støtte implementering, samt ta kostnaden ved etablering av infrastruktur, transport og lagring. Alle vi intervjuet understreket at CCS er viktig, men det var også noen som poengterte at utviklingen på dette området er dyr og fortsatt usikker. Det er viktig at satsing på CCS ikke setter annen teknologiutvikling for reduksjon av klimagassutslipp i skyggen.

For andre tiltak i industrien er det foruten kvotesystemet, forurensningsloven og forurensningsforskriftens kapittel 36, samt Enova, som er de aktuelle virkemidlene. Enova kan gi støtte til gjennomføring av energiledelse, energieffektivisering og klimatiltak. Enova kan også yte støtte til teknologiutvikling, og har blant annet investert 122 millioner i TIZIRs hydrogenprosjekt.²⁵ Norsk Industri mener det er behov for bedre samordning av virkemiddelapparatet, men fremhever samtidig Enovas betydning, også ved at de deltar aktivt i å utvikle gode prosjekter. Det finnes imidlertid også røster som er kritiske til Enovas effektivitet som klimapolitisk virkemiddel (Kirkebirkeland 2017). Civita har nylig utgitt et notat der det hevdes at tilskuddet ikke var utløsende og at det er usikkerhet rundt levetiden for mange av prosjektene som regnes inn i klimaresultatene til Enova. Forfatteren mener Enovas tilskudd kan ha en signifikant klimaeffekt på lengre

²⁰ <http://www.gassnova.no/no/co2-fangst-mulig-ved-tre-industriutslipp-i-norge>

²¹ <http://www.zero.no/veien-apen-for-fullskala-karbonfangst-og-lagring-i-norge-2/>

²² <http://www.forskningsradet.no/prognett-climit/Forside/1224698003598>

²³ <http://www.tcnda.com/no/>

²⁴ https://www.norskindustri.no/siteassets/dokumenter/rapporter-og-brosjyrer/veikart-for-prosessindustrien_web.pdf

²⁵ <https://www.enova.no/finansiering/naring/aktuelt/enova-investerer-122-millioner-kroner-i-tizir/250/2077/>

sikt, men at tilskuddet i så fall må fordeles til flere søkere, med fokus på den tidlige og kritiske fasen der markedssvikten er størst (ibid.).

Når det gjelder petroleumssektoren er hovedkilden til utslipp knyttet til offshore kraftproduksjon, der brenngass forbrennes i turbiner. Det gjelder et generelt forbud mot fakling som ikke skjer av sikkerhetsmessige årsaker. Like fullt var utslipp fra fakling av naturgass den nest største kilden og stod for ca. 11% av utslippene fra sektoren i 2013. Konkraft rapport 5 (Konkraft 2009) gir en oversikt over potensielle energiledelsestiltak på norsk sokkel som til sammen vil gi utslippsreduksjon tilsvarende en million tonn CO₂-ekvivalenter i 2020. Imidlertid er det stort sett andre tiltak som har vært gjennomført, og selskapene har så langt i liten grad benyttet støtteordninger for energieffektivisering. Det pågår imidlertid felles bransjeprojekt om elektrifisering av Hammerfest LNG. Dette er forbundet med et reduksjonspotensial på 680 000 tonn CO₂-ekv i 2030, og vil medføre et uttak på om lag 1,9 TWh fra strømmettet (Miljødirektoratet 2015).

Ved siden av kvotesystemet er utslipp offshore og fra Hammerfest LNG ilagt CO₂-avgift. CO₂-avgiften ble doblet fra 0,49 kr/l i 2012 til 2013,²⁶ og ligger på 1 kr/l for 2015.²⁷ Mange som mener CO₂-avgiften bør økes ytterligere. Grønn Skattekommisjons vurdering er på den annen side at kvotepliktig sektor ikke bør ilegges CO₂-avgift, da dette ikke vil bidra til reduksjon i globale utslipp så lenge samlet antall kvoter som utstedes ligger fast over tid (NOU 2015:15). Utvalget anbefaler at CO₂-avgiften bør reduseres i takt med økningen i kvoteprisen, slik at det over tid blir en utjevning av prisene innad i kvotepliktig sektor. En annen innstramning som er foreslått er å kreve elektrifisering av alle nye felt og felt som har en levetid på mer enn ti år. Stor nok kapasitet på kraft fra land, eller en tilknyttet offshore vindkraftpark er avgjørende, og som bl.a. Osmundsen (2012) peker på, vil dette være en utfordring. Osmundsens studie illustrerer at elektrifiseringstiltak vil være svært dyre, og at samfunnsøkonomien i slike prosjekter vil være svakere enn bedriftsøkonomien.

Kostnader, gjennomførbarhet og implikasjoner for energisystemet av de tilleggstililtakene for kvotepliktig sektor som utredes i Fase 3 rapporten er oppsummeres i tabellen under (figur 7):

Tiltak	Reduksjons- potensial 2030 (tonn CO ₂ -ekv)	Kostnadskategori (kr/tonn)	Gjennomførbarhet	Energibehov
Reduserte utslipp av PFK fra aluminiumsindustrien	187 000	Under 500	Mindre krevende, teknologien er allerede kjent	Ikke økning
Økt andel trekull i ferrosilisiumindustrien	150 000	Under 500	Middels krevende, etablering av ny infrastruktur og viss FoU	0,4 TWh energi i form av kull og koks erstattes av trekull årlig
Tizir – overgang til hydrogen	140 000	Under 500 kr/tonn	Middels krevende, mye arbeid knyttet til total omlegging av produksjonen	Vil gi økning i elforbruket, men totalt energibehov (1,2 TWh) vil ikke endres
Sementindustrien: Reduksjon til 75% klinkerandel innen 2025	68 000	500-1500 kr/tonn	Middels krevende, pga. behov for videre FoU	Ikke kvantifisert, etterspørselen etter noen energivarer blir noe redusert
Økt bruk av biobrensel i sementindustrien	94 000	Under 500 kr/tonn	Mindre krevende, tilgang på brensel viktigste begrensning	Reduserer forbruk av kull med ca. 0,4 TWh, øker

²⁶ <https://www.ssb.no/natur-og-miljo/statistikker/miljovirk/aar/2015-10-01>

²⁷ <http://www.miljostatus.no/tema/klima/tiltak-klimagassutslipp/co2-avgift/>

				forbruket av tre-basert avfall like mye
Energiledelsestiltak i raffinerier - slukking av raffinerifakler	12 000	Under 500 kr/tonn	Mindre krevende, teknologi som nylig er utviklet	Alle energiledelsestiltakene kan føre til mindre energibesparelser, men det spørs om det finnes muligheter til å utnytte energien til andre formål
Energiledelsestiltak i raffinerier - forbedret varmeintegrering	65 000	500-1500 kr/tonn	Middels krevende, basert på kostnad og at det kreves fysiske endringer	
Energiledelsestiltak i raffinerier - optimalisering av ovner og kjeler	30 000	500-1500 kr/tonn	Middels krevende, basert på kostnad og at det kreves fysiske endringer	
Energiledelsestiltak i raffinerier - gjenvinning av varme fra røykgass	65 000	500-1500 kr/tonn	Middels krevende, basert på kostnad og at det kreves fysiske endringer	
CCS – Norcem Brevik (85% av CO ₂ -utslippet fanges og lagres permanent)	787 000	500-1500 kr/tonn	Mer krevende, fangstmetoder ikke testet i stor skala, kreves omfattende infrastruktur, komplekst og tidkrevende	Det forutsettes at varmebehovet til fangstanlegget dekkes vha. spillvarme og naturgass
CCS – Norcem Brevik, fangst tilgjengelig overskuddsvarme (50% av CO ₂ -utslippet)	400 000	500-1500 kr/tonn	Mer krevende, metoden er ikke testet i stor skala, krever omfattende infrastruktur, komplekst og tidkrevende	Energieffekter ikke kvantifisert.
CCS – Yara Porsgrunn (85% av totalutslippet av CO ₂ fanges)	471 000	500-1500 kr/tonn	Mer krevende, kreves ny infrastruktur, avhenger av rammebetingelser for alle aktørene i kjeden	Forutsettes at varmebehovet dekkes vha. overskuddsdamp og naturgass
CCS – Yara Porsgrunn, uten rensing av røykgass på reformeren	200 000	500-1500 kr/tonn	Middels krevende, høy CO ₂ -konsentrasjon, infrastruktur, rammebetingelser for alle aktørene i kjeden	Energieffekter ikke kvantifisert
CCS – Mongstad Cracker	621 000	500-1500 kr/tonn (bør oppdateres)	Mer krevende, infrastruktur, sikkerhets-utfordringer, fangstteknologi	Forutsettes at varmebehovet dekkes vha. naturgass og elektrisitet
Energieffektivisering i industrien: 13 tiltak u. 500 kr/tonn	137 000	Under 500	Mindre krevende, kan utløses innen 2017	Besparelser inntil 1400 MWh i 2030
Energieffektivisering i industrien: 2 tiltak over 1500 kr/tonn	65 000	Over 1500	Middels krevende, pga. kostnadene	Besparelser inntil 590 MWh i 2030
Energikonvertering i industrien 2 tiltak u. 500 kr/tonn	36 500	Under 500	Mindre krevende	Ikke besparelser.
Energikonvertering i industrien: 1 tiltak 500-1500 kr/tonn	31 000	500-1500	Mindre krevende	Ikke besparelser.
Energikonvertering i industrien: 1 tiltak over 1500 kr/tonn	89 000	Over 1500	Middels krevende	Ikke betydelige.

Figur 7: Oppsummering av tilleggstiltak i kvotepliktig sektor, slik de vurderes i Fase 3 rapporten (Miljødirektoratet 2015).

6.3 Nedtrapping av petroleumsaktiviteten?

Ettersom dagens virkemidler ikke har satt fart i reduksjon av klimagassutslipp fra petroleumssektoren, er det debatt om strengere tiltak. Gradvis nedtrapping av selve petroleumsaktiviteten, ved å ikke gi ut flere nye konsesjoner eller tillate nye lete- og prøveboringer og avskaffe TFO-ordningen (tildeling av forhåndsdefinerte områder), er en linje som blant andre Miljøpartiet de Grønne tar til orde for. I kjølvannet av Paris-avtalen sier også Venstre at vi må holde tilbake på de statlige ordningene knyttet til olje- og gassvirksomhet og leting og redusere statens risiko. Nyere forskning, fra blant andre McGlade og Ekins (2015), tyder på at man globalt bør la halvparten av gassreservene, ca. en tredjedel av oljereservene og over 80% av kullreservene ligge ubrukt fram til 2050, dersom målet er å holde den globale oppvarmingen under 2 grader. I et slikt perspektiv vil både utvinning i Arktis og økt bruk av ukonvensjonelle utvinningsmetoder være lite aktuelt.

En nyere analyse fra SSB (Hagem og Storrøsten 2016) hevder at annonsert nedtrapping av oljeproduksjonen også kan redusere dagens utslipp. Forfatterne viser til "det grønne paradokset", som gjør at stigende karbonavgifter innenfor en klimakoalisjon over tid kan øke den totale produksjon av fossil energi, på grunn av virkningene for gratispassasjerene utenfor koalisjonen. Liknende mekanismer gjør at tiltak for å redusere egen produksjon av energi også kan påvirke dagens utslipp fra gratispassasjerene. Annonsering av lavere framtidig energiproduksjon vil sende et signal om høyere fremtidige energipriser til utenlandske energiprodusenter. De vil da holde igjen produksjon for å nyte godt av høyere priser i fremtiden, noe som kan bidra til lavere tilbud av fossil energi og dermed lavere utslipp i dag (ibid.).

På den annen side veier hensynet til nasjonal verdiskaping og norske arbeidsplasser tungt, og nedtrapping i olje- og gassutvinning er ikke vurdert som tiltak i Fase 3 rapporten fra Miljødirektoratet. Klima- og miljøminister Vidar Helgesen (H) mener også at det meste av verdens gjenværende fossile ressurser må bli liggende under bakken hvis klimamålene skal nås, men er uklar på hva konsekvensene vil og bør være for Norge. Etter hans syn er det den globale etterspørselen som vil være mest avgjørende, og tiltak på etterspørselssiden som vil være mest relevante.²⁸ Pris på utslipp av klimagasser og teknologiutvikling fremheves som spesielt viktig. Konkraft argumenterer på sin side for at krisen i oljenæringen gjør at myndighetene må se på tiltak som bidrar til økt aktivitet, og ikke svekke konkurransekraften²⁹

6.4 Tiltak i ikke-kvotepiktig industri og petroleum

Enova gir også støtte til gjennomføring av energiledelse, energieffektiviseringstiltak og klimatiltak i ikke-kvotepiktig del av industrien og petroleumssektoren. Når det gjelder energi i prosesser stilles det krav om at beste tilgjengelige teknikker (BAT) benyttes. Grønn Skattekommisjon anbefaler at en større del av klimagassutslippene i ikke-kvotepiktig sektor prises. De foreslår en ny, generell CO₂-avgift for ikke-kvotepiktig sektor, som ved innføring legges på samme nivå som gjeldende CO₂-avgift for bensin og autodiesel (420 kr/tonn CO₂-ekvivalenter).³⁰

²⁸ <http://www.dn.no/nyheter/2016/11/03/0631/klima/norsk-olje-og-gass-kan-ta-et-jafs-av-verdens-utslippsbudsjett>

²⁹ <https://www.industrienergi.no/nyheter/konkraft-ber-myndighetene-bidra-til-okt-aktivitet/>

³⁰ <https://www.regjeringen.no/contentassets/38978c0304534ce6bd703c7c4cf32fc1/no/pdfs/nou201520150015000dddpdf.s.pdf>

Utslipp av hydrofluorkarbon gassene (HFK) som er vanlige i større kjøleanlegg i dag var 1,2 millioner tonn CO₂-ekvivalenter i 2013, og defineres som en egen sektor i Fase 3 rapporten fra Miljødirektoratet (2015). Tiltak her vil imidlertid ikke ha betydning for energisystemet.

Reduksjonspotensial, kostnader, gjennomførbarhet og energibehov for de tiltakene i ikke-kvotepiktig industri og petroleum som ble utredet i Fase 3 rapporten er oppsummert i tabellen under (figur 8):

Tiltak	Reduksjonspotensial 2030 (tonn CO ₂ -ekv)	Kostnadskategori	Gjennomførbarhet	Energibehov
Økt andel trekull i silisiumkarbidindustrien (Saint Gobain)	8800	Under 500	Middels krevende (etablering av ny infrastruktur, FoU)	26 GWh erstatter tilsvarende mengde petrolkoks
Energieffektivisering i næringsmiddelindustrien, under 500 kr/tonn	210 000	Under 500	Mindre krevende (forutsettes gjennomført 2016)	Besparelser ca 960 MWh i 2030
Energikonvertering i næringsmiddelindustrien, under 500 kr/tonn	153 000	Under 500	Mindre krevende (forutsettes gjennomført 2016)	Ikke energisparing
Reduksjon av ikke-kvotepiktige utslipp i petroleumssektoren	250 000	Fra under 500 til 15000	Mindre til middels krevende	Ikke betydelige energieffekter

Figur 8: Oppsummering av tiltak i ikke-kvotepiktig industri og petroleum, slik de vurderes i Fase 3 rapporten (Miljødirektoratet 2015).

Som vi ser, vil de aktuelle tiltakene ha liten betydning når det gjelder behov for elektrisitet og utviklingen av kraftsystemet.

6.5 Tiltak i transportsektoren

I 2015 utgjorde utslipp fra veitrafikk 10,3 millioner CO₂-ekvivalenter, mens luftfart, sjøfart, fiske, motorredskaper mm stod for 6,4 millioner tonn CO₂-ekvivalenter.³¹ Fase 3 rapporten (Miljødirektoratet 2015) presenterer en rekke konkrete tiltak for transport, og grupperer dem som henholdsvis aktivitetstiltak, null- og lavutslippsteknologi og tiltak i forhold til drivstoff. Tiltakene er satt sammen til tre ulike tiltakspakker for transportsektoren, for å vise et mulighetsrom fram mot 2030. I tiltakspakkene er det i hovedsak tatt utgangspunkt i teknologier som er kjente og (til en viss grad) utprøvd allerede i dag.

Mange av tiltakene – de som er inkludert i tiltakspakke 1 – antas å koste under 500 kr per tonn CO₂-ekvivalenter, og å være mindre krevende å gjennomføre. I tiltakspakke 2 ligger de fleste tiltakene i kostnadskategorien 500-1500 kr per tonn CO₂-ekvivalenter og klassifiseres som "middels krevende" å gjennomføre. I tiltakspakke 3 anses de fleste tiltakene som middels krevende, men koster over 1500 kr per tonn CO₂-ekvivalenter. Her er det blant annet inkludert at 100% av nybilsalget i 2030 er el- eller hydrogenbiler, og at vi får en nullvekst i personbilkilometer i hele landet, samt elektrifisering av ferger og passasjerskip, landstrøm til skip i havn, LNG på supplyskip og innblanding av henholdsvis 10% og 20% biodrivstoff til andre mobile kilder og innenriks luftfart i 2030.

³¹ <https://www.ssb.no/klimagassn/>

Tiltakspakke 1, transport, assosieres med et totalt reduksjonspotensial på 4 744 000 tonn CO₂-ekvivalenter i 2030. Tiltakspakke 2 anslås å innebære et reduksjonspotensial på 7 730 000 tonn CO₂-ekvivalenter, mens reduksjonspotensialet for tiltakspakke 3, transport, skal være 9 385 000 CO₂-ekvivalenter.

Når det gjelder transportsektoren er det størst usikkerhet rundt teknologiutviklingen på hydrogen og tilgang på biodrivstoff. Når det gjelder LNG på supplyskip mangler noe infrastruktur, men Miljødirektoratet (2015) vurderer tilgangen på LNG for småskala bunkring som relativt god. Norsk Industri sier imidlertid at "regionale monopoler" er en utfordring, og foreslår at et nytt og viktig virkemiddel bør være tilrettelegging for økt bruk av naturgass ved å innføre tredjepartsadgang i distribusjonsanlegg for LNG.

Landstrøm er allerede tatt i bruk i større skala i Oslo havn, og Energimeldingen vier et eget punkt til dette tiltaket. Regjeringen vil legge til rette for en markedsbasert utvikling. Det er aktuelt med investeringsstøtte i en overgangsperiode og det ilegges lav sats på elavgift ved kjøp av landstrøm til skip. Landstrøm er et satsingsområde for Enova, som i 2016 har delt ut 222 millioner til landstrøm-prosjekter. Mongstad base fikk mest, men også offshore-baser i Kristiansund, Stavanger og Hammerfest har fått mye støtte. Anleggene som får støtte skal være i drift innen 1. juli 2018.³²

Hele 7% av klimagassutslippene fra sjøfart skjer mens skipene ligger til kai. Noen av aktørene vi intervjuet la imidlertid vekt på at landstrøm stedvis vil innebære betydelig utvikling av infrastruktur. Det ble også nevnt at landstrøm til offshore installasjoner i mange tilfeller vil kreve store miljøinngrep for å bli fornybar. For eksempel viste Miljødirektoratet til at plattformene på Johan Sverdrup vil forbruke strøm tilsvarende etterspørselen i Stavanger by, eller to ganger forventet produksjon fra vindkraftanlegget i Vefsn kommune.

Fase 3 rapporten viser til en rekke virkemidler som påvirker persontransportutviklingen i byene. Overordnet referanse er Nasjonal Transportplan (NTP). Videre fremheves belønningsordningen for bedre kollektivtransport og mindre bilbruk i byområdene, og bymiljøavtalene som etter hvert vil inngås mellom regjeringen og de største byområdene. Fortetting, bompengoordninger, parkeringsbegrensninger og tilrettelegging for sykkel og gange er andre viktige virkemidler. For persontransport utenfor de største byene er brukskostnadene for personbil viktige, deriblant drivstoffavgift, veibruksavgift, parkeringstilgjengelighet og –kostnad, samt bompenger.

Når det gjelder overgang til el- og hydrogenbiler i personbilmarkedet, er drivstoffavgifter på bensin og diesel, fritak for engangsavgift og merverdiavgift, samt differensiering av en rekke andre innkjøps og bruksavgifter viktige virkemidler. Transportetatene skriver i grunnlagsdokumentet for NTP 2018-2029 at disse virkemidlene er helt avgjørende for rask innføring av nullutslippskjøretøy og ladbare hybrider. Fra intervjuene fremstår avgifter på utslipp som det mest potente virkemiddelet, selv om det også påpekes at vi allerede har et høyt avgiftsnivå sammenliknet med utlandet. Miljøavgifter vil både stimulere til energieffektivisering og påvirke det relative prisnivået mellom forurensende og ren(ere) energi. Prisendringer tillater desentralisert beslutningstaking, noe som tilsier at klimakuttene tas der de er enklest å få til (koster minst).

Virkemiddelpakken er den samme for varebiler, men har ikke vært like effektiv for dem som for privatbiler. Dette kan bl.a. skyldes at bruksmønsteret for varebiler er annerledes enn for personbiler. Flere ladepunkter kan legge bedre til rette. Både når det gjelder person- og varebiler er fyllestasjoner for hydrogenbiler en utfordring. I Fase 3 rapporten nevnes økt klimafokus ved offentlige innkjøp kun i forbindelse med el- eller

³² http://syslagronn.no/2016/12/14/syslagronn/endelig-fikk-han-landstrompenger-til-bergen_181118/?redirected=1

hydrogendrevne bybusser. Flere av aktørene som ble intervjuet i forbindelse med SINTEFs rapport om potensialet for hydrogensatsing i Norge (Tomasgard et al 2015) var opptatt av at dette kan være et aktuelt virkemiddel for å sette fart i hydrogenbilsatsningen, også når det gjelder personbiler. For bybusser nevnes også støtteordninger og samarbeidsprosjekter.

Når det gjelder lastebiler, er det først og fremst drivstoffavgifter på bensin og diesel som er aktuelle virkemidler. Da Fase 3 rapporten ble skrevet hadde EU-lovgivningen ingen konkrete tiltak på plass for å redusere utslipp fra tyngre kjøretøy). Kommisjonen har imidlertid vedtatt en strategi på dette området, og det er snakk om å kreve at CO₂-utslipp fra nye, tyngre kjøretøy blir sertifisert, rapportert og kontrollert.

Alt drivstoff til veitrafikk i Norge skal i gjennomsnitt ha en innblanding av 3,5 volumprosent bærekraftig drivstoff. Det er foreslått å øke omsetningskravet til 5,5 volumprosent. Ellers er alle typer biodrivstoff fritatt for CO₂-avgift. Biodiesel har redusert veibruksavgift, og bioetanol har full veibruksavgift opp til 50% innblanding, men ingen veibruksavgift dersom innblandingen er høyere. For innenriks luftfart som ikke er kvotepliktig, er alle typer biodrivstoff fritatt CO₂-avgift.

