

23. mai 2023 (oppdatert 23. juni 2023)

Kunnskapsgrunnlag - Energisystemet i Trøndelag

THEMA Consulting Group

Prosjektbeskrivelse

Hovedutvalg for næring vedtok i sak 85/22 å lage et kunnskapsgrunnlag om energisituasjonen i Trøndelag. Kunnskapsgrunnlaget skal etablere et felles startpunkt og legge grunnlaget for det videre arbeidet med energisektoren i Trøndelag.

THEMA støtter fylkeskommunen med å etablere kunnskapsgrunnlaget. En ressursgruppe ble satt ned, bestående av Statnett, Tensio, Statkraft, Aneo, NTE og RENERGY for å hjelpe med å samle relevant informasjon og data. Kunnskapsgrunnlaget settes sammen basert på åtte ulike temapakker utviklet av fylkeskommunen, ressursgruppen og THEMA.

Kunnskapsgrunnlaget beskriver dagens situasjon i Trøndelag og gir også noen fremstillinger av fremtidig situasjon. Fremstillinger av fremtiden er usikker og det er benyttet flere ulike kilder som kan ha noe ulik syn på utviklingsbanene. Noen kilder har bare sett på delsegmenter, mens andre kan dekke flere sider av samfunnet. Det er ingen kilder som dekker alle segmenter for Trøndelag spesifikt. Det vil derfor være noe avvik mellom tall benyttet ved framskrivning av fremtiden i dette faktagrunnlaget.

Hoveddrivere og retning er allikevel de samme i de samme kildene:

- Kraftforbruket forventes å øke som følge av behov for reduserte klimautslipp og økt elektrifisering
- Det er begrensninger i nettkapasitet for å levere på økt energibehov og effektbehov
- Energieffektivisering er et fornuftig og viktig tiltak
- Det vil bli utfordrende å møte fremtidig etterspørsel, redusere utslippene og få utbygd nett som er tilstrekkelig frem mot 2030

Kapittelinnndeling

1. Innføring i kraftsystemet

- a. Klimagassutslippene må reduseres kraftig mot 2050
- b. Krafttetterspørselen kommer til å øke fort; det er lite tid for å bygge ut produksjon og nett
- c. Svingende kraftmarkeder og sårbare råvaremarkeder

2. Status quo Trøndelag

- a. Utslippskilder i regionen
- b. Forbruk av energi i forskjellige sektorer
- c. Produksjon av kraft og varme
- d. Kapasitetsutfordringer i kraftnettet

3. Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag

- a. Strømpriser i Trøndelag (NO3) frem mot 2050
- b. Forbruket øker frem mot 2050 med utbygging av industri og elektrifisering
- c. Planer for nettutbygging for å øke kapasitet

4. Potensialer for ny produksjon

- a. Vannkraft: Begrenset potensial for mer utbygging
- b. Vindkraft: Motstand på land men potensial på hav
- c. Solkraft: Økende aktivitet
- d. Fjernvarme: Lokale potensialer
- e. Andre alternativer: Bioenergi og kjernekraft

5. Energieffektivisering og fleksibilitet

- a. Ulike deler av kraftsystemet blir utfordret fremover: Energibalanse, effektbalanse, nettkapasitet, systemstabilitet
- b. Hva er potensialet for at utfordringen kan løses med energieffektivisering
- c. Hva er potensialet for at utfordringen kan løses med fleksibilitet

6. Skatter og avgifter

- a. CO2-kompensasjon og Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)
- b. Skattesystemet for kraftproduksjon
- c. El-avgift og ENØK-paradokset

7. Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter

- a. Samfunnsmessig aksept
- b. Naturvern og arealdisponering
- c. Kompetansebehov i kraftbransjen

8. Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

- 1 Innføring i kraftsystemet**
- 2 Status quo Trøndelag**
- 3 Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag**
- 4 Potensialer for ny produksjon**
- 5 Energieffektivisering og fleksibilitet**
- 6 Skatter og avgifter**
- 7 Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter**
- 8 Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune**

