
Energisystemets betydning for klimaomstillingen i Norge

THEMA Consulting Group AS, 2023



Publiseringsdato
9.11.2023

Om prosjektet

Prosjektnummer: ENA-23-02

Prosjektnavn: Studie av energisystemets betydning for omstillingen til lavutslippssamfunnet

Oppdragsgiver: Enova SF

Om rapporten

Rapportnavn: Energisystemets betydning for klimaomstillingen i Norge

Rapportnummer: 2023-13

ISBN-nummer: 978-82-8368-134-5

Tilgjengelighet: Offentlig

Prosjektbeskrivelse

Prosjektet har vært en utarbeidelse av et kunnskapsgrunnlag om energisystemets betydning for omstillingen til lavutslippssamfunnet i Norge. Vi har utredet hva klimatiltakene for å nå klimamålene vil gi av økte energibehov og hva det igjen medfører av utfordringer og nødvendige endringer i energisystemet. Utredningen inkluderer en vurdering av status, muligheter og barrierer for å gjennomføre tiltak innen produksjon, overføring og forbruk for den nødvendige omstillingen av energisystemet.

Prosjektteam

Prosjektleder

Mina Bergerøy Ryssdal
Mina.ryssdal@thema.no
+47 415 89 959

Bidragstere (alfabetisk)

Fnan Bashay

Linnéa Filippa Bjørnstad

Hannah Skaar Hauge

Robert Seguin

Håkon Taule (partner)

Om THEMA Consulting Group

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

Foretaksnummer: NO 895 144 932
www.thema.no

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

INNHOOLD

1	Realisering av klimamål gir økt energibehov mot 2030 og 2050	7
1.1	Norge har mål om å kutte klimagassutslipp mot 2030 og 2050 som krever klimatiltak	7
1.2	78 prosent av utslippskuttene krever kraft og gir et økt kraftbehov på 38 TWh mot 2030	8
1.2.1	Elektrifisering av transport krever 13 TWh	10
1.2.2	Klimatiltak i industri trenger 15 TWh	11
1.2.3	Elektrifisering av petroleumssektoren utløser kraftbehov på 9 TWh	12
2	Med dagens utvikling vil ikke Norge møte klimatiltakenes behov til kraftbalanse, effektbalanse og infrastruktur uten grep .	13
2.1	Vi trenger minst 22 TWh ny kraftproduksjon til 2030 for å opprettholde positiv kraftbalanse, men det er lite sannsynlig 13	
2.2	Med dagens ledetider blir det utfordrende å møte infrastruktureterspørselen	14
2.2.1	Det er ikke bare klimatiltak som ønsker tilknytning til nettet.....	15
2.2.2	Ladeinfrastruktur må også på plass for å realisere målene.....	16
2.3	Vi går mot en strammere effektbalanse i Norge.....	16
2.4	Det er ikke gitt at alt ventet forbruk kommer eller forblir hvis kraftprisen blir høy	17
2.4.1	For alminnelig forbruk avhenger betalingsvilje for kraft av om det er til oppvarming eller el-spesifikke formål....	18
2.4.2	Større næring og industri sin betalingsvillighet for kraft avhenger av internasjonale konkurransevilkår	18
2.4.3	Petroleum ventes å ha høy betalingsvillighet	18
2.4.4	For transportsektoren kan begrenset tilgang på kraft føre til bruk av alternative energikilder	18
3	En omstilling av energisystemet for å realisere klimamålene krever justerte rammebetingelser og virkemidler	20
3.1	Mulig å møte energibehovene med tiltak innen tilbud av kraft, overføring og lagring, og etterspørsel	20
3.2	Det er mange momenter som er avgjørende for energitiltakene og -omstillingen	21
3.2.1	Tiltakenes modenhet påvirker hvilke virkemidler som bør tas i bruk	22
3.2.2	Potensial og ledetid varierer mellom tiltakene	23
3.2.3	Dagens rammebetingelser er ikke tilstrekkelige for å realisere energiomstillingen	24
3.3	Gjennomføring av tiltakene krever justerte rammebetingelser	26
4	Vedlegg: Gjennomgang av energitiltak	32
4.1	Tilbud av kraft.....	32
4.1.1	Havvind	32
4.1.2	Kjernerkraft.....	32
4.1.3	Solkraft.....	32

4.1.4	Vannkraft.....	33
4.1.5	Landbasert vind.....	34
4.1.6	Biokraftverk.....	34
4.1.7	Geotermisk kraft.....	34
4.1.8	Bølgekraft.....	34
4.1.9	Tidevannskraft.....	34
4.2	Overføring og lagring.....	35
4.2.1	Tradisjonell nettutbygging.....	35
4.2.2	Effektivisert utnyttelse av eksisterende kraftnett.....	35
4.2.3	Offshore nett.....	35
4.2.4	Ladeinfrastruktur.....	35
4.2.5	Pumpekraft.....	36
4.2.6	Distribuert batterilagring.....	36
4.2.7	Hydrogenlagring.....	36
4.2.8	Storskala lagring.....	36
4.3	Etterspørsel etter kraft.....	37
4.3.1	Energieffektivisering.....	37
4.3.2	Forbrukerfleksibilitet.....	37
4.3.3	Bytte til alternativ varmekilde.....	38
4.3.4	Bytte til alternativt drivstoff/innsatsfaktor.....	38

Sammendrag og konklusjoner

78 prosent av utslippskuttene for å nå klimamålene krever kraft

Norge har klimamål om å kutte klimagassutslipp med 55 prosent innen 2030 og 90-95 prosent innen 2050 sammenlignet med utslippsnivået i 1990. Sektorene med mest klimagassutslipp i Norge er transport, industri og petroleum. Miljødirektoratet har identifisert klimatiltak som kan gjennomføres frem mot 2030, hvor en avgjørende forutsetning er tilgangen til kraft. Nødvendige klimatiltak mot 2030 vil innebære økt kraftbehov på 38 TWh, fra dagens nivå på 140 TWh til et samlet kraftbehov på 178 TWh i 2030.

Norge vil ikke møte energibehovene med dagens utvikling

Behovene i kraftsystemet som må møtes for å klare klimamålene kan deles i tre.

1. Kraftbalanse: klarer vi å dekke kraftbehovet klimamålene medfører? Vi trenger 22 TWh ny kraftproduksjon innen 2030 for å levere til økt kraftbehov fra klimatiltakene. Med dagens planer er det ikke sannsynlig at vi klarer å få nok ny produksjon til å dekke økt kraftbehov, og vi risikerer et gap på 15 TWh.
2. Effektbalanse: klarer vi å håndtere strammere effektbalanse og sikre nok effekt i topplasttimer? Utviklingstrekkene i kraftsystemet kan også utfordre Norges effektbalanse, hvor økt etterspørsel og høyere andel uregulerbar kraftproduksjon kan resultere i at vi ikke har nok effektproduksjon når det trengs.
3. Infrastruktur: klarer vi å overføre og levere kraften der og når den trengs til klimatiltakene? Nettselskapene og Statnett opplever en sterk økning i forespørsel om ny nettkapasitet. Med dagens ledetider er det utfordrende å bygge nok kraftnett og overføringskapasitet til å møte behovene innen 2030.

Kombinasjonen av dagens status, planer og ledetider i kraftsystemet gjør at vi ikke møter behovene fra klimatiltakene uten grep.

For å sikre behovene til klimatiltakene trenger vi en omstilling av energisystemet

Omstillingen av energisystemet må inkludere både å øke kapasitet i kraftproduksjon og -infrastruktur, og redusere behovene gjennom tilpasning av forbruk og bruk av alternative energikilder og -bærere. Mulighetene for omstilling av energisystemet, og kraftsystemet spesifikt, innebærer tiltak som kan kategoriseres innen tre områder:

1. Tilbud av kraft: Vi må bygge mer kraftproduksjon, raskere, og vi må oppgradere og utnytte eksisterende kraftproduksjon bedre.
2. Overføring og lagring: Vi må bygge ut mer nett- og ladeinfrastruktur raskere, vi må utnytte eksisterende infrastruktur bedre, gjennom nettdrift og -planlegging, og vi må investere i og utnytte alternativer som reduserer behov: lagringsteknologi, andre energibærere.
3. Etterspørsel etter kraft: Vi må tilpasse etterspørselen for å redusere behov: Redusere etterspørsel gjennom energieffektivisering, flytte fleksibelt forbruk for å tilpasse seg effekt- og overføringskapasitet gjennom forbrukerfleksibilitet, eller bytte til eller øke samspillet med andre energikilder og -bærere for å redusere kraftbehovet.

Gjennomføring av tiltak i energisystemet krever justerte rammebetingelser hvor ulike tiltak vil ha behov for ulike typer virkemidler

Energiltakene som er identifisert har ulik grad av modenhet, hvor det spenner seg fra helt modne, godt etablerte løsninger, til nye og alternative tiltak, som enda ikke er markedsintrodusert i Norge. Videre ser vi også store variasjoner i ledetid, hvor mange av de etablerte energiltakene som storskala kraftproduksjon og nettutbygging har omfattende planleggings- og byggeprosesser. Andre tiltakstyper, som tiltakene innen etterspørsel, kan i seg selv være raske å gjennomføre, men krever tilrettelegging og mobilisering hos mange og små aktører. Tilsvarende kontraster ser vi også når det gjelder hvor stort potensial hvert tiltak har til å bidra til å møte energibehovene. For å utløse de energiltakene som er nødvendig på kort og lang sikt er det avgjørende med gode rammebetingelser som legger til rette for gjennomføring. Dagens rammebetingelser er ikke tilstrekkelige for å realisere energiomstillingen og gjennomføring av tiltakene krever justerte rammebetingelser. Ulike tiltak i energisystemet vil ha behov for ulike typer virkemidler for å justere enten markedsmessige eller myndighetsbestemte rammebetingelser. Her er det viktig å hensynta hvilke barrierer og allerede eksisterende rammebetingelser hvert enkelt tiltak har og hvordan de påvirker tiltaket.

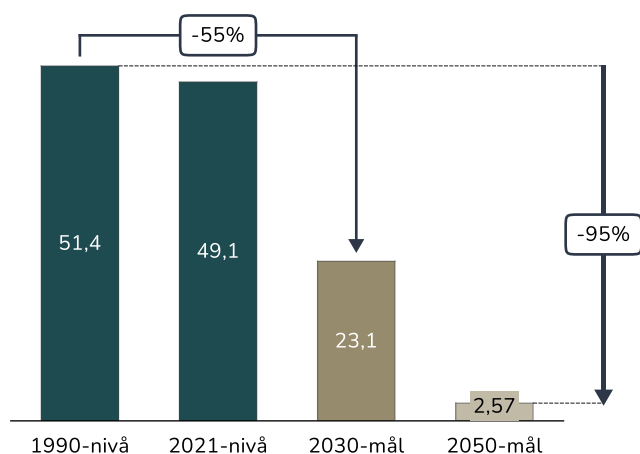
1 Realisering av klimamål gir økt energibehov mot 2030 og 2050

Norge har mål om å kutte klimagassutslipp med 55 prosent innen 2030 og 90-95 prosent innen 2050 sammenlignet med utslippsnivået i 1990. Sektorene med mest klimagassutslipp i Norge er transport, industri og petroleum. Miljødirektoratet har identifisert klimatiltak som kan gjennomføres frem mot 2030, hvor en avgjørende forutsetning er tilgangen til kraft. Nødvendige klimatiltak mot 2030 vil innebære økt kraftbehov på 38 TWh, fra dagens nivå på 140 TWh til et samlet kraftbehov på 178 TWh i 2030.

1.1 Norge har mål om å kutte klimagassutslipp mot 2030 og 2050 som krever klimatiltak

Norge har et mål om å redusere klimagassutslippene med minst 55 prosent innen 2030 sammenlignet med utslippsnivået i 1990. Norges 2030-mål er meldt inn til FN under Parisavtalen og er foreslått inkludert i Norges klimalov. I tillegg skal Norge iht. klimaloven bli et lavutslippssamfunn innen 2050, med et mål om å redusere utslippene med 90-95 prosent sammenlignet med 1990-nivå. Det vil si at fra 2030, mot 2050 skal utslippene ytterligere 89 prosent ned, gitt at vi klarer klimamålene til 2030. Klimamålene på 55 prosent til 2030 og 90-95 prosent til 2050 gjelder for Norges samlede utslipp og er illustrert i Figur 1. I denne analysen har vi ikke skilt mellom kvotepliktig og ikke-kvotepliktig sektor.

Figur 1 Klimamål på utslippskutt mot 2030 og 2050 [Mt CO₂-ekvivalenter]



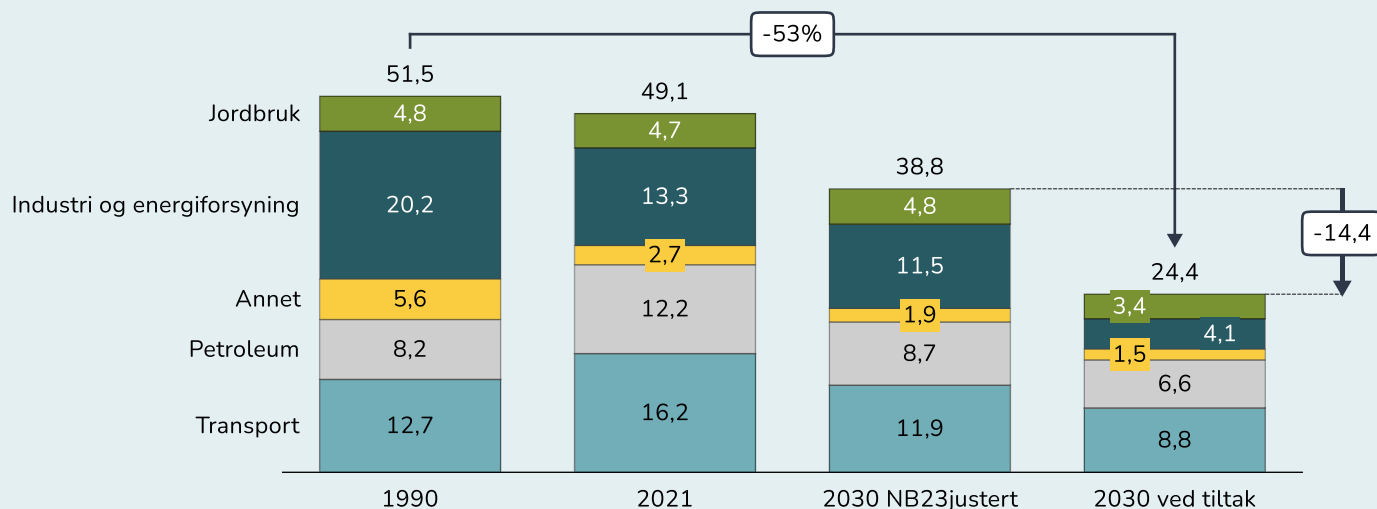
I Regjeringens nasjonalbudsjett lages det årlige en prognose for utvikling av klimagassutslippene i Norge ved gjennomføring av implementert politikk. Dette kalles nasjonalbudsjettets referansebane for utslipp og sier noe om hvordan utslippene våre vil se ut i 2030 gitt dagens politikk og virkemidler.

Figur 2 viser reduksjonen i utslippene (Mt CO₂-ekvivalenter) fra 1990 til 2030 gitt dagens politikk (2030 NB2023 justert). Skal klimamålet på 55 prosent kutt til 2030 nås trengs det utslippskutt på ytterligere 15 Mt utover Nasjonalbudsjettet 2030s referansebane.

I dette kapittelet ser vi på sektorene med størst utslipp og identifiserte tiltak for utslippskutt mot 2030. Det er identifisert en rekke tiltak utover dagens politikk som kan gjøres per sektor for å komme nærmere målet om 55 prosent. Miljødirektoratets rapport fra 2023, «Klimatiltak i Norge mot 2030», inkluderer 85 mulige tiltak som gir utslippskutt fra transport, industri, energiforsyning, petroleum og jordbruk, i sum på 14,4 Mt utover referansebanen.

Tiltak som legger grunnlag for langsiktige kutt etter 2030 må også prioriteres for å nå 2050-målet. For å lykkes med store utslippskutt etter 2030 peker Miljødirektoratet på at det blir avgjørende med blant annet pilotering av ny teknologi i prosessindustrien, tidlig innfasing av nye drivstoff i sjøfarten, mer sirkulærøkonomi og en effektiv by- og tettstedstruktur for å redusere arealbruk og transportbehov.