Når det gjelder skip er alle typer biodrivstoff fritatt for CO₂-avgift, og oppdragsgiver kan legge miljøkrav inn i anbudskrav. Stortinget har bedt regjeringen sørge for at alle kommende fergeanbud har krav til nullutslippsteknologi når teknologien tilsier dette. LNG på supply-skip fremmes ved at skip som kan dokumentere norsk avgiftspliktig fart og utslippsreduksjon av NO_x, får investeringsstøtte fra Næringslivets NO_x-fond. Fondet utgjør også et virkemiddel for elektrifisering av ferger og passasjerskip. Enova kan gi støtte til elektrifiseringsprosjekter i en utviklingsfase. Det ble innført krav om skipsspesifikk energieffektiviseringsplan (SEEMP) for skip i internasjonal fart 1. januar 2013, og siden 1. juli 2015 gjelder dette også for fartøy over 400 bt i innenriks fart.³³

Det er i dag få virkemidler direkte rettet inn på økt bruk av landstrøm, men det jobbes med å utvikle en internasjonal standard på området. Ellers kan det stilles vilkår om landstrøm ved nyetablering/bygging av kaianlegg som krever tillatelse fra kommunen, og de kan nyttes til utvikling og investering av mer klima- og miljøvennlige havner. For å stimulere til overføring av godstransport fra vei til jernbane og sjø må økt kapasitet kombineres med virkemidler som gjør det mer attraktivt for operatørene å kjøre gods på bane og sjø. Dette kan skje gjennom veiprisning eller reduserte terminalkostnader.

Grønn Skattekomisjon (NOU 2015:15) foreslår å redusere eller avvikle en rekke ordninger som subsidierer fossilt basert transport. Videre anbefaler utvalget at drivstoff til veitrafikk ilegges den samme generelle CO₂-avgiften som ikke-kvotepliktig sektor. De øvrige bilavgiftene utformes med fokus på differensiering etter CO₂-utslipp. Å erstatte dagens veibruksavgift med veiprisning basert på global satellitt-basert navigasjon og posisjonering (GNSS) er et av forslagene, som har fått mye oppmerksomhet. Grønn Skattekomisjon anbefaler videre at CO₂-komponenten i engangsavgiften bør være rundt det halve av hva den er i dag, mens engangsavgiften for varebiler, drosjer og minibusser beregnes som en prosentvis andel av avgiften for personbiler. Zero ønsker på den annen side en garanti for at fornybart drivstoff alltid skal være konkurransedyktig på pris med fossilt drivstoff, og en opptrappingsplan for CO₂-avgiften på fossile drivstoff som gjør dette mulig.³⁴ De vil også ha en langsiktig garanti for at elbiler og hydrogenbiler skal lønne seg i

³³ <https://www.sjofartsdir.no/sjofart/regelverk/rundskriv/forskrift-om-endring-av-miljosikkerhetsforskriften-seem-og-eedi-for-innenriksflaten/>

³⁴ <http://blogg.zero.no/2016/03/pressemelding-fra-zero-nasjonal-transportplan-for-gront-skifte/>

innkjøp, og et nasjonalt bompengerakst-system som gir nullutslippsbiler halv takst sammenlignet med bensin- og dieserbiler.

Selv om effekten av miljøavgifter vurderes som god, gjør fordelingsvirkningene at det er utfordrende å gjennomføre politisk. De avgiftene som vurderes på drivstoff i dag er i størrelsesorden 10-100 øre per liter, og dette vurderes ikke å være store nok økninger til å påvirke adferd. Flere har anmerket at for å stimulere til økt salg av elbil har man valgt å innføre betydelige avgiftslettelser for det rene alternativet, snarere enn å innføre ekstra kostnader for bruk av fossilt drivstoff.

I tabellen under (figur 9) har vi oppsummert de tiltakene i transportsektoren som ble utredet i Fase 3 rapporten, for å gi et bilde av implikasjonene når det gjelder fremtidig energibehov:

Tiltak	Reduksjonspotensial 2030 (tonn CO ₂ -ekv)	Kostnadskategori (kr/tonn)	Gjennomførbarhet	Energibehov
10% reduksjon av personbilm i storbyene, nullvekst i resten av landet	753 000	500-1500	Mer krevende. Ikke politisk mål om å begrense personbilm utenfor byene pr. i dag	I 2030 redusert etterspørsel etter bensin og diesel på til sammen 2,9TWh, etter biodrivstoff 0,1 TWh
Overføring av 20% av innenriks godstransport fra lastebil til jernbane og sjø	386 000	Over 1500	Mer krevende: Krever sterke virkemidler og større investeringer i ny infrastruktur	Redusert etterspørsel etter diesel og biodiesel. Økt etterspørsel etter el. for godstog 0,01 TWh og marin gassolje for godsskip 0,5 TWh
Personbiler: 100% av nybilsalget i 2025 er el- eller hydrogenbiler	2 700 000	500-1500	Mer krevende: Rask innfasing og utrulling av hydrogenstasjoner krever forsterket virkemiddelbruk.	Redusert etterspørsel etter bensin og diesel (9,4 TWh) og etter biodrivstoff på 0,4 TWh. Økt etterspørsel etter el. 3,0-4,9 TWh
Varebiler: 100% av nybilsalget i 2030 er el- eller hydrogenbiler	827 000	500-1500	Middels krevende	Redusert etterspørsel etter bensin og diesel på til sammen 1,8 TWh og etter biodrivstoff på 0,1 TWh. Økt etterspørsel etter elektrisitet på mellom 0,6 og 1 TWh.
Bybusser: 100 % av nybilsalget i 2025, og 75 % av nybilsalget av langdistansebusser i 2030 er el- eller hydrogendrevne	281 000	500-1500	Middels krevende	Redusert etterspørsel etter diesel på 1,1 TWh og etter biodiesel på 0,07 TWh. Økning i etterspørsel etter elektrisitet på mellom 0,4 og 0,7 TWh.
Lastebiler: 50% av nybilsalget i 2030 er el- eller hydrogendrevne	250 000	500-1500	Middels krevende	Redusert etterspørsel etter diesel på 0,7 TWh og etter biodiesel på 0,05 TWh. Økt etterspørsel etter elektrisitet på mellom 0,3 og 0,6 TWh
Hybridelektrisk drift på personbiler	1 327 000	Under 500	Mindre krevende	Redusert etterspørsel etter bensin og diesel på til sammen 5,2 TWh og etter biodrivstoff på 0,2 TWh. Økt forbruk av elektrisitet på 1,7 TWh, men etterspørselen etter kraft fra nettet vil være lavere

Hybridelektrisk drift på lastebiler	138 000	Under 500	Middels krevende	Redusert etterspørsel etter diesel (0,5 TWh) og biodiesel (0,03 TWh). Økt forbruk av elektrisitet på 0,2 TWh, men etterspørselen etter kraft fra nettet vil være lavere
Biodrivstoff til veitransport: +40 prosentpoeng i 2030	4 366 000	Over 1500	Mer krevende: Krever tilpasning av infrastruktur og endring i kjøretøyparken. Utfordringer knyttet til tilgjengelighet	Redusert etterspørsel etter bensin, økt etterspørsel etter bioetanol, på 2,8 TWh, og redusert etterspørsel etter diesel, økt etterspørsel etter biodiesel på 13,6 TWh.
Innblanding av 20% biodrivstoff til andre mobile kilder i 2030	409 000	Over 1500	Mer krevende: Tekniske utfordringer (effekt på tanker og andre deler)	Redusert etterspørsel etter bensin, tilsvarende økning i etterspørsel etter bioetanol, på 0,05 TWh, og redusert etterspørsel etter diesel, tilsvarende økning i etterspørsel etter biodiesel på 1,6 TWh
Innblanding av 40% biodrivstoff til innenriks luftfart i 2030 (ikke kvotepliktig)	104 000	500-1500	Mer krevende: Usikkerhet rundt tilgang på bærekraftig biodrivstoff.	Redusert etterspørsel etter konvensjonelt jetflydrivstoff, tilsvarende økning i etterspørsel etter biojetdrivstoff, på 0,4 TWh
Elektrifisering av gjenværende dieselstrekninger på jernbane	41 000	500-1500	Mindre krevende	Redusert etterspørsel etter diesel på 0,1 TWh og økt etterspørsel etter elektrisitet på 0,06 TWh
Bruk av vegetabilsk olje på lasteskip (100%)	180 000	Under 500	Middels krevende	Redusert etterspørsel etter fossil energi og økt etterspørsel etter vegetabilsk olje i samme størrelsesorden, ca. 680 GWh
Bruk av vegetabilsk olje i fiskeflåten (100%)	693 000	Under 500	Middels krevende	Redusert etterspørsel etter fossil energi og økt etterspørsel etter vegetabilsk olje i samme størrelsesorden, ca. 2586 GWh
LNG på supply skip	35 000	Under 500	Middels krevende	Redusert forbruk av marine gassoljer på ca. 870 GWh, og tilsvarende økning for LNG
Landstrøm til skip i havn	196 000	500-1500	Middels krevende	Redusert forbruk av marine drivstoff på ca. 730 GWh. Høyere virkningsgrad og økt etterspørsel etter elektrisk kraft på ca. 290 GWh

Figur 9: Oppsummering av tiltak for transportsektoren, slik de vurderes i Fase 3 rapporten (Miljødirektoratet 2015).

Som vi ser, tyder Miljødirektoratets utredning på at de aktuelle tiltakene kan føre til en betydelig økning i etterspørsel etter elektrisitet i transportsektoren. Samtidig er det usikkerhet knyttet til utviklingen i etterspørsel etter transport fram mot 2050, og hvor mye energibruken vil bli redusert på grunn av mer effektive kjøretøy.

6.6 Tiltak for å redusere utslipp knyttet til energiforsyning

I et europeisk perspektiv er norsk energiforsyning så å si fri for klimagassutslipp. De utslippene vi finner stammer hovedsakelig fra gasskraftverk, avfallsforbrenning, fjernvarmeanlegg og kullbasert elektrisitets- og varmeproduksjon på Svalbard. Det er kvoteplikt for gasskraftverkene og fjernvarmesektoren. CCS på Klemetsruds utsorterings- og energigjennvinningsverk er utredet i Fase 3 rapporten, hvor det anslås til å ha et reduksjonspotensial i 2030 på 140 000 tonn CO₂-ekvivalenter, til en kostnad på 500-1500 kr/tonn. Dette anslås imidlertid også å være et tiltak som er "mer krevende" å gjennomføre, på grunn av teknologiutviklingsbehov på linje med andre CCS prosjekt. Andre aktuelle tiltak for reduserte klimagassutslipp går på økt materialgjenvinning.

Når det gjelder CCS for energigjennvinningsverk har man det samme virkemiddel-settet som for CCS i industrien, med Gassnova, CLIMIT og mulighet for testing på Mongstad (TCM), samt Forurensningsloven, som kan brukes til å pålegge utredning av muligheter for CCS. Forurensningsloven og avfallsforskriften er sentrale i reguleringen av avfallshåndtering, og store deler av dette er basert på EU-regelverk. Byggteknisk forskrift er relevant når det gjelder avfall fra bygg og anleggsvirksomhet, og utvidet produsentansvar er et sentralt virkemiddel for å fremme materialgjenvinning. Bransjeavtaler kan benyttes, og det er allerede en avgift på drikkevare-emballasje, som bidrar til økt innsamling for gjenvinning.

Tiltakene for å redusere utslipp knyttet til energiforsyning som er drøftet i Miljødirektoratets Fase 3 rapport er oppsummert i tabellen under (figur 10). Som vist er energibehov ikke kvantifisert.

Tiltak	Reduksjonspotensial 2030 (tonn CO ₂ -ekv)	Kostnadskategori	Gjennomførbarhet	Energibehov
CCS Klemetsrud utsorterings og energigjennvinningsverk	140 000	500-1500	Mer krevende, pga. teknologiutviklings-behov	Ikke kvantifisert
Økt materialgjenvinning av plastavfall, lavt nivå	50 000	Under 500	Mindre krevende.	Ikke kvantifisert
Økt materialgjenvinning av plastavfall, middels nivå	110 000	500-1500	Middels krevende, virkemiddelapparatet må styrkes	Ikke kvantifisert
Økt utsortering av brukte tekstiler til materialgjenvinning	20 000	Under 500	Mindre krevende.	Ikke kvantifisert

Figur 10: Oppsummering av tiltak for å redusere utslipp knyttet til energiforsyning, slik de vurderes i Fase 3 rapporten (Miljødirektoratet 2015).

6.7 Tiltak i byggsektoren

Byggsektoren stod for utslipp av 1,5 millioner tonn CO₂-ekvivalenter i 2013. 47% av dette stammet fra tjenesteytende næringer, mens husholdningene stod for 40%. Primærnæringene og bygg- og anleggssektoren stod for mindre andeler – henholdsvis 5 og 9%. I Fase 3 rapporten er det utfasing av oljefyring i henholdsvis boliger og yrkesbygg som presenteres som aktuelle tiltak. Når det gjelder utfasing av oljefyring er eksisterende virkemidler CO₂-avgiften og grunnavgift på mineralolje, og ifølge forurensningsloven er det per i dag forbudt å forbrenne tung fyringsolje i Oslo og Drammen. I tillegg har regjeringen foreslått å forby bruk av fossil olje til oppvarming av bygninger fra 1. januar 2020.

SINTEF Byggforsk hevder i en studie fra 2009 at man kan spare så mye som 12 TWh innen 2020, der i underkant av 10 TWh er frigjort elektrisitet, på energieffektiviseringstiltak i byggsektoren (Dokka et al 2009). Nå er det bare 3 år til 2020 og begrenset hva man rekker, men studien illustrerer at det er stort potensial på lengre sikt. Det er allerede vedtatt at energikravene i den tekniske byggeforskriften (TEK 10) skjerpes effektivt fra 1. januar 2017. De nye kravene er i tråd med klimaforlikets mål om passivhusnivå, og innebærer at nye bygg vil bli om lag 20-25% mer energieffektive sammenliknet med i dag.³⁵ På den annen side kan lave energipriser tilsi at det ikke er økonomisk lønnsomt å etterisolere gamle hus til ny standard, med mindre det gjøres som del av et generelt oppussingsarbeid.

Selv om dagens nybygg er gjerrige på energibruk, er det noen utbyggere som tilbyr såkalte nullhus, som produserer like mye energi som det totalt har behov for per år, og samtidig er karbonnøytralt når det gjelder materialer og byggeprosess. Det er også økende interesse for plusshus (bygg med netto negativ energibruk over livsløpet). Powerhouse er et pågående samarbeid mellom Entra Eiendom, Skanska, arkitektkontoret Snøhetta, miljøstiftelsen ZERO, aluminiumsprofilselskapet Sapa og rådgivningselskapet Asplan Viak, der man allerede har etablert to plusshus-prosjekter, et i Kjørbo, Bærum, og et på Brattørkaia i Trondheim.³⁶ Prosjektene viser at teknologien for å klare dette eksisterer, og i neste fase har man forhåpninger om at læringen i trinn 1 vil redusere kostnadene med 10-15%.

Forskningscenteret ZEB (Zero Emission Buildings) studerer hvordan man kan eliminere klimagassutslipp fra bygninger. Kjørbo Powerhouse inngår som ett av ni pilotprosjekter. Kostnadene knyttet til disse prosjektene er ikke allment tilgjengelig, men det anslås at etter ca. 100 plusshus-prosjekter kan kostnadene komme ned mot 30% over dagens byggekostnader. Før man kommer frem til standardiserte løsninger og byggeprosesser er det nødvendig med mye utprøving og læring.³⁷

Tiltakene for byggsektoren som drøftes i Fase 3 rapporten er oppsummert i tabellen under (figur 11):

Tiltak	Reduksjonspotensial 2030 (tonn CO2-ekv)	Kostnadskategori	Gjennomførbarhet	Energibehov
Utfasing av oljefyring i boliger og som grunnlast i yrkesbygg	830 000	Under 500	Mindre krevende.	Avhenger av hva som blir alternativene. ³⁸
Utfasing av oljefyring som spisslast i yrkesbygg	13 000	500-1500	Middels krevende.	Avhenger av hva som blir alternativene.

Figur 11: Oppsummering av tiltak for å redusere klimagassutslipp i byggsektoren, slik de vurderes i Fase 3 rapporten (Miljødirektoratet 2015).

Som figuren viser vil behovet for elektrisitet knyttet til utfasing av fossile oppvarmingskilder bero på hva som blir alternativene, om det i hovedsak blir løsninger som krever strøm fra nettet eller større innslag av distribuerte løsninger med ny fornybar energi.

³⁵ <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/nye-energikrav-i-nye-bygg---skjerpede-krav-enklere-regler/id2461598/>

³⁶ www.powerhouse.no

³⁷ <http://www.zeb.no/index.php/en/>

³⁸ Miljødirektoratet har gjort en egen utredning av tiltaket, under gitte forutsetninger. Miljødirektoratet 2015. Konsekvensutredning – forbud mot bruk av fossil olje til oppvarming av bygninger i 2020. Miljødirektoratet.

6.8 Tiltak i jordbruket

Jordbruket vil mest sannsynlig være den sektoren som har de høyeste gjenstående utslippene i Norge i 2050 (Miljødirektoratet 2014). Det er vanskelig å se for seg dype utslippskutt og samtidig opprettholde selvforsyningsgraden med en voksende befolkning. Jordbruket kan likevel bidra til utslippsreduksjoner og med råstoff til bioenergiproduksjon. Tiltak som vurderes her er stans i nydyrking av myr, biogass fra husdyrgjødsel, mindre matsvinn, overgang fra storfekjøtt til svinekjøtt, og overgang fra kjøtt til vegetabilsk og fisk (Grønlund 2014, Miljødirektoratet 2015).

Det er foreløpig ikke iverksatt virkemidler for stans i nydyrking av myr. I 2013 ble det opprettet en tilskuddsordning for levering av husdyrgjødsel til biogassanlegg. Det gis også støtte til utbygging av biogassanlegg fra Enova og gjennom Innovasjon Norge. Som en oppfølging av Nasjonal tverrsektoriell biogasstrategi (Klima og miljødepartementet 2014) ble det satt av 10 millioner kroner til forskning og etablering av pilotanlegg for biogassproduksjon i 2015. Det eksisterer ingen andre virkemidler enn rene informasjonskampanjer for overgang fra storfekjøtt til svinekjøtt, vegetabilsk og fisk, og det er heller ikke tatt i bruk konkrete virkemidler for å redusere matsvinn.

Grønn Skattekommisjon mener prinsipielt at det bør innføres avgift på alle klimagassutslipp, men ettersom det vil være vanskelig å måle slike utslipp fra jordbruket anbefaler de i stedet å redusere produksjonsstøtten for rødt kjøtt. De anbefaler videre at det innføres avgift på nitrogen i kunstgjødsel og en avgift på klimagassutslipp for inngrep i myr (og andre arealendringer). I begge tilfeller vil de sette avgiftssatsen lik den generelle CO₂-avgiften i ikke-kvotepiktig sektor (NOU 2015).

De tiltakene innenfor jordbruket som er vurdert i Fase 3 rapporten er oppsummert i tabellen under (figur 12):

Tiltak	Reduksjonspotensial 2030 (tonn CO ₂ -ekv)	Kostnadskategori (kr/tonn)	Gjennomførbarhet	Energibehov
Stans i nydyrking av myr (8% mindre dyrket myr i 2030 enn i referansebanen)	31 000	Under 500	Mindre krevende.	Ikke kvantifisert.
Biogass fra husdyrgjødsel (innfasingstakt 35% i 2020, 35% i 2030, og 50% i 2050)	101 000	Over 1500	Middels krevende	Ved 35% vil det bli produsert 0,7 TWh
Mindre matsvinn (lineær opptrapping fra 2016, halvering i 2050)	56 000	Under 500	Middels krevende.	Ikke beregnet.
Overgang fra storfekjøtt til svinekjøtt (forbruk av storfekjøtt reduseres 26% i 2030, i forhold til 2012, og erstattes med svinekjøtt)	170 000	Under 500	Middels krevende	Ikke beregnet.

Overgang fra kjøtt til vegetabilsk og fisk	152 000	Under 500	Mer krevende	Ikke beregnet.
--	---------	-----------	--------------	----------------

Figur 12: Oppsummering av tiltak for å redusere klimagassutslipp fra jordbruket, slik de vurderes i Fase 3 rapporten (Miljødirektoratet 2015).

Som tabellen viser, er det ikke snakk om tiltak som vil medføre større økning i behov for elektrisitet.

7 Tiltak for styrket forsyningsikkerhet

Ifølge Energimeldingen er norsk forsyningsikkerhet av elektrisitet god. En stabil og sikker energiforsyning er grunnleggende for et moderne velferdssamfunn, og et konkurransefortrinn for norsk energiintensiv industri. Forsyningsikkerhet er i stor grad knyttet til kraftsystemets evne til kontinuerlig å levere strøm til sluttbruker. Nedbør, vind og solinnstråling følger i liten grad forbruksmønsteret. Kraftsystemet må likevel være i stand til å håndtere variasjoner.

Regjeringen mener at driften av kraftsystemet og krafthandelen så langt som mulig må baseres på markedsmessige løsninger. Dette har da også vært en politisk prioritet siden innføringen av energiloven i 1990. Effektive markeder gir riktige prissignaler om knapphet og overskudd av energiproduksjon, nett og energibruk, og markedsbaserte løsninger legger bedre til rette for god ressursutnyttelse, innovasjon og styrket forsyningsikkerhet. Energimeldingen understreker at overføringsnettet står sentralt i et kraftsystem basert på klimavennlige energikilder som vann- og vindkraft, og at det er planlagt betydelige investeringer i det norske kraftnettet. Ifølge Nettutviklingsplanen (NUP) 2015 planlegger Statnett å investere 50-70 milliarder kroner de kommende ti årene, med en investeringstopp i 2018-2019.

7.1 Tiltak for å sikre den nasjonale energiforsyningen

Ifølge Nettutviklingsplanen er oppgradering av det eksisterende sentralnettet Statnetts hovedstrategi i Norge. Av de prosjektene som er planlagt fra 2016 til 2025 utgjør om lag 2/3 oppgradering av eksisterende nett, enten ved bruk av eksisterende master, eller ved å bygge en ny kraftledning i eksisterende trasé. I noen tilfeller kan spenningen heves uten at det bygges nytt, men for å utnytte den økte overføringskapasiteten må også transformatorstasjonene utvides (NUP 2015).

Etter 2020 er det knyttet større usikkerhet til nye investeringer som følge av EUs tredje elmarkedspakke, men ansvaret for sentralnettet skal konsentreres. Dette vil innebære at Statnett overtar den delen av sentralnettet som i dag eies av andre nettselskap, samt avklaring av nye overføringsbehov i Nord-Norge, Midt-Norge og på Vestlandet. Det gjennomføres nå omfattende tiltak for utvidelse av kapasiteten i sentralnettet, men det forventes likevel i Energimeldingen at samlet investeringsnivå vil gå ned på sikt.

For å bidra til økt forutsigbarhet forbereder Statnett en ny ordning for tildeling av ledig nettkapasitet i noen områder. Det er kun prosjekter med endelig konsesjon som kan be om bekreftelse på ledig nettkapasitet. Ordningen skal ivareta konkurransen mellom prosjektene slik Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) og deres elmarkedstilsyn har lagt opp til. Dette er igjen en oppfølging av EUs så vel som norsk energipolitikk.

Energimeldingen vektlegger også at investeringer i transmisjonsnettet skal bidra til utjevning av regionale ubalanser i kraftsystemet og tilrettelegge for nytt forbruk og ny kraftproduksjon. Samfunnsøkonomien i investeringene skal vurderes nøye og også inkludere andre arealinteresser og konsekvenser for natur og miljø. Det legges vekt på at så vel kravene knyttet til konsesjonssøknader som den økonomiske driftsreguleringen skal bidra til transparens og forståelse for kostnadsutviklingen for investeringer i transmisjonsnett.