1 Innføring i kraftsystemet

1.1 Klimagassutslippene må reduseres kraftig mot 2050

1.2 Kraftteterspørsmål kommer til å øke fort; lite tid for å bygge ut produksjon og nett

1.3 Svingende kraftmarkeder og sårbare råvaremarkeder

2 Status quo Trøndelag

3 Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag

4 Potensialer for ny produksjon

5 Energieffektivisering og fleksibilitet

6 Skatter og avgifter

7 Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter

8 Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

(1): Beskrivelser av kraftsystemet, behov for klimatilpasninger og nødvendig energiomstilling

Det første kapitelet gir en innføring i vesentlige konsepter rundt energisystemet som f.eks., kraftmarked, prissoner, forsyningssikkerhet, energi- og effektbalanse og fleksibilitet.

Vi tar utgangspunkt i at klimagassutslippene må reduseres drastisk for å bekjempe klimaendringene. Det grønne skiftet er underbygd av en rekke politiske virkemidler og vil påvirke energisystemet på forskjellige måter. Norge har ambisiøse mål for å nå disse målene.

Nødvendig reduksjon av klimagassutslipp krever en omstilling av hele energisystemet. Det første og viktigste tiltaket er dekarbonisering av kraftsektoren, noe Norge har et naturlig forsprang på, pga. historisk utbygging av vannkraftressurser. Det neste steget er dekarbonisering av andre sektorer som transport, industri og næring, jordbruk og bygg og anlegg. Elektrifisering er ofte det mest lønnsomme og letteste tiltaket. Her var også Norge tidlig ute, særlig med elektrifisering i transport og i industri- og byggeprosesser.

Elektrifisering medfører en vesentlig økning av etterspørselen etter grønn elektrisk kraft. I tillegg vil ny industri som f.eks. grønt hydrogen, batterifabrikk eller datasentre øke etterspørselen ytterligere. Forskjellige scenarier peker på en samlet kraftetterspørsel på 172-196 TWh i 2030, dvs. ~32-56 TWh mer enn i dag.

For å tilfredsstille denne etterspørselen, må det bygges ut ny produksjon og det må sikres tilstrekkelig med nettkapasitet for å koble sammen produksjon og etterspørsel. Begge deler må bygges ut raskt. Samtidig må vi bruke eksisterende infrastruktur på en mer effektiv måte, og vi må effektivisere hvordan vi bruker energi i alle deler av samfunnet. Hvis ikke utviklingen i produksjonen holder tritt med den økte etterspørselen vil energi- og effektbalansen svekkes og forsyningssikkerheten trues, særlig i tørrår. En vesentlig begrensning for kraftutbygging er konsesjonsprosesser og lange byggetider for nett og ny kraftproduksjon.

Kraftsystemet må blir mer fleksibelt for å utnytte eksisterende infrastruktur mer effektivt, samtidig som mye eksisterende fleksibilitet som ligger i termiske kraftverk skal fases ut (ikke i Norge, men i omkringliggende land). Resultatet vil også blir en tettere kobling av forskjellige sektorer som kraft, varme, transport og industri.

Mer fornybar energi i systemet vil endre kraftpriser og markedsdynamikken vesentlig. Omstillingsprosessen er avhengige av forutsigbare strømpriser fremover. I tillegg er systemomstillingen avhengig av betydelige mengder råvarer som grunnstoff for viktige teknologier. Disse handles på internasjonale markeder, hvor de viktigste råvarene er underlagt sterk konkurranse særlig fra Kina.

1 Innføring i kraftsystemet

1.1 Klimagassutslippene må reduseres kraftig mot 2050

1.2 Kraftteterspørrel kommer til å øke fort; lite tid for å bygge ut produksjon og nett

1.3 Svingende kraftmarkeder og sårbare råvaremarkeder

2 Status quo Trøndelag

3 Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag

4 Potensialer for ny produksjon

5 Energieffektivisering og fleksibilitet