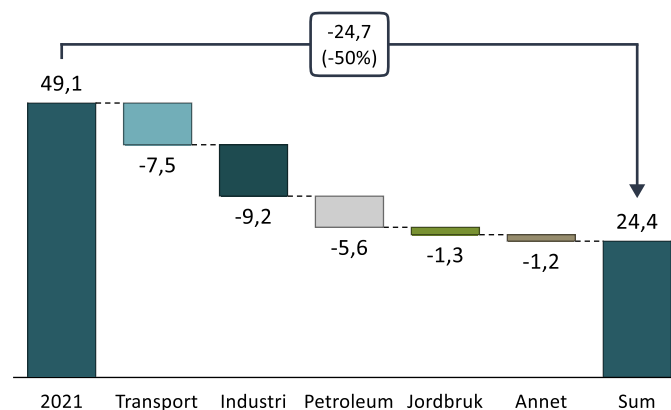
Figur 2 Utslipp per sektor og utslippskutt fra klimatiltak identifisert av Miljødirektoratet i rapporten «Klimatiltak i Norge mot 2030» [Mt CO₂-ekvivalenter] NB23justert: Utslippsframskrivning i Nasjonalbudsjettet for 2023 (NB23), justert av Miljødirektoratet.



1.2 78 prosent av utslippskuttene krever kraft og gir et økt kraftbehov på 38 TWh mot 2030

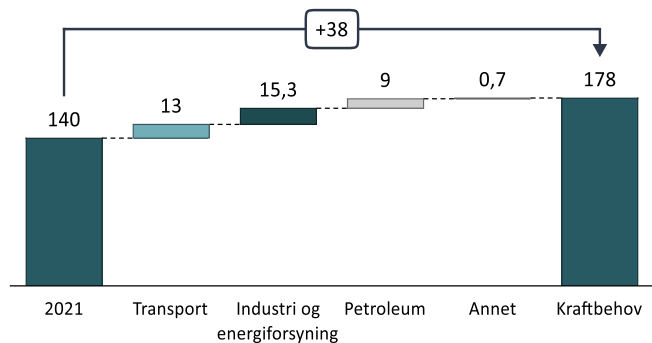
I sum er det identifisert mulige utslippskutt på 25 Mt mot 2030, som nærmer seg behovet for utslippskutt for klimamålet for 2030 (Miljødirektoratet, Klimatiltak i Norge mot 2030, 2023). Figur 3 viser potensialet for utslippskutt i de ulike sektorene. Utslipspotensialet vist i figuren inneholder kutt basert på nasjonalbudsjettets referansebane, samt ytterligere tiltak for å nå målet på 55 prosent kutt ift. 1990-nivå. Som figuren viser er det industri og transport som har det største utslippskuttspotensialet på henholdsvis 9,2 og 7,5 Mt CO₂-ekvivalenter. Hvis alle de identifiserte tiltakene gjennomføres, gir det en halvering av dagens utslippsnivå.

Figur 3 Mulig utslippskutt definert av Miljødirektoratet [Mt CO₂-ekvivalenter].



Av de identifiserte klimatiltakene i rapporten til Miljødirektoratet krever 78 prosent av utslippskuttene krafttilførsel for å gjennomføres.

Figur 4 Endret kraftbehov som følge av klimatiltak, anslått i denne rapporten [TWh]

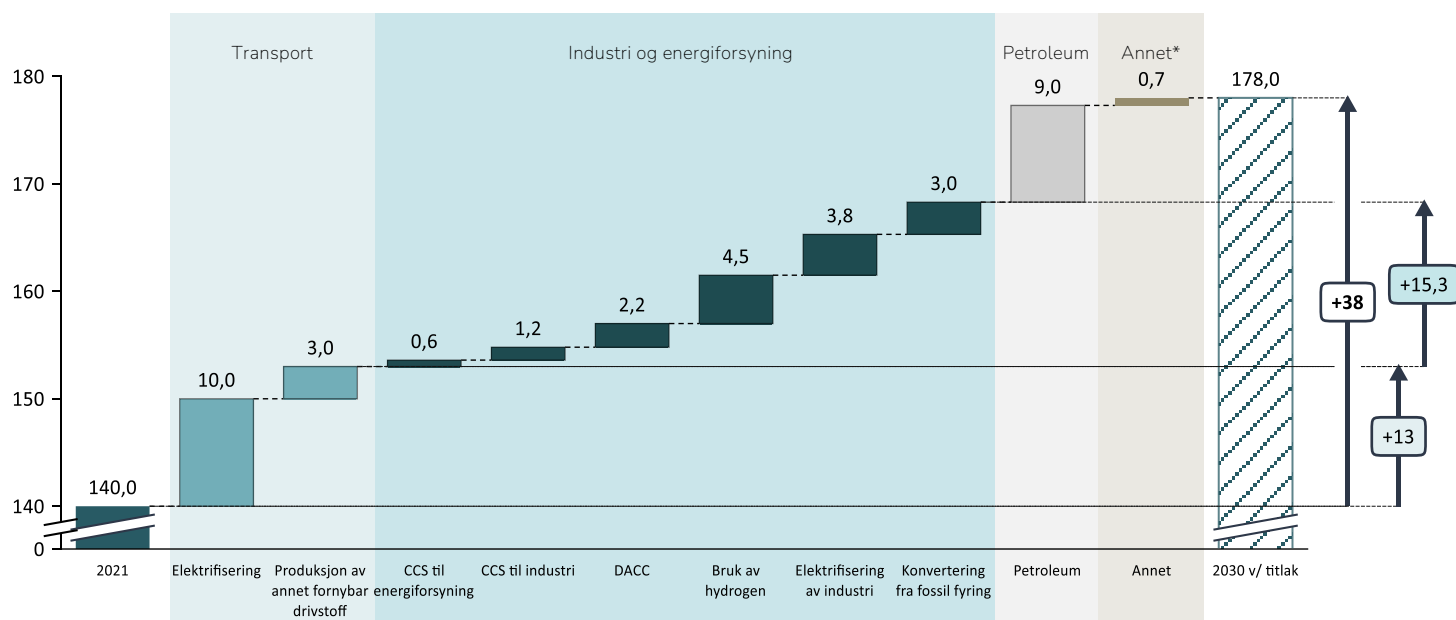


Figur 4 viser økt kraftbehov fordelt på sektor. Totalt viser de

identifiserte klimatiltakene et økt kraftbehov på 38 TWh¹ fra dagens nivå på 140 TWh. Industri og energiforsyning vil kreve mest kraft på 15 TWh, mens petroleum vil trenge 9 TWh. Her antas det et kraftbehov til transport på totalt 13 TWh, hvorav 10 TWh til direkte elektrifisering og 3 TWh til produksjon av hydrogen som drivstoff. I tillegg kommer det 0,7 TWh til utskiftning av vedovner.

Figur 5 viser en sammenstilling av alle klimatiltakene som krever kraft, og hvor mye kraft hver av dem trenger. Klimatiltak og tilhørende kraftbehov til 2030 utdypes per sektor i de følgende delkapitlene.

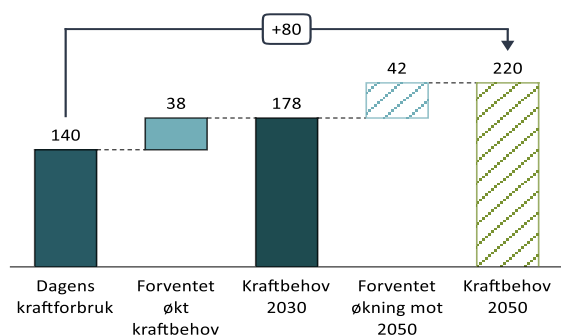
Figur 5 Økt kraftbehov til klimatiltak samlet per tiltak og sektor [TWh]



¹ Vi anslår vi et økt kraftbehov på 38 TWh, som er noe høyere enn 34 TWh som Miljødirektoratet anslår i sin rapport. Avviket kommer blant annet av at vi antar at noe av produksjonen av alternativt drivstoff som krever kraft vil skje i Norge, mens Miljødirektoratet kun inkluderte kraftbehov til direkte elektrifisering av transport. Videre for transportsektoren antas det av Miljødirektoratet et

nullvekstscenario i utvikling av transportmengde og ikke et vekstscenario som er det som er ventet i Nasjonal transportplan og lagt til grunn i denne analysen. I tillegg skyldes differansen at vi også har inkludert 0,7 TWh til «annet» som er kraftbehov til utskifting av vedovner, et tiltak identifisert av Miljødirektoratet, men hvor kraftbehovet ikke var inkludert i deres oppsummering.

Figur 6 Forventet kraftbehov mot 2050



Som tidligere nevnt er det viktig å holde et langsiktig fokus på målsetningene i 2050 også i dag. Figur 6 viser Statnetts forventede kraftbehov frem mot 2050. Statnett anslår en økning på ytterligere 42 TWh etter 2030 i sine prognoser (Statnett, 2023).

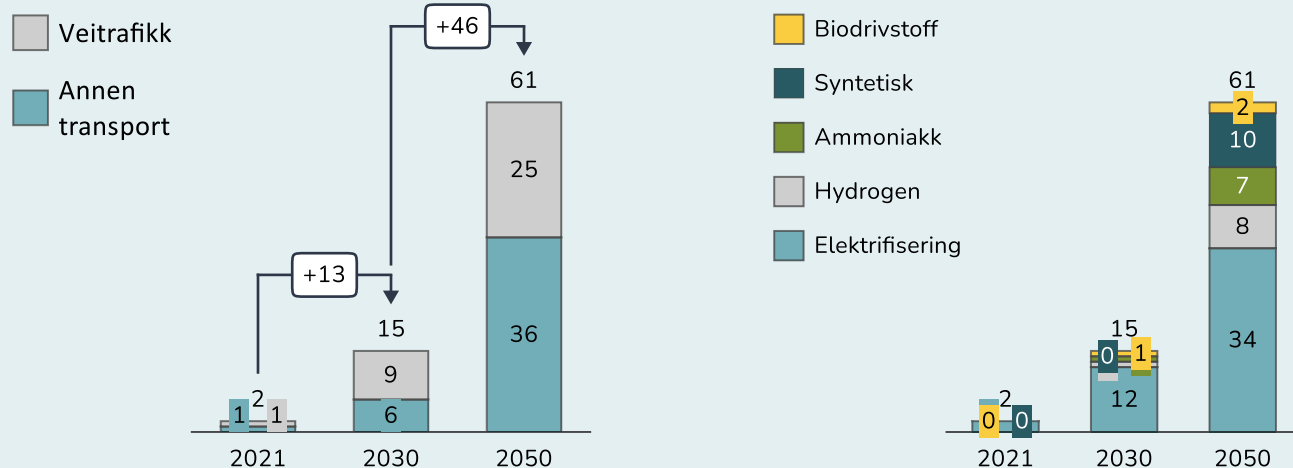
1.2.1 Elektrifisering av transport krever 13 TWh

Miljødirektoratet presenterer i sin rapport «Kraftbehov til transport» to scenarier for kraftbehovet fra transportsektoren i 2030 og 2050:

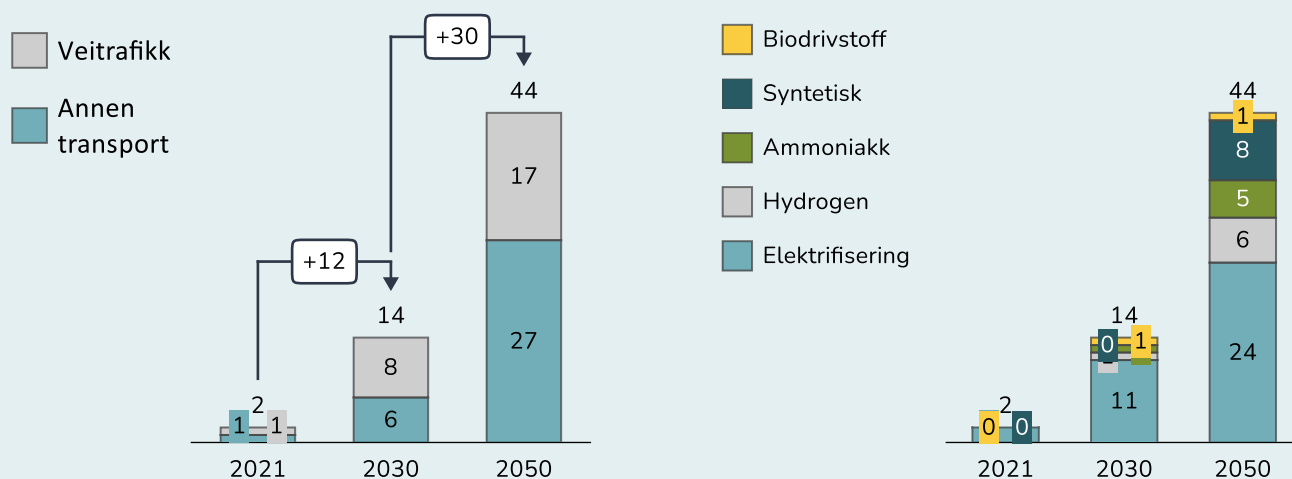
1. Vekstscenarier: Transportmengden fortsetter å øke i takt med befolkningsvekst og økonomisk vekst, i tråd med framskrivingene fra gjeldende Nasjonal Transportplan (NTP). Se Figur 7.
2. Nullvekstscenarier: Den samlede transportmengden holdes konstant på 2019-nivå. Gitt forventet befolkningsvekst og økonomisk vekst innebærer dette mindre generert transport per nordmann i 2050. Se Figur 8.

Begge scenariene når målet om nullutslipp av CO₂ fra transportsektoren i 2050. I vår analyse av totalt kraftbehov fra klimatiltakene antas vekstscenarier i tråd med framskrivingene fra gjeldende Nasjonal Transportplan (NTP). I dette scenarier vil det utløses et økt kraftbehov på 10 TWh til transport, mot 9 TWh i nullvekstscenarier.

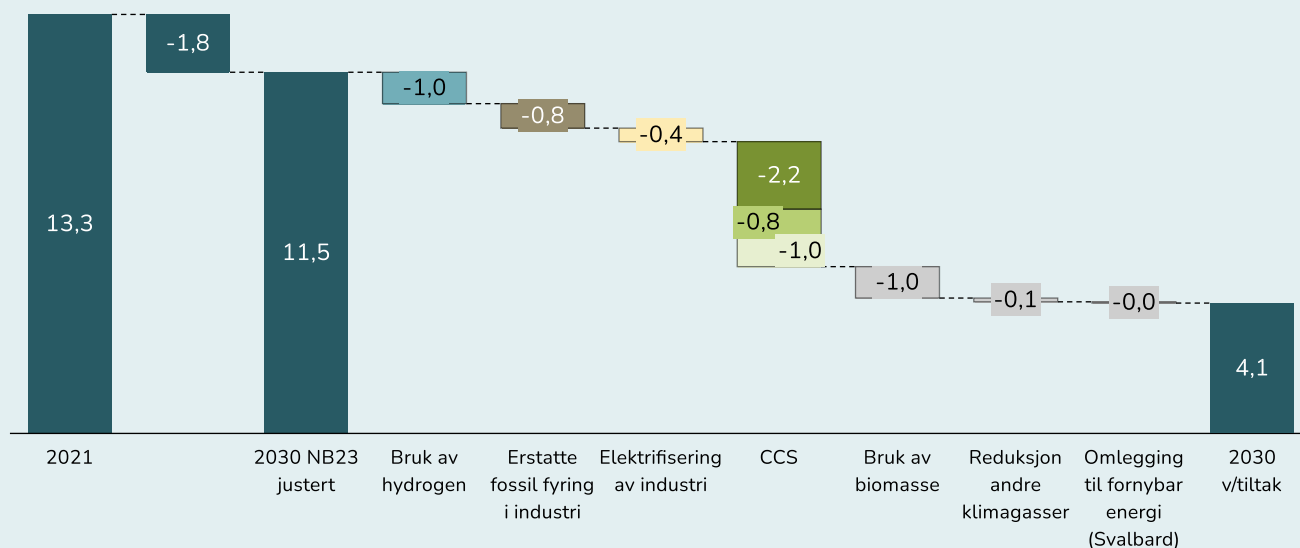
Figur 7 Kraftbehov til transport ved vekstscenarier [TWh]



Figur 8 Kraftbehov til transport ved nullvekstscenarior [TWh]



Figur 9 Industri og energiforsyning: Mulige utslippskutt per identifisert klimatiltak [Mt CO₂-ekvivalenter]