For å bidra til mer kostnadseffektiv lokalisering av produksjon og forbruk, vurderer NVE spesielt to tiltak; å åpne for økt bruk av anleggsbidrag på høyere nett(spennings)nivå, og en adgang for nettselskaper til å ta betalt for utredningskostnader ved planlegging av nett-tiltak. Nett-tiltak på høyere nivå kan komme andre interessenter til gode enn de som utløser behovet for tiltaket, og i utformingen av et eventuelt regelverk om

anleggsbidrag vil slike problemstillinger bli adressert. Det legges også opp til styrkede lokaliseringssignaler gjennom mer tilgjengelig informasjon om nettforhold og effektiv prising av nett-tjenester.

Bruken av apparater med høyere spenningsnivå og økt behov for hurtiglading, øker effektbehovet. For å opprettholde et sikkert distribusjonsnett er det derfor viktig å investere i infrastruktur og tiltak for å hindre avbrudd. Ifølge Energimeldingen vektlegger Regjeringen at nettselskapene har tilstrekkelig kompetanse til planlegging, bygging og drift av et strømmnett som utsettes for endrede forbruksstrukturer.

Mens kraftmarkedet utvikles på en måte som stimulerer konkurranse, skal kraftnettet være naturlige fysiske monopol som alle markedsaktører kan bruke på like vilkår i utvikling av sin forretningsstrategi. Inntektsrammeregulering er et sentralt virkemiddel for å hindre at nettselskapene får en urimelig monopolfortjeneste i drifting av strømmnettet. Dette underlegges direkte regulering og NVE fastsetter årlig en inntektsramme for hvert enkelt nettselskap. Nettselskapet skal fastsette tariffene for bruk av strømmnettet slik at faktisk inntekt over tid ikke overstiger tillatt inntekt for nettselskapet. Inntektsrammereguleringen skal gi nettselskapene insentiver til å være kostnadseffektive, og dermed sikre at kundene ikke betaler for mye for bruken av strømmnettet.³⁹

Inntektsrammereguleringen skal også gi nettselskapene insentiver til å opprettholde leveringspåliteligheten i nettet på et optimalt nivå. KILE-ordningen (kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi) reduserer nettselskapenes tillatte inntekt når det er avbrudd i leveringen. I tillegg kan sluttbrukere som opplever strømavbrudd som varer i over 12 timer kreve å få utbetalt en kompensasjon fra nettselskapet.⁴⁰

Stortinget vedtok i mars 2016 krav til selskapsmessig og funksjonelt skille mellom nettvirksomhet og annen virksomhet i samme energiselskap. Hensikten er å sikre nettvirksomhetens nøytralitet i tråd med monopolreguleringen samt synliggjøre resultater og verdier fra denne delen av virksomheten bedre. Dette kan legge til rette for sammenslåinger og en mer rasjonell nettstruktur. Det skal også etableres et felles forum for informasjonsdeling og kunnskapsinnhenting blant nettselskapene.⁴¹

Energimeldingen påpeker videre at Regjeringen vil legge til rette for bruk av ny teknologi som gjør at sluttbrukere kan ha et mer aktivt forhold til sitt strømforbruk, og i den sammenheng er det vedtatt innføring av smarte strømmålere (AMS).⁴² NVE vil samtidig se på mulighetene for å bruke markedsmekanismer for fleksibilitet for å håndtere kapasitetsbegrensninger, og man vurderer å gjøre forskriftsendringer som innebærer større grad av effektbasert tariffing med timesoppløsning.⁴³ Aktuelle markedsmekanismer drøftes i en konsulentrapport THEMA har utarbeidet for NVE (TCG 2016). Forfatterne foreslår en løsning der det inngås langsiktige avtaler om utkobling av hele eller deler av forbruket, og tilbyderne kompenseres gjennom en reservasjonspris, mens aktivering ikke kompenseres. Dette vil innebære en videreføring av dagens ordning med utkoblbare tariffer (UKT), hvor også lokal produksjon inkluderes.

Plusskundeordningen retter seg mot sluttbrukere av elektrisk energi som har en årsproduksjon som normalt ikke overstiger eget forbruk, men som i enkelte driftstimer har overskudd av kraft som kan mates inn i nettet. Produksjonsheter hvor det kreves omsetningskonsesjon eller sluttbrukere med produksjon som også leverer elektrisk energi til andre sluttbrukere, er ikke omfattet av ordningen for plusskunder (NVE).

³⁹ <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/>

⁴⁰ <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/reguleringsmodellen/kvalitetsinsentiver-kile/>

⁴¹ Vedtaket var basert på det såkalte Reitunutvalgets rapport. Mer info finnes her:

https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/oed/pdf_filer_2/rapport_et_bedre_organisert_stroemnett.pdf

⁴² <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/sluttbrukermarkedet/ams/>

⁴³ http://publikasjoner.nve.no/hoeringsdokument/2015/hoeringsdokument2015_03.pdf

Plusskundeordningen er frivillig for begge parter, og dersom enighet oppnås, vil nettselskapet kjøpe overskuddskraften fra kunden. Plusskunden kan ikke selv videregjøre kraften til andre sluttbrukere eller delta i engrosmarkedet. De normale rettighetene og pliktene til leverings- og spenningskvalitet, leveringsplikt, tilknytningsplikt, anleggsbidrag, med mer, opprettholdes. Det lokale nettselskapet kan også sette nødvendige krav til tilknytningen som sikrer deres anlegg. Plusskundene blir avkrevd kostnadene for nødvendig måleutstyr som registrerer kraftmengden som leveres til nettet, og prisen for overskuddskraften blir fastsatt i en egen avtale mellom plusskunde og nettselskap. NVE foreslår at prisen burde reflektere markedsprisen på kraft i det aktuelle området, men det er ingen direkte føringer på hvordan prisen skal beregnes.⁴⁴

NVE har vedtatt endringer i forskrift om kontroll av nettvirksomheten (Kontroll-forskriften) hvor det innføres en ny definisjon av plusskunder som blir gjeldende fra 1. januar 2017. Fra samme dato fritas plusskunder fra å betale andre tariffledd for innmating.⁴⁵

7.2 Tiltak for å styrke overføringskapasitet gjennom mellomlandsforbindelser

Norge er stort sett selvforsynt med kraft, men vær, temperatur og snømengder varierer over år, noe som påvirker kraftproduksjonen. I perioder med overskudd og underskudd er det viktig å ha mulighet for kraftutveksling med våre naboland – noe som også har vært tilfelle i mange tiår. Samtidig skjer det nå en utbygging av store mengder ikke-regulerbar fornybar energi i Europa. Dette skaper et behov for bedre sikring av elektrisitetsforsyningen og kan også åpne nye muligheter for såkalt balansekraft fra norske vannmagasin. Samtidig kan økt kraftproduksjon i Europa gi nye muligheter for billig import til Norge. Et sentralt viktig spørsmål er derfor hvor mye overføringskapasitet det kan og bør bygges ut mellom Norge og andre land.

Regjeringen påpeker i Energimeldingen at Norge fører en politikk hvor mellomlandsforbindelser skal bygges ut skrittvis, både for å sikre norsk forsyningssikkerhet og for å sikre samfunnsøkonomisk lønnsomhet. I følge Energiutredningen er det "ønskelig med en diversifisert utvikling av handelskapasitet til utlandet for å balansere variasjoner i krafttilgangen i Norge og levere fornybar fleksibilitet til Europa» (NOU 2012:171). Som oppfølging av Energimeldingen vedtok Stortinget i november 2016 endringer i Energiloven som åpner for at andre aktører enn Statnett skal bygge og drifte mellomlandsforbindelser gjennom egen utenlandskonsesjon.⁴⁶ Det foreligger også planer om et ny mellomlandsforbindelse mot Storbritannia; North Connect⁴⁷, men så langt er det kun Statnett som har hatt ansvaret for å styrke overføringskapasitet gjennom mellomlandsforbindelser.

I dag har Norge forbindelser til Sverige, Danmark, Finland, Nederland og Russland, med en samlet utvekslingskapasitet på rundt 6000 MW, eller nærmere 20 prosent av installert produksjonskapasitet. Om lag 90 prosent av utvekslingskapasiteten er knyttet til Norden (Meld. St. 25 (2015–2016)). Statnett bygger nå to nye mellomlandsforbindelser. Den ene skal gå mellom Norge og Tyskland (Nordlink)⁴⁸, den andre mellom Norge og Storbritannia (NSN)⁴⁹ begge på 1400 MW. Nettutviklingsplanen til Statnett vektlegger at de nye mellomlandsforbindelsene vil legge til rette for økt verdiskaping når det er overskudd av kraft i Norge, og

⁴⁴ <http://www.fornybar.no/energipolitikk>

⁴⁵ <https://www.nve.no/elmarkedstilsynet-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/tariffer-for-produksjon/plusskunder/>

⁴⁶ <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Saker/Sak/?p=65330>

⁴⁷ <http://northconnect.no/>

⁴⁸ <http://www.statnett.no/Nettutvikling/NORDLINK/>

⁴⁹ <http://www.statnett.no/Nettutvikling/Kabel-til-england/>

fordi det blir bedre tilgang på rimelig kraft fra andre markeder når det er underskudd i Norge. Den økte kapasiteten, med direkte tilknytning til flere markeder, bidrar også til økt forsyningssikkerhet. Ifølge Nettutviklingsplan 2015 kan kabelprosjektene ha robust samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Dette ha vært tilfelle for mellomlandsinvesteringen til Nederland (NorNed), som ble nedbetalt langt raskere enn planlagt.⁵⁰

Det samfunnsøkonomiske grunnlaget for nye mellomlandsforbindelser etter Nordlink og NSN er usikkert og avhenger av flere faktorer. For Statnett som systemoperatør er det avgjørende å ha kontroll på konsekvensene for den daglige driften av kraftsystemet som følge av idriftsetting av NSN og Nordlink før eventuelt flere nye mellomlandsforbindelser kan settes i drift. Dette vektlegges også av regjeringen i Energimeldingen, men samtidig viser utviklingen i Storbritannia og diskusjonen rundt kapasitetsmekanismer, at det er et stort behov for nye mellomlandsforbindelser. Derfor kan North Connect prosjektet bli et spennende tilskudd. Det vil gi nye muligheter for andre energiselskap samtidig som det avlastet systemoperatøren Statnett.

Statnett påpeker i sin NUP 2015 at overføringsbehovet er mer usikkert for perioden 2025-35. Man forventer at andelen fornybar kraftproduksjon vil vokse på bekostning av kull og gass, og nettkapasiteten blir større. Denne omstillingen vil etter all sannsynlighet fortsette fram mot 2035 og 2050. Samtidig er potensialet for energieffektivisering stort og de økonomiske utsiktene fortsatt usikre, noe som kan føre til en videre stagnasjon eller nedgang i kraftforbruket. Statnett legger derfor til grunn at samlet energibruk fortsetter å falle. Hvis sluttforbruket av energi i EU faller med 10 % fra i dag kan utbyggingen i følge NUP 2015 reduseres med ca. 350 TWh sammenlignet med om forbruket hadde vært konstant.

En analyse THEMA Consulting Group (2015) har gjort av forsyningssikkerhet i det nordiske systemet understreker at ettersom verdien av effekt og fleksibilitet vil øke, blir det viktig å sikre at prissignalene er adekvate i alle deler av markedet. Prisene må reflektere knapphetssituasjoner, fleksibilitet må premieres ut fra sin verdi, og leveranser av reserver og systemtjenester må få betaling på markedsmessig grunnlag (ibid.). I første omgang vil eksisterende vannkraft være den billigste kilden til økt effekt og fleksibilitet, og det er derfor viktig å fjerne barrierer for utnyttelse av og investeringer i effektkapasitet og fleksibilitet. Eksempler på slike er nettoperatorenes praksis med å øke overføringskapasiteten til markedet ved å gjøre tiltak i nettet før handelen starter i Elspot, og utformingen av den svenske innmatingstariffen (effektavgiften). På lengre sikt ser konsulentselskapet et betydelig, om enn usikkert potensial for forbruksfleksibilitet, og mener det kan være mye å hente på å involvere etterspørselssiden i balanseringen av systemet i større grad.

Videre mener man det bør vurderes om betalingen for systemtjenester gir adekvat kompensasjon til leverandørene, og om produktdefinisjonene i markedene for reserver og systemtjenester kan endres slik at det legges bedre til rette for at forbruket kan bidra til balanseringen av systemet. Det er ellers viktig å ta hensyn til konsekvenser for forsyningssikkerhet når man skal utforme virkemidler og reguleringer som påvirker kraftproduksjon og –forbruk, for eksempel i forbindelse med tiltak for energieffektivisering. På mellomlang og lengre sikt foreslår THEMA Consulting Group at man også bør utrede om og hvordan flytbasert markedskobling, 15-minuttersinndeling og budområde-inndeling kan utformes for å styrke prissignalene i Elspot og øke handelen i Elbas.

I en aktøranalyse utført av Zero (Bakken et al 2012), viste de fleste til at økte mellomlandsforbindelser bidrar til klimakutt i Europa. Nettaktørene mente det ligger barrierer i at flere forbindelser krever forsterkninger i

⁵⁰ Mer generelt om mellomlandsforbindelser: <http://www.statnett.no/Samfunnsoppdrag/vart-samfunnsoppdrag/Nestegenerasjon-sentralnett/Hva-bygger-vi-hvor/Nettutvikling-mot-utlandet/>

nasjonale nett, at det er lokal motstand, begrensede ressurser i Statnett, og at det mangler en langsiktig strategi i den norske politikken på mellomlandsforbindelser. Dette ble også bekreftet i CEDREN prosjektet HydroBalance.⁵¹ I Zero studien påpekte kraftprodusentene strukturemessige problemer og ulike regulatoriske krav i europeiske land. På den annen side trakk alle fram elsertifikatmarkedet, og også flaskehalsinntektene som kan genereres ut fra prisforskjeller mellom landene, som viktige drivere.

Miljø- og naturvernorganisasjonene mente utbyggingen av mellomlandsforbindelser ses for lite i sammenheng med utbygging av offshore vind og elektrifisering av sokkelen. De påpekte at klimaperspektivet må prioriteres høyere – samt at noen forbindelser vil innebære naturinngrep som også må vurderes nøye. En kategori omtalt som 'observatører' påpekte usikkerheten knyttet til klimaeffekten av mellomlandsforbindelser, finansiering og inntektsfordeling, samt at det er ulike holdninger til hvilken effekt mellomlandsforbindelser vil ha på kraftprisen. Fagbevegelse og industri mente at den beste måten å bruke et forventet kraftoverskudd i Norge på er å øke produksjonen av kraftintensive produkter her hjemme. På den annen side ble det fremhevet at økt handelskapasitet vil gi incitament til videreutvikling av vannkraftsystemet, samt arbeidsplasser knyttet til implementering og drift.⁵²

⁵¹ <http://www.cedren.no/Prosjekter/HydroBalance>

⁵² Dette er perspektiv som i stor grad blir bekreftet i det pågående HydroBalance prosjektet, der man også gjør konkrete studier av samfunnsaksept og regulatoriske forhold. HydroBalance konkluderer foreløpig med at muligheter rundt økte mellomlandsforbindelser er langt større enn truslene.

8 Lønnsom utbygging av fornybar energi

Energimeldingen vektlegger at Regjeringen vil legge til rette for lønnsom produksjon av fornybar energi, og ønsker at fornybar kraftproduksjon bygges ut etter samfunnsmessig lønnsomhet. Hittil har elsertifikatene gjort det lønnsomt å bygge ut fornybar kraftproduksjon, men Regjeringen vil ikke fornye ordningen etter 2021 – noe Stortinget støttet under behandlingen av Energimeldingen i juni 2016. Subsidiene som tilbys gjennom elsertifikater har bidratt til et betydelig økt kraftoverskudd i Norge. Samtidig har kraftprisene variert sterkt og blitt mer enn halvert siden 2008 – primært som følge av reduserte pris på kull og gass og som følge av reduserte CO2 priser. Det råder derfor mye usikkerhet om hvordan lønnsom utbygging kan realiseres og for vannkraft må det også knyttes til uforutsigbarhet rundt variasjon i nedbørsmengder og tidspunkt for snøsmelting fra år til år.

I forbindelse med behandlingen av Energimeldingen uttalte Tord Lien at man de neste ti årene vil søke å rebalansere det norske kraftmarkedet ved å få opp forbruket samtidig som kraftoverskuddet reduseres. En stans i subsidiene som elsertifikatene representerer, vil antakelig bety stopp i mye av ny-utbyggingen etter 2021, ettersom elsertifikatene står for nesten halvparten av inntektene med dagens priser.⁵³ Norsk vindkraftforening og Småkraftforeningen, som representerer en rekke mindre kraftaktører i distriktene, mener myndighetene må innføre nye støtteordninger etter 2021 for å opprettholde veksten i næringen. Markedskraft mener imidlertid at en byggestopp kan bidra til å balansere markedet. Dette er en posisjon som også støttes av Energi Norge.⁵⁴ Med et stabilt antall aktører vil det store kraftoverskuddet på sikt bli redusert. Dette vil sørge for høyere priser, som igjen kan øke lønnsomheten.

8.1 Vannkraft

Vannkraften har på mange måter lagt grunnlaget for vår nasjonsbygging og industrielle identitet. Fosser ble temmet etter at konsesjonslovene ble vedtatt raskt i 1917 for å sikre nasjonal kontroll. Senere kunne man invitere utenlandsk kapital til å etablere kraftkrevende industri (Angell og Brekke 2011, Nilsen og Thue 2006). Grunnlaget ble lagt for betydelig velstandsutvikling – spesielt i de kommuner som fikk lokalisert kraftanlegg. Via skattepolitikken ble storsamfunnet også tilført betydelige verdier.

Kraftproduksjonen i Norge ble (i motsetning til mange andre land som Sverige) primært knyttet til nærliggende industrielt forbruk som primæraluminiumsproduksjon eller annen energiintensiv virksomhet. Sammenlignet med Sverige har vi derfor i mye mindre grad utviklet nasjonale overføringsløsninger – bortsett fra store overføringer mot storbyene. Kraften ble i stor grad tatt i bruk der den ble produsert – primært på Vestlandet. Dette har skapt mange utfordringer for ny lønnsom utbygging av fornybar energi i områder med svakt overføringsnett.

I Norge har vi i et potensial for vannkraftproduksjon på drøyt 200 TWh/pr, men mye er vernet (ca. 50 TWh) og mange potensielle anlegg er altfor kostbare, også rent teknisk-økonomisk. I tillegg er det andre kostnader bl.a. knyttet til tap av natur og biologisk mangfold. Av prosjektene som ble vurdert og inkludert i regjeringens tiltak for samordnet vurdering på 1980-tallet – den såkalte «Samlet Plan» - konkluderte man at det da gjenstod ca. 8,3 TWh/år. Ved inngangen til 2016 har prosjekter tilsvarende 14,6 TWh fått konsesjon, er til behandling eller under bygging (ref. 12.1.1. i St.25 2016). Fortsatt gjenstår det et potensial for videre

⁵³ <http://www.nationen.no/naering/varsler-full-stans-av-utbygging-av-fornybar-energi/?share=jOpav64G3dKiksfxCdZgzK9XYfqchdJ4WGNs2muEkss%2BUZLiBbOZYPaFO8Ny7MRjJMsp4h8nY7l6Gm7Kg0TjRjasyrj5MHMQ5WK5FGFHPbsTukjuLgnamAhSJGPuwGnC3XdlmMSJJtrCgddCeQgz3EqEcp2L8vfOSZsIndecqwY%3D>

⁵⁴ <https://www.energinorge.no/energi-norge-mener/elsertifikatornningen/>

utvikling av vannkraften, En teknisk-økonomisk scenario-analyse gjennomført ved UiO (Bendiksen 2014) anslår på bakgrunn av NVEs estimat over ikke utbygd vannkraftpotensial, tildelte og omsøkte konsesjoner og utbyggingstakten de senere år, at vannkraftproduksjonen kan økes med 15–30 TWh/år mot 2030. Det største bidraget kommer fra småkraft, opp mot 10 TWh i 2030. Utbygging av store anlegg er imidlertid omstridt og anslagene over ny produksjon er usikre, fra 0 til 5 TWh/år, avhengig av hvilke forhold som inkluderes i scenariet.

Energimeldingen peker på at det også forventes betydelige bidrag fra oppgradering av eksisterende anlegg og våtere klima, 4–5 TWh fra hver i 2030. Det er mye å hente - både gjennom opprusting og utvidelser av eksisterende anlegg og ved å øke effektkapasiteten fra kraftanlegg tilknyttet reguleringsmagasin – noe som er helt avgjørende når ny, ikke regulerbar fornybar kraft bringes inn på kraftmarkedet. Opprusting og utvidelser (O/U) er knyttet til eksisterende konsesjonsgitte vannkraftreguleringer der det allerede foregår omfattende produksjon av elektrisitet. Opprusting innebærer utskifting av produksjonsutstyr eller tiltak for redusert energitap i selve vannfallet mot produksjonsanlegget – f.eks. gjennom justering og «glatting» av tunnellop. Slik sett er opprusting nært beslektet med normalt vedlikehold, men det innebærer tekniske inngrep utover normale driftsprosedyrer. Det erkjennes i Energimeldingen at mange av vannkraftanleggene er gamle, og at det er et betydelig behov for vedlikehold og reinvesteringer. Derfor har man også støttet etableringen av et nytt FoU senter for vannkraft.⁵⁵

Utvidelser er som navnet tilsier, konsesjonspliktige tiltak knyttet til å øke produksjonen gjennom tilgang på mer vann. Dette kan gjøres ved å tilføre mer vann til anlegget eller ved å redusere transporttap. Mer tilførsel av vann kan realiseres enten gjennom økt slukeevne i produksjonsanlegget eller ved å øke kapasitet i tilleggende reservoarer. Utvidelser kan også knyttes til tiltak for å øke fallhøyde og dermed skape større produksjonskapasitet – gitt at slukevnen ikke er maksimalt utnyttet.

Regjeringen vil legge opp til at konsesjonsbehandling av opprustnings- og utvidelsesprosjekter blir prioritert. For mange kraftverk vil det bli gjennomført revisjon av vilkårene i eldre konsesjoner, og der det er mulig vil en legge opp til en samordnet behandling med opprustnings- og utvidelsesprosjekter i samme vassdrag. Dette skal føre til raskere saksbehandling og bedre resultater (Med. St. 25 2016:189). Avvikling av "Samlet plan" skal også ifølge regjeringen legge til rette for en bedre og mer effektiv konsesjonsbehandling i tiden fremover. Dette ble bekreftet av Stortinget da Energimeldingen ble behandlet i juni 2016.⁵⁶

Norske vannkraftmagasiner får tilførsel av vannressurser gjennom naturlig tilsig, men slike magasin kan også knyttet til pumpekraftverk – slik vi har i Ulla-Førre utbyggingen der det er knyttet til sesongvariasjoner.⁵⁷ Spesielt når det finnes overskuddsenergi fra annen produksjon som vind, kan man bruke denne til å pumpe vann tilbake i magasinet og bruke det når etterspørselen tilsier det. Forskningscenteret CEDREN har påvist at det tekniske potensialet for pumpekraft i Norge er stort og kombinert med å ha over 50% av Europas magasin kapasitet, kan Norge virkelig bli det grønne batteri for lavkarbonløsninger i Europa.⁵⁸ Imidlertid har det vært begrenset villighet i Europa til å være med å finansiere slike løsninger. Samtidig har det så langt også vært begrenset interesse for å etablere pumpekraft da lønnsomheten er vurdert som lav,⁵⁹ men med nye utenlandsforbindelser og spesielt NordLink som har sin norske base tilknyttet Sira-Kvinas produksjonsanlegg i Sirdalen, kan dette bli revurdert. Det presiseres i Energimeldingen at

⁵⁵ <https://www.ntnu.no/hydrocen>

⁵⁶ <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Saker/Sak/?p=65327#step-link-2>

⁵⁷ <http://www.statkraft.no/Energikilder/Vannkraft/suldalslagen/ulla-forreverkene/>

⁵⁸ <http://www.cedren.no/Nyheter/Article/ArticleId/4183/Policy-brief-fra-CEDREN-om-potensialet-for-norsk-fleksibel-vannkraft-nar-det-europeiske-strommarkedet-ender-seg>

⁵⁹ <http://www.tu.no/artikler/utsetter-pumpekraft-planer/245968>

konsesjonspolitikken for ny vannkraft etter 2020 i større grad må vektlegge evnen til å produsere når behovet er størst, og ta vare på og utvikle kraftverk som kan tilby mer regulerbarhet i kraftmarkedet.

Verneplan for vassdrag skal i hovedsak ligge fast, men i særskilte tilfeller med vesentlig samfunns-nytte, for eksempel i form av vesentlig flom- og/eller skred-dempende effekt, og med akseptable negative miljøkonsekvenser, ønsker man å kunne åpne for konsesjonsbehandling av vannkraftverk i vernede vassdrag. På den annen side vil regjeringen gå inn for å styrke verneverdier i enkelte vassdrag. Det poengteres også at fylkeskommunene bør vise tilbakeholdenhet med å sette i gang flere planprosesser i vernede vassdrag. Stortingsforhandlingene i etterkant tydet på at verneplanen fortsatt vil stå sterkt, og flere av aktørene vi intervjuet påpekte at det ikke antydes med virkemiddelbruk at den nye åpningen vil bli brukt særlig aktivt. Imidlertid er det presentert et prosjektforslag for regulering av det vernede Opo-vassdraget i Odda fordi det kan hindre nye flomskader.⁶⁰

Andre tiltak som nevnes i Energimeldingen er at det skal settes økt fokus på vannforvaltning sett i sammenheng med oppfølging av EUs Vanndirektiv. Klima- og Miljødepartementet godkjente sommeren 2016 de første fullstendige forvaltningsplanene. Dette kan utfordre tradisjonell forvaltning av norsk vannkraftproduksjon.⁶¹ Det skal også oppnevnes en ekspertgruppe som skal gi anbefalinger om omlegging av ordningene med konsesjonskraft og –avgift for vannkraft, for å få et mer oversiktlig og forutsigbart system. Konsesjonskraft og –avgift er viktige inntektskilder for mange kommuner og fylkeskommuner, men ifølge regjeringen og sentrale kraftinteresser gir ikke dagens ordninger kraftverkseierne optimale insentiver til samfunnsmessig rasjonell utnyttelse av vannressursene. Mange mener derfor at dagens utnyttelse av vannkraft er sub-optimal. Samtidig har kampen mot vannkraft unnfanget norsk miljøbevegelse og vi beveger oss her inn i et politisk terreng preget av betydelig potensiell konflikt.

8.2 Vindkraft

En mulighetsstudie fra NVE og Enova (2008) vurderte hva som er teknisk realiserbart av vindkraft i Norge frem mot 2025. Annen kraftproduksjon, som vannkraft og gasskraft, konkurrerer med vindkraft om nettkapasitet. I studien er det derfor gjort en generell forutsetning om at vannkraft bygges ut før vindkraft. Begrensninger som følge av interessekonflikter er ikke berørt i studien. Resultatene viser at det fram mot 2025 totalt vil være mulig å bygge ut mellom 5800 MW (17,4 TWh) og 7150 MW (21,5 TWh) vindkraft.

Totalkostnaden for utbygging av vindkraft lå i 2008 på 11-15 mill. kr/MW. Resultatene fra mulighetsstudien viste at et ”maksimum utbygging”-scenario som forutsetter at det bygges ut totalt 7000 MW (21 TWh) innen 2025, ville ha en utbyggingskostnad på om lag 106 milliarder kroner.

Ifølge Statnett (NUP 2015) er de langsiktige grensekostnadene for onshore vindkraft lavere i Norden enn de fleste steder i Europa på grunn av bedre ressursgrunnlag. En realistisk kostnadsutvikling indikerer at grensekostnadene i Norden vil synke til 40-50 €/MWh mot 2030. Hvis brensels- og kvoteprisene stiger så mye at det nordiske prisnivået blir høyere enn dette, øker derfor trolig utbyggingen av vind. Det betyr at kraftoverskuddet øker, og at nordiske priser vil synke i forhold til prisene på kontinentet. Likevel tror ikke Statnett utbyggingskostnaden for vind gir et pristak i Norden. Andre forhold enn ressurspotensialet, for eksempel miljøhensyn – slik tilfellet er for vannkraft, kan sette begrensninger på utbyggingen. Samtidig kan kraftoverskudd og synkende priser gi grunnlag for flere forbindelser ut av Norden, større nedleggelse i svensk kjernekraft og forbruksvekst som øker nordiske priser igjen.

⁶⁰ <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/prop.-11-s-20162017/id2517441/sec1>

⁶¹ <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/kjempeloft-for-bedre-vanmiljo/id2506703/>

I 1993 ble det første offshore vindkraftverket (Vindeby) satt i drift i Danmark. I Norge har en rekke pilotprosjekter tidligere blitt gitt konsesjon, men kun én konsesjon for demonstrasjoner har så langt blitt realisert. Dette var HyWind prosjektet, som opprinnelig ble initiert av Norsk Hydro, men overtatt av Statoil ved fusjonen. Dette gjaldt en flytende vindturbin på 2,3 MW utenfor Rogaland.⁶² Som følge av usikre støtteordninger her hjemme har imidlertid Statoil flyttet demonstrasjonen til Skottland, og det er nylig vedtatt en større off-shore vindkraftutbygging der.⁶³

De fleste idriftsatte turbiner står mellom 1 og 15 km fra kysten og på mindre enn 15 m dybde. Bunnfaste fundamenteringer kan benyttes på grunt vann med dybder opp til 50-60 meter. På større dyp enn dette er flytende vindturbiner mer aktuelt. Ifølge NVE er flytende vindturbiner i dag fortsatt er på forskningsstadiet, og det er usikkert når de kan etableres i stor skala og hvor høye investeringskostnadene vil bli. Dette ble systematisk drøftet i Nowitech.⁶⁴ Ifølge en ny analyse fra Make Consulting (2016) kan offshore vind som industri sammenliknes med en tenåring. Den er der offshoreindustrien i Nordsjøen var på 1970-tallet, men er i ferd med vokse seg fra noen barnesykdommer. I 2015 gikk 8 GW fra offshore vind inn i det europeiske nettet, og det forventes at industrien fortsetter å vokse internasjonalt, med mellom 15 og 20 prosent årlig frem mot 2020 (ibid.).

Internasjonalt begynner man også å se utprøving av hybridparker hvor sol- og vindkraftanlegg bygges sammen. Det sparer utgifter til infrastruktur, og gir bedre utnyttelse av arealene. Sol og vind er i mange områder i motfase, ved at vinden tar seg opp kveldstid og leverer strøm på tidspunkt da sola ikke skinner. Per april 2016 har NVE totalt gitt konsesjon til 79 vindkraftverk, tilsammen 16,7 TWh. I tillegg er 21 påklaget, tilsammen 7,3 TWh, til OED. 23 parker er bygget og leverer rundt 2,5 TWh. Samtidig er 134 vindkraftprosjekter, 37 TWh, avslått, avsluttet/trukket eller melding/søknad stilt til bero.

Offshore vindkraftverk innenfor grunnlinjen omfattes av energiloven. Anlegg som planlegges utenfor grunnlinjen omfattes av havenergiloven, som trådte i kraft i 2010. Som oppfølging av havenergiloven utarbeidet en direktoratsgruppe en rapport som anbefalte 15 områder for vindkraft til havs. I regi av NVE ble det deretter gjennomført en strategisk konsekvensutredning som pekte på fem områder som burde åpnes først. I følge Energimeldingen vil regjeringen ta utgangspunkt i denne utredningen og klargjøre hvilke havområder det kan være aktuelt å åpne først. Man mener imidlertid at utbygging av offshore vindkraft i større skala ikke er realistisk på kort til mellomlang sikt. Hovedelementet i regjeringens strategi for havenergi er å styrke satsingen på forskning og utvikling (Meld. St. 25 2016:194)

En av rapportene etter LinkS prosjektet (Ruud et al 2011) slår fast at Norge mangler et helhetlig rammeverk for planlegging og beslutningstaking i energisektoren. Vi har et system for planlegging og vurdering i forhold til vannkraftressursene, som inkluderer vern, men det er ikke etablert slike prosedyrer for andre fornybare energikilder. Dette medfører bl.a. at vindkraft-prosjekter møter utfordringer i form av kompliserte og tidkrevende konsesjonsprosesser (Knudsen et al 2010). Ifølge Energimeldingen vil regjeringen legge forholdene til rette for investeringer i lønnsomme vindkraftprosjekter. Med forbehold om godkjenning fra ESA har Stortinget vedtatt gunstigere avskrivingsregler for vindkraft. Olje- og Energidepartementet vil utarbeide en nasjonal ramme for konsesjonsbehandling av vindkraft på land, som skal definere større områder der det kan ligge til rette for utbygging.

Flere av aktørene vi intervjuet la vekt på at vindkraft er forbundet med stort potensial. De fleste poengterte imidlertid at i et 2050 perspektiv er det bærekraftig utnyttelse av vannkraft som kan bidra mest til reduksjon

⁶² <http://www.tu.no/artikler/hywind-sliter-med-nettproblemer/244787>

⁶³ <http://www.statoil.com/en/TechnologyInnovation/NewEnergy/RenewablePowerProduction/Offshore/HywindScotland/Pages/default.aspx?redirectShortUrl=http%3a%2f%2fwww.statoil.com%2fHywindScotland>

⁶⁴ <https://www.sintef.no/Projectweb/Nowitech/>

av klimagassutslipp for Norges del. Fra Miljødirektoratets side ble det også nevnt at man mangler metodikk for å gi svar på hva de totale samfunnsbelastningene ved storskala vindkraft-utbygging vil være.

8.3 Fjernvarme

Enova anslår i sin årsrapport for 2011 at halvparten av all fjernvarme støttet av Enova har erstattet oljefyr. Dette betyr at fjernvarme så langt har bidratt til å fase ut ca. 2 milliarder kilowattimer oljefyr i Norge, og redusert norske klimagassutslipp med 600 000 tonn CO₂-ekvivalenter i året, inkludert utslippet fra egen fossil spisslast.⁶⁵

At flere bygg i tettbygde strøk bindes sammen i et system med felles varmesentral, i stedet for at hvert bygg har sin egen, kan bidra både til redusert materialbruk og redusert arbeid med drift og vedlikehold, og vil ofte føre til redusert energitap, fordi energiflyten i et fjernvarmesystem kan driftes mer effektivt enn summen av mange individuelle anlegg. Nobio fremhever en undersøkelse av 122 varmesalg-sanlegg støttet av Innovasjon Norges bioenergi-program. Her er brenselet som benyttes i hovedsak flis, med noen få forekomster av ved, halm og høvelspon. Investeringene i varmesalg-sanleggene har i svært mange tilfeller ført til at fossile varmekilder er blitt byttet ut, og for alle anleggene er det estimert at de totalt har ført til en reduksjon i utslipp fra fossile energikilder på 34 000 tonn CO₂-ekvivalenter.⁶⁶

At transportavstanden på tømmer reduseres bidrar også til reduksjon av klimagassutslipp. Redusert materialbruk, optimalisert drift og redusert energitap kan i sin tur bidra til reduserte miljøutslipp. Norsk Fjernvarme poengterer at fjernvarme ikke er en energikilde, men en CO₂-nøytral energibærer, som leverer energi i form av varmt vann. Fjernvarme basert på varmepumper eller industriell spill-varme, har ikke lokale utslipp. Mange fjernvarmeanlegg kan ha lokale utslipp, men på grunn av bedre renseteknologi og mindre lokal spredning, blir slike utslipp ofte langt lavere sammenlignet med individuelle anlegg som bruker samme brensel.

NVE (2010) understreker imidlertid at fjernvarmesektoren har en dobbel karakter i klimasammenheng, i og med at den både øker og minsker utslipp. En vurdering av fjernvarme som klimatiltak er også svært avhengig av oppfatningen man har av hvilke utslipp som kan forårsakes av bruk av elektrisitet og andre energibærere.

Isolert sett er det klimamessig gunstig å erstatte direkte bruk av fossile brenslere til oppvarming med varme kjøpt fra et fjernvarmenett. Denne varmen er imidlertid produsert delvis med bruk av fossile brenslere, slik at den økte etterspørselen etter varme øker drivhusgassutslippene fra fjernvarmeanlegget. Som regel er det også slik at direkte bruk av fossile brenslere i bygg bare står for en del av energibruken til varme i et område. Innføring av fjernvarme i et område erstatter direkte bruk av en miks av olje, gass, ved og elektrisitet, og det er ikke gitt at utslippssintensiteten i byggene er høyere enn utslippssintensiteten i fjernvarmeanlegget. Om fjernvarme har en god eller dårlig klimaeffekt er avhengig av hva som erstattes og hva som er realistiske alternative tiltak, og må vurderes i det enkelte tilfelle.

Fjernvarmeanlegg er omfattet av energiloven, og konsesjonsplikten utløses dersom anlegget forsyner eksterne forbrukere og har en ytelse på over 10 MW. I Klimakur 2020 fremheves produksjon av fjernvarme som et av de områdene hvor lokalforvaltningen har virkemidler til å påvirke klimagassutslippene direkte. Innen energibruk i bygg er det særlig i egen bygningsmasse kommunen har stor grad av virkemidler, samt i


⁶⁵ Spisslast (eller toppplastkraftverk) er tilleggsløsninger som sørger for sikkerheten i systemet under belastningstopper. Kan være gassturbiner og noen ganger kraftverk med dieselmotorer, som kan startes opp raskt når kraftsystemets belastningstopp er forutsatt å opptre. Vannkraftverk kan også være konstruert for spissbelastning.

⁶⁶ <http://nobio.no/nyheter/346-biovarme-soerger-for-oekt-verdiskaping-og-reduuerte-klimagassutslipp/#346>

forbindelse med byggesaksbehandling knyttet til oppfølging av teknisk forskrift for nye bygg og større rehabiliteringer. For ny bygningsmasse og i forbindelse med større ombygginger har kommunen mulighet til å påvirke tilknytning til fjernvarmeanlegg. Om kommunen er eier av energiverk kan den påvirke utbygging av fjernvarme og drift av fjernvarmeanlegg (Klima og forurensningsdirektoratet 2010).

8.4 Solenergi

NVE har beregnet forventet energiutbytte fra solkraft, og finner at solressursene i Sør-Norge er på nivå med andre land i Nord-Europa, med en brukstid på 740 timer av 8760 timer i året, og i Nord-Norge rundt 500 timer.⁶⁷ En ny rapport fra WWF og Accenture (Zaitzev et al 2016) bekrefter også at produksjonspotensialet for solkraft i Kristiansand og Oslo kan sammenliknes med henholdsvis München og Berlin. Solceller er i dag i bruk på mer enn 100 000 norske hytter og mer enn 2500 fyrlykter (Norsk Klimastiftelse 2015). I 2013 ble noen av de første solcelleanleggene i Norge tilkoblet kraftnettet. Det største anlegget var tidligere solcelleanlegget på Høgskolen i Hedmark, avdeling Evenstad med 70 kW. Norge hadde imidlertid den høyeste vekstraten for solcellemarkedet i Europa i 2014, og som figur 13 illustrerer har kapasiteten har økt kraftig fra da til 2016:

 Multiconsult NORGES 10 STØRSTE SOLCELLEANLEGG			
Nr.	Navn	Merkeeffekt [kWp]	Tilknyttet [år]
1	Asko Vestby	1 851	2016
2	Asko Kalbakken	1 160	2016
3	Asko Sør	720	2016
4	UNIL, Våler	600	2016
5	Asko Midt	429	2016
6	Powerhouse Kjørbo	312	2014
7	Storcash Buskerud	250	2016
8	Vabakkjen Stord	230	2016
9	Hareid Elektriske	230	2016
10	Solsmaragden Drammen	183	2015

Figur 13: Norges 10 største solcelleanlegg (desember 2016). kWp er effekten til et solcellepanel under standardbetingelser (bl.a. innstråling på 1000 W pr. kvm. og en temperatur på 25 °C). Et solcelleanlegg i Norge produserer gjerne 700-950 kWh/kWp. Tabellen er hentet fra <http://solenergi.no/om-solenergi/10storste/>.

Videre ble det ifølge en markedsundersøkelse fra Multiconsult installert nesten fire ganger så mange solceller i Norge i 2016 som året før.⁶⁸ Næringsbygg står for den største veksten, men også eneboliger har hatt en tredobling.

En av årsakene til den sterke veksten de siste årene er at Stortinget har bestemt at plusskunder skal kunne få elsertifikater, også for den strømmen de produserer lokalt. NVE ville opprinnelig nekte plusskunder som produserer solkraft selv og selger overskuddet til strømmettet, å få elsertifikater for hele kraftproduksjonen.⁶⁹

⁶⁷ <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/solenergi/>

⁶⁸ <https://www.tu.no/artikler/norsk-solkraftutbygging-naer-firedoblet-i-2016-vi-har-savidt-skrapt-i-overflaten/377031>

⁶⁹ <http://www.tu.no/artikler/norsk-sol-eksplosjon-vi-har-ristet-pa-ketchup-flasken-i-tre-ar-na-losner-det/350166>

Både plusskunder og private kunder kan i prinsippet benytte elsertifikat-ordningen for solkraft, men ettersom de som vil ha elsertifikater må betale en avgift på 15.000 kroner for å bli med i ordningen, vil den ikke svare seg for de fleste små solcelleiere.

Internasjonalt er høye strømpriser og høy solinnstråling driverne i solcellemarkedet, men i Norge har høye krav til miljø- og/eller energieffektivitet i bygg vært den viktigste driveren. Det finnes ingen regler eller forskrifter i Norge som gir særskilte fordeler til solceller i bygg, men solcelleteknologien svarer godt på generelle krav og gir bedre karakter i Energimerkeordningen til NVE og sertifiseringsordningen BREEAM-NOR. I praksis har det dessuten vist seg at solceller er helt sentralt for å oppnå kravene til null- eller plussenergibygg.

NVE har beregnet at dersom alt egnet tak og fasadeareal tas i bruk til solkraft frem til 2030, etter hvert som det bygges nytt eller rehabiliteres, vil potensialet være 1,5 TWh årlig i 2030, noe som tilsvarer en installert effekt på om lag 5100 MW. Solceller kan konkurrere på flere forskjellige markedsområder, og i mange tilfeller er det ikke prisen per kWh kjøpt fra kraftnettet som er utslagsgivende. Når lønnsomhet i et prosjekt skal vurderes, må det gjøres en vurdering opp mot alternative kostnader. For de fleste energiteknologier er denne referansen kraftprisen, men for solcellene kan den alternative kostnaden også være et bygningsmateriale eller et annet ENØK-tiltak.

I internasjonal målestokk er det norske solcellemarkedet likevel umodent og lite. Kostnaden ved innkjøp av solcelleanlegg i Norge er opp til 40 prosent høyere enn for et tilsvarende anlegg kjøpt i Tyskland. Denne forskjellen skyldes både lavere salgsvolum og et generelt lavere kompetansenivå i Norge. Dette betyr at kostnadene for solceller i Norge kan reduseres uavhengig av teknologisk utvikling, men for at dette skal skje, må markedsvolumet økes. Frem til 2025 forventes kostnadsreduksjoner i størrelsesorden 20–35 prosent, mens man i 2050 tror kostnadene kan reduseres med ca. 40–70 prosent. Zaitzev et al (2016) beregner at tilbakebetalingstiden for solcellesystemer installert på boligtak i Oslo vil være redusert til ti år innen 2030, uten subsidiering. Dermed kan investering i solcellepaneler i 2030 betale seg tilbake for boligeieren etter ti år, og potensielt bli like attraktivt og utbredt som varmpumper er i dag. Utviklingen kan også gå raskere, hvis det er politisk vilje til det.

Forskning ved FME Zero Emission Buildings (ZEB) bekrefter at solceller er en sentral teknologi i bygg med null utslipp som mål. Internasjonal forskning gjennom blant andre EU-prosjektet REserviceS (Van Hulle et al 2014) og IEA PVPS Task 14⁷⁰ viser at kraftelektronikken som benyttes både i solcellesystemer og vindkraftanlegg kan bidra med tjenester til drift av kraftnettet slik at både leveringssikkerhet og kvalitet bedres. I Tyskland har dette bidratt til at kraftnettet er på topp i Europa når det gjelder leveringssikkerhet. I dag er ikke markedet regulert slik at dette potensialet kan utløses, men det er håp om at dette kan oppnås med smarte strømmålere. Solceller kan bidra til å redusere tap i nettet samtidig som leveringssikkerheten bedres. Dersom man også tar batterier i bruk, vil man kunne spare kostnader ved å utsette investeringer i kabler til øyer og lokalsamfunn langt fra sentralnettet.

Ifølge Klimastiftelsen er det på lang sikt sannsynlig at solceller også kan konkurrere med kraftprisene i Norge. Etter Statnetts vurderinger vil vi kunne få 21320 MW installert solkraft i Norden 2040, hvorav 3200 MW i Norge.⁷¹ Ved siden av at elsertifikat-ordningen nå vil være relevant for større solenergi-eiere i det som

⁷⁰ http://www.iea-pvps.org/fileadmin/MetaPV-IEApvpsTask14_Pres1-2_Brundlinger.pdf

⁷¹ Personlig kommunikasjon, Eirik Bøhnsdalen. Tallene inngår i Statnetts langsiktige markedsanalyse (2016), men i rapporten derfra oppgis energi, ikke effekt.

gjenstår av inneværende periode, tilbyr Enova ulike støtteordninger for både solfangere og solceller. Plusskundeordningen og opprinnelsesgarantiene som forvaltes av NVE er relevante, og det finnes økonomiske støtteordninger i noen få kommuner.

9 Effektiv utnyttelse av fornybarressurser, næringsutvikling

Blant dem vi intervjuet var det flere som mente at det er for mye negativt fokus på lave kraftpriser og på utfordringer i forhold til investering i distribusjons- og overføringsnett. De ønsket mer fokus på at rikelig tilgang på kraft gir mulighet til å utforme rammebetingelser som sikrer fremtidig innenlandsk verdiskaping, og til å jobbe med tiltak som fører til direkte reduksjon av klimagassutslipp i Norge.

9.1 Fornybarneringen og handel med kraft

Energimeldingen understreker at et av regjeringens prioriterte innsatsområder i klimapolitikken er å styrke Norges rolle som leverandør av fornybar energi. Fornybarneringen sysselsetter totalt ca. 20 000 årsverk i hele landet, og man vil legge til rette for at vi kan utvikle og fortsatt dra nytte av konkurransefortrinnene våre innen foredling av de fornybare energiresursene.