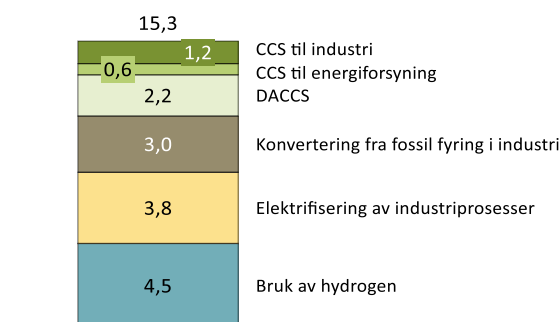


1.2.2 Klimatiltak i industri trenger 15 TWh

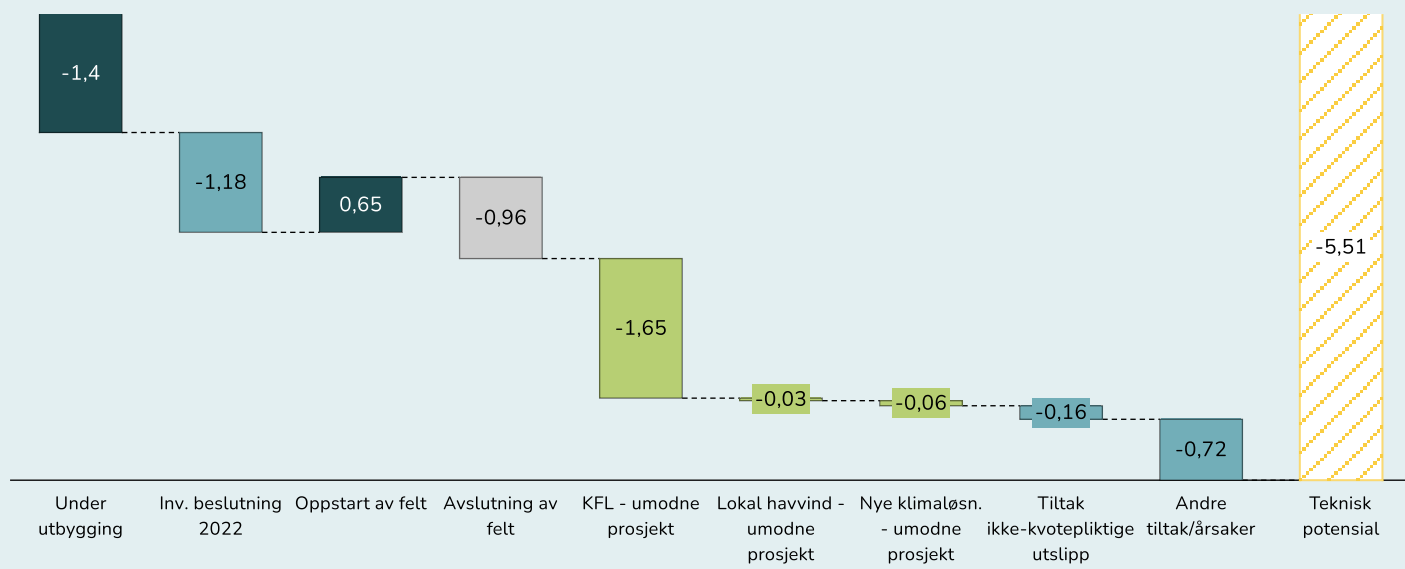
Figur 9 viser potensialet for utslippskutt per klimatiltak i industri og energiforsyning. Som figuren viser er karbonfangst og lagring (CCS) tiltaket med størst potensial, med et utslippskutt på 4 Mt. Bruk av hydrogen og erstatning av fossil fyring i industriprosesser har også et betydelig potensial på til sammen 1,8 Mt. Videre viser Figur 10 kraftbehov per tiltak i TWh. Klimatiltakene utgjør et økt kraftbehov på 15 TWh. Ser man figurene i sammenheng kan vi se at nesten alle tiltakene for utslippskutt i industrien krever tilgang på kraft. Tiltakene med høyest kraftbehov er bruk av hydrogen og direkte elektrifisering av industrien.

Videre vil tiltakene som innebærer karbonfangst og lagring kreve en betydelig mengde kraft, på 4 TWh.

Figur 10 Industri og energiforsyning: Kraftbehov per klimatiltak [TWh]



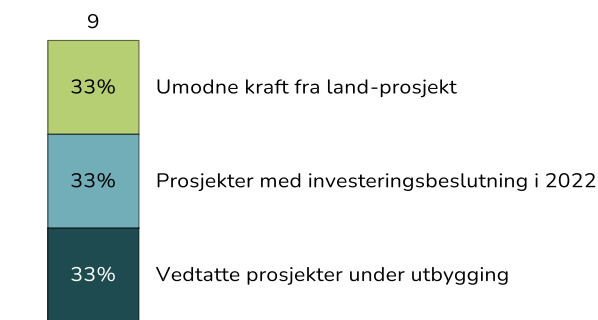
Figur 11 Petroleum: Mulige utslippskutt per identifiserte klimatiltak [Mt CO₂-ekvivalenter] KFL: Kraft fra land



1.2.3 Elektrifisering av petroleumssektoren utløser kraftbehov på 9 TWh

Petroleumssektoren har et teknisk potensial på 5,5 Mt i utslippskutt, som vist i Figur 11. Her er det umodne prosjekter som krever kraft fra land som har det største potensialet for kutt på 1,65 Mt. I Figur 12 ser vi at det vil utløse et økt kraftbehov på 9 TWh dersom alle tiltakene realiseres. Kraftbehovet fordeler seg likt mellom umodne prosjekter fra land, prosjekter med investeringsbeslutning i 2022 og vedtatte prosjekter under bygging.

Figur 12 Petroleum: Kraftbehov til klimatiltak [TWh]



2 Med dagens utvikling vil ikke Norge møte klimatiltakenes behov til kraftbalanse, effektbalanse og infrastruktur uten grep

Behovene i kraftsystemet som må møtes for å klare klimamålene kan deles i tre. 1) Kraftbalanse: klarer vi å dekke kraftbehovet klimamålene medfører? Vi trenger 22 TWh ny kraftproduksjon innen 2030 for å levere til økt kraftbehov fra klimatiltakene. Med dagens planer er det ikke sannsynlig at vi klarer å få nok ny produksjon til å dekke økt kraftbehov, og vi risikerer et gap på 15 TWh. 2) Effektbalanse: klarer vi å håndtere strammere effektbalanse og sikre nok effekt i topplasttimer? Utviklingstrekkene i kraftsystemet kan også utfordre Norges effektbalanse, hvor økt etterspørsel og høyere andel uregulerbar kraftproduksjon kan resultere i at vi ikke har nok effektproduksjon når det trengs. 3) Infrastruktur: klarer vi å overføre og levere kraften der og når den trengs til klimatiltakene? Nettselskapene og Statnett opplever en sterk økning i forespørsel om ny nettkapasitet. Med dagens ledetider er det utfordrende å bygge nok kraftnett og overføringskapasitet til å møte behovene innen 2030. Kombinasjonen av dagens status, planer og ledetider i kraftsystemet gjør at vi ikke møter behovene fra klimatiltakene uten grep.

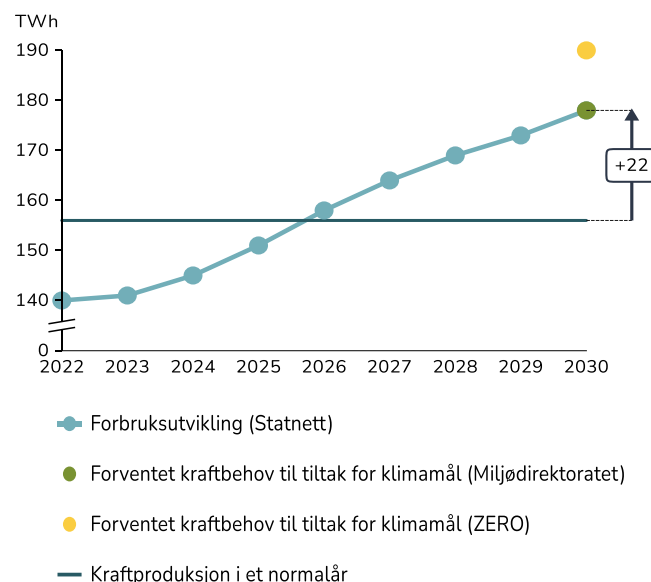
2.1 Vi trenger minst 22 TWh ny kraftproduksjon til 2030 for å opprettholde positiv kraftbalanse, men det er lite sannsynlig

Norge trenger minst 22 TWh ny kraftproduksjon til 2030 for å nå klimamålene og unngå kraftunderskudd i 2030. Figur 13 viser dagens produksjon i et normalår, forventet forbruksutvikling og forventet kraftbehov for å nå klimamålene. I denne analysen antar vi et økt kraftbehov for å nå klimamålene på 38 TWh. Miljøstiftelsen ZERO har identifisert et økt kraftbehov til klimatiltak på 50 TWh i sin nyeste rapport for 2030 (Zero, 2023). I estimatet på 38 TWh kraftbehov er det ikke tatt hensyn til et eventuelt kraftbehov til ny grønn industri, som for eksempel datasentre og batterifabrikker. Forbruksutviklingen er derfor mer usikker, både i hastighet og volum.

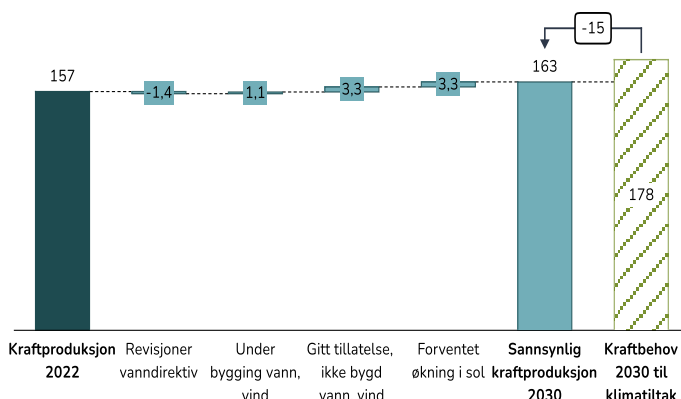
Gitt dagens planlagte produksjonsprosjekter er det lite sannsynlig med en økning på 22 TWh ny produksjon innen 2030. Et antatt sannsynlig scenario er en økning på 6 TWh i kraftproduksjonen frem mot 2030, som illustrert i Figur 14. Her er alle vannkraft- og vindkraftprosjekter som er under bygging eller har fått tillatelse til bygging i NVEs

konsesjonsdatabase inkludert. Det er også inkludert en forventet økning i solkraft på 3,3 TWh og noe økning som følger av vilkårsrevisjoner på vannkraftverk på 1,4 TWh. Dermed gjenstår et avvik på 15 TWh i 2030 dersom kraftbehovet som kreves for klimatiltakene skal dekkes av egen produksjon.

Figur 13 Forventet forbruksutvikling fra ulike kilder [TWh]

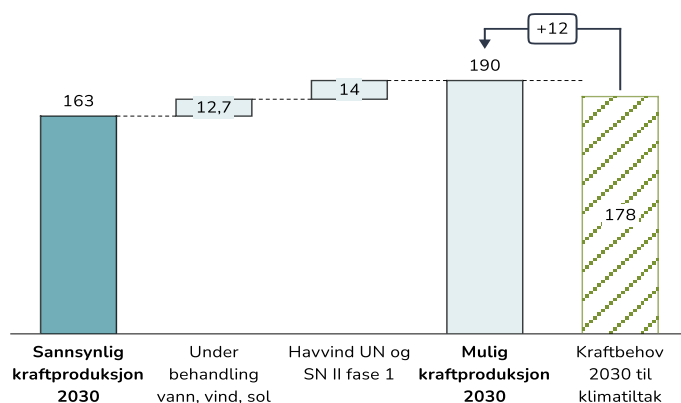


Figur 14 Sannsynlig scenario for kraftproduksjon til 2030 [TWh]



Figur 15 illustrerer et mindre sannsynlig scenario for mulig ytterligere kraftproduksjon frem mot 2030 som utgjør 27 TWh innen 2030. I dette scenarioet tas havvindprosjektene Utsira Nord og Sørlige Nordsjø II med, samt alle produksjonsprosjektene som er til behandling hos NVE. Scenarioet forutsetter at konsesjonssaker som er under behandling hos NVE blir behandlet raskt og at havvindprosjektene gjennomføres raskere enn ventet slik at prosjektene kan bli realisert til 2030. Dette scenarioet vil gi et kraftoverskudd på 12 TWh ved gjennomføring av klimamålene.

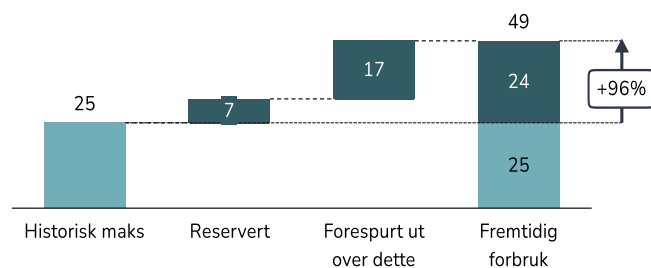
Figur 15 Mindre sannsynlig scenario for kraftproduksjon til 2030 [TWh]



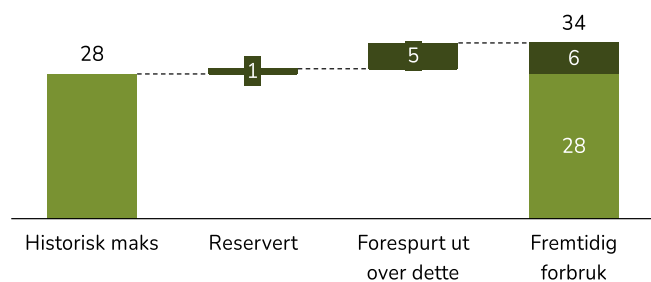
2.2 Med dagens ledetider blir det utfordrende å møte infrastrukturetterspørselen

Statnett og nettselskapene oppgir at de opplever en sterk økning i forespørsler om ny kapasitet. Skal den økte etterspørselen etter kapasitet møtes krever det at det de neste årene bygges like mye nett som det er bygget i Norge de siste 100 årene. I Figur 16 og Figur 17 vises historisk makslast av forbruk og produksjon sammen med tilknytningsforespørsler som ligger hos Statnett. Tilknytningsforespørlene er delt opp i «reservert» og «forespurt», som skiller på om forespørselen har fått reservert kapasitet i eksisterende eller planlagt nett, eller ikke. Øvrig forespurt kapasitet som anses som et modent prosjekt vil da bli stående i en kapasitetskø.

Figur 16 Historisk makslast og tilknytningsforespørsler til forbruk hos Statnett [GW]



Figur 17 Historisk makslast og tilknytningsforespørsler til produksjon/innmating hos Statnett [GW].



På forbrukssiden utgjør samlet etterspurt kapasitet i transmisjonsnett rundt 24 GW, som er nesten like mye som historisk makslast på 25 GW. På produksjonssiden har

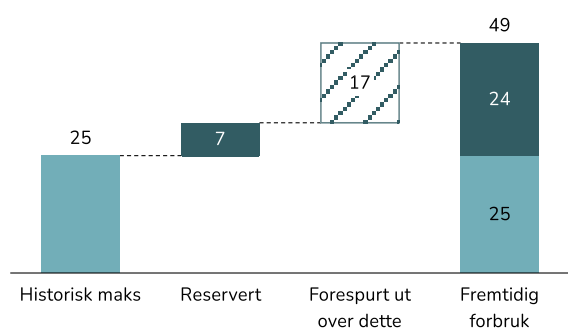
Statnett mottatt forespørsler for rundt 6 GW i transmisjonsnettet og rundt 9 GW i distribusjonsnettet. For å klare å møte fremtidens kraftbehov er det avgjørende at Statnett bygger nok transmisjonsnett raskere, da nok distribusjonsnett alene ikke er tilstrekkelig hvis kapasitetsbegrensningene ligger i overliggende nett. Utfordringen som oppstår i dette tilfellet er lange ledetider, med en estimert tid på 2,5–8 år for å bygge regionalnett og 5–10 for å bygge transmisjonsnett.

2.2.1 Det er ikke bare klimatiltak som ønsker tilknytning til nettet

Med dagens ledetider og nettutbyggingsplaner er det estimert at Statnett vil bygge nett som kan overføre ytterligere 40 TWh til 2030. Dette er til mer enn bare klimatiltak.

Figur 18 viser forespørsler om tilknytning til forbruk hos Statnett, fordelt på om de har fått reservert kapasitet eller ikke. Det er kun 7 GW reservert ny kapasitet til forbruk, av totalt 24 GW ønsket. Reservert kapasitet betyr at de har fått tildelt nett i eksisterende eller planlagt utbygd nett fremover. 7 GW kapasitet kan estimeres til omkring 30-40 TWh overført energi per år. Dette indikerer at det Statnett kan forplikte seg til å levere de neste årene er 30-40 TWh i nytt forbruk.