Regjeringen vil styrke forbindelsene til de europeiske energimarkedene, ikke bare for å bidra til forsyningsikkerhet og reduksjon av klimagassutslipp i Europa, men også for å bidra til økt lønnsomhet for norsk kraftproduksjon og –handel. Man vil føre en aktiv europapolitikk og følge opp utviklingen av markedsdesignet i Europa, med vekt på de grunnleggende prinsippene om effektiv prisdannelse, slik at norske aktører får betalt for sin reguleringsevne. Det legges vekt på at NVE og Statnett deltar i regelverksutforming og fremmer norske synspunkter via samarbeidet i ENTSO-E, ACER og Grensehandelskomiteen. Departementet vil intensivere det nordiske samarbeidet inn mot EU-prosessene, og legge til rette for at man kan demonstrere effektive markedsløsninger i Norden, og derigjennom bidra med konkrete erfaringer og i større grad påvirke utformingen av det europeiske markedsdesignet.

Utenlands-forbindelsene som etableres mot Europa vil knytte norsk vannkraft direkte til nye markeder, og kan også gi gevinster i form av flaskehalsinntekter gjennom spothandel med kraft og inntekter fra handel med andre produkter. I tillegg vil norske produsenter få inntekter fordi kraftprisene i Tyskland og Storbritannia i perioder er høye. Det vises også til at Statkraft i mange år har arbeidet med nye forretningsmuligheter i det europeiske markedet. Selskapet har i dag over 400 ansatte på kontinentet, og driver blant annet over 1000 småskala vind- og solkraftverk i Tyskland, i et såkalt virtuelt kraftverk.

Tiltaket med å fjerne eierskapsbegrensningene når det gjelder utvikling av utvekslingskapasitet er tenkt å bidra til konkurranse mellom prosjektutviklere, som vil kunne fremme nye handelsløsninger og teknologiske valg, som skaper nye muligheter for norske aktører.

Regjeringens tiltak skal også bidra til markedsmuligheter og kompetansebygging i den norske leverandørindustrien innen produksjon og overføring av kraft. Departementet vil vurdere om Energi21 kan ta en enda mer aktiv rolle for å samordne felles interesser for leverandører. Ifølge Energimeldingen har regjeringen styrket innsatsen for energirelatert industri og forskning gjennom bevilgninger til Innovasjon Norge, Enova og Norges Forskningsråd. Satsing på miljøvennlige energiteknologier står sentralt i regjeringens handlingsplan for forskning og høyere utdanning 2015-2024 (Meld. St. 7 (2014-2015)). De tre virkemiddelaktørene har virkemidler som dekker hele innovasjonskjeden. Regjeringen vil se på tiltak for å gjøre apparatet enda mer sømløst. Man bidrar også med et virkemiddelapparat for internasjonalisering, som blant andre inkluderer Olje- og Energidepartementet, utenriksstasjonene, Innovasjon Norge, Garanti-instituttet for eksportkreditt (GIEK), Eksportkreditt Norge og INTPOW.⁷²

⁷² INTPOW er etablert for å fremme norske fornybare energiinteresser i utlandet – spesielt mot utviklingsland. Mer info: <http://www.intpow.no/?id=1>

Når det gjelder næringsutvikling innen fornybar energi fokuserer Energimeldingen i stor grad på større aktører innen vannkraft. Andre tenker noe bredere. Enova har vært opptatt av den norske delen av el-sertifikatmarkedet som har en absolutt frist i 2020, og at frykt for å ikke rekke fristen kan være hemmende for innovasjon, da det er stor risiko knyttet til å satse på ny teknologi. I tillegg er det ingen utsikter til et betalingsvillig marked etter 2020, når ordningen opphører. Ifølge Enova fører dette til at få i dag har interesse av å satse på ny teknologi innen fornybar kraft. Skal vi stimulere til utviklingen av ny klimagassreducerende teknologi i Norge, må næringslivet gis incentiver til å tenke mer langsiktig.

9.2 Hydrogenstrategi

Energimeldingen slår fast at hydrogen kan komme til å spille en rolle som utslippsfri energibærer i fremtidens energisystem, både i transport og i stasjonær energiforsyning. Norsk Hydrogenforum peker på at Norge har unike forutsetninger for å supplere vår energiekspert av olje- og gass, samt energirike materialer, med eksport av hydrogen, enten basert på produksjon fra naturgass med karbonfangst og lagring, innblandet i naturgass eller eksportert som flytende H₂, eller basert på produksjon fra overskudds- og innestengt fornybar kraft, som f.eks. fra uregulerbar småkraft eller vindkraft.⁷³ Hydrogen kan dermed, dersom vi legger til grunn argument fra interesseorganisasjonen, både bidra til økt etterspørsel av kraft og bidra til å gjøre energisystemet mer fleksibelt og robust.

Den globale produksjonen og bruken av hydrogen i dag er på omlag 50 million tonn /år, og skjer i all hovedsak internt i raffinerier og industriprosesser. Norge kan videreutvikle norsk (olje- og) gasskompetanse og anvende denne på produksjon, håndtering og bruk av hydrogen, og på den måten bidra til reduserte utslipp og økt verdiskaping. Både Statoil og Reinertsen ser på mulighetene for storskala produksjon av hydrogen fra naturgass med CO₂-håndtering.⁷⁴ Reinertsen ser for seg at de med sin membran-teknologi vil kunne produsere hydrogen til en pris på 10-15 kroner per kilo, som er svært konkurransedyktig i forhold til dagens bensin og dieselpriiser. Statoil ser på mulighetene for storskala produksjon av eksport av hydrogen - ikke bare for transportmarkedet - men også for kraftproduksjon og oppvarming. Hvis hydrogenet baseres på utslippsfrie kilder, vil det også kunne redusere CO₂-utslippene betydelig.

Hydrogen kan erstatte kull i industriprosesser. Tilsats av hydrogen produsert fra fornybar kraft vil kunne øke potensialet for produksjon av biodrivstoff. Produksjon og bruk av hydrogen til industrielle prosesser kan også, der det er geografisk hensiktsmessig, få allmenn miljømessig og samfunnsøkonomisk nytte ved tilrettelegging for en liten andel av hydrogenstrømmen kan selges som drivstoff på hydrogenstasjoner etablert nær industrianlegget. Norge har historisk erfaring og unik kompetanse, blant annet har NEL Hydrogen lang erfaring med storskala hydrogenproduksjon. Norge har også flere sterke FoU-miljøer innen hydrogen- og brenselcelleteknologi, og en metallurgisk industri som er internasjonalt ledende på energieffektivitet.

Ved å ta i bruk biodrivstoff og supplere elbilene med både personbiler og tyngre kjøretøy med hydrogendrift, vil vi raskere kunne nå utslippsreduksjoner i transportsektoren. Forskning og utvikling hos blant andre ZERO (2014) og SINTEF (Tomasgard et al 2015) tyder på hydrogen kan bli et konkurransedyktig alternativ både når det gjelder personbiler/busser/taxier, varebiler, lastebiler, lasthåndteringskjøretøy (f.eks. gaffeltrucker),

⁷³ Norsk Hydrogenforum (2015): Innspill til Energimeldingen, 18. desember 2015.

⁷⁴ Uttalt på NHO seminar i november 2016: <https://www.nho.no/Politikk-og-analyse/Energi-og-klima/kan-norge-bli-en-hydrogen-nasjon1/>

tog på lengre, ikke-elektrifiserte strekninger med lav trafikk tetthet, og i skip (f.eks. ferjer og passasjerbåter med lengre overfart).

Energimeldingen bekrefter at regjeringen vil satse på forskning og utvikling av teknologier innenfor produksjon, lagring og bruk av hydrogen, og at kompetansemiljøene i Norge skal følge den internasjonale satsingen på området tett. Når det gjelder transport vises det til at det allerede er bygget et mindre antall hydrogenfyllestasjoner i Norge, og at det pågår flere FoU prosjekter. Ettersom teknologien modnes øker behovet for å investere i demonstrasjon og etter hvert markedsintroduksjon. I neste avtaleperiode for Enova vil regjeringen legge til rette for at det opprettes et støttetilbud for hydrogenfyllestasjoner.

9.3 Strategi for CO₂-håndtering

Energimeldingen viser til Regjeringens strategi for CO₂-håndtering, som ble lagt frem i Prop. I S (2014-2015).⁷⁵ Tiltakene her omfatter et bredt spekter av aktiviteter, inkludert forskning, utvikling og demonstrasjon, realisering av fullskala demonstrasjonsanlegg, transport, lagring og alternativ bruk av CO₂, samt internasjonalt samarbeid for å fremme CO₂ håndtering.

Energimeldingen presiserer at man har en ambisjon om å realisere minst et fullskala demonstrasjonsanlegg for CO₂-fangst og laging innen 2020. Teknologisenteret på Mongstad (TCM), som er en arena for langsiktig og målrettet utvikling, testing og kvalifisering av CO₂-fangst nevnes som et annet sentralt element i strategien. Dette er videre drøftet i mulighetsstudien som ble presentert i juni 2016.⁷⁶ Videre planer for regjeringens arbeid med CO₂ håndtering skulle konkretiseres i statsbudsjettet for 2017.⁷⁷

Videre poengteres det at bruk av biomasse må inkluderes i utviklingsarbeidet for fangstanlegg, i et lengre tidsperspektiv, og at man vil satse videre på forskning og utvikling, blant annet gjennom CLIMIT, forskningssentre for miljøvennlig energi (FME) og internasjonale forskningsaktiviteter.

I mai 2016 ble det vedtatt en ny FME på CO₂-håndtering – Norwegian CCS Research Centre – som skal legge til rette for en raskere innføring av storskala CO₂-håndtering, ved å redusere eksisterende barrierer for demonstrasjon av teknologi for fangst, transport og lagring.⁷⁸ Før dette har det vært to FME'er på samme fagområde - BIGCCS og SUCCESS – som henholdsvis ble avsluttet i 2016 og avsluttes i 2017.

Regjeringen har også stilt seg positive til internasjonalt samarbeid og konkret en henvendelse fra EU om å medvirke til realisering av et større CO₂-håndteringsprosjekt, sammen med to andre land i Europa. ROAD prosjektet i Nederland anses for å være den mest aktuelle kandidaten,⁷⁹ og regjeringen har stilt seg positive til økonomisk støtte.⁸⁰

⁷⁵ https://www.regjeringen.no/contentassets/91e64b2e87c545449ddd852ec7cf0d5/no/pdfs/prp201420150001oeddddpdf_s.pdf

⁷⁶ <https://www.regjeringen.no/globalassets/departementene/oed/pdf/mulighetsstudien.pdf>

⁷⁷ <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/gode-muligheter-for-a-lykkes-med-co2-handtering-i-norge/id2506973/>

⁷⁸ <http://www.climit.no/no/norge-f%C3%A5r-et-nytt-senter-for-co2-h%C3%A5ndtering>

⁷⁹ <http://road2020.nl/en/>

⁸⁰ <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/co2-handtering/Regjeringa-sin-strategi-for-CO2-handtering/id765961/>

9.4 Industriutvikling og grønn konkurransekraft

Ifølge Energimeldingen skal energipolitikken spille på lag med en næringsvennlig økonomisk politikk. I forbindelse med statsbudsjettet for 2016 ble det lagt fram en skattereform for et mer vekstfremmende skattesystem, som skal lette omstillingene i næringslivet. Det har også vært nedsatt et ekspertutvalg for grønn konkurransekraft, som leverte sin rapport fredag 28. oktober 2016. Utvalget slår fast at petroleumssektoren ikke lenger kan være den samme vekstmotoren i norsk økonomi. Norge trenger nye grønne arbeidsplasser og verdiskaping som kan erstatte forventet nedgang i petroleumrelaterte bransjer.

I tråd med mandatet har utvalget innhentet innspill fra sentrale samfunnsaktører. 11 sektorer har levert inn egne veikart for grønn konkurransekraft. Prosessindustrien sikter mot dobling av produksjonen og negative utslipp i 2050. En rekke transportaktører har samlet seg om en ambisjon om 40-60 prosent kutt i klimagassutslippene innen 2030 og null utslipp i 2050. Ambisjonen for maritim sektor er null utslipp i 2050. Bygg og eiendom setter mål om at sektoren er fullt integrert i den ressurseffektive sirkulære økonomien i 2050.

Veikartene viser at det er mulig å redusere norske ikke-kvotepliktige utslipp med 40 prosent i 2030, men for at Norge skal bli et konkurransedyktig lavutslippssamfunn i 2050, må teknologiutvikling og implementering av ny teknologi forseres. Det er næringslivet som må sikre verdiskapingen, ved å omstille seg til å konkurrere i en verden med langt strammere klimapolitikk, men dette vil kreve en ny dynamikk mellom myndigheter og næringsliv. Utvalget anbefaler 10 prinsipper for utforming av politikk:

- Forurensere skal betale.
- Utslipp og andre eksternaliteter skal prises.
- Det vi vil ha mindre av, skal skattes mer. Det vi vil ha mer av, skal skattes mindre.
- Det skal legges til rette for at forbrukere kan foreta informerte beslutninger
- Offentlige anskaffelser skal være grønne.
- Planlegging og investeringer skal ta utgangspunkt i målet om å bli et lavutslippssamfunn i 2050.
- Livssyklusperspektivet skal legges til grunn for offentlige investeringer og anskaffelser.
- Nye lovforslag skal inkludere en vurdering av CO₂-effekter der det er relevant.
- Grønn konkurransekraft skal bygges på velfungerende markeder.
- Det skal rapporteres på det vi vil oppnå og det vi vil unngå.

Utvalget anbefaler at det settes mål om å redusere ikke-kvotepliktige utslipp nasjonalt med opp mot 40 prosent. Videre mener de at offentlig sektors innkjøpsmakt må brukes til å akselerere det grønne skiftet. Tilgangen på venturekapital må styrkes, ved at offentlig kapital brukes til å frigjøre mer privat kapital. Modeller for skatteinsentiver som stimulerer investeringer i såkorn- og venture-fond bør utredes, og det nye investeringsselskapet Fornybar AS må tilby langsiktig finansiering som stimulerer til private investeringer.

Ifølge utvalget må det også fremforhandles en forpliktende miljøavtale med transportnæringene basert på et CO₂ fond. Tilgang på bærekraftig biomasse må sikres, og dette gjøres mest effektivt gjennom å stimulere etterspørselen etter biomasse fra norsk skog. Flere av veikartene peker på økt behov for biobaserte råvarer og produkter. Samtidig hevdes det at staten bør ta initiativ til merkeordninger og rapportering som stimulerer til at forbrukere og bedrifter tar informerte valg.

Hvis forslagene igangsettes før 2020 mener utvalget at Norge er godt på vei mot klimamål og grønn konkurransekraft. Omstilling krever imidlertid bedre koordinering i virkemiddelapparatet, mellom kommuner og regioner, mellom ulike forvaltningsnivå og ikke minst mellom departementene. Ansvaret for omstillingen til grønn konkurransekraft må ligge tydelig plassert i regjeringen.

Rapporten om grønn konkurransekraft har vært på høring med frist for innspill innen 23.12 2016. Samtidig har regjeringen annonsert en stortingsmelding om industriens rammevilkår i begynnelsen av 2017. Den skal beskrive sentrale trender, og drøfte i hvilken grad norsk industri er rustet til å håndtere og utnytte de endringene som vil komme innen teknologiutvikling, endrede markedsforhold og overgangen til en lavutslippøkonomi. Som en del av arbeidet vil man også se nærmere på tilsvarende strategiarbeid i andre land.

Enova har en viktig rolle å spille når det gjelder utvikling av mer energieffektive og klimavennlige prosesser og teknologier i industrien. CO₂-kompensasjonsordningen som ble vedtatt i 2013 er et annet konkret tiltak for å sikre en bærekraftig utvikling i industrien.

Et av tiltakene i selve Energimeldingen er tilrettelegging for forutsigbar kraft-tilgang. Regjeringen har foreslått en endring i industrikonsesjonsloven for å muliggjøre privat minoritetseierskap i offentlige, ansvarlige vannkraftselskaper eller selskaper med delt ansvar. Dette innebærer at private aktører også vil kunne erverve inntil en tredjedel av kapitalen og stemmene i offentlige ansvarlige vannkraftselskaper. Derved vil de private aktørene få et annet spillerom for å avtale organisering.

Et annet viktig tiltak er å legge til rette for mer utvikling av lavutslippsteknologi i industrien. Dette presenteres som et stort og voksende arbeidsområde for Enova. Regjeringen mener det er viktig å bidra med risikoavlastning, da investering i ny energi- og klimateknologi ofte har større samfunnsøkonomisk enn privatøkonomisk nytte. Man ser for seg en satsing på energi- og klimatiltak, som kan bidra til prosjekter både i eksisterende og nye industrier, samt i petroleumssektoren. Ved siden av dette vil det fortsatt bli stimulert til energieffektivisering.

Sist, men ikke minst, ønsker Regjeringen etablering av store datasentre i Norge. Tilgangen på fornybar kraft, kjølig klima, og etablert infrastruktur gjør Norge til et gunstig land for slike sentre, som kan være alt fra maskiner plassert i egne rom, til store, kraftintensive industrifasiliteter. For å legge til rette foreslås det i Energimeldingen at man setter ned el-avgiften til redusert sats, tilsvarende avgiften som bergverk, fjernvarme og annen industri betaler på kraft som går direkte inn i produksjonen.

9.5 Regjeringens bioøkonomi-strategi

I siste halvdel av 2016 er det også lagt frem en nasjonal sektor-overgripende bioøkonomi—strategi (Nærings og fiskeridepartementet 2016), som foruten verdiskaping og ressurseffektivitet skal legge til rette for reduksjon i miljø- og klimagassutslipp. Det er lagt til grunn at bioøkonomi er produksjon av fornybare biologiske ressurser og deres konvertering til for eksempel mat, fôr, kjemikalier, materialer og bioenergi. Kjernen er et skifte fra fossile hydrokarboner til bærekraftig produksjon og foredling av fornybare hydrokarboner.

Når det gjelder reduksjon av klimagassutslipp viser strategidokumentet til FN's klimapanel's siste hovedrapport, der det fremgår at økt bruk av fornybar biomasse vil spille en viktig rolle i å begrense klimaendringene, noe regjeringen også viser til i St. Meld. 13 (2014-15) om ny utslippsforpliktelse for

Norge. Enkelte klimagassutslipp er vanskelige å unngå, som for eksempel metan og lystgassutslipp fra matproduksjon. I følge Parisavtalen skal slike utslipp etter hvert også balanseres. Dette vil kreve at vi tar i bruk karbonnegative teknologier, som fangst og lagring av CO₂ kombinert med biobasert forbrenning, i betydelig grad. Norge har enkelte store industrielle punktutslipp og betydelige biomasseressurser. Norske FoU-miljøer og bedrifter samarbeider allerede om å utvikle løsninger der biobrensel brukes i CO₂-håndtering. Gjennom gassfermentering kan CO₂ også benyttes til utvikling av for eksempel mer bærekraftig fôr og kjemikalier.

Miljødirektoratet har påpekt at det i et klimaperspektiv er viktig å bruke bioressurser der vi ikke har andre løsninger. Transport og industri er sektorer der mulighetene for å ta i bruk bioressurser til erstatning for fossil energi er spesielt store. Bruk av bærekraftige bioressurser kan også potensielt gi store reduksjoner i utslippene fra industrien og muligens danne grunnlag for nye industrier. Eksempelvis kan biokull erstatte fossilt kull i metallproduksjon. I tillegg kan biobaserte kjemikalier og materialer erstatte tilsvarende produkter basert på fossilt karbon. Økt produksjon og bruk av fornybar biomasse til kjemikalier og materialer vil dermed kunne bidra vesentlig til lavere utslipp i et livsløpsperspektiv.

Veikartet for prosessindustrien, som Norsk Industri la fram i mai 2016, baserer seg på en massiv økning av biomasse til industri-formål. I 2050 vil tiltakene kreve omkring 10 mill. m³ biomasse per år. Det er i samme størrelsesorden som hele dagens avvirkning fra den norske skogen.

Ifølge bioøkonomi-strategien, kommer den største andelen av utslippene knyttet til oppføring og drift av bygg fra produksjon av byggevarer. Trevirke er fornybart og har lavere produksjonsutslipp enn en rekke andre byggematerialer, slik at dersom trevirke eller andre biobaserte materialer kan erstatte fossile eller andre, mer energikrevende materialer vil dette kunne gi klimagevinster.

Verdikjeden Skog og Tre understreker at skogen er en forutsetning for overgangen til bioøkonomien.⁸¹ Et aktivt skogbruk vil både kunne gi høyere avvirkning og et høyt opptak og lagring av CO₂. Bruk av skog som råstoff er klimanøytralt fordi all CO₂ som slippes ut i forbrenningen (ved, pellets, biodiesel etc.) ble tatt ut av atmosfæren i vekstfasen. Økt bruk av skogsråstoff som erstatning for fossile kilder fjerner dermed utslipp. Alt som kan lages av olje, kan i prinsippet også lages av skog. Bruk av tre i bygg bidrar dessuten også ved at det varig lagrer 0,8 tonn CO₂ pr. kubikkmeter tre.

Den regjeringsoppnevnte strategiprosessen SKOG22 anslår at hele verdikjeden skog og tre kan firedoble sin omsetning fra dagens 43 milliarder til 180 milliarder om tretti år. Ifølge Fase 3 rapporten fra Miljødirektoratet (2015), var netto-opptaket av klimagasser fra skog og andre landarealer 26,7 millioner tonn CO₂-ekvivalenter i 2013, noe som tilsvarer ca. halvparten av Norges samlede årlige klimagassutslipp.

Et av klimatiltakene Miljødirektoratet drøfter er planting av skog på nye arealer: Tiltaket går ut på tilplanting av gran på 1 million dekar (50 000 dekar årlig, over en periode på 20 år, med start i 2014). Dette assosieres med et opptakspotensial i 2050 på 1 806 000 tonn CO₂-ekvivalenter. Kostnadene vurderes til under 500 kr/tonn, men tiltaket vurderes likevel som middels krevende, fordi incentivene for den enkelte grunneier er små, og det vil innebære målkonflikter og kreve ressurser til administrasjon og forvaltning på flere nivå. Noe biomasse fra hogst kan nyttes til energiformål etter endt omløpstid, og noe biomasse fra rydding av arealer kan brukes til bioenergi. Skogplanteforedling, økt plantetetthet og stans i nydyrking av myr er andre tiltak, som vurderes å ha potensial i et langtidsperspektiv, men som ikke har kvantifiserte energi-effekter.

NVE (2014) poengterer imidlertid at miljøkonsekvensene ved bruk av bioenergi basert på biomasse er mer sammensatte enn for andre fornybare energikilder. Uttak og produksjon kan være forbundet med omfattende

⁸¹ Verdikjeden Skog og Tre (2015): Innspill til nasjonal bioøkonomistrategi, 14. august 2015.

brukerkonflikter, for eksempel i forhold til matproduksjon og vern av naturressurser. Med storskala produksjon av biomasse, finnes det også en risiko for redusert biodiversitet og forringelse av produktive arealer gjennom erosjon. I dag produseres det mye bioenergi med utgangspunkt i restprodukter som har lav alternativ verdi og gir liten miljøpåvirkning ved produksjon.