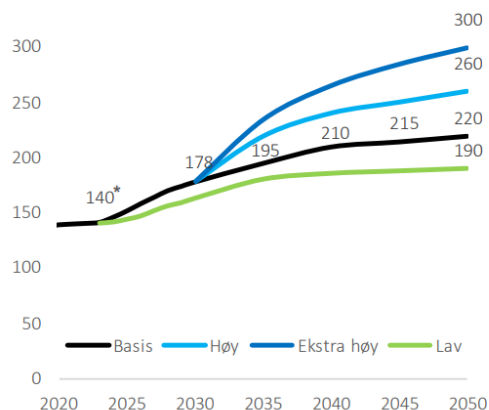
Figur 18 Etterspørsel etter ny kapasitet i transmisjonsnett til nytt forbruk (GW)



Statnett forventer en forbruksøkning på maks 38 TWh i sin forbruksprognose. Dette er tilnærmet likt forbruket som kan beregnes ut av den reserverte kapasiteten. Figur 19 viser at

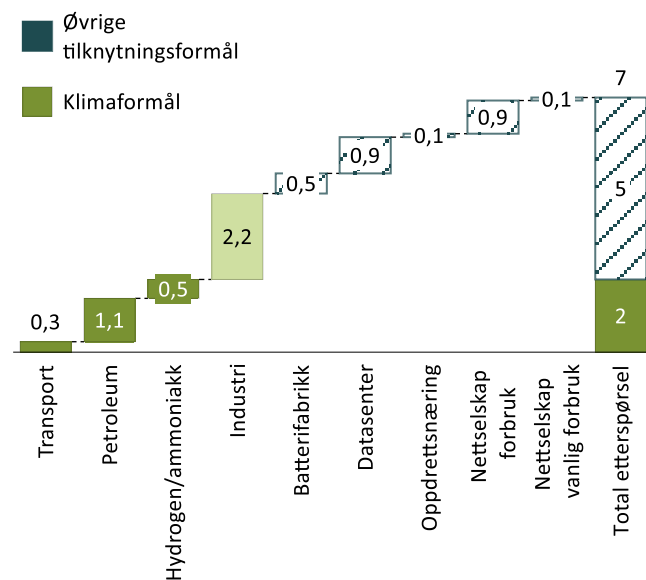
Statnett forventer maks 38 TWh i økt forbruk til 2030 i alle sine forbruksscenarioer. Dettetyder på at det er det Statnett anslår at de maksimalt klarer å levere av økt overføringskapasitet innen 2030.

Figur 19 Statnetts forbruksprognose, LMA 2030 [TWh]



Figur 20 viser de reserverte tilknytningssakene hos Statnett, hvor det er gjort en vurdering av relevansen for klimamålene. Forespørsler til transport, petroleum, hydrogenproduksjon og noe industri kan trolig kategoriseres som klimaformål og utgjør 2-4 GW av de reserverte 7 GW hos Statnett. Dette indikerer at med dagens ledetider på nett, vil det ikke være tilstrekkelig med infrastruktur til å imøtekomme det økte kraftbehovet for å nå klimamål i 2030.

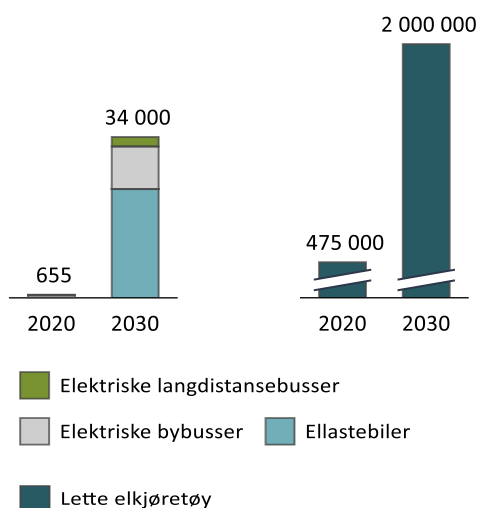
Figur 20 Reserverte tilknytningssaker etter relevans for klimamålene [GW]



2.2.2 Ladeinfrastruktur må også på plass for å realisere målene

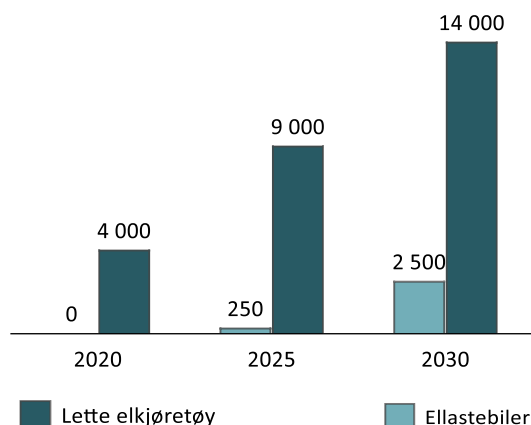
En storstilt omstilling av transportsektoren gir også et betydelig behov for ladeinfrastruktur. Det forventes en kraftig økning i både lette elkjøretøy og elektrisk tungtransport mot 2030 (Miljødirektoratet, Statens vegvesen, 2022). Figur 21 viser forventet økning i den elektriske bilparken for henholdsvis lette elkjøretøy og elektrisk tungtransport.

Figur 21 Elektrisk bilpark: Lette elkjøretøy og elektrisk tungtransport [antall kjøretøy]



Figur 22 viser ladebehovet i antall hurtigladdere frem mot 2030, anslått av Miljødirektoratet og Statens Vegvesen (2022). Med antall hurtigladdere menes antall hurtigladepunkt som kan brukes samtidig.

Figur 22 Ladebehov [antall hurtigladdere]



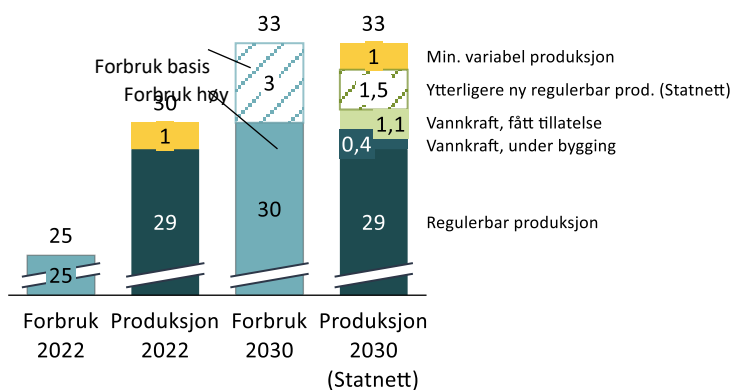
2.3 Vi går mot en strammere effektbalanse i Norge

Frem mot 2030 vil effektbalansen – det vil si momentan balanse mellom kraftproduksjon og forbruk til enhver tid – blir mer utfordret i kraftsystemet i Norge. Effektbalansen har tidligere ikke vært en utfordring i Norge på grunn av at vi har en høy grad av regulerbar vannkraft. Med økende mengder uregulerbar kraft i kraftsystemet vil vi i årene fremover gå mot en strammere effektbalanse.

Det er flere utviklingstrekk som peker mot at Norge får en strammere effektbalanse fremover. Prognosene viser økt krafttettersspørsel, høyere andel variabel kraftproduksjon, lite ny regulerbar kraftproduksjon. I resten av Europa er det tilsvarende utvikling. Konsekvensene av effektunderskudd er at kraft ikke blir levert når den trengs, fordi det ikke er nok effektkapasitet i topplast og momentan likevekt mellom kraftproduksjon og -forbruk. Det er derfor viktig å ikke bare se på TWh, som er energibalanse gjennom året, men også om vi klarer å levere nok kraft når det er behov for det.

Den estimerte veksten i regulerbar kraftproduksjon er begrenset, og nytt forbruk må i stor grad dekkes av uregulerbar kraft. I utgangspunktet kan Norge importere kraft i perioder med negativ effektbalanse, men ettersom hele Europa går mot mer variabel kraftproduksjon kan dette resultere i høye strømpriser, og i verste fall begrensede muligheter til å importere nok effekt i perioder.

Figur 23 Effektbalansen i Norges kraftsystem [GW]²

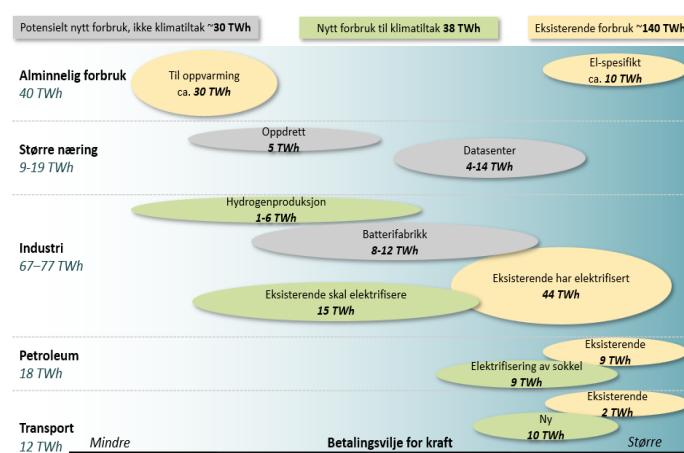


Figur 23 viser effektbalansen i det norske kraftsystemet i dag og forventet effektbalanse i 2030 fra Statnetts langsiktige markedsanalyse fra 2021 og 2023. Her kan vi se at i dagens system er det i toppplasttimer et effektoverskudd på 5 GW, basert på at det i dag er en grunnlast på 29 GW i regulerbar kraft, og et bidrag til effektbalanse på 1 GW fra uregulerbar kraft. Figuren illustrerer videre forventet forbruk, effekt fra regulerbar produksjon og et minstebidrag fra uregulerbar produksjon for 2030. I Statnett sitt basisscenario for 2030 forventes det et maksforbruk på 30 GW, mens i høyscenarioet forventes det ytterligere 3 GW i forbruk. I 2030 forventer Statnett en økning på 3 GW i regulerbar kraft. Av disse 3 GW har halvparten fått tillatelse eller er under bygging. De resterende 1,5 GW er fremdeles under behandling. Kraftsystemet må møte effektbehovet selv i timer det ikke er tilgjengelig uregulerbar produksjon, og derfor antas det kun et minimumsbidrag fra uregulerbar produksjon.

2.4 Det er ikke gitt at alt ventet forbruk kommer eller forblir hvis kraftprisen blir høy

En strammere kraftbalanse kan resultere i høyere kraftpriser i Norge enn det har vært historisk. Ulikt forbruk har ulike betalingsvilje for kraft og hvis vi får høye priser vil ikke nødvendigvis alt forbruket realiseres. Et forbruk i 2030 lik 178 TWh forutsetter at dagens forbruk på 140 TWh også forblir uendret. Figur 24 viser ulike sektorer og hvor stor andel de utgjør av den fremtidige forbruksmiksen. Langs x-aksen er det gjort en vurdering av de ulike forbruksgruppenes betalingsvillighet. Det er skilt mellom eksisterende forbruk på 140 TWh, nytt forbruk til klimatiltakene som utgjør 38 TWh, og potensielt nytt forbruk som ikke er til klimatiltak hvor det her er anslått å komme ca. 30 TWh. Høyden på boblen indikerer størrelsen på forbruket og bredden på boblen sier noe om hvor stort utfallsrom og hvor mye usikkerhet som ligger i vurderingen.

Figur 24 Betalingsvillighet for kraft per sektor og type forbruker [TWh]



² Kilde: Statnett LMA (2023), NVE Konsesjonsdata (2022)

2.4.1 For alminnelig forbruk avhenger betalingsvilje for kraft av om det er til oppvarming eller el-spesifikke formål

Alminnelig forbruk er delt i forbruk til oppvarming og el-spesifikt forbruk. En stor andel av dagens el-opppvarming kan reduseres ved effektivisering eller ved å bytte til andre energibærere som for eksempel varmepumpe eller fjernvarme. Videre er det også en del å hente på å være mer fleksibel innad i døgnet. For el-spesifikt forbruk er det høy betalingsvilje og det er lite fleksibelt.

2.4.2 Større næring og industri sin betalingsvillighet for kraft avhenger av internasjonale konkurransevilkår

Datasenter: Lokalisering er den mest avgjørende faktoren for en del datasenter ved at det kan være lokalisingskrav for enkelte typer data knyttet til datasikkerhet og behov for fysisk nærhet til bruk. Der det ikke er krav til lokalisering vil internasjonale konkurransevilkår være avgjørende for betalingsvilje for kraft for datasenter. En del av forbruket fra datasenter krever konstant stabil tilførsel av kraft, men noe av forbruket vil kunne flyttes mellom datasenter og dermed være fleksibelt. I tillegg kan kraftforbruk til kjøling av datasenter også ha en kortsiktig fleksibilitet ved bruk av kjølelager.

Oppdrett: For oppdrett kan internasjonale konkurransevilkår og den relative kraftprisen til andre land spille en rolle for om aktiviteten skal lokaliseres i Norge eller andre steder.

Hydrogen: Om hydrogenproduksjon kommer til Norge og hvilken betalingsvillighet det har avhenger av kraftprisen relativt til andre land og andre internasjonale konkurransevilkår. Europeisk industristrategi og substitutter i EU vil være med på å avgjøre hvor hydrogenproduksjon plasseres. Hydrogenproduksjon kan også være en fleksibel forbruker, som er godt egnet ved prisvolatilitet, og kan produsere i lavprisperioder når det er overskuddsenergi.

Batteriproduksjon: Batteriproduksjon er mindre kraftintensiv enn hydrogenproduksjon og en del annen industri. Betalingsvilligheten for kraft for nye batterifabrikker vil være påvirket av kraftprisen relativt til andre attraktive lokasjoner, samt den europeiske industristrategien og internasjonale konkurransevilkår. Til motsetning fra hydrogen er batteriproduksjon lite fleksibelt. Hvor mye etterspørsel som kommer fra batteriproduksjon er usikkert, men vi anslår et utfallsrom på 4–14 TWh.

Eksisterende industri som har elektrifisert: Betalingsvilligheten til allerede elektrifisert industri vil være stor. Den relative kraftprisen til andre land vil også spille inn her. Flere industriselskaper har lange kraftpriskontrakter. Utløpstiden på disse vil kunne spille inn på om eksisterende industri fortsatt vil forbli, være lønnsomt og ha betalingsvilje for kraft ved høye kraftpriser. Eksisterende industri er en sektor med forbruk på 44 TWh, og eventuelt frafall vil kunne ha betydelige konsekvenser på tilgjengelig kraft og kraftpris.

Eksisterende industri som skal elektrifisere: Videre elektrifisering av eksisterende industri vil kreve ytterligere 15 TWh. Hvor mye av det kraftforbruket som kommer i realiteten vil avhenge av betalingsvilligheten for kraft. Betalingsvilligheten vil påvirkes av industriens lønnsomhet, CO₂-avgift og konkurransevilkår, relativt til kraftprisen.

2.4.3 Petroleum ventes å ha høy betalingsvillighet

Elektrifisering av petroleumssektoren for å nå klimamål gir en økt kraftetterspørsel. Petroleumssektorens betalingsvillighet for kraft ventes å være høy både for eksisterende forbruk og noe mindre, men fremdeles høyt, for elektrifisering av nye felt. Betalingsvilligheten til petroleumssektoren vil bli påvirket av blant annet CO₂-avgift og tilstanden på anlegget.

2.4.4 For transportsektoren kan begrenset tilgang på kraft føre til bruk av alternative energikilder

Eksisterende transport med et forbruk på 2 TWh har høyere betalingsvillighet enn forventet nytt transportforbruk på 10 TWh. For transport som skal elektrifisere vil høye kraftpriser

kunne resultere i at alternative energikilder heller utnyttes. Betalingsvilligheten for kraft til transport er generelt høy da det er høye alternativkostnader, og vil påvirkes av virkemidler

for å nå klimamål. En del av kraftforbruket på transport vil være fleksibel hvor lading kan tilpasses innad i døgnet.

3 En omstilling av energisystemet for å realisere klimamålene krever justerte rammebetingelser og virkemidler

Dagens status, planer og ledetider i kraftsystemet gjør at vi ikke vil møte energibehovene. For å sikre behovet for kraftbalanse, infrastruktur, og effektbalanse til klimatiltakene trenger vi en omstilling av energisystemet generelt og kraftsystemet spesifikt. Omstillingen av kraftsystemet må inkludere både å øke kapasitet i produksjon og infrastruktur, og redusere behovene gjennom tilpasning av forbruk og bruk av alternative energikilder og -bærere.

Ulike tiltak vil ha behov for ulike typer virkemidler for å justere enten markedsmessige eller myndighetsbestemte rammebetingelser. Energiltakene som er identifisert har ulik grad av modenhet, hvor det spenner seg fra helt modne, godt etablerte løsninger, til nye og alternative tiltak, som enda ikke er markedsintrodusert i Norge. Videre ser vi også store variasjoner i ledetid, hvor mange av de etablerte energiltakene som storskala kraftproduksjon og nettutbygging har omfattende planleggings- og byggeprosesser. Andre tiltakstyper, som tiltakene innen etterspørsel, kan i seg selv være raske å gjennomføre, men krever tilrettelegging og mobilisering hos mange og små aktører. Tilsvarende kontraster ser vi også når det gjelder hvor stort potensial hvert tiltak har til å bidra til å møte energibehovene. For å utløse de energiltakene som er nødvendig på kort og lang sikt er det avgjørende med gode rammebetingelser som legger til rette for gjennomføring. Dagens rammebetingelser er ikke tilstrekkelige for å realisere energiomstillingen og gjennomføring av tiltakene krever justerte rammebetingelser. Her er det viktig å hensynta hvilke barrierer og allerede eksisterende rammebetingelser hvert enkelt tiltak har og hvordan de påvirker tiltaket.

3.1 Mulig å møte energibehovene med tiltak innen tilbud av kraft, overføring og lagring, og etterspørsel

Tilgang til fornybar kraft er en forutsetning for klimatiltakene og gjør det nødvendig å omstille energisystemet. Behovene som stilles til kraftsystemet kan deles i tre faktorer:

- Kraftbalanse: Nok kraft gjennom året, netto kraftoverskudd³ og likevekt mellom kraftproduksjon og -forbruk per år.