Dersom bioenergi skal ta over for fossile brensler i stor skala, vil den relative andelen av energien som kommer fra restprodukter minske. Det er derfor viktig å forbedre kunnskapsgrunnlaget når det gjelder de samlede konsekvensene av storskala utnyttelse av bioenergi. Klimanøytraliteten til bioenergi basert på biomasse henger ikke bare sammen med bruken, men avhenger av en bærekraftig skogdrift og produksjon. Den totale CO₂-konsekvensen er derfor vanskelig å beregne, og vil variere ut fra hvilket tidsperspektiv som legges til grunn.

Som nevnte over, anbefaler Grønn Skattekommisjon en avgift på klimagassutslipp for inngrep i myr (og andre arealendringer), med sats lik den generelle CO₂-avgiften de anbefaler for ikke-kvotepliktig sektor.

10 Strategiske alternativer for å nå klimamålene

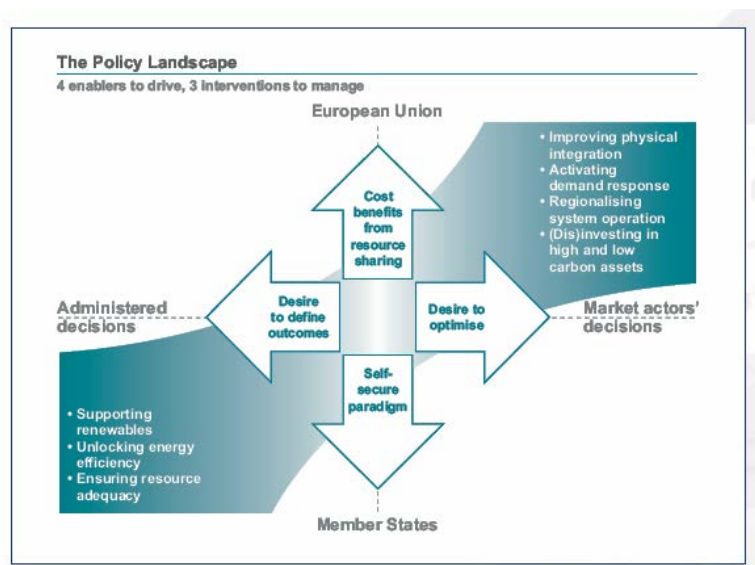
Klimakur 2020 poengterer at dersom man kunne fokusere utelukkende på reduksjon av klimagassutslipp og hadde perfekt fungerende markeder, ville det mest kostnadseffektive være å stille alle utslippskilder overfor samme pris på utslipp av klimagasser. Imidlertid er det ikke bare ett, men flere hensyn som må tas (forsyningsikkerhet, lønnsom utbygging av fornybar energi, næringsutvikling og verdiskaping opp mot utslippsreduksjoner) for å utvikle et bærekraftig energisystem. Det eksisterer også ulike former for markedssvikt, som gjør at utslippsprisene (avgifter, kvotepriser) ikke utløser de mest kostnadseffektive tiltakene. Dessuten er det noen utslippsaktiviteter som er vanskelige å avgiftsbelegge i praksis. Dette gjør det nødvendig å vurdere større og mer sammensatte strategier, som adresserer ulike sider ved energisystemet og inkluderer bruk av flere typer virkemidler.

Samtidig er det utfordringer knyttet til hvordan man adresserer og håndterer det politiske landskap og hvorvidt man ønsker å fokusere nasjonalt eller internasjonalt. Dette er knyttet direkte til ulike strategiske preferanser der ønsket om politisk kontroll og økt selvforsyning utfordrer mer all-europeiske eller regionale ønsker om kostnadsoptimering og felles, overnasjonale nyttegevinster. Denne spenningen er også direkte knyttet til EUs arbeid med *Energy Roadmap 2050*.

10.1 Prioriteringer ut fra EUs Roadmap 2050

EUs *Energy Roadmap 2050* (ECF 2010) fremhever fem områder man mener bør prioriteres. Når det gjelder energieffektivitet anses det for å være behov for bedre incentivstrukturer og nyskapende tiltak for å adressere informasjonsgap, redusere transaksjonskostnader og mobilisere investeringskapital. Støtte til utvikling av lavkarbon teknologi vurderes også som viktig. Bedre koordinering av støtte til å utvikle til dels kjente løsninger som CCS, solenergi og offshore vind, men også støtte til utforskning av mer umodne teknologier, som geotermiske systemer og storskala elektrokjemisk lagring, bør videre prioriteres. Når det gjelder nett og integrering i kraftmarkedet vektlegges behovet for økt overføringskapasitet, smartere etterspørselskontroll og desentraliserte løsninger, samt større grad av integrering også når det gjelder planlegging og drift. For å erstatte fossilt i transport og bygg anbefales gradvis innstramning av utslippsstandarder, fortsatt støtte til teknologiutvikling, og standarder for utvikling av lade-infrastruktur, samt større utrulling av varmpumper og, i noe mindre grad, oppvarmingsløsninger basert på biomasse og biogass (fjernvarme). Sist, men ikke minst, understrekes behovet for å utvikle mer forutsigbare markeder for lav-karbon teknologier (ibid.).

The European Climate Foundation (ECF 2013) har pekt på utfordringer knyttet til å realisere de områder som EUs *Energy Roadmap 2050* fremhever. Disse er illustrert i følgende figur (figur 14):



Figur 14: From roadmap to reality - det politiske landskapet EUs Roadmap 2050 må relateres til ECF (2013:7).⁸²

ECF 2013 peker på viktigheten av å forstå den politiske spenningen mellom de preferanser som råder hos enkelte medlemsland og behov som råder i EU/Europa generelt. Når det gjelder energipolitiske vedtak og konkrete tiltak for å fremme fornybar energi viser de spesielt til ønsker om å innføre støtteordninger under nasjonal politisk kontroll, samtidig som man ønsker å sikre nasjonal forsyningssikkerhet. Disse ønskene kan stå i direkte motsetning til hva som nå fremmes av EU i retning av all-europeiske markedsløsninger, som illustrert ved vinterpakken som ble presentert 30.11 2016.⁸³

10.2 Konkrete anbefalinger fra Nordic Energy Technology Perspectives

De konkrete anbefalingene som gis i Nordic Energy Technology Perspectives 2016 understreker potensialet i økt nordisk samarbeid og peker dels mot de samme områdene som *EUs Energy Roadmap 2050*:

- Styrke incentivene for investering og innovasjon som kan tilføre det nordiske energisystemet økt fleksibilitet
- Styrke nordisk og europeisk samarbeid om nett-infrastruktur og elektrisitetmarkeder
- Sette økt fart i avkarbonisering av transport – ved hjelp av tiltak og virkemidler som vi allerede ser har god effekt, som differensiering av innkjøps- og brukskostnader, bompenger og rushtidsavgifter i bysentra, investering i infrastruktur for sykkel, fotgjengere og offentlig transport og koordinert utbygging av lade-infrastruktur.
- Treffe tiltak for å sikre industriens konkurransekraft, samtidig som prosessrelaterte utslipp reduseres

Det siste punktet vektlegges ikke i samme grad i anbefalingene for EU (ECF 2010), men reflekterer en sentral utfordring for Norge og et viktig fokusområde i Energimeldingen.

⁸² http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/R2R_presentation_launch.pdf

⁸³ Flere detaljer finnes her: <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>

Scenariene fra TYNDP (Entso-E 2016) og Norstrat (Graabak og Warland 2013), som vi var inne på da vi drøftet usikkerhet og mulige fremtider i kapittel 4, har en mer teknisk-økonomisk orientering og går ikke inn på drøfting av overordnede politiske strategier.

10.3 Strategier definert i CenSES

I CenSES (Jaehnert 2016), har man brukt de fire scenariene eller fremtidsbildene fra Norstrat (Graabak og Warland 2014) som referanseramme og definert fire strategier ut fra interne diskusjoner med brukerpartnerne. To faktorer ble identifisert som spesielt betydningsfulle for utviklingen av et bærekraftig energisystem: Reduksjon av klimagassutslipp, samt verdiskaping. I forhold til disse er det definert to frihetsgrader – sterk kontra svak nasjonal klimapolitikk, og verdiskaping via energi-eksport kontra bruk av energi og verdiskaping innenfor norsk industri. Ved å kombinere disse to dimensjonene kommer man frem til fire strategier:

1. **Norwegian identity:** En kombinasjon av innenlands utnyttelse av energi og en nokså svak klimapolitikk, der fokus ligger på å opprettholde nasjonal verdiskaping.
2. **Power, gas and oil:** Fokus på norsk verdiskaping basert på eksport av nasjonale naturlige energiresurser, samtidig som man oppnår karbon-nøytralitet via internasjonale transaksjoner og innenfor rammen av en relativt svak nasjonal klimapolitikk.
3. **Renewable energy hub:** En kombinasjon av en streng nasjonal klimapolitikk (nasjonal karbon-nøytralitet) og verdiskaping basert på eksport av nasjonale (fornybare) energiresurser.
4. **New climate economy:** Nasjonal karbon-nøytralitet og verdiskaping basert på innenlands utnyttelse av de fornybare energiresursene i Norge.

Strategiene sammenliknes og karakteriseres nærmere langs sju dimensjoner, som illustrert i figur 15:

Strategy	Norwegian Identity	Power, Gas & Oil	Renewable energy hub	New climate economy
Value creation	National industry / business	Export of energy resources	Export of renewable energy and flexibility	Energy-intensive industry based on RES
R&D	Low funds, directed to security	Technology-neutral	Low-emission directed	Large funds, LCA
Transport sector	Electrification, bio-fuels and fossil fuels	Low-scale electrification, bio-fuels and minor fossil fuels	Large-scale electrification (incl. hydrogen) and bio-fuels	Extensive public transport, electrification (incl. hydrogen), Bio-fuels
Energy exchange infrastructure	Focus on national infrastructure	Expansion all infrastructure	Expansion mostly power exchange	Limited expansion
Norwegian continental shelf	Moderate exploitation new fields	Fast exploitation new fields	Electrification, slow exploitation	Electrification
CCS	None	Small scale	Large scale, incl. Bio	Large scale, incl. Bio
National energy demand	constant	constant	decreasing	increasing

Figur 15: CenSES energi strategier (Jaehnert 2016:17).

CenSES sin scenarie-rapport (Jaehnert 2016) inneholder også korte, tekstlige karakteristikk av strategiene. Disse beskriver hovedsakelig antatte implikasjoner av strategiene når det gjelder de sju dimensjonene, og refererer i liten grad til konkrete politiske tiltak og virkemidler.

10.4 Perspektiver blant brukerpartnerne

På samme måte som brukerpartnerne formidlet perspektiver rundt fremtider på seminaret 1.november 2016, hadde flere også gode og relevante innspill knyttet til strategiske valg. Imidlertid var det mange som poengterte at det ikke råder et klart skille mellom fremtider og strategier. Bl.a. Statkraft pekte på at de to dimensjonene for fremtider og strategier virker inn på hverandre og utvikles i et samspill som bør reflekteres i videre utvikling av scenarier.

Statkraft (2016) antar i sitt Lavutslippsscenario at det vil være et økende fokus på grønn teknologi og lavere utslipp i årene som kommer. Siden kraftproduksjonen allerede er fornybar, vil økt produksjon av fornybar energi ikke redusere klimagassutslipp de nærmeste årene. Nøkkelen til avkarbonisering av den norske økonomien er derfor, slik Statkraft ser det, elektrifisering. Potensialet for utslippsreduksjon på tvers av sektorer mot 2035 anslås til rundt 10 millioner tonn CO₂-ekvivalenter (ibid.).

Det største potensialet for reduksjon av klimagassutslipp finnes innenfor transport og industri. Selv om norsk industri er relativt grønn, slipper den landbaserte industrien fortsatt ut ca. 13 millioner tonn CO₂-evivalenter årlig (SSB 2015). Statkraft regner fortsatt CCS som en umoden teknologi, og mener derfor at det realistiske elektrifiseringspotensialet i norsk industri er begrenset til utslippsreduksjoner på rundt 1 million tonn CO₂-ekvivalenter.

På den annen side gjør tilgangen på ren og konkurransedyktig kraft at Norge har gode forutsetninger for å tiltrekke seg ny kraftintensiv industri, som ved etablering av store datasentre og via utvidelse av eksisterende

aluminiumsverk. For eksisterende industri vil det være viktig at myndighetene skaper forutsigbare rammebetingelser.

Innen transport anslår Statkraft at elektrifisering, biodrivstoff og hydrogen er viktigst, men at det realistiske utfallet mot 2035 vil være på rundt 9 TWh, og ikke tilsvarende det fulle tekniske potensialet på rundt 16 TWh. Dagens virkemiddelbruk innen personbiltransport for økt etterspørsel etter el-biler anses for svært virkningsfull, men innenfor øvrig transport nevnes det at strenger etablerings- og driftskrav samt offentlige innkjøp kan bidra til ytterligere utslippsreduksjoner.

Mens forbudet mot fossil oljefyr i bygg fra 2020 vil være viktig, mener Statkraft man bør unngå insentiver og beregningsmetoder som gjør at ny fornybar kraft får fordeler fremfor eksisterende kraftproduksjon. Ellers poengterer man at det vil bli behov for å stimulere til mer kortsiktig fleksibilitet gitt økende andel ikke-regulerbar kraft som vind og sol. Da kan vannkraftens reguleringsevne bli enda mer verdifull for energisystemet og nasjonal verdiskaping.

Statnett poengterer også at "*fremtiden er elektrisk*". I sitt innspill til Energimeldingen (Skjelbred 2016), understreker Statnett at det er viktig at rekken av virkemidler innen energiområdet, både stimulering av mer fornybar produksjon, energieffektivisering, overgang til fornybar energibruk, samt skatte og næringsvirkemidler, brukes helhetlig i energipolitikken. Herunder vektlegges transportbehovet for kraft, både hvordan kraftsystemets robusthet og forsyningssikkerhet best ivaretas, og behovet for en hensiktsmessig bransjestruktur.

Viktige punkter for Statnett er at omleggingen av energisystemet øker systemrisikoen og det vil bli behov for økt fleksibilitet og effekt. Det understrekes også at det vil bli økende behov for mer komplekse markedsløsninger, og at det er viktig å være varsom med virkemidler som kan sette markedet ut av funksjon som styringssignal, slike som sektormål og elsertifikater.

Sist, men ikke minst, understreker Statnett at man må balansere særnorske forhold, næringsinteresser, og den europeiske utviklingen. Norges rike fornybare energiressurser kan utnyttes bærekraftig på flere måter, både med vekt på energiekspert, ved å posisjonere seg som "grønt batteri", og med fokus på kraftforedlende industri. Det fremheves også at en tettere integrasjon med kontinentet ikke bare vil medføre betydelige investeringer, men også påvirke forholdet mellom produsent og forbrukerinteresser.

Enova la i sin presentasjon på workshopen 1. november 2016 vekt på at de ser fire drivkrefter for omstilling av energisystemet: Klima, demografi, teknologiutvikling og økonomisk omstilling. Petroleumsvirksomheten er etter Enovas syn veldig energieffektiv, målt som energiforbruk per BNP-enhet. Likevel må oljevirkosomheten ned, og kraft- og energiforbruket vil øke, hvis verdiskapingen skal opprettholdes. Tilsvarende vil verdiskaping i andre sektorer også innebære et større energibehov fremover. Befolkningsvekst og energikonvertering bidrar også til å øke kraft etterspørselen.

Enova understrekte at innovasjon er nøkkelen til togradersmålet. Mens inkrementell innovasjon for en stor del drives fram av næringslivet selv, er radikal innovasjon avhengig av statlig finansiering. Ulike teknologier befinner seg i ulike utviklingsfaser og har ulik modenhet i forhold til markedet. Dette gjør også at det kreves ulike former for støtte: Virkemiddelbruken bør tilpasses teknologidiffusjonskurven. Såkalte "*early adopters*" kan lokkes med gulrot-varianter, mens "*laggards*" bør få kjenne piskene. Samtidig er det viktig å anerkjenne at det råder ulike rasjonaliteter blant ulike beslutningstakere. I innlegget under workshopen viste Enovas

representant til Bouldings (1966) distinksjon mellom "*cowboy economy*" og "*spaceman economy*", som understreker hvordan vi styres av ulike paradigmer. Mens cowboy økonomien ikke ser grenser for økonomisk utvikling, er perspektivet i spaceman økonomien at det ikke finnes ubegrensede ressurser, og mennesket må finne sin plass innenfor et syklisk økonomisk økologisk system. Ut fra dette kan en spørre seg om det er et rett eller falskt dilemma å sette vekst og klimakutt opp mot hverandre. Konklusjonen fra Enova var at vi trenger avgifter, men også investeringsstøtte og risikoavlastende lån, i tillegg til fortsatt bruk av informasjons-virkemidler for å redusere klimagassutslipp.

Sør-Trøndelag Fylkeskommune påpekte at selv om målformuleringene foretas på et (over-)nasjonalt nivå, er mange av beslutningene når det gjelder energi og klima lokale. Det er viktig å se på hvordan man kan oppnå klimamålene lokalt. For eksempel er bioenergi et viktig fokus, både nasjonalt og i Midt-Norge. Transportløsninger utformes også for en stor del på regionalt og lokalt nivå. Valg av transportmiddel til jobben er helt individuelt. Noe av det beste myndighetene kan gjøre er å utforme gode incentiv-ordninger som treffer disse nivåene.

Flere av brukerpartnerne, og spesielt Sør-Trøndelag Fylkeskommune, mente også at å definere strategiene i relasjon til konkrete tiltak er viktig. Scenario-studier blir fort abstrakte, og det bør være en tiltaksinnngang til analysene for at de skal oppfattes som relevante.

11 Forslag til scenarier for videre analyse

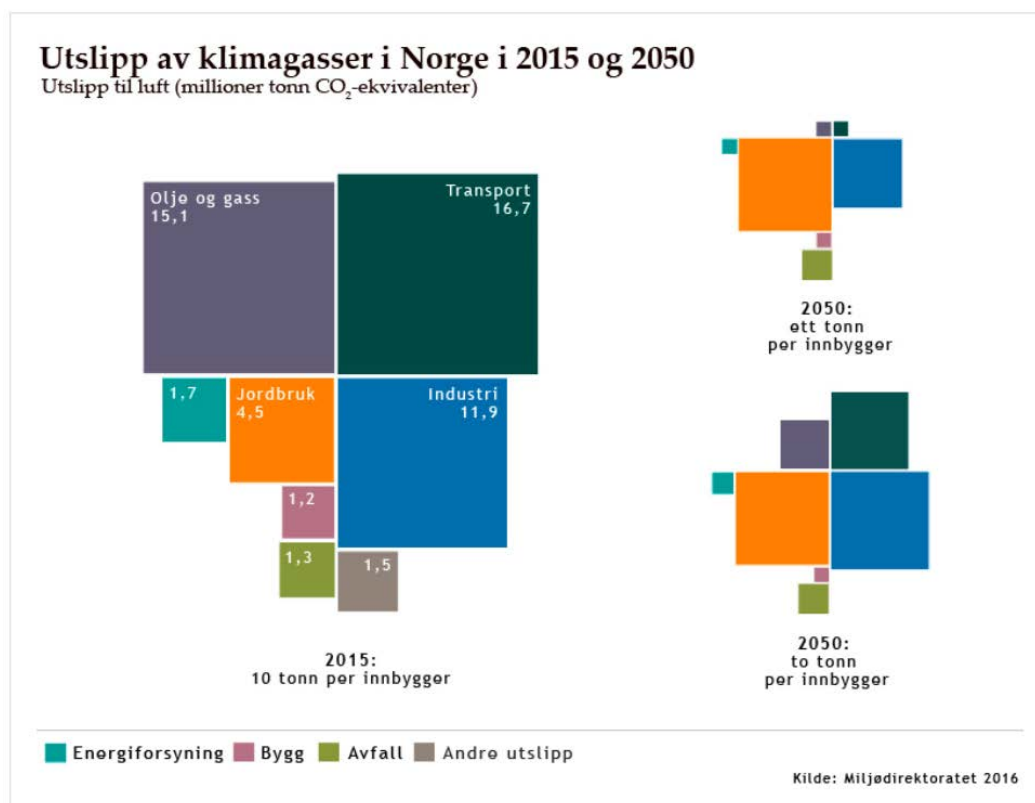
En viktig del av oppdraget i arbeidspakke 1 er å komme med innspill til scenariene som skal analyseres ved hjelp av de kvantitative modellene i prosjektet, basert på drøfting av den energi- og klimapolitiske konteksten rundt det norske energisystemet. I dette avsluttende kapitlet vender vi tilbake til metodikken fra e-Higway2050 (Huertas-Hernando og Bakken 2013) og definisjonene på fremtider og strategier som er brukt i CenSES. Vi diskuterer hvilke usikkerhetsmomenter og tiltak det er mest hensiktsmessig å inkludere i scenariene, ut fra litteraturgjennomgangen og innspillene fra brukerpartnerne og andre nøkkelinteressenter.

Fra brukerpartnernes side ble det poengtert at defineringen av scenariene må henge sammen med hvordan en konkretiserer målet. Det er enighet om at EUs Energy Roadmap 2050 er et viktig grunnlag for arbeidet i Norwegian Energy Roadmap 2050, og at de norske klimamålene skal stå i fokus. Samtidig er det mange som vil mene at de nasjonale klimamålene i seg selv er uklare, når det gjelder hvor utslippsreduksjonene skal komme. Er det lavutslippssamfunn i Norge, eller et mest mulig bærekraftig bidrag til utslippsreduksjon i EU eller verden som er målet? Det synes også klart at tiltakene som er utredet i Fase 3 rapporten (Miljødirektoratet 2015) ikke er tilstrekkelige til å gjøre Norge til et nullutslippssamfunn i 2050. Dette leder igjen til spørsmål om hvordan en skal definere klimanøytralitet og bærekraft. I hvilken grad bør muligheten for å "kjøpe seg" fri ved hjelp av klimakvoter inkluderes i scenariene? I workshopen i november poengterte også flere av brukerpartnerne side at hva Norge kan bidra med internasjonalt, vil avhenge av hvilken tilstand vi er i, både teknisk, økonomisk og politisk.

I sitt Kunnskapsgrunnlag for lavutslippsutvikling tar Miljødirektoratet utgangspunkt i at om verden skal overholde togradersmålet, må vi innen 2050 redusere klimagassutslippene våre med 60-80 prosent, sammenliknet med 1990-nivå. Hvis Norge reduserer utslippene tilsvarende verdensgjennomsnittet, kan vi ifølge FNs klimapanel slippe ut mellom 10-20 millioner tonn CO₂-ekvivalenter totalt i 2050 (IPCC 2013-2014). Om man legger til grunn at vi blir 6,6 millioner nordmenn i 2050, innebærer dette at hver person kan slippe ut mellom 1,5-3,1 tonn CO₂-ekvivalenter per år.⁸⁴

I Figur 15, som Miljødirektoratet har publisert på miljøstatus.no, sammenliknes norske klimagassutslipp i 2015 med mulige fordelinger av norske utslipp av klimagasser i 2050, dersom de er henholdsvis ett eller to tonn per innbygger:

⁸⁴ I 2015 slapp hver nordmann ut i gjennomsnitt ut 8,4 tonn CO₂ ekvivalenter, mens det globale gjennomsnittet var på 4,9 tonn (<http://energiogklima.no/klimavakten/utslipp-per-innbygger/>).



Figur 15: Sammenlikning og mulig fordeling av klimagassutslipp i Norge 2015 og 2050 (Miljødirektoratet 2016: <http://www.miljostatus.no/tema/klima/tiltak-klimagassutslipp/norge-som-lavutslippssamfunn/>).