- Effektbalanse i topplasttimer: Nok effektkapasitet i topplast og likevekt mellom kraftproduksjon og -forbruk time for time.
- Infrastruktur: Nok infrastruktur for overføring og distribusjon av kraft fra produksjon til forbruk gjennom nettkapasitet, ladeinfrastruktur med mer.

Behovene til kraftbalanse, effektbalanse og infrastruktur kan overordnet møtes enten ved å øke kapasiteten og tilførselen eller ved å redusere behovet. Omstillingen kan, og bør, inkludere både å øke kapasitet i kraftproduksjon og -infrastruktur, og redusere kraftbehovet gjennom tilpasning av forbruk og bruk av alternativ teknologi. Mulighetene for

³ Det er et politisk mål å ha et kraftoverskudd for å sikre norsk konkurranseevne. Ettersom det er lengre ledetider for utbygging av ny kraftproduksjon enn det tar å elektrifisere

eksisterende forbruk, så gir det også mening å ha et kraftoverskudd for å realisere klimamålene i tide.

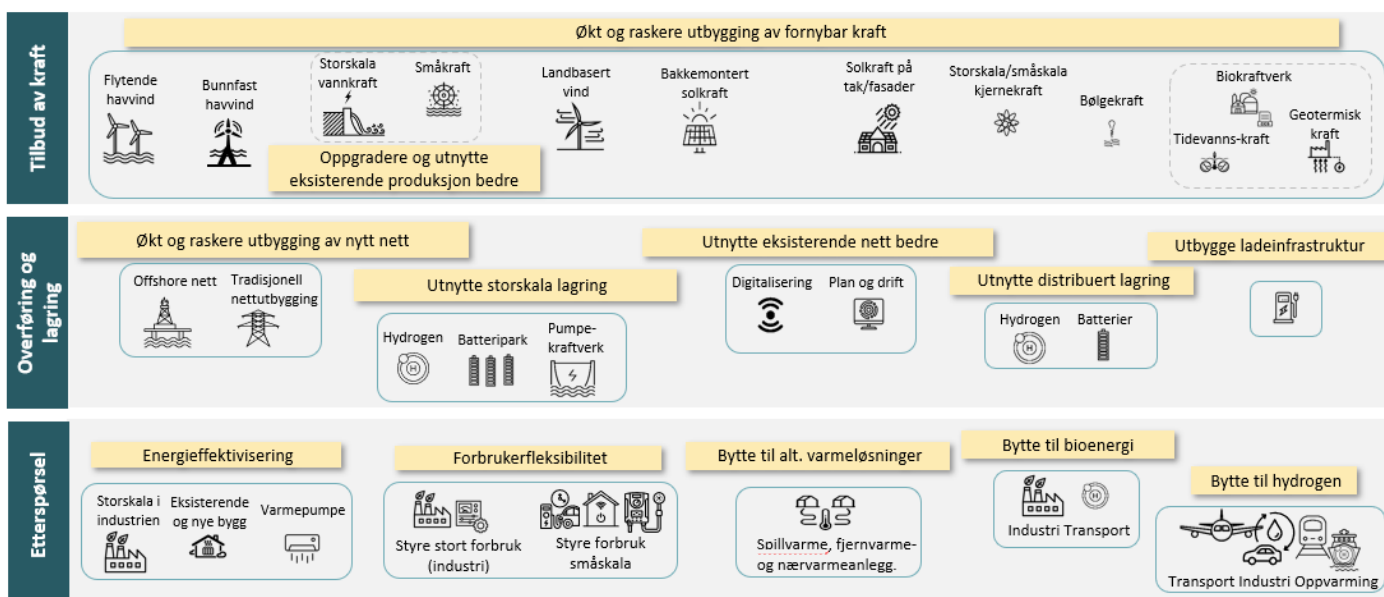
omstilling av kraftsystemet innebærer tiltak som kan kategoriseres innen tre områder:

- Tilbud av kraft: Bygge ut mer fornybar kraftproduksjon, raskere, eller oppgradere og utnytte eksisterende kraftproduksjon bedre
- Overføring og lagring: Bygge ut mer nett- og ladeinfrastruktur, raskere. Vi må også utnytte eksisterende infrastruktur bedre, gjennom nettdrift og -planlegging, samt etterspørselstilpasning. I tillegg bør vi utnytte alternativer som lagringsteknologi og andre energibærere som vil redusere behov for kraft og kraftnett.

- Etterspørsel etter kraft: Tilpasse etterspørselen for å redusere kraftbehov: Redusere etterspørsel gjennom energieffektivisering, flytte fleksibelt forbruk for å tilpasse seg tilgjengelig effekt- og overføringskapasitet, eller bytte til eller øke samspillet med andre energikilder og -bærere.

Det er identifisert 34 ulike tiltak innen tilbud av kraft, overføring og lagring, og etterspørsel etter kraft som kan bidra til å møte et eller flere av behovene. En oversikt over alle tiltakene kan ses i Figur 25, hvor mer detaljer om hvert enkelt tiltak finnes i kapittel 4.

Figur 25: Oversikt over mulige energitiltak for omstilling av energisystemet



3.2 Det er mange momenter som er avgjørende for energitiltakene og -omstillingen

For å realisere energiomstillingen må flere energitiltak gjennomføres. Ulike energitiltak bidrar til å møte de ulike behovene som stilles til energisystemet. Det er derfor mange

momenter som må hensyntas for å vurdere hvilke tiltak som bør settes i verk:

- Hva kan tiltaket bidra til?
- Hvor mye kan det bidra til å møte behovene?
- Hvor modent er tiltaket?
- Hvor lange ledetider er det? Er det aktuelt for bidrag mer kortsiktig før 2030, eller vil det kunne bidra mer på lengre sikt?

- Hva er eksisterende virkemidler og barrierer som påvirker tiltakene?
- Hva kan være nødvendig endring i markedsmessige og/eller myndighetsbestemte rammebetingelser for å sikre gjennomføring?

I Tabell 1, 2 og 3 har vi vurdert alle identifiserte energitiltak etter hva de kan bidra til, modenhet, potensial, ledetid og rammebetingelser.

Ikke alle tiltakene kan erstatte og vurderes opp mot hverandre, enkelte vil utfylle hverandre, for eksempel i form av når de kan bidra, hva de kan bidra til eller ved at det involverer ulike aktører. Generelt ser vi at de mulige energitiltakene har et bredt spekter av egenskaper, barrierer og forutsetninger som påvirker hva som kreves for å gjennomføre tiltakene.

3.2.1 Tiltakenes modenhet påvirker hvilke virkemidler som bør tas i bruk

Energitiltakenes modenhet er avgjørende for hvor raskt tiltaket kan gjennomføres og hvilke virkemidler som bør tas i bruk. Figur 26 viser tiltakene fordelt på de ulike nivåene av modenhet.

Vurderingene viser at det innen tilbud av kraft hovedsakelig er modne tiltak, med unntak av flytende havvind som er delvis modent, samt småskala kjernekraft, bølgekraft og tidevannskraft som alle tre fremdeles er umodne tiltak.

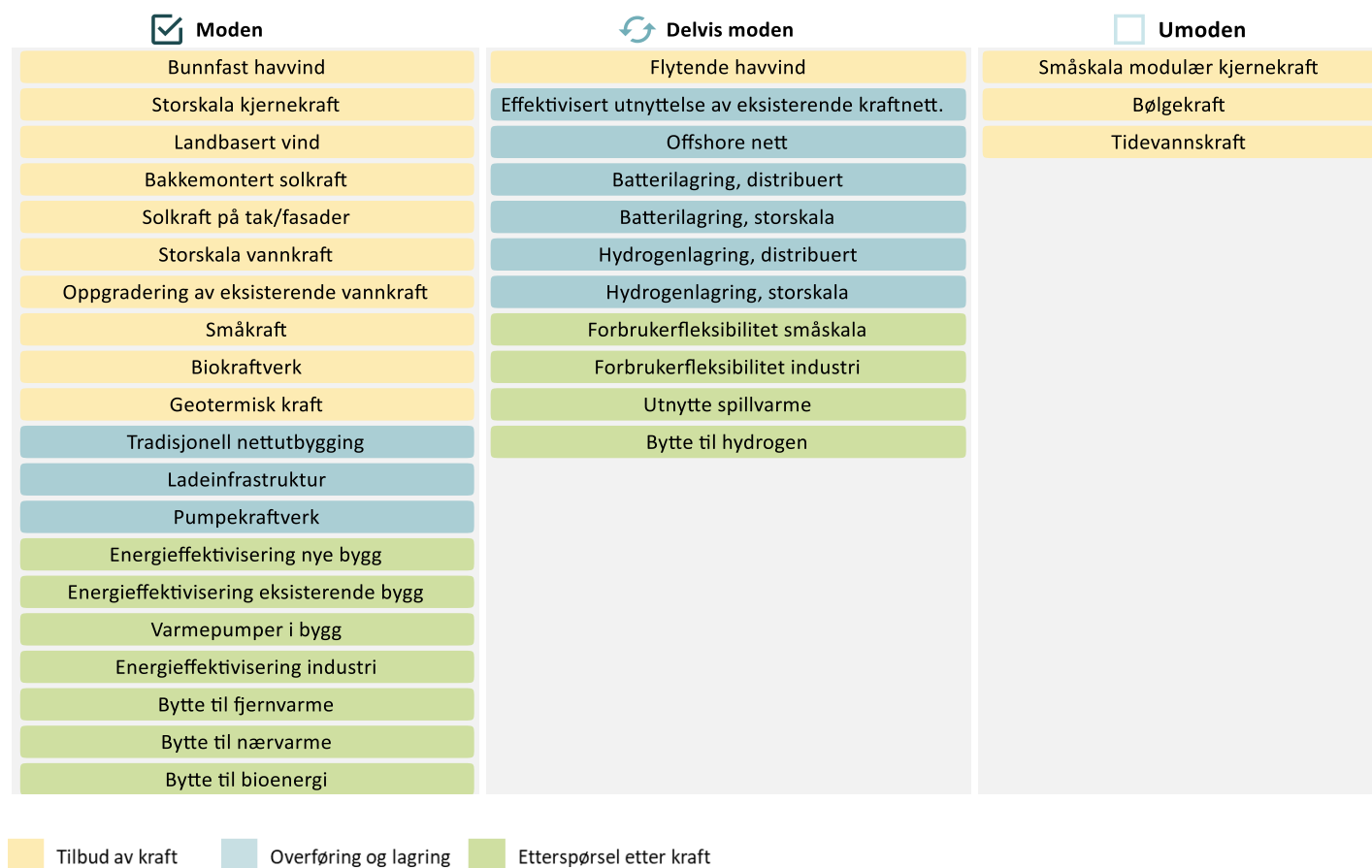
Innen overføring og lagring er det noen modne tiltak, men de fleste tiltakene som er alternativer til tradisjonell nettutbygging, innebærer lagring, eller ny type infrastruktur som offshore nett, er kun delvis modne.

Når det gjelder etterspørsel etter kraft er det en kombinasjon av modne og godt demonstrerte tiltak, som likevel kan ha ytterligere potensial, og delvis modne tiltak som krever mer demonstrering og etablering av forretningsmodell.

bruk. For hvert tiltak er det gjort en vurdering av den teknologiske modenheten til tiltaket. Tiltakene er definert som enten umodne, delvis modne eller modne.

- Umodne tiltak innebærer teknologi eller løsninger som fremdeles trenger teknologiutvikling, testing og pilotering før de kan iverksettes. Det er usikkert når tiltakene som defineres som umodne vil være klare for å iverksettes i storskala.
- For delvis modne tiltak kan selve teknologien som ligger til grunn være moden, men det kan være behov for ytterligere skalering for å redusere kostnadene og/eller behov for å demonstrere den helhetlige løsningen som ligger til grunn for tiltaket. Det kan eksempelvis være behov for økt kunnskap, erfaring med bruk og/eller utvikling av markedsdesign og forretningsmodeller før tiltaket kan tas i bruk i stor skala.
- Modne tiltak er basert på teknologi som er i bruk med en etablert forretningsmodell.

Figur 26 Tiltak fordelt på teknologisk modenhet



3.2.2 Potensial og ledetid varierer mellom tiltakene

Et avgjørende moment å vurdere er hvor mye hvert tiltak har av potensial til å bidra til å møte behovene. Potensial her er generelt en vurdering av hvor stort ytterligere teknisk potensial tiltaket har til å bidra til energiomstillingen i Norge i lys av de tekniske egenskapene tiltaket har.

Energiltakene har ulik ledetid på hvor lang tid det tar før det vil bidra til å møte energibehovene. Vi har lagt til grunn dagens ledetider. Ledetider fremover kan påvirkes gjennom justerte rammebetingelser.

Flere av storskalatiltakene som har et stort potensial har lange ledetider med omfattende prosesser. Det tar lang tid å bygge ut ny produksjon i Norge, med 7-9 år for landvind og opptil 12 år for havvind og storskala vannkraft. Solenergi antas å ta vesentlig kortere tid i gjennomsnitt, men utgjør

også foreløpig en liten andel av potensialet for ny produksjon. Tradisjonell nettutbygging tar også lang tid, typisk mellom 5 og 10 år for å bygge nytt transmisjonsnett.

Potensialet for tiltak som i praksis innebærer mange og små tiltak og gjennomføres av mange enkeltaktører, kan ha et lite bidrag og kort ledetid per aktør, men kan samlet for hele tiltaket ha et stort volumpotensial som vil utløses gradvis. Det gjelder eksempelvis sol på tak, energieffektivisering i eksisterende bygg, småskala forbrukerfleksibilitet og distribuert lagring. Tilsvarende gjelder også for tiltakene som er umodne eller delvis modne. Umodne og delvis modne tiltak vil kunne gi et gradvis økende bidrag hvor det vil være avgjørende å starte videre modning tidlig nok for å sikre at potensialet kan utløses på sikt.

For å møte behovene til energisystemet også på kortere sikt mot 2030 vil det være nødvendig å inkludere nok tiltak med

kort nok ledetid, hvor også tiltak med mindre potensial eller andre barrierer likevel bør gjennomføres.

3.2.3 Dagens rammebetingelser er ikke tilstrekkelige for å realisere energiomstillingen

Eksisterende virkemidler og barrierer påvirker gjennomføringen av tiltakene. Der et tiltak er selve handlingen for å nå målet, er tiltakets rammebetingelser faktorer som påvirker tiltaket. En barriere er noe som hindrer at tiltaket iverksettes. Et virkemiddel er noe som tas i bruk for å redusere barrieren slik at tiltaket kan realiseres. Generelt kan det være mange virkemidler som må til for å utløse tiltakene som skal sikre omstillingen av energisystemet.

Rammebetingelser er her forenklet vurdert som markeds- eller myndighetsbestemte. Markedsmessige rammebetingelser handler om markedstilgang og pris-signaler, mens myndighetsbestemte inkluderer lovverk, regulering, og skatter.

Tiltakene innen tilbud av kraft er i all hovedsak markedsstyrt gjennom kraftmarkedet og baseres på kommersielle investeringsbeslutninger, spesielt for modne, markeds-introduserte teknologier. Kraftproduksjon er også strengt regulert gjennom energi- og vassdragslovgivningen og er konsesjonspliktig. For vannkraft er det grunnrenteskatt for anlegg over 10 MVA. Videre er lokal motstand og hensyn til natur og miljø viktige faktorer som bidrar til å utfordre utbyggingen av ny kraftproduksjon i Norge.

Innen overføring og lagring er kraftnettet regulert gjennom energiloven. Nettselskapene som eier og drifter kraftnettet har hovedansvar for å sikre infrastruktur for overføring av kraft. De er naturlige monopoler og har etablerte

rammebetingelser gjennom nettregulering og har tilknytningsplikt. Det er likevel barrierer for å sikre nok nett i tide til å møte behovene med lange ledetider for utbygging av nytt nett og ikke nødvendigvis tilstrekkelige rammevilkår til å utnytte eksisterende nett bedre. For tiltakene innen lagring er det delvis etablerte rammebetingelser for å bidra til effektbalanse gjennom Statnetts balansemarkeder, men det er ikke etablert et tilstrekkelig marked for å kunne bidra som et alternativ til nett foreløpig.

Tiltakene som kan gjøres på etterspørselssiden for å bidra til å møte behovene til energisystemet er i utgangspunktet styrt av markedet gjennom kraftpris, nettariffer, anleggsbidrag og kvotemarked (ETS). Etterspørselssiden bærer preg av mange, små aktører og tiltak. For etterspørselstiltakene som går på energieffektivisering og bytte til fjernvarme er det etablerte rammebetingelser, men det eksisterer likevel barrierer for gjennomføring i form av innkjøpskompetanse, høye konverteringskostnader og leie/eie-problematikk.⁴ For forbrukerfleksibilitet og bytting til nye, alternative energikilder som ikke er helt modne er det behov for å etablere forretningsmodeller og verdikjeder. Det samme er tilfelle for tiltak som går på å utnytte lagring i energisystemet.

Eksisterende rammebetingelser for hvert tiltak er vurdert til å være enten uavklart, avklart, ikke-hensiktsmessige eller uforutsigbare. En oversikt over vurdering av eksisterende rammebetingelser per tiltak kan ses i Figur 27.

Ved uavklarte rammebetingelser er det ikke et tydelig rammeverk etablert rundt tiltaket. Ikke-hensiktsmessige og uforutsigbare rammebetingelser betyr at rammebetingelsene i seg selv kan være avklarte, men anses som ikke hensiktsmessige eller gir uforutsigbarhet som påvirker

⁴ Eier betaler ikke strømregning og har ikke insentiv til å ta investeringskostnaden for effektivisering. Leietager har ikke insentiv til å ta investeringskostnaden for en bolig de ikke eier.

om aktørene i markedet gjennomfører tiltaket. Hvis rammebetingelsene kun er omtalt som avklarte er rammebetingelser i seg selv ikke en barriere for gjennomføring.

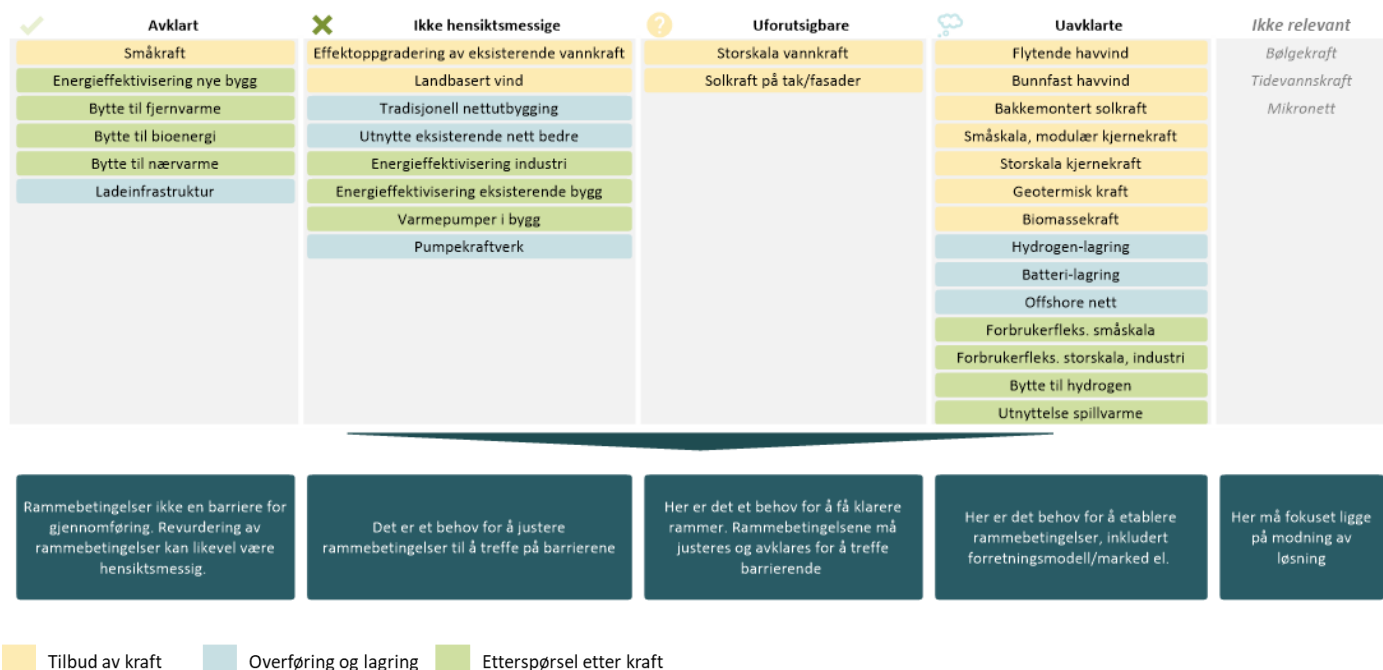
For en del tiltak kan uforutsigbarhet i rammebetingelsene gi økt risiko og hindre investeringsbeslutninger, selv om rammebetingelsene ellers er definert. Et eksempel er det midlertidige høyprisbidraget på kraftproduksjon som nå er fjernet, og ordninger for solkraft som er midlertidige og under endring.

Tiltak som er vurdert til å ha ikke-hensiktsmessige rammebetingelser har rammebetingelser som aktørene i bransjen gir uttrykk for at ikke gir tilstrekkelige incentiver til at tiltakene gjennomføres og det kan være behov for justering av eksisterende rammebetingelser for å gjøre de mer treffende på barrierene som hindrer gjennomføring.

Eksempel på en rammebetingelse som oppfattes som ikke-hensiktsmessig for at aktører i markedet gjennomfører tiltak er grunnrenteskatt over 10 MVA som reduserer den bedriftsøkonomiske lønnsomheten av å effekttoppgradere et vannkraftverk til å bli større enn dette, selv om det kan være samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Det eksisterer virkemidler for de fleste av tiltakene i energisystemet som påvirker gjennomføring, men helhetlige rammebetingelser er ikke nødvendigvis på plass for nyere løsninger. For mange av tiltakene som er under markedsintroduksjon er rammebetingelsene uavklarte og det kan innebære mangel på et etablert marked, uavklart skatteregime, uklar konsesjonsprosess eller utilstrekkelige subsidieordninger. Det er spesielt tiltak innen nye produksjonsteknologier innen tiltak av kraft, nye alternative energibærere som hydrogen og forbrukerfleksibilitet på etterspørselssiden som har uavklarte rammebetingelser.

Figur 27: Sortering av energitiltak etter status på eksisterende rammebetingelser



3.3 Gjennomføring av tiltakene krever justerte rammebetingelser

Som nevnt tidligere kan ikke alle tiltakene erstatte og vurderes opp mot hverandre, enkelte vil utfylle hverandre, for eksempel i form av når det kan bidra, hva det kan bidra til eller ved at det involverer ulike aktører. Generelt ser vi at de mulige energitiltakene har et bredt spekter av egenskaper, barrierer og forutsetninger som påvirker hva som kreves for gjennomføring.

Basert på en vurdering av tiltakenes barrierer og eksisterende rammebetingelser, som kan ses i Figur 28, ser vi at det for de fleste tiltakene er nødvendig med ytterligere eller justerte rammebetingelser for å få gjennomført energitiltakene.

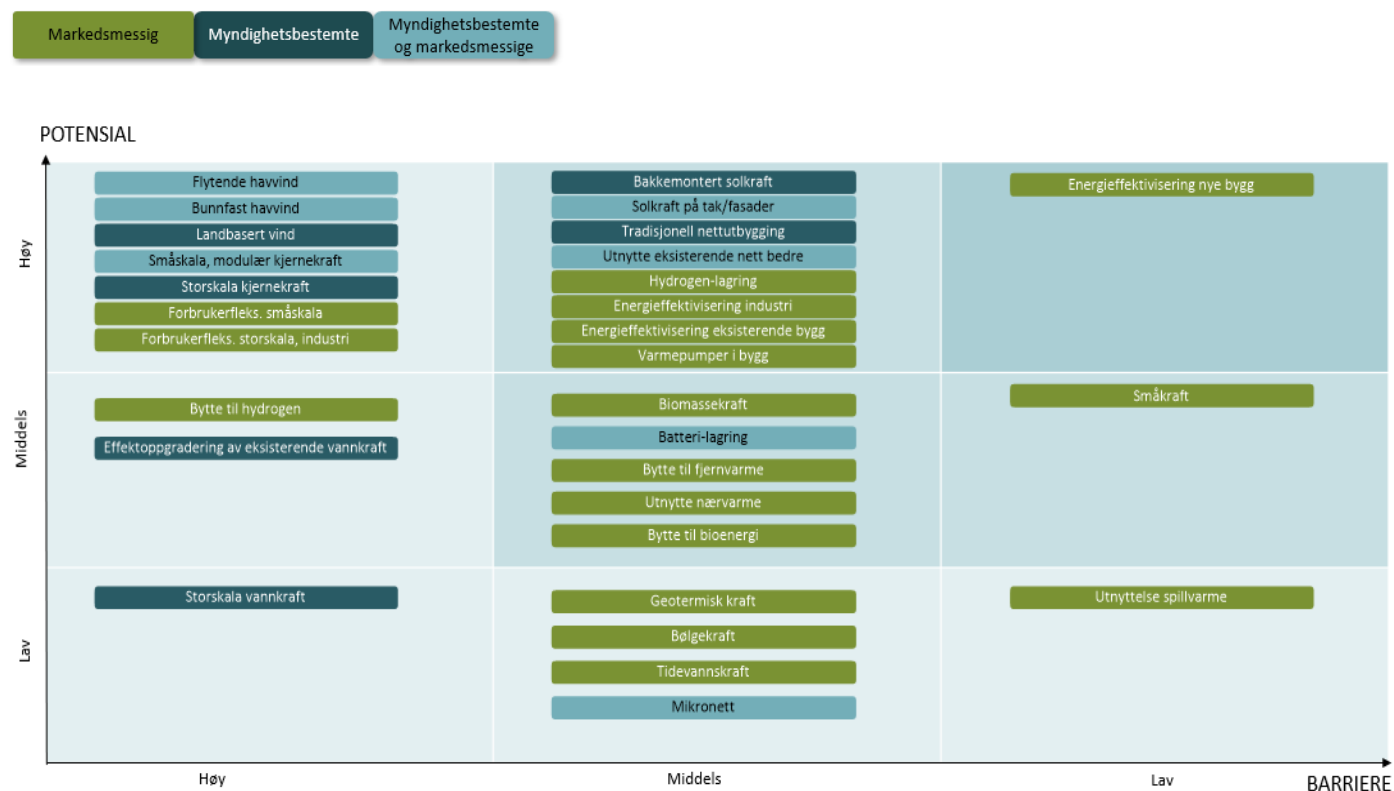
Noen tiltak trenger endringer i enten de markedsmessige eller de myndighetsbestemte rammebetingelsene, eller

begge. Tiltakene hvor det kreves endringer i markedsmessige rammebetingelser, og hvor både barrierenivået og potensialnivået er vurdert til høy/medium, har behov for etablering av forretningsmodeller, verdikjeder eller tilgang til markeder, og potensielt økonomisk støtte til markedsintroduksjon.

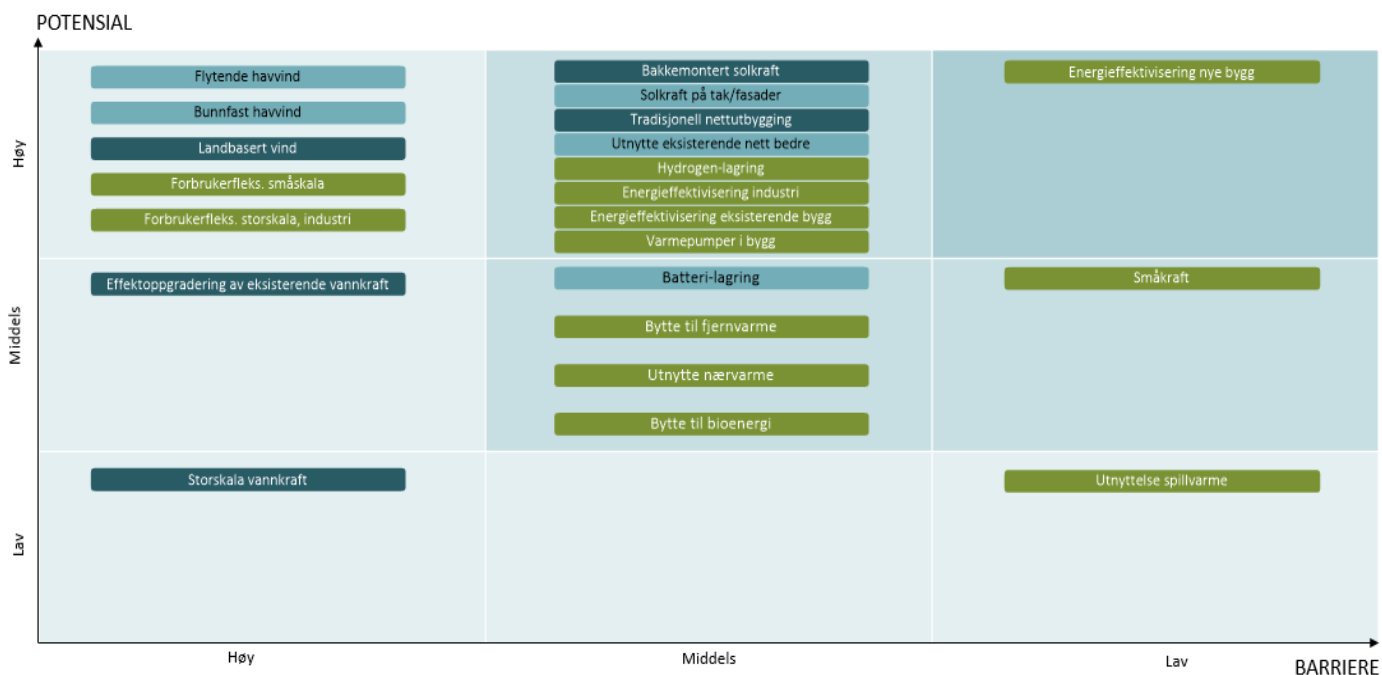
Tiltakene hvor det kreves endringer i myndighetsbestemte rammebetingelser, og hvor både barrierenivået og potensialnivået er vurdert til høy/medium, har behov for endret lovverk og regulering. Tiltak med lavt potensial vil det være mindre aktuelt å gjøre noe ytterligere med.

Hvis vi kun ser på tiltakene som kan bidra på kortere sikt står vi igjen med tiltakene i Figur 29, vurdert etter potensial og barrierer. Disse tiltakene kan være avgjørende å sikre gjennomføring av energitiltakene som skal til for å møte energibehovene til klimatiltakene innen 2030.

Figur 28: Totalt: Vurdering og sammenstilling av tiltakenes potensial og barriere



Figur 29: Tiltak som kan bidra før 2030: Vurdering av sammenstilling av tiltakenes potensial og barriere



Tabell 1, 2 og 3 oppsummerer alle tiltakene og vurderingene som er gjort for hvert tiltak. I det etterfølgende kapittelet finnes mer detaljer om hvert enkelt tiltak.

Tabell 1 Tiltak innen tilbud av kraft med alle vurderinger

Tiltak	Hva kan det bidra til?		Teknologisk modenhet	Potensial	Vurdering rammebetingelser	Behovet for ytterligere rammebetingelser	Barrierer	Når kan det bidra?
	Kraftbalanse	Effektbalanse						
Flytende havvind	✓	✓	🔄 Delvis moden	●●●	☁️ Uavklarte	Myndighetsbestemte og markedsmessig	⚠️⚠️⚠️	Lenger sikt
Bunnfast havvind	✓	✓	☑️ Moden	●●●	☁️ Uavklarte	Myndighetsbestemte og markedsmessig	⚠️⚠️⚠️	Lenger sikt
Storskala kjernekraft	✓	✓	☑️ Moden	●●●	☁️ Uavklarte	Myndighetsbestemte	⚠️⚠️⚠️	Lenger sikt
Landbasert vind	✓	✓	☑️ Moden	●●●	✗ Ikke hensiktsmessige	Myndighetsbestemte	⚠️⚠️⚠️	Lenger sikt
Bakkemontert solkraft	✓	✓	☑️ Moden	●●●	☁️ Uavklarte	Myndighetsbestemte	⚠️⚠️⚠️	Lenger sikt
Solkraft på tak/fasader	✓	✓	☑️ Moden	●●●	❓ Uforutsigbare	Myndighetsbestemte og markedsmessig	⚠️⚠️⚠️	Kort sikt
Småskala modulær kjernekraft	✓	✓	☐ Umoden	●●●	☁️ Uavklarte	Myndighetsbestemte	⚠️⚠️⚠️	Usikkert
Storskala vannkraft	✓	✓	☑️ Moden	●●●	❓ Uforutsigbare	Myndighetsbestemte	⚠️⚠️⚠️	Lenger sikt
Oppgradering av eksisterende vannkraft	✓	✓	☑️ Moden	●●●	✗ Ikke hensiktsmessige	Myndighetsbestemte	⚠️⚠️⚠️	Kort sikt
Småkraft	✓	✓	☑️ Moden	●●●	✓ Avklart	Markedsmessig	⚠️⚠️⚠️	Kort sikt
Bølgekraft	✓	✓	☐ Umoden	●●●	— Ikke relevant	Markedsmessig	⚠️⚠️⚠️	Usikkert
Biokraftverk	✓	✓	☑️ Moden	●●●	☁️ Uavklarte	Markedsmessig	⚠️⚠️⚠️	Usikkert
Tidevannskraft	✓	✓	☐ Umoden	●●●	— Ikke relevant	Markedsmessig	⚠️⚠️⚠️	Usikkert
Geotermisk kraft	✓	✓	☑️ Moden	●●●	☁️ Uavklarte	Markedsmessig	⚠️⚠️⚠️	Usikkert

- ✓ Bidrar til kraftbalanse/effektbalanse
- ✓ Bidrar til økt grunnlast/noe effektbalanse

Tabell 2 Tiltak innen overføring og lagring av kraft med alle vurderinger

Tiltak	Hva kan det bidra til?		Teknologisk modenhet	Potensial	Vurdering rammebetingelser	Behovet for ytterligere rammebetingelser	Barrierer	Når kan det bidra?
	Effektbalanse	Infrastruktur						
Tradisjonell nettutbygging	—	✓	✓ Moden	●●●	✗ ikke hensiktsmessige	Myndighetsbestemte	⚠⚠⚠	Lenger sikt
Effektivisert utnyttelse av eksisterende kraftnett.	—	✓	↻ Delvis moden	●●●	✗ Ikke hensiktsmessige	Myndighetsbestemte og markedsmessig	⚠⚠⚠	Gradvis økende
Offshore nett	—	✓	↻ Delvis moden	●●●	☁ Uavklarte	Myndighetsbestemte	⚠⚠⚠	Kort sikt
Ladeinfrastruktur	—	✓	✓ Moden	●●●	✓ Avklarte	Markedsmessig	⚠⚠⚠	Kort sikt
Pumpekraftverk	✓	✓	✓ Moden	●●●	✗ Ikke hensiktsmessige	Myndighetsbestemte	⚠⚠⚠	Kort sikt
Batterilagring, distribuert	✓	✓	↻ Delvis moden	●●●	☁ Uavklarte	Myndighetsbestemte og markedsmessig	⚠⚠⚠	Kort sikt
Batterilagring, storskala	✓	✓	↻ Delvis moden	●●●	☁ Uavklarte	Myndighetsbestemte og markedsmessig	⚠⚠⚠	Kort sikt
Hydrogenlagring, distribuert	✓	✓	↻ Delvis moden	●●●	☁ Uavklarte	Markedsmessig	⚠⚠⚠	Gradvis økende
Hydrogenlagring, storskala	✓	✓	↻ Delvis moden	●●●	☁ Uavklarte	Markedsmessig	⚠⚠⚠	Gradvis økende

✓ Bidrar til kraftbalanse/effektbalanse/infrastruktur

— Ikke relevant

Tabell 3 Tiltak innen etterspørsel av kraft med alle vurderinger

Tiltak	Hva kan det bidra til?			Teknologisk modenhet	Potensial	Vurdering rammebetingelser	Behovet for ytterligere rammebetingelser	Barrierer	Når kan det bidra?
	Kraftbalanse	Effektbalanse	Infrastruktur						
Energieffektivisering nye bygg	✓	✓	✓	☑ Moden	●●●	✓ Avklart	Markedsmessig	▲▲▲	Kort sikt
Energieffektivisering eksisterende bygg	✓	✓	✓	☑ Moden	●●●	✗ Ikke hensiktsmessige	Markedsmessig	▲▲▲	Kort sikt
Varmepumper i bygg	✓	✓	✓	☑ Moden	●●●	✗ Ikke hensiktsmessige	Markedsmessig	▲▲▲	Kort sikt
Energieffektivisering industri	✓	✓	✓	☑ Moden	●●●	✗ Ikke hensiktsmessige	Markedsmessig	▲▲▲	Kort sikt
Forbrukerfleksibilitet småskala	—	✓	✓	↻ Delvis moden	●●●	☁ Uavklarte	Markedsmessig	▲▲▲	Gradvis økende
Forbrukerfleksibilitet industri	—	✓	✓	↻ Delvis moden	●●●	☁ Uavklarte	Markedsmessig	▲▲▲	Gradvis økende
Bytte til fjernvarme	✓	✓	✓	☑ Moden	●●●	✓ Avklart	Markedsmessig	▲▲▲	Kort sikt
Utnytte spillvarme	✓	✓	✓	↻ Delvis moden	●●●	☁ Uavklarte	Markedsmessig	▲▲▲	Kort sikt
Bytte til nærvarme	✓	✓	✓	☑ Moden	●●●	✓ Avklart	Markedsmessig	▲▲▲	Kort sikt
Bytte til bioenergi	✓	✓	✓	☑ Moden	●●●	✓ Avklart	Markedsmessig	▲▲▲	Kort sikt
Bytte til hydrogen	—	✓	✓	↻ Delvis moden	●●●	☁ Uavklarte	Markedsmessig	▲▲▲	Lenger sikt

- ✓ Bidrar til kraftbalanse/effektbalanse/infrastruktur
- ✓ Reduserer etterspørsel etter kraft
- Ikke relevant

Referanseliste

Energikommisjonen. (2023). *Mer av alt - raskere.*

Miljødirektoratet. (2022). *Kraftbehov til transport.*

Miljødirektoratet. (2023). *Klimatiltak i Norge mot 2030.*

Miljødirektoratet, Statens vegvesen. (2022). *Kunnskapsgrunnlag om hurtigladeinfrastruktur for veitransport.*

NVE. (2022). *Norsk og nordisk effektbalanse fram mot 2030.*

NVE. (2023). *Status for en ny vannkraftproduksjon – Prosjekter med status gjeldende konsesjon eller konsesjonsfritak.*

Statnett. (2023). *Langsiktig markedsanalyse.*

Zero. (2023). *Zerorapporten 2023: Usannynlig, men mulig.*

4 Vedlegg: Gjennomgang av energitiltak

4.1 Tilbud av kraft

4.1.1 Havvind

Det finnes to ulike teknologier for havvindinstallasjoner: bunnfast og flytende. Flytende havvind er festet med et anker til havbunnen, mens bunnfast havvind er fastmontert. Bunnfast havvind er en moden og testet teknologi som er aktuell ved havdyp opp mot 60-70 meter. Flytende havvind er aktuelt også ved dypere hav, men har høyere kostnader og er fremdeles kun en delvis moden teknologi. Som en uregulerbar produksjonskilde bidrar havvind til kraftbalansen, men gir kun et lite bidrag til effektbalansen.

Norge har en lang kystlinje og et stort teknisk potensial for kraftproduksjon fra havvind. Regjeringen har satt et mål om å legge til rette for areal som tilsvarer en utbygging av 30 GW havvind innen 2040. Rammebetingelsene for å realisere havvind i Norge er fremdeles uavklart, både når det gjelder nødvendige markedsmessige og myndighetsbaserte rammebetingelser. Tildelingen av havvindområdene skjer hovedsakelig, men ikke utelukkende, gjennom statlige auksjoner. Regjeringen har foreløpig foreslått støtte til havvindutbygging gjennom differansekontrakter.

Den største barrieren for å bygge ut havvind er manglende lønnsomhet uten subsidier. Videre er det en forutsetning at det bygges et offshore nett og det kan ofte være nødvendig å styrke kraftnettet på land for å overføre kraftproduksjonen til forbruket. Det kan medføre naturinngrep og har lange ledetider. For bunnfast havvind kan miljøkonsekvenser for havbunnen også være en barriere for gjennomføring.

4.1.2 Kjernekraft

Kjernekraft innebærer et kraftverk drevet av kjernefysisk fisjon eller fusjon. Kjernekraftproduksjon bidrar til en høy, stabil grunnlast. Kjernekraftproduksjon er delvis regulerbar og kombinert med å være en stabil grunnlast vil utbygging av

kjernekraft også gi bidrag til effektbalansen. Kjernekraft kan både bygges i storskala, som tradisjonelle kraftverk, eller som små modulære reaktorer (SMR). SMR har mindre kapasitet, men er mer arealeffektivt enn tradisjonell kjernekraft. Det er godt egnet for avlukkede områder hvor for eksempel infrastrukturen er en hindring for å få nok kraft til etterspørselen. Storskala tradisjonell kjernekraft er en moden teknologi, mens SMR fremdeles regnes som noe umoden.

Det er et stort teknisk potensial for utbygging av kjernekraft i Norge, men det er flere barrierer som fører til at det ikke blir satset på i Norge. Først og fremst krever en satsing på kjernekraft i Norge en politisk prioritering og atomenergiloven krever konsesjon gitt av kongen i statsråd. Utbygging av kjernekraft mangler også sosial aksept i Norge. Videre er det ikke utarbeidet et etablert regelverk for kjernekraft, hverken for utbygging, drift og avfallshåndtering. Generelt er rammebetingelser fremdeles uavklarte for kjernekraft og det krever etablering av en rekke myndighetsbestemte rammebetingelser før det vil være aktuelt med utbygging. Det er også vanskelig å se for seg at kjernekraft er lønnsomt å bygge ut uten støtteordninger.

4.1.3 Solkraft

Solkraft er kraftproduksjon ved bruk av solceller plassert på tak, vegger eller bakken. Solkraft kan være distribuert kraftproduksjon, hvor det installeres i småskala på tak og/eller fasader på privat-, nærings- og offentlige bygg. Et annet alternativ er storskala kraftproduksjon fra solparker som bygges på bakken over et større areal. Begge teknologiene gir uregulerbar kraftproduksjon som bidrar til å styrkekraftbalansen, men gir kun et minimumsbidrag til effektbalansen. Både storskala og distribuert solkraft er modne teknologier.

I Norge er det et høyt teknisk potensial for solkraft. Det er færre soltimer i Norge sammenlignet med de fleste andre land, slik at det blir produsert mindre kraft fra anlegg i Norge.

Solkraft produserer også mindre på vinteren hvor kraftteterspørselen i Norge er høyest.

Storskala, bakkemontert solkraft er fremdeles lite utbredt i Norge og er i en markedsintroduksjonsfase. Det er konsesjonsplikt dersom utbygger eller det lokale nettselskapet må etablere høyspenningsanlegg (spenning over 1 kV) for å få kraften ut på nettet. Lønnsomheten til storskala solparker er markedsbestemt. Barrierer for mer utbygging av storskala solkraft er knyttet til uavklarte myndighetsbestemte rammebetingelser, hvor regelverk og konsesjonsprosesser kan anses som uavklart og mangelfullt. En ytterligere barriere er knyttet til mulig naturinngrep ettersom solparker kan være mer arealkrevende enn landvind.

Distribuert solkraft på tak og vegger er mer utbredt i Norge enn storskala, bakkemontert sol. For denne teknologien har det vært tilbudt flere støtteordninger. Plusskundeordningen er for nettkunder som både forbruker og produserer strøm. Plusskunder støttes ved å ikke betale nettleie og avgifter for forbruket som dekkes av egenprodusert strøm. I tillegg er det mulig å dele inntil 1000 kWp (1 MW) installert effekt og fremdeles få de samme fordelene.

Det skal innføres en delingsordning som gjør det mulig å dele solkraft til en høyere grense enn dagens 1 MW, men ordningen er ikke tilpasset næringskunder. Videre vil myndighetene sette krav om etablering av solceller på alle nye, statlige byggeprosjekter med oppstart i 2024. I tillegg støtter Enova i dag utbygging av solcelleanlegg for private hjem. På tross av flere ordninger for distribuert solkraftproduksjon kan rammebetingelsene oppleves uforutsigbare da plusskundeordningen er midlertidig. Småskala, distribuert solkraft er et ikke helt markedsmodent tiltak. Småskala solkraft innebærer mange små aktører og høye investeringskostnader for en liten, privat aktør. Små aktører gjør at også manglende innkjøpskompetanse kan være en barriere. Videre kan en barriere for distribuert solkraft være nettutfordringer, da forbrukerkunder har rett til

å mate inn kraftproduksjon i nettet tilsvarende sin sikringsstørrelse som kan gi nettutfordringer. Det kan føre til økt behov for investeringer i nettet dersom det lokale nettet ikke er dimensjonert for innmating.

4.1.4 Vannkraft

Vannkraft er vannfallsenergi som blir omgjort til elektrisk energi. Vannkraft kan både være regulerbar og uregulerbar kraftproduksjon i stor- og småskala. Storskala vannkraft er større enn 10 MW, hovedsakelig med magasin. Småkraft er vannkraftverk som er mindre 10 MW og er som oftest uten reguleringsmuligheter. For vannkraft inkluderer dagens myndighetsbestemte rammebetingelser en grunnrenteskatt på 45 prosent ved produksjonskapasitet over 10 MW, i tillegg til konsesjonsplikt.

Storskala vannkraft er en moden teknologi som gir et betydelig bidrag til den norske kraftproduksjon. Norges totale teoretiske vannkraftpotensial er over 600 TWh, dersom det hadde vært mulig å utnytte hvert eneste vannfall til kraftproduksjon. Det teoretiske potensialet er naturligvis ikke et realistisk potensial da det ville medføre dyre utbygginger av mange kontroversielle prosjekter med store miljøkonsekvenser (NVE, 2020). Potensialet inkluderer også effektoppgraderinger som bidrar til kraft- og effektbalanse gjennom opprusting og utvidelse av eksisterende vannkraft. I rapporten «Norsk og nordisk effektbalanse mot 2030» (NVE, 2022) peker NVE på en strammere effektbalanse og pumpekraft og effektutvidelser som viktige tiltak. De myndighetsbestemte rammebetingelsene for vannkraft kan imidlertid bidra til reduserte incentivene til investering i ny og effektoppgradering av eksisterende vannkraftproduksjon, da uforutsigbare rammebetingelser gjennom midlertidig høyprisbidrag, som nå er avskaffet, fører til høyere risiko, og effektgrensen for grunnrenteskatt påvirker lønnsomhetsvurdering i dimensjonering av vannkraftanlegg. Videre får ikke kommuner gevinst av effektproduksjon da konsesjonskraften kun er basert på energiproduksjon.

For småkraft er det tekniske potensialet beregnet av småkraftforeningen til å være 17,5 TWh til 2030. Det bidrar med kraftbalanse, men lite til effektbalansen. Småkraft er konsesjonspliktig, og konsesjonen er gyldig i fem år før NVE kan velge å forlenge fristen med fem nye år. Det er ingen grunnrenteskatt på småkraft, men ved effektoppgradering over 10 MW vil det utløses.

Rammebetingelsene for utbygging av småkraft er avklarte med lave barrierer, men faktorer som lønnsomhet, manglende egenkapital hos lokale eiere og tilgang på nettilknytning er barrierer som kan hindre videre utbygging (NVE, 2023).

4.1.5 Landbasert vind

Landbasert vind er kraftproduksjon med vindturbiner på land. Landvind er uregulerbar kraftproduksjon og bidrar til kraftbalansen, men lite til effektbalansen. Det er en moden teknologi, som er relativt utbredt i Norge. Energikommisjonen (2023) anslo at et realistisk utbyggingspotensial for ny landvind i Norge ligger på 5-10 TWh. Vindkraft er konsesjonspliktig og gjennom den nye plan- og bygningsloven må en vertskommune godkjenne prosjektet før utbygger kan få konsesjon. Vertskommunene kan utskrive eiendomsskatt på vindkraft. Det er i tillegg en egen skatt for landbasert vindkraft på 2 øre/kWh. Vindkraftproduksjon var også berørt av også av det midlertidige høyprisbidraget som nå er avskaffet, en skatt på 23% av kraftpris per måned som overstiger 70 øre/kWh. Det er også pågående diskusjon om innføring av grunnrenteskatt på 35% som ikke anses som investeringsnøytral av mange utbyggere.

Rammebetingelsene for vindkraft kan vurderes til å være ikke-hensiktsmessige for videre utbygging av vindkraftverk. De myndighetsbestemte rammebetingelsene anses som uforutsigbare fordi skatteregimet er uavklart.

Videre er mangelen på sosial aksept og lokal forankring, samt mobilisert motstand store barrierer for utbygging av vindkraft på land.

4.1.6 Biokraftverk

Biokraftverk er kraftproduksjon fra varmekraftverk med biobrensel. Dette er regulerbar kraft som bidrar både til kraftbalansen og til effektbalansen. Utbygging av biokraftverk i Norge anses å ha et begrenset potensial og attraktivitet da det er begrenset tilgang på biomasse. Biobrensel er mer egnet til andre energiformål enn kraftproduksjon da kraftproduksjonsteknologien er mindre effektiv.

4.1.7 Geotermisk kraft

Geotermisk kraft er kraftproduksjon fra varmekraftverk som utnytter jordvarme. Denne type kraftverk bidrar til en høyere grunnlast i kraftproduksjonen, og vil med det også bidra til noe mer stabil effektbalanse. Geotermisk kraft har lavt potensial som kraftproduksjon i Norge fordi det ikke er høy nok jordvarme for effektiv kraftproduksjon.

4.1.8 Bølgekraft

Bølgekraft er kraftproduksjon som utnytter bølgebevegelser i havet til å generere elektrisk energi. Det er en uregulerbar kraftproduksjon som bidrar til kraftbalansen, men som kun gir et lite bidrag til effektbalansen. Bølgekraft er fremdeles en umoden teknologi som krever ytterligere testing og pilotering for å kunne bidra med fullskala produksjon.

4.1.9 Tidevannskraft

Tidevannskraft er kraftproduksjon som utnytter nivåforskjellen mellom høyvann og lavvann til å generere elektrisk energi. Det er en uregulerbar kraftproduksjon som bidrar til kraftbalansen, men som kun gir et litebidrag til effektbalansen. Tidevannsteknologi er en umoden teknologi som krever ytterligere testing og pilotering for å kunne bidra med fullskala produksjon.

4.2 Overføring og lagring

4.2.1 Tradisjonell nettutbygging

Tradisjonell nettutbygging gir økt overføringskapasitet gjennom utbygging av nytt nett og oppgradering av eksisterende nettkomponenter. Det tekniske potensialet for nettutbygging er ubegrenset, men utbygging begrenses likevel av faktorer som regulering, lønnsomhet, ledetider, natur- og miljøhensyn, og tilgang på ressurser.

Ansaret for utbygging av nytt kraftnett ligger hos nettselskapene for regionalt og lokalt distribusjonsnett og hos Statnett for transmisjonsnettet. Nettselskapene er monopolister som reguleres gjennom inntektsrammereguleringen satt av Reguleringsmyndighetene for energi (RME). Netteierne har tilknytningsplikt som innebærer at tilknytning, med tilhørende investeringer i nytt nett hvis det ikke er kapasitet i det eksisterende, skal gjøres uten ugrunnet opphold. Som diskutert i Kapittel 2 er det lange ledetider for utbygging av nytt nett, spesielt i transmisjons- og regionalt distribusjonsnett og det vil være nødvendig med hurtigere prosesser for at tradisjonell nettutbygging skal møte hele det forventede behovet for overføringskapasitet raskt nok fremover.

4.2.2 Effektivisert utnyttelse av eksisterende kraftnett

Økt utnyttelse av eksisterende nett handler om å utnytte eksisterende overføringskapasitet bedre uten tradisjonell nettutbygging. I dag er kapasitetsutnyttelsesgrensen på de fleste nettkomponenter basert på en beregnet, statisk maksimal belastning, og ikke en måling av hvor mye komponentene faktisk tåler til enhver tid. Ved hjelp av instrumentering, datainnsamling over tid og analyseverktøy har noen prosjekter avdekket at det er mulig å belaste komponentene langt mer enn hva man trodde basert på de beregnede lastgrensene. I tillegg er det også mulig å utnytte dagens nett bedre ved å kjøre nettet hardere og ha mindre sikkerhetsmarginer. Tiltak for å effektivisere utnyttelsen av eksisterende nett kan også gjøres gjennom og i samspill med

andre tiltak som for eksempel forbrukerfleksibilitet og batterier.

Inntektsrammereguleringen skal gi nettselskapene incentiv til kostnadseffektive vurderinger og avveininger mellom risiko, investeringskostnader og driftskostnader. Å utnytte eksisterende nett bedre gjennom justering av kapasitetsgrenser er i seg selv et tiltak med kort ledetid, hvor en del kan gjøres gjennom endret risikovilje og analyser, men for fullt potensial vil det også være nødvendig med ytterligere modning. Nettselskapene har behov for å bygge opp erfaring med instrumentering og sensorikk, samt data- og driftssystemer gjennom pilotering for å kunne utnytte eksisterende nett bedre i stor skala uten at det går utover leveringssikkerheten og oppetiden i nettet.

4.2.3 Offshore nett

Behovet for infrastruktur for kraftoverføring av havvindkraft må møtes med utbygging av offshore nettinfrastruktur. Offshore nett inkluderer kabler og omformersystemer, og er vurdert til delvis modent da det ikke er utrullet i storskala i Norge i dag. For utbygging av offshore nett fremover vil det være nødvendig å etablere og avklare markedsmessige- og regulatoriske rammebetingelser.

4.2.4 Ladeinfrastruktur

Omstilling til elektrisk transport forutsetter ladeinfrastruktur for tilgang til kraft der det trengs. Ladeinfrastruktur til biler er allerede godt etablert i Norge, mens det fortsatt er behov for infrastruktur for lading av blant annet varebiler og tungtransport. Det er kort ledetid på utbygging av selve ladeinfrastrukturen, forutsatt at ladeteknologien er moden og det er tilgjengelig nettkapasitet. Elektrisk kjøretøy og ladeinfrastruktur er gjensidig avhengig, og det kan være behov for å sikre markedsmessige rammebetingelser eller støtteordninger for at ladeinfrastrukturen som vil være nødvendig for elektrifiseringen fremover bygges ut.

4.2.5 Pumpekraft

Pumpekraft er en regulerbar lagringskapasitet for lastfordeling i vannkraften. Dette innebærer at man kan pumpe vann fra et lavtliggende magasin i lavprisperioder tilbake til et høytliggende magasin, for å igjen produsere mer i høyprisperioder. Pumpekraft fungerer som en form for batteri for vannkraften som kan bidra til effektbalansen i systemet.

Pumpekraft er styrt av markedsprisen, og kraftpris-svingninger gir incentiver til investering i pumpekraft. Det midlertidige høyprisbidraget, nå avskaffet, ga en ekstra skatt på høye kraftpriser. Høyprisbidraget ble ansett som en ikke-hensiktsmessig rammebetingelse, hvor incentivene ble redusert og samfunnsøkonomiske prosjekter ikke lenger var regnet som lønnsomme for bedriftene som må ta investeringsbeslutningen. Videre barriere for utbygging av pumpekraft er at kommunene ikke får gevinst på utbygging av effektproduksjon, slik som de får på energiproduksjon fra vannkraft. Utbygging av pumpekraft krever infrastruktur-utbygging som kan ha en påvirkning på natur og miljø i nærområdet.

4.2.6 Distribuert batterilagring

Distribuert batterilagring er regulerbar lagringskapasitet for lastfordeling, som enten kan være plassert hos en forbruker (enten som en frittstående komponent eller som et elbilbatteri som bidrar med balansetjenester (V2G)), kraftprodusent eller i nettet. Batteriene kan lade opp og ut for å balansere effektkapasiteten lokalt, og kan til en viss grad redusere behovet for lokale nettforsterkninger. Batterier til dette formålet er en delvis moden teknologi og krever fremdeles noe teknologisk utvikling for å kunne tas i bruk i stort omfang. Batterier egner seg primært til korttidslagring og -balansering da investeringskostnadene for batterier med stor lagringskapasitet er betydelige.

Rammebetingelsene for distribuert batterilagring er fremdeles uavklarte, både når det gjelder

myndighetsbestemte og markedsmessige betingelser. Det mangler overordnede forretningsmodeller for distribuerte batterier i dagens kraftsystem. Nettselskapene har kun lov til å eie batterier som vil benyttes til nettfornål, som spenningsregulering, og er videre ansvarlig for å etterspørre løsninger som kan møtes deres utfordringer i kraftnettet. Det er i tillegg fremdeles et spørsmål om teknologikostnad og lønnsomhet sammenliknet med hvilket bidrag distribuert batterilagring faktisk har.

4.2.7 Hydrogenlagring

Hydrogenlagring er regulerbar lagringskapasitet for lastfordeling. Grønt hydrogen produseres gjennom elektrolyse, som innebærer å lage hydrogen fra elektrisitet. Det lagrede hydrogenet kan deretter re-konverteres til strøm og mates inn i nettet igjen. Denne prosessen medfører en del energitap både i konverteringen og lagringen og er derfor ikke den mest effektive formen for kraftlagring. Hydrogenlagring har et høyt potensial i Norge som utnytter den økte utbyggingen av uregulerbar kraft, og bidra til lastfordeling. Hydrogenlagring bidrar både til effektbalansen og til å avlaste behovet for mer infrastruktur.

Lagring av hydrogen er kun en delvis moden teknologi, og vil kreve mer teknologiutvikling. Rammebetingelser for hydrogen er fremdeles markedsmessig uavklarte, og det mangler en

overordnet forretningsmodell som sikrer lønnsomhet for aktørene. Til forskjell fra batterilagring, er hydrogen mer egnet for lagring over lengre tid og mindre egnet til å møte kortvarige behov, som frekvensstyring.

4.2.8 Storskala lagring

Storskala lagring er regulerbar lagringskapasitet for lastfordeling og lagring av overskuddskapasitet, og kan inkludere løsninger som batteriparker, trykkluftslagring, pumpekraftanlegg og hydrogenlagring (se egne delkapitler over). Slike løsninger kan også bidra inn i Statnetts frekvensmarkeder. Energitap i konvertering mellom

energibærere, modenhet og kostnader for lagring varierer fra teknologi til teknologi. Storskala lagringsløsninger er egnet til mer langsiktig energilagring og effektbalansering enn for eksempel distribuerte batteriløsninger. Med en stadig høyere andel uregulerbar kraftproduksjon i Norge og større produksjonsvariasjoner fra år til år, er potensialet for langtids- og storskala energilagring betydelig.

Storskala lagring har også potensial til å bidra til å redusere behovet for økt nettkapasitet ved strategisk plassering av lagring der det er behov. En barriere for mer storskala lagring i det norske kraftsystemet er manglende forretningsmodeller. For at storskala lagring skal bidra til å møte infrastrukturbehovene må nettselskaper etterspørre løsninger som trengs.

4.3 Etterspørsel etter kraft

4.3.1 Energieffektivisering

Energieffektivisering reduserer etterspørselen etter kraft og det finnes en rekke ulike energieffektiviseringstiltak. I denne rapporten er energieffektivisering kategorisert som fire ulike tiltak:

- Energieffektivisering i eksisterende bygg.
- Energieffektivisering i nye bygg.
- Installering av varmepumper i bygg.
- Storskala energieffektivisering i industrien.

Felles for alle tiltakene er bidraget til kraftbalansen. Ifølge NVE er det potensial for å spare inn 30-50 TWh innen 2030 gjennom energieffektivisering. De fleste energieffektiviseringstiltak vil også føre til redusert behov for effekt og infrastruktur/nettkapasitet.

Drivere for energieffektiviseringstiltakene er høyere kraftpris og CO₂-avgifter. Høye priser gir økte investeringer i energieffektiviseringstiltak og alternative energiformer, for eksempel varmepumper.

Ved å installere varmepumpe som erstatning for direkte elektrisk oppvarming i eksisterende eller nye bygg kan en

forbruker redusere kraftforbruket. Varmepumper er et modent tiltak med høyt potensial som kan installeres raskt. Varmepumper bidrar både til kraftbalansen og noe til effektbalansen da det er mer energieffektivt enn direkte elektrisk oppvarming. Ifølge NVE kan varmepumper i eksisterende bygningsmasse redusere forbruket med 7,5 TWh (NVE, 2019). Installering av varmepumper kan innebære store investeringskostnader. Potensielle skalafordeler gjør at det kan være hensiktsmessig med overordnet lokal koordinering for å realisere tiltaket.

Energieffektivisering kan bidra til å nå kraftbehovet på kort sikt da det har korte ledetider. Potensialet er betydelig, men det finnes også viktige barrierer for eksisterende bygg som trenger ytterligere virkemidler. Det er lettere å sikre energieffektivisering i nye bygg, hvor det er avklarte rammebetingelser som er godt regulert gjennom en teknisk byggelov som gir insentiv til energieffektivisering. Det er behov for ytterligere virkemidler for å øke tempoet i energirenovering av eksisterende bygg slik at bidraget kan utløses på kort sikt.

Energieffektivisering i eksisterende bygg er avhengig av kompetanse, insentiver/motivasjon og muligheter på forbrukersiden. For sistnevnte kan det eksistere en eie-leie problematikk som er en systematisk barriere for å gjennomføre energieffektiviseringstiltak, fordi inntjeningstid kan være lengre enn leieperioden. Videre kan det være behov for ytterligere kompetansebygging for å stimulere til bevissthet om egen energibruk i boliger, da det er mange små aktører f.eks. husholdninger som ikke har denne kunnskapen i dag.

4.3.2 Forbrukerfleksibilitet

Forbrukerfleksibilitet i kraftsystemet er tilpassing av forbruk etter behovene i kraftsystemet. Her fokuserer vi på forbrukerfleksibilitet som flytting av strømforbruket hos ulike kunder, både småskala hos eksempelvis husholdninger og hos større kunder som industri. Det er et tiltak som kan

redusere behovet for infrastruktur/nettkapasitet og effekt ved at forbruket tilpasser seg tilgjengelig kapasitet.

Eksisterende drivere for forbrukerfleksibilitet er kraftpriser, nettтарiffer og tilknytning på vilkår. I tillegg har større forbrukskunder mulighet til å delta i Statnetts balansemarkeder.

Det er likevel fortsatt behov for å etablere ytterligere verdikjeder og forretningsmodeller for forbrukerfleksibilitet. Generelt er det flere momenter som må på plass for å utløse potensialet fra forbrukerfleksibilitet i kraftsystemet. Det er en løsning som krever koordinering og aggregering av mange små aktører for å få betydelig volum. Forbrukere må gis insentiver, spesielt fra nettselskapene, for å tilpasse forbruket sitt.

Forbrukerfleksibilitet kan ses på som en delvis moden teknologi. Potensialet for forbrukerfleksibilitet i Norge er betydelig, men fremdeles usikkert fordi det fremdeles er avhengig av testing og pilotering før det kan utnyttes i storskala.

4.3.3 Bytte til alternativ varmekilde

Bytte til alternative varmekilder innebærer å gå vekk fra elektrifisert oppvarming og varmeprosesser og over til andre energikilder og -bærere. Hvis flere kunder bytter fra kraftbasert varme i eksisterende forbruk, eller unngår elektrifisering ved å heller utnytte alternative kilder til kraft ved omstilling fra fossile energikilder, kan kraftbehovet reduseres. Det vil også indirekte redusere behovet for effekt og infrastruktur/nettkapasitet ved at grunnlasten reduseres. I dette kapitlet fokuserer vi på energibærerne fjernvarme, nærvarme og spillvarme, men også andre energikilder og -bærere kan være relevant til oppvarming og varmeprosesser.

Fjernvarme er en varmekilde hvor varmen produseres sentralt gjennom forbrenning av avfall, biobrensel mm., og distribueres gjennom et fjernvarmenett til bolig- eller næringsområder. Nærvarme er en lignende prosess, men her produseres varmen desentralt, som for eksempel gjennom en

geotermisk varmepumpe eller forbrenning av biomasse som forsyner et mindre område. Spillvarme er en løsning hvor overskuddsvarme fra et anlegg kan brukes til et annet oppvarmingsformål. Spillvarme kan for eksempel være fra industriprosesser og datasentre som resulterer i overskuddsvarme. Insentiver til å bytte til alternative energikilder som er gunstigere enn kraft gis i dag gjennom kraftprisen.

Nærvarme og fjernvarme er modne teknologier med avklarte rammebetingelser og relativt god utbredelse i Norge. Barrierer for mer nærvarme- og fjernvarmeutbygging og -utnyttelse er mangel på innkjøpskompetanse og store konverteringskostnader hos aktørene som må ta investeringsbeslutningen, som ofte er huseier eller utbygger. Det er også et behov for et systemperspektiv og koordinering for å oppnå storskalafordele av investeringen.

Spillvarme er fremdeles en delvis moden teknologi, med uavklarte rammebetingelser, hvor det kan mangle en forretningsmodell som sikrer at spillvarme tas i bruk av andre forbrukere. For bedre utnyttelse av spillvarme er det behov for mer koordinering mellom aktører. På grunn av høye investeringskostnader er det viktig med kostnads- og risikodeling mellom aktørene, og man er derfor avhengig av et godt samarbeid for god ressursutnyttelse på tvers.

4.3.4 Bytte til alternativt drivstoff/innsatsfaktor

Kraftbehovet til transport, maskiner og industriprosesser kan erstattes med alternative, fornybare energikilder og -bærere. I denne rapporten ser vi hovedsakelig på bruk av hydrogen eller bioenergi. Et bytte til bioenergi vil redusere kraftbehovet som også vil resultere i redusert behov for nettinfrastruktur og effekt. Bruk av grønt hydrogen som alternativ til kraft kan redusere effekt og infrastrukturbehovet ved fleksibel produksjon, men kan gi økt kraftbehov.

Hydrogen er en delvis moden teknologi, og forutsetter en mer definert markedsmodell og verdikjede for et kommersielt marked med tilstrekkelig tilbud og infrastruktur.

Rammebetingelsene for hydrogen som drivstoff i Norge er fremdeles uavklarte, hvor differansekontrakter for hydrogenproduksjon utredes, men ikke er på plass enda.

Bioenergi er en moden løsning og er utbredt i Norge, men på forbrukssiden er det et teknisk potensial for mer utnyttelse.

En barriere for å bytte til mer bioenergi er begrenset tilgang

på bærekraftig biomasse, som gjør at potensialet likevel anses som begrenset. Videre er det også en barriere for bioenergi at mange aktører vil velge elektrifisering fremfor biogass, da bioenergi ikke er en fullstendig nullutslippsløsning.

Disclaimer

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

Om THEMA

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



THEMA Consulting Group

Øvre Vollgate 6

0158 Oslo, Norway

www.thema.no

Berlin-kontor

Albrechtstraße 22

10117 Berlin, Germany