Om vi skal komme helt ned mot ett tonn CO₂-ekvivalenter per innbygger per år er vi imidlertid avhengige av landene rundt oss også fører en ambisiøs klimapolitikk. Utslippene må også reduseres betydelig mer mot slutten av århundret enn fra nå og frem mot 2050 (Miljødirektoratet 2014b).

IEAs 2-graders scenario (2DS) forutsetter at Norden skal redusere sine utslipp med 70 %, sammenliknet med 1990. Som vi har sett, modellerte imidlertid Nordic Energy Technology Perspectives 2016 sitt karbonnøytrale hovedscenario som en reduksjon av CO₂-utslipp i Norden med 85 % til 2050, mens de resterende 15 % tas i andre land. Dette vil være en sterkere klimapolitikk enn det Miljødirektoratet valgte å gå ut ifra.

Vi foreslår at begge perspektivene inkorporeres i scenario-analysene, knyttet til ulike strategier og fremtidsbilder.

11.1 Hvilke fremtider trenger vi?

Som vi så i kapittel 4 har CenSES i sitt scenario-arbeid definert fem ulike fremtider, som illustrert i figur 16:



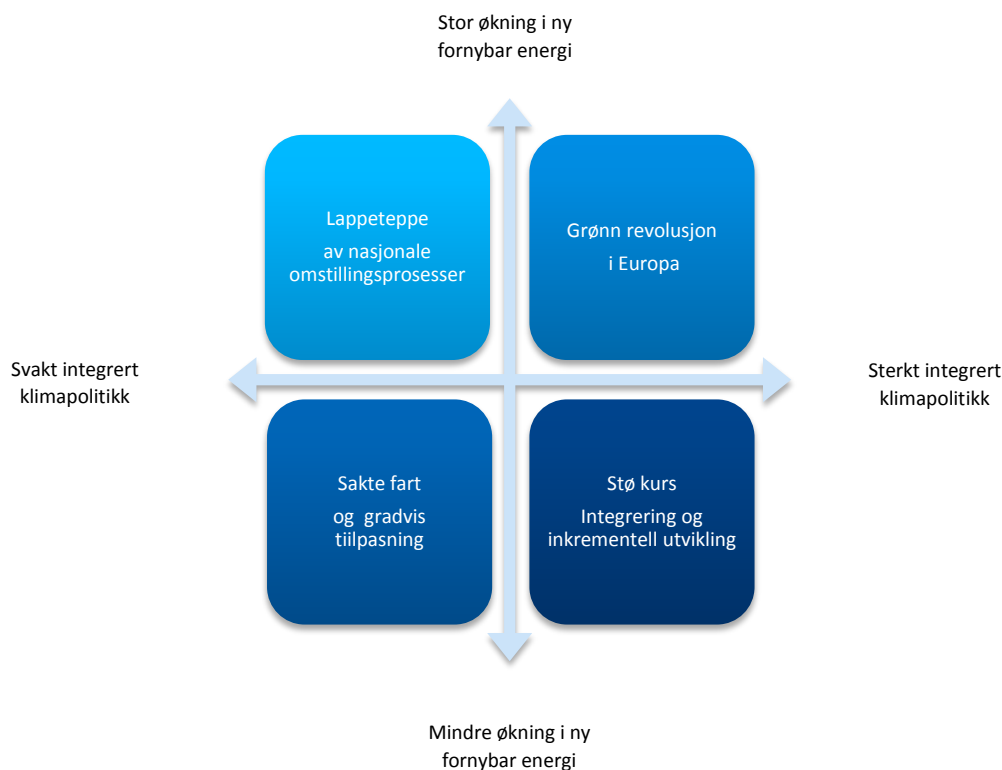
Figur 16: Fremtider i CenSES.

Kategoriene er inspirert av globalt orienterte analyser, som *Shared Socioeconomic Pathways* (SSP) (O'Neill 2015), Van Vurren og Carters (2014) "familier" eller arketyper av scenarier, og de storylines som fremheves i UNEPs Global Environmental Outlook (2007), der man foruten miljømessig utvikling også fokuserer på sosial stabilitet. Fremtidene inkluderer usikkerhet både når det gjelder energi og klimapolitikk, teknologiutvikling, demografi og økonomisk utvikling, og sosiopolitiske oppfatninger i befolkningen (Jaehnert 2016). Tilbakemeldingene fra brukerpartnerne på workshopen i Norwegian Energy Roadmap 2050 i november 2016 var at man er usikre på nytten av å operere med så mange og så vidtfavnende fremtider i dette prosjektet. Noen mente at de viktigste driverne er klima og energipolitikk, brenselpriser, teknologipriser og etterspørsel, og at en bør se på hvilke faktorer som påvirker disse i fremtidene. Andre tok til orde for at det bør være mer fokus på strategiene, og at man kan la EUs *Energy Roadmap 2050* ligge som utgangspunkt mht. driverne.

Ser vi nærmere på brukerpartnernes perspektiver og de andre tilnærmingene som er presentert i kapittel 4, ser vi at to viktige dimensjoner som fremheves i de fleste tilfellene er 1) økningen i volumet av fornybar produksjon og 2) den videre utviklingen i det klimapolitiske samarbeidet.

En viktig usikkerhetsfaktor for Norge sin del, er hvor mye volumet av ny fornybar produksjon i Europa vil øke frem mot 2050. Usikkerheten på dette området vektlegges, som vi har sett, både i *Roadmap 2050* (ECF 2010), og i scenarioarbeidet som tidligere er utført under Norstrat-prosjektet (Graabak og Warland 2014). I hvilke land og regioner den nye fornybare produksjonen vil komme, spiller også en vesentlig rolle. Disse spørsmålene er direkte knyttet til innretningen på videre energipolitikk og hvorvidt man anlegger mer nasjonale, regionale eller internasjonale tilnærminger. Klarer Europa å stimulere til ny produksjon, og hvor vil ny produksjon komme? Hva blir Norges rolle i dette? Samtidig vil betingelsene for aktørene i det norske og europeiske energisystemet, som fortsatt er preget av fossile kilder, bli påvirket av hvordan det klimapolitiske rammeverket i EU kommer til å utvikle seg. Får vi se en enda mer integrert klimapolitikk i årene som kommer, eller blir det et mer heterogent bilde som da også kan være påvirket av nasjonale preferanser på energifeltet?

Ved å bruke disse to dimensjonene som utgangspunkt kan vi definere fire fremtider slik det er presentert i figur 17:



Figur 17: Mulige fremtider, definert ut sentrale usikkerhetsfaktorer i konteksten rundt det norske energisystemet. Aksen med integrert klimapolitikk henviser til graden av samarbeid mellom nasjonalstatene for å nå klimamålene.

De fire fremtidene er ikke så vidtfnavnende og komplekse som de som er definert i CenSES, men inkluderer usikkerhetsfaktorer som ser ut til å stå sentralt for brukerpartnerne i Norwegian Energy Road Map 2050, og som vi har sett vektlegges også i noen av de andre europeiske og nordiske scenariorstudiene det er naturlig å skjele til.

Kombinasjonen av en svakt integrert klimapolitikk i Europa og en begrenset økning i ny fornybar energi definerer en fremtid vi foreløpig har kalt "*Sakte fart*", hvor Europa beveger seg relativt sakte mot klimamålene og det globale energisystemet vil fortsette å ha sterke innslag av fossil energi og kjernekraft fram mot 2050. Denne vil ha klare fellestrekk med den minst optimistiske *Vision 1: Slowest progress* innenfor TYNDPs scenario-tenkning og "*Fossil society*" i CenSES.

Kombinasjonen av en svakt integrert klimapolitikk og en større økning av ny fornybar energi, har vi foreløpig gitt navnet "*Lappeteppe*", oppkalt etter det europeiske lappeteppet, slik vi har sett det definert i NVEs tenkning rundt mulige fremtider. NVEs lappeteppe er definert ut fra en svak klimapolitikk og et sterkt gjennomslag for distribuerte løsninger. Vår lappeteppe-fremtid samsvarer også i betydelig grad med TYNDPs *Vision 3: National green transition*. Det kan sees i sammenheng med "*National ways*" i CenSES, men også med "*Grass roots*", hvor man også ser for seg et landskap av ulike europeiske klimastrategier, der småskala fornybar og IKT-baserte løsninger for økt forbrukerfleksibilitet og smart grid løsninger er modne.

Kombinasjonen av en sterkt integrert klimapolitikk og begrenset økning i ny fornybar energi gir et fremtidsbilde vi foreløpig har kalt "*Stø kurs*" og vi anser at det vil være preget av en integrert tilnærming, med inkrementell, snarere enn radikal og disruptiv utvikling av nye løsninger for energisystemet. Her er vi ved TYNDPs *Vision 2: Constrained Progress*, men også dels ved "*Green governance*" i CenSES, hvor man også ser for seg en sterk klimapolitikk, med en stor grad av top-down koordinering i EU.

I fremtiden *Grønn revolusjon i Europa* kombineres en sterkt integrert klimapolitikk i EU og en sterk økning i ny fornybar produksjon. Navnet er foreløpig oversatt og hentet fra TYNDPs *Vision 4: European green revolution*. Dette fremtidsbildet har også noen fellestrekk med "*Green governance*" i CenSES. I tråd med innspillene fra brukerpartnerne, ønsker vi imidlertid å unngå at fremtidsbildene baseres på et skille mellom en markedsstyrt utvikling (som i CenSES assosieres med "*Fossil Society*") og en politisk styrt utvikling, som CenSES definerer som et trekk i "*Green Governance*".

Vi foreslår at de fire fremtidsvisjonene karakteriseres nærmere ut fra tre aspekter, som i TYNDP 2016 (figur 18):



Figur 18: Forslag til aspekter for å karakterisere fremtidene i Norwegian Energy Road Map 2050 (basert på TYNDP 2016).

Når det gjelder økonomi og marked understreker TYNDP at klimapolitikken i Europa vil ha stor betydning. Som figuren viser vil økonomisk vekst og investeringsvilje være sentrale forhold, som blant annet påvirkes av investeringsrisiko, CO₂-priser og politiske støttemekanismer. Når det gjelder etterspørsel etter energi, vil veksten påvirkes av utviklingen når det gjelder energieffektiviserings og energisparingstiltak, men også av fremtidig elektrifiseringsgrad, innen transport, men også innenfor bygg og industri. I forhold til energiforsyning spiller også politikk, og spesielt graden av koordinering i EU, en vesentlig rolle, ettersom dette vil påvirke blant annet konsesjoner, CO₂-priser og finansieringsmuligheter, som vil være avgjørende for hvordan miksen av energikilder utvikler seg fremover. Lagringsmuligheter og forbrukerfleksibilitet via smarte målere og smart grid teknologi bør også adresseres for hvert fremtidsbilde. Videre detaljering av faktorene som definerer fremtidene benyttet i Norwegian Energy Road Map vil gjøres når analysene skal gjennomføres. Dette dokumentet vil være et levende dokument som oppdateres iterativt basert på modellanalyser og tilgjengelig modellfunksjonalitet.

11.2 Hvilke strategier trenger vi?

Som vi har sett i kapittel 10, er strategiene i CenSES i stor grad definert i et teknisk-økonomisk perspektiv, ut fra frihetsgrader når det gjelder reduksjon av klimagassutslipp og verdiskaping. De er forankret i dialog med brukerpartnerne i CenSES og konstruert med bakgrunn i scenariene i Norstrat, som er definert ut fra kvantitative mål på ny fornybar kraftproduksjon og overføringkapasitet mellom Norden og resten av Europa (Graabak og Warland 2013).

I Norwegian Energy Road Map 2050 er det et mål å relatere scenariene som skal analyseres tydeligere til politiske prosesser, med referanse til konkrete politiske tiltak og virkemidler for vedtatte mål som beslutningstakere skal kunne relatere resultatene til. Norge har meldt inn til FN en betinget forpliktelse om minst 40 % utslippsreduksjon i 2030 sammenlignet med 1990, jf. Meld. St. 13 (2014–2015) Ny utslippsforpliktelse for 2030 – en felles løsning med EU og Innst. 211 (2014–2015). Norge arbeider for en avtale om felles oppfyllelse av klimaforpliktelsen med EU. En forpliktelse på minst 40 % utslippsreduksjon i 2030 er i tråd med det FNs klimapanel peker på at industriland må bidra med for å nå togradersmålet.

Det kan diskuteres om det er reduksjon i klimagassutslipp i Norge eller større sammenheng en skal ta utgangspunkt i. På workshopen 1. november 2016 mente de fleste at en må ta utgangspunkt i de målene som er etablert for Norge/EU, og at EUs *Energy Roadmap 2050* er et viktig grunnlagsarbeid.

Det ble også diskutert hvor sentrale fase 1-3 rapportene fra Miljødirektoratet bør være. Tiltakene som er beskrevet der vil påvirke den norske økonomien, men utfordrer ikke energisystemet som vi har i Norge i dag i særlig grad. Flere av brukerpartnernes representanter, blant andre Statkraft, Statnett, Sør-Trøndelag Fylkeskommune og NVE, mente at det er grunn til å se nærmere på hvilken betydning solenergi vil få fremover, og at distribuerte løsninger er et viktig tema. Fenomenet med at enkelte velger å produsere energi utenfor elektrisitetsnettet er spennende, og tiltak for at brukere skal se verdien av å kunne selge overskuddsproduksjon i el-nettet er interessante. Her er det imidlertid også viktig å være klar over at hvis man skal kunne selge overskuddsproduksjon, blir man mer avhengig av nettet enn tidligere – ikke mindre.

Samtidig minnet Enova om at det ikke er utviklingen av off-grid løsninger som vil føre til lavutslippssamfunnet i Norge. Miljødirektoratet foreslo at prosjektet kan drøfte hvilken rolle Norge skal ha på produksjonssiden. Samtidig uttrykte de også at en kan ta utgangspunkt i de etablerte klimamålene og tiltak for å oppnå dette, se til Statnetts planer og scenarier mht. nettutvikling, og så i stor grad konsentrere drøfting og definering av nye/alternative tiltak innenfor området næringsutvikling og effektiv utnyttelse av fornybarressurser. Flere understreket også at infrastruktur er et viktig tema å belyse, og at elektrisitetskabler mot Europa og innføring av CCS bør være sentrale tema.

Som vi pekte på tidligere har ECF formulert noen anbefalinger for hvordan EUs *Energy Roadmap 2050* kan realiseres, i *From Roadmaps to Reality* (ECF 2013): Foruten å gå inn for effektiv implementering av EUs energipolitiske rammeverk, er det viktig å bygge tilstrekkelig infrastruktur, stimulere etterspørsel og regionalisere systemoperasjoner for kraftnettet. Videre er det nødvendig å styre investeringer mot lavkarbonløsninger, koordinere støtten til fornybare teknologiutvikling, fange opp energieffektiviseringsmuligheter og å utnytt den rådende ressurstilgangen.

ECF påpeker også at det ligger en fundamental utfordring i å balansere ønsket om å definere utfall mot å optimalisere kostnadsbruk. Dette skjer i samspillet mellom nasjonale preferanser og overnasjonale løsninger som ofte er mer kostnadseffektive. Lytter vi til innspill fra møtet 1.11. kan det virke som flere ser de

utfordringer som ECF poengterer. Helt sentralt står balanseringen mellom markedsbaserte løsninger og nasjonalpolitiske reguleringer. På mange måter er dette også en avveining mellom bruken av økonomiske virkemidler og direkte reguleringer – noe som også drøftes i forslaget til ny Klimalov. Her velger man å videreføre dagens virkemiddelbruk med primært fokus på økonomiske virkemidler.

Menyene i Klimakur var knyttet til ulik grad av skjerming av industrien, og ulike kostnadseffektiviteter knyttet til slike tiltak. Fokus var på reduksjon av klimagassutslipp fra den norske økonomien, og man drøftet så vel sektorvise tiltak, som sammensatte virkemiddelmenyer i en nasjonal kontekst. I oppfølgingsrapportene ble sektorvise tiltak oppdatert og vurdert i forhold til ulike kategorier når det gjelder kostnad og gjennomførbarhet. De oppfølgende rapportene ser i økende grad tiltakene i en internasjonal sammenheng, samtidig som de ser noe mer på implikasjoner for energisystemet – skjønt koblingen mellom klima og energi er ofte uklar. Uansett blir det krevende å nå målene for 2050 selv med de dyreste tiltakene.

De viktigste virkemidlene i norsk klimapolitikk er CO₂-avgift og kvoteplikt. Disse sektorovergrepene økonomiske virkemidlene setter en pris på utslipp av klimagasser og bidrar dermed til å endre produksjons- og forbruksmønster over tid. Avgifter og kvoteplikt gir insentiver til at utslippsreduksjoner skjer til lavest mulig kostnad for samfunnet, herunder til utvikling og bruk av ny teknologi. Om lag 80 % av de nasjonale utslippene er i dag underlagt CO₂-avgift og/eller kvoteplikt. I tillegg til kvoter og avgifter brukes andre virkemidler som direkte regulering, standarder, avtaler og subsidier til utslippsreducerende tiltak.

Forurensningsloven er den viktigste norske loven for å kontrollere forurensende utslipp, og omfatter også klimagasser. I praksis har imidlertid forurensningsloven vært lite brukt som virkemiddel for å redusere utslipp av klimagasser, bortsett fra enkelte klimagasser i industrien og metan fra avfallsbehandling, hvor utslippene er betydelig redusert. Fokus har snarere vært på økonomiske virkemidler. CO₂-avgiften ble introdusert i 1991, og dekker i dag om lag 60 % av norske utslipp av klimagasser. Avgiften varierer fra knapt 30 kr per tonn CO₂-ekvivalenter (naturgass som brukes av kvotepliktig industri) til 436 kr per tonn CO₂-ekvivalenter (naturgass som brukes på sokkelen). Samtidig har satsing på forskning og utvikling blitt stadig viktigere. Som vi har sett, er Enova et sentralt virkemiddel her. Enova har blitt tilført nye oppgaver og økte bevilgninger de siste årene, og ifølge Energimeldingen legger regjeringen opp til at Enovas overordnede mål skal være reduserte klimagassutslipp og styrket forsyningssikkerhet for energi, samt teknologiutvikling som på lengre sikt også bidrar til reduserte klimagassutslipp.

Videre kan alle de fire fokusområdene i Energimeldingen knyttes til relevante strategiske tiltak. Dette gjelder så vel for mer klimavennlig bruk av energi, som for forsyningssikkerhet, utbygging av fornybar energi og næringsutvikling. Det overordnede fokuset i Energimeldingen ligger samtidig på fornybar energi. Vi har fulgt denne tematikken i vår gjennomgang av tiltak og virkemidler, hvor vi også ser at Energimeldingen vektlegger større fokus på samarbeid i Norden og Europa. Med bakgrunn i denne nokså tydelige politiske orienteringen, samt ønsket om å belyse og sammenlikne effektene av ulike politiske strategier opp mot flere mulige fremtider, bør vi vurdere å utelukke den fossile strategien (power, gas & oil) i CenSES i de videre analysene i Norwegian Energy Road Map 2050. Da vil vi i så fall stå vi igjen med tre strategier: Norsk identitet (Norwegian Identity), Grønt batteri (Renewable energy hub) og Ny klima-økonomi (New climate economy). Grovt sett, kan disse illustreres som følger (Figur 13):

Norsk identitet	Grønt batteri	Ny klimaøkonomi
<ul style="list-style-type: none"> • Relativt svak klimapolitikk, med fokus på å opprettholde nasjonal verdiskaping • Innenlands utnyttelse av energi 	<ul style="list-style-type: none"> • Streng nasjonal klimapolitikk (nasjonal karbon-nøytralitet) • Verdiskaping basert på eksport av nasjonale (fornybare) energiresurser 	<ul style="list-style-type: none"> • Streng nasjonal klimapolitikk (nasjonal karbon-nøytralitet) • Verdiskaping basert på innenlands utnyttelse av de fornybare energiresursene i Norge

Figur 13: Forslag til strategier i scenariene for videre analyse i Norwegian Energy Road Map 2050.

Begrepene om relativt svak og streng nasjonal klimapolitikk kan ved første øyekast synes vage. Som i CenSES vil de imidlertid defineres konkret i modell-sammenheng, med mål om reduksjon i nasjonale klimagassutslipp for 2050. Aktuelle referanser til en relativt svak politikk kan være at man ikke kommer høyere enn målet for 2030, om 40% innenlandske kutt, eller at man setter mål om 60% innenlandske kutt innen 2050, med mål om større kutt senere, i tråd med de laveste anbefalingene fra FNs Klimapanel og forutsetningene som legges til grunn i analysene fra Miljødirektoratet. For en strengere nasjonal klimapolitikk vil det være naturlig å definere målet ut fra i IEAs 2 degree scenario (2DS), som innebærer at Norden må redusere sine utslipp med 70%, og/eller det karbon-nøytrale scenariet i NETP, som tilsier at man kan og bør ha et mål om 85% innenlandske kutt, mens 15% av utslippsreduksjonene Norge står for kan realiseres utenlands.

Som vi har vært inne på tidligere, vil forskjellene mellom de tre strategiene når det gjelder verdiskaping henge sammen med ulik bruk av CO₂-avgift og EUs kvoteordning (ETS). Basert på innspillene fra brukerpartnerne og drøftingen av politiske tiltak og virkemidler i dette notatet, bør strategiene imidlertid også relateres til ulike strategiske tiltak, sett i forhold til de fire fokusområdene i Energimeldingen. Mulighetene og begrensningene som ligger i modellverktøyene vil være avgjørende for hva som kan tas inn i de kvantitative analysene, men tabellen under (figur 14) presenterer noen av de strategiske alternativene det vil være mest relevant og interessant å få belyst nærmere.

Strategi	Norsk identitet	Grønt batteri	Ny klima-økonomi
Fokusområde			
Mer klimavennlig bruk av energi -transport	Elektrifisering, biodrivstoff, fossile drivstoff Tiltakspakke 1 (Fase 3 rapporten)	Storskala elektrifisering, hydrogen, biodrivstoff Tiltakspakke 2 (Fase 3 rapporten)	Elektrifisering, hydrogen, biodrivstoff Utstrakt satsing off. transport Tiltakspakke 3 (Fase 3 rapporten) By-pakker, sterkere tiltak for å fremme bruk av sykkel og gange
Mer klimavennlig bruk av energi – industri	CCS strategi som nå Ikke nye tilleggstilltak Skjerme industrien	Økt satsing på CCS Økt fokus på elektrifisering og energisparing Distribuerte løsninger Sterk økning i CO ₂ -avgift	Høyt trykk på CCS Økt fokus på elektrifisering og energisparing Distribuerte løsninger Moderat økning i CO ₂ -avgift

Mer klimavennlig bruk av energi – petroleum	Moderat utvinning	Elektrifisering	Elektrifisering Sakte utvinning
Mer klimavennlig bruk av energi - bygninger	Forbud mot oljefyring Fjernvarme	Smarte hus Zero Emission Neighbourhoods	Smarte hus Plusshus
Forsynings-sikkerhet – investeringer	Nasjonalt fokus	Sterk utbygging av overføringskapasitet Store off. og private investeringer	Noe mindre utbygging av overføringskapasitet Mest offentlige investeringer
Forsynings-sikkerhet – tiltak for leverings-pålitelighet	Bruk av AMS, men liten grad av brukerinvolvering	Bedre styring av etterspørsel via AMS, mer aktiv bruk av inntektsrammeregulering og støtte til plusskunder	Bedre styring av etterspørsel via smarte løsninger for bruker-involvering via AMS Mer aktiv bruk av inntektsrammeregulering og plusskunde-ordning Effekt-basert tariffing
Forsynings-sikkerhet - markedsdesign	Fjerne barrierer for utnyttelse av effektkapasitet	Fjerne barrierer for utnyttelse av effektkapasitet Justere produktdefinisjoner slik at forbruket kan bidra til balansering Tiltak for å styrke prissignalene i Elspot	Fjerne barrierer for utnyttelse av effektkapasitet Justere produktdefinisjoner slik at forbruket kan bidra til balansering
Utbygging av fornybar – vannkraft	Vekt på nasjonale behov Vedlikehold Reinvestering	Sterk økning i produksjon, med tanke på reguleringskapasitet og eksport	Moderat økning i produksjon, for nasjonale behov Småkraft og reguleringskapasitet
Utbygging av fornybar - vind	Begrenset utbygging onshore	Moderat utbygging onshore	Moderat utbygging onshore Større fokus på muligheter offshore
Utbygging av fornybar - sol, distribuerte løsninger	Stimulere til økt bruk i eksisterende og ny bygningsmasse – ref ZEB	Stimulere til økt bruk i bygningsmasse og innenfor større, distribuerte løsninger	Koble sol mer direkte til utfasing av forurensende energikilder, hybride løsninger
Næringsutvikling – vannkraft, handel med kraft	Prioritere nasjonal satsing, knyttet til økt industrialisering	Økt engasjement ift. europeisk markedsdesign Styrket fokus på mellomlandsforbindelser. Søke aktivt kobling mot prosjekter TYNDP definerer som PCIs	Større satsing på miljøvennlige energiteknologier Sterkere kobling mellom norske kraftressurser og konkret utfasing av fossile energikilder både hjemme og ute
Næringsutvikling – hydrogenstrategi	Videre hydrogensatsing med fokus på transport og vekt på nasjonal verdiskaping	Økt hydrogensatsing med vekt på løsninger for lagring og eksport av energi	Økt satsing, mål om at Norge skal bli blant de ledende land innen både produksjon, energilagring og bruk av hydrogen

Næringsutvikling – industri og grønn konkurransekraft	Aktiv bruk av CO2-kompensasjon Forutsigbar kraft-tilgang (privat minoritetseierskap) Reduserte el-avgifter, også for datasentre	Forpliktende miljøavtaler, CO2-fond Forutsigbar kraft-tilgang (privat minoritetseierskap) Reduserte el-avgifter, også for datasentre Grønne offentlige anskaffelser	Økt tilrettelegging for lavutslippsteknologi Forpliktende miljøavtaler, CO2-fond Forutsigbar kraft-tilgang (privat minoritetseierskap) Reduserte el-avgifter, også for datasentre Grønne offentlige anskaffelser
Næringsutvikling, bioøkonomi	Erstatte fossile produkter med biologiske/tre Planting av skog	Erstatte fossile produkter med biologiske/tre Planting av skog	Biodrivstoff Erstatte fossile produkter med biologiske/tre Planting av skog
Innovasjon og forskning	Begrensede midler Teknologinøytralitet	Økte midler Lavutslippsfokus Sol, vind, distribuerte løsninger	Store midler Livsløpsfokus Hydrogen fra elektrisitet Biodrivstoff

Figur 14: Forslag til nærmere karakteristikker av de tre strategiene, relatert til de fire fokusområdene i Energimeldingen. Denne tabellen vil oppdateres parallelt med modellanalysene som skal gjennomføres i prosjektet.

Det er viktig å merke seg at denne tabellen vil bli benyttet aktivt videre i arbeidet og vil oppdateres i tråd med diskusjoner og nye avklaringer underveis i prosjektet. Erfaringer med koblinger mellom de ulike modellene og modellanalyser vil også påvirke både kvantifiseringen av de ulike elementene i tabellen, samt hvilke fokusområder som adresseres direkte i analysene.

11.3 Hvilke scenarier bør vi fokusere på?

I CenSES, som i eHighway2050, defineres fremtidsscenarioer som ulike kombinasjoner av fremtider og strategier. Med bakgrunn i den samme metodikken kan vi se for oss 12 ulike fremtidsscenarioer, basert på de fremtidene og strategiene som er skissert i foregående delkapitler, som illustrert i tabellen under (figur 15):

Strategier/ Fremtider	Strategi 1: Norsk identitet	Strategi 2: Grønt batteri	Strategi 3: Ny klimaøkonomi
Sakte fart – gradvis tilpasning	Scenario 1	Scenario 5	Scenario 9
Europeisk lappeteppe	Scenario 2	Scenario 6	Scenario 10
Stø kurs – integrering og inkrementell utvikling	Scenario 3	Scenario 7	Scenario 11
Grønn revolusjon i Europa	Scenario 4	Scenario 8	Scenario 12

Figur 15: Mulige scenarier, basert på fremtidene og strategiene som er skissert for Norwegian Energy Road Map 2050.

Dette er svært mange, selv om vi har redusert både antall fremtider og antall strategier, sammenliknet med CenSES. Brukerpartnerne formidlet da også på workshopen 1. november at det lett kan bli for mange, ulike perspektiver. Heller enn å inkludere alle mulige kombinasjoner, bør prosjektet fokusere på noen utvalgte scenarier. Det ble videre påpekt at det ikke alltid er like greit å se forskjellen på eksogent gitte fremtider (vertikalt) og ulike strategier som Norge kan velge, ettersom utenforliggende forhold nødvendigvis vil påvirke nasjonale handlingsrom og prioriteringer, og disse samtidig vil virke inn på hvordan fremtidene utvikler seg.

Ut fra det siste, vil også noen kombinasjoner av fremtider og strategier være mer sannsynlige enn andre. For eksempel er det kanskje mer sannsynlig at strategien Norsk identitet vil realiseres innenfor en fremtid som er preget av Sakte fart og gradvis tilpasning, enn om vi får en Grønn revolusjon i Europa, og det vil ligge bedre til rette for en Grønt batteri strategi innenfor en Grønn revolusjon i Europa, enn om vi får et Europeisk lappeteppe av markeder og strategier. I CenSES har man gjort en foreløpig prioritering av scenarier basert på slike sannsynlighetsvurderinger.

I Norwegian Energy Road Map 2050 ligger fokus på å analysere ulike strategier for å oppnå et lavutslippssamfunn, mer enn å drøfte og forsøke å forutsi mulige utviklingsforløp innenfor energi og kraftsektoren. For at analysene skal bli mest mulig relevante for beslutningstakere er det viktig at de samme strategiene analyseres i relasjon til ulike fremtider, slik at de belyser og gir bedre grunnlag for å sammenlikne mulige effekter av alternative tiltak og virkemidler. På bakgrunn av dette vil en anbefaling fra arbeidspakke 1 være at man i stedet for å prioritere ut fra sannsynlighet, velger å analysere effektene av de skisserte strategiene innenfor de to fremtidene som er mest forskjellige og vil utgjøre en slags ytterpunkter når det gjelder mulig politisk og markedsmessig utvikling i verden rundt oss. Dette vil på den ene side være Sakte fart og gradvis tilpasning, der en ser en svakt integrert klimapolitikk i Europa og en begrenset økning i ny fornybar energi, og på den annen side den vi har kalt Grønn revolusjon i Europa, som karakteriseres ved en sterkt integrert klimapolitikk og en sterk økning i ny fornybar energi.

Med en slik tilnærming vil antallet scenarier bli mer håndterbart. Analysene vil fortsatt favne bredt, samtidig som de vil styrke grunnlaget for å vurdere og velge mellom ulike politiske strategier eller veier til et bærekraftig energisystem og fremtidig lavutslippssamfunn i Norge. Den videre utarbeidingen og det endelige valget av scenarier vil gjøres i tett samarbeid med modelleringsarbeidet og de kvantitative analysene i prosjektet.

12 Referanseliste:

Angell S.I. og O.A. Brekke (2011). Frå kraft versus natur til miljøvenleg energi? Norsk vasskraftpolitikk i eit hundreårsperspektiv, Rapport 3, 2011, Uni Rokkansenteret.

Bakken, M., Arnøy S.H, Moen, H., og E. Wilhelmsen (2012). Kommer Norge på nett med Europa? ZERO rapport, 2012. <https://www.zero.no/wp-content/uploads/2016/05/kommer-norge-pa-nett-med-europa-zero-rapport.pdf>

Behrend, S. (2007). *Integrated Technology Roadmapping. A practical guide to the search for technological answers to social challenges and trends.* ZVEI - Zentralverband Elektrotechnik und Elektronikindustrie e.V. (German Electrical and Electronic Manufacturers' Association). https://www.izt.de/fileadmin/publikationen/IZT_WB87.pdf

Bendiksen, K. (2014). Det norske energisystemet mot 2030. Rapport, UiO Energi, 20.02.2014. https://www.duo.uio.no/bitstream/handle/10852/38734/uio_energi_WEB_NY.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Boulding, K. (1966). The Economics of the Coming Spaceship Earth. In H. Jarrett (ed.) 1966. Environmental Quality in a Growing Economy. pp. 3-14. <http://www.ub.edu/prometheus21/articulos/obsprometheus/BOULDING.pdf>

COM (2007). An Energy Policy for Europe. {SEC(2007) 12} <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52007DC0001&from=EN>

COM (2014). EC, A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030. [COM (2014)15], <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014DC0015&from=EN>

COM (2015). Energy Union Package. Brussels, 25.02.2015. [COM (2015) 80 final] https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/publication/FOR%20WEB%20energyunion_with%20annex_en.pdf

COM (2016). Accelerating Europe's transition to a low-carbon economy. Brussels, 20.07.2016. [COM (2016) 500] <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016DC0500&from=en>

COM (2016). Clean energy for all Europeans. Brussels, 30.11.2016 [COM 2016 860 final] http://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:fa6ea15b-b7b0-11e6-9e3c-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF

Dokka, TH, Hauge, G, Thyholt, M, Klinski, M og A. Kirkhus (2009). Energieffektivisering i bygg – mye miljø for pengene! SINTEF Byggforsk, prosjektrapport 40, 2009.

ECF (2010). Roadmap 2050: a practical guide to a prosperous, low carbon Europe. www.roadmap2050.eu

ECF (2011). Power Perspectives 2030. www.roadmap2050.eu

ECF (2013). From Roadmaps to Reality. A framework for power sector decarbonisation in Europe. [http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Fromroadmapstoreality\(web\).pdf](http://www.roadmap2050.eu/attachments/files/Fromroadmapstoreality(web).pdf)

Entso-e (2015). TYNDP 2016 Scenario Development Report. Brussels, 21 May 2015. https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/TYNDP%202016/150521_TYNDP2016_Scenario_Development_Report_for_consultationv2.pdf

Eurostat (2016). Greenhouse gas emission statistics. http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Greenhouse_gas_emission_statistics

Fjellheim, H (2014). Reform av kvotesystemet: EUs viktigste klimapolitiske veivalg. I: Klimapolitikk i Krysspress. Norsk Klimastiftelse Rapport nr. 3/2014: 31-34.

Grønlund, A. (2014). Klimagasser fra jordbruket. Kunnskapsstatus om utslippskilder og tiltak for å redusere utslippene. Bioforsk Rapport, 9(11). <http://www.bioforsk.no/ikbViewer/Content/109160/Bioforsk%20rapport%20Klimagasser%20fra%20jordbruket.pdf>

Hagem, C. og H.B Storrøsten (2016). Supply versus demand-side policies in the presence of carbon leakage and the green paradox. Discussion Paper No. 836, February 2016, Statistics Norway Research Department. https://www.ssb.no/en/forskning/discussion-papers/_attachment/255356?_ts=152e52f27e0

Huertas-Hernando, D. og B.H. Bakken (2013). Structuring of uncertainties, options and boundary conditions for the implementation of EHS. e-Highway2050 Deliverable D1.2, 24 May 2013. <http://www.e-highway2050.eu>

IEA (2014). Energy Technology Roadmaps. A guide to development and implementation. International Energy Agency, Paris.

IPCC (2014). Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland. http://ar5-syr.ipcc.ch/ipcc/ipcc/resources/pdf/IPCC_SynthesisReport.pdf

Kirkebirkeland, M. (2017). Enova – lite effektiv og svært kostbar klimapolitikk. Civita-notat nr.3, 2017. <https://www.civita.no/publikasjon/nr-3-2017-enova-lite-effektiv-og-svaert-kostbar-klimapolitikk>

Klemetsen, ME, Rosendal, KE and AL Jacobsen (2016). The impact of the EU ETS on Norwegian plants' environmental and economic performance. Discussion Papers, Statistics Norway Research Department, No. 833, February 2016. https://www.ssb.no/en/forskning/discussion-papers/_attachment/254379?_ts=1529bba4570

Klima og forurensningsdirektoratet (2010). Virkemidler tilpasset lokalforvaltningen. Klimakur 2020. TA2598/2010.

Klima- og forurensningsdirektoratet (2010). Klimakur 2020: Tiltak og virkemidler for å nå norske klimamål mot 2020. TA 2590/2010.

Klima- og miljødepartementet (2014). Nasjonal tverrsektoriell biogasstrategi.
<https://www.regjeringen.no/contentassets/255fa489d18d46feb3f8237bc5c096f0/t-1545.pdf>

Klima- og miljødepartementet (2016). Forslag til klimalov. Høringsnotat, 27. september 2016.
https://www.regjeringen.no/contentassets/077aa285246541ba8bf287d290ad9a36/horingsnotat_klimalov_160927.pdf

Knudsen, J., Jacobsen, G.B. og A. Ruud. 2010. Energy for Climate in Europe. An assessment of energy policies with climate-relevance within the EU/EEA”. SINTEF-report TR A7066, Trondheim

Kvåle G. og H.M. Seip (2016). Satsing på gass – uforenlig med Paris-avtalen. Kommentar, Energi og Klima, 9. juni 2016: <http://energiogklima.no/kommentar/satsing-pa-gass-uforenlig-med-paris-avtalen/>

Make Consulting (2016). Norwegian Opportunities in Offshore Wind.
https://www.eksportkreditt.no/Documents/WEB_dok/Norwegian%20Opportunities%20in%20Offshore%20Wind_ny%20versjon.pdf

McGlade, C. & P. Ekins (2015). The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2°C. Research Letter. Nature, vol. 517, 8. januar 2015. Doi:10.1038/nature1406.

Meld.St. 21 (2011–2012). Norsk klimapolitikk.
<https://www.regjeringen.no/contentassets/aa70cfe177d2433192570893d72b117a/no/pdfs/stm201120120021000dddpdfs.pdf>

Meld. St. 13 (2014-2015). Ny utslippsforpliktelse for 2030 – en felles løsning med EU.
<https://www.regjeringen.no/contentassets/07eab77cc38f4085abb594a87aa19f10/no/pdfs/stm201420150013000dddpdfs.pdf>

Meld.St. 25 (2015-2016). Kraft til endring. Energipolitikken mot 2030. Melding til Stortinget. Olje- og energidepartementet.
https://www.regjeringen.no/contentassets/077aa285246541ba8bf287d290ad9a36/horingsnotat_klimalov_160927.pdf

Miljødirektoratet (2014a). Faglig grunnlag for videreutvikling av den nasjonale og internasjonale klimapolitikken. Klimatiltak mot 2020 og plan for videre arbeid. Rapport M-133 – 2014.

Miljødirektoratet (2014b). Kunnskapsgrunnlag for lavutslippsutvikling. Rapport M-229 – 2014.

Miljødirektoratet (2015). Klimatiltak og utslippsbaner mot 2030. Kunnskapsgrunnlag for lavutslippsutvikling. Rapport M-386 – 2015.

Nilsen Y. og L. Thue (2006). Statens kraft 1965 – 2006. Oslo: Universitetsforslaget

NOU (2012). Utenfor og innenfor. Norges avtaler med EU. Norges Offentlige Utredninger 2012:2. Utredning fra utvalg oppnevnt av Utenriksdepartementet 7. januar 2010 (Europautredningen). <https://www.regjeringen.no/contentassets/5d3982d042a2472eb1b20639cd8b2341/no/pdfs/nou201220120002000dddpdfs.pdf>

NOU (2012). Energiutredningen – verdiskaping, forsyningssikkerhet og miljø. Norges Offentlige Utredninger 2012:9. Utredning fra et utvalg oppnevnt ved kongelig resolusjon av 4. mars 2011 Avgitt til Olje- og energidepartementet 5. mars 2012. <https://www.regjeringen.no/contentassets/eb90bf50e63b4df7ae472b75a1d4a71c/no/pdfs/nou201220120009000dddpdfs.pdf>

NOU (2015). Sett pris på miljøet. Rapport fra grønn skattekommisjon. Norges Offentlige Utredninger 2015:15. <https://www.regjeringen.no/contentassets/38978c0304534ce6bd703c7c4cf32fc1/no/pdfs/nou201520150015000dddpdfs.pdf>

Nærings- og fiskeridepartementet (2016). Kjente ressurser – uante muligheter. Regjeringens bioøkonomistrategi. https://www.regjeringen.no/contentassets/32160cf211df4d3c8f3ab794f885d5be/nfd_bioekonomi_strategi_uu.pdf

Osmundsen, P (2012). Landkraft til havs: Hvem er det som spør? Praktisk Økonomi og Finans, 29(2), pp. 71-83.

O'Neill, B.C., Kriegler, E., Ebi, K.L., Kemp-Benedict, E., Riahi, K., Rothman, D.S., Ruijven, B.E., van Vuuren, D.P., Birkman, J., Kok, K., Levi, M., Solecki, W. (2015). The roads ahead: Narratives for shared socioeconomic pathways describing world futures in the 21st century. Global Environmental Change (2015). <http://dx.doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2015.01.004>.

Pöyry (2014). Study of the EU 2030 Energy Package. Report to OED. <https://www.regjeringen.no/contentassets/ff4df38ab97445ebb0af3e7e68d74009/poyry--study-of-the-eu-2030-energy-package.pdf>

Regjeringen (2016). Kjente ressurser – uante muligheter. Regjeringens bioøkonomistrategi. https://www.regjeringen.no/contentassets/32160cf211df4d3c8f3ab794f885d5be/nfd_bioekonomi_strategi_uu.pdf

Ruud, A., Knudsen, J.K., Jacobsen, G.B. (2011). Energy for Climate in Europe. An assessment of energy policies with climate relevance. SINTEF report A22367.

Statnett (2015). Nettutviklingsplan 2015. <http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Prosjekter/Nettutviklingsplan%202015%20-%209.%20april.pdf>

Statnett (2016). Langsiktig markedsanalyse. Norden og Europa 2016-2040. Oslo, oktober 2016. <http://www.statnett.no/Global/Dokumenter/Nyheter%20->

[%20vedlegg/Nyheter%202016/Langsiktig%20markedsanalyse%20Norden%20og%20Europa%202016%e2%80%932040.pdf](#)

St.meld. nr. 34 (2006-2007). Norsk klimapolitikk.

<https://www.regjeringen.no/contentassets/c215be6cd2314c7b9b64755d629ae5ff/no/pdfs/stm200620070034000dddpdfs.pdf>

THEMA Consulting Group (2015). Capacity adequacy in the Nordic electricity market. TemaNord 2015:560. Copenhagen: Nordisk Ministerråd, 2015.

THEMA Consulting Group (2016). Teoretisk tilnærming til en markedsløsning for lokal fleksibilitet. Konsulentrapport utarbeidet for NVE.

http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_38.pdf

UN (2016). Paris Agreement. Entry into force. United Nations. New York. C.N.735.2016.TREATIES-XXVII.7.d (Depositary Notification)

http://unfccc.int/files/essential_background/convention/application/pdf/english_paris_agreement.pdf

Van Hulle et al (2014). REServiceS. Economic grid support services by wind and solar PV. A review of system needs, technology options, economic benefits and suitable market mechanisms. Final publication of the REServiceS project. <http://www.reservices-project.eu/wp-content/uploads/REServices-authors-correction.pdf>

Van Vuuren, D.P. og Carter, T. (2014). Climate and socio-economic scenarios for climate change research and assessment: reconciling the new with the old. Climate Change, 2014, vol. 22, issue 3: 415-429.

Vedung, E. (1997). Public Policy and Program Evaluation. Transaction Publishers, New Brunswick, NJ.

Zaitsev, D., Rehbinder, E.M., Heimdal, K. og Abbas, A. (2016). Mot lysere tider. Solkraft i Norge – Fremtidige muligheter for verdiskaping. Rapport. Accenture og World Wildlife Fund (WWF). http://awsassets.wwf.no/downloads/160315_wwf_a4_screen_spread.pdf

ZERO (2014). Virkemidler for hydrogenstasjoner i Norge og Skandinavia. <https://www.zero.no/wp-content/uploads/2016/05/Virkemidler-for-hydrogenstasjoner-i-Norge-og-Skandinavia-ZERO.pdf>

Tomasgard, A., Møller-Holst, S., Thomassen, M., Bull-Berg, H., Damman, S. og T. Bjørkvoll (2015). Innspill fra de norske storbyregionene til nasjonale rammebetingelser og potensial for hydrogensatsingen i Norge. SINTEF Rapport A27350

13 Vedlegg

Vedlegg 1: Intervjuer

Det ble gjennomført i alt 6 intervjuer, tidlig i arbeidet med arbeidspakke 1.

Informanter:

Interessentene som ble intervjuet var:

- Sør-Trøndelag Fylkeskommune (Per Erik Sørås)
- Miljødirektoratet (Odd Kristian Selboe og Svein Grotli Skogen)
- Nobio (Martin S. Kristensen)
- Miljøstiftelsen ZERO (Einar Wilhelmsen)
- Norsk Industri (Ole Børge Yttredal)

Intervjuet med Sørås ble gjennomført først, i forbindelse med at Sør-Trøndelag Fylkeskommune skulle legge noe av sin egeninnsats i prosjektet i bidrag til brukerdialog og hjelp med arrangering av workshop med brukerpartnerne og eventuelle andre interessenter andre halvdel av 2016.

Miljødirektoratet ble intervjuet fordi Klimakur 2020 og oppfølgingsrapportene fra Miljødirektoratet er tillagt stor vekt i beskrivelsen av arbeidspakke 1 og den øvrige prosjektbeskrivelsen for Norwegian Energy Road Map 2050.

Nobio er blant brukerpartnerne i prosjektet, men var ikke til stede på oppstartmøtet. De ble dermed intervjuet slik at vi kunne få nærmere kjennskap til også deres synspunkter og erfaringer tidlig i arbeidet.

Intervjuene med ZERO og Norsk Industri ble gjennomført for å inkludere flere perspektiver enn det brukerpartnerne representerer.

Tema:

Det overordnede temaet for intervjuene var tiltak for å redusere klimautslipp og legge til rette for mer bærekraftig produksjon, transmisjon og bruk av energi. Deltema og konkrete spørsmål varierte noe, men omfattet blant annet:

- Fokus på energi og reduksjon av klimagassutslipp i eget arbeid
- Norges mål og politikk for klimagassutslipp
- Reduksjonspotensial og tiltak frem mot 2050
 - Drivere og barrierer
 - Gjennomførbarhet
- Mer effektiv og klimavennlig bruk av energi
- Lønnsom utbygging av fornybar energi
- Effektiv utnyttelse av fornybarressurser, næringsutvikling
- Implikasjoner for kraftsystemet
- Andre synspunkter/innsnitt



Teknologi for et bedre samfunn

www.sintef.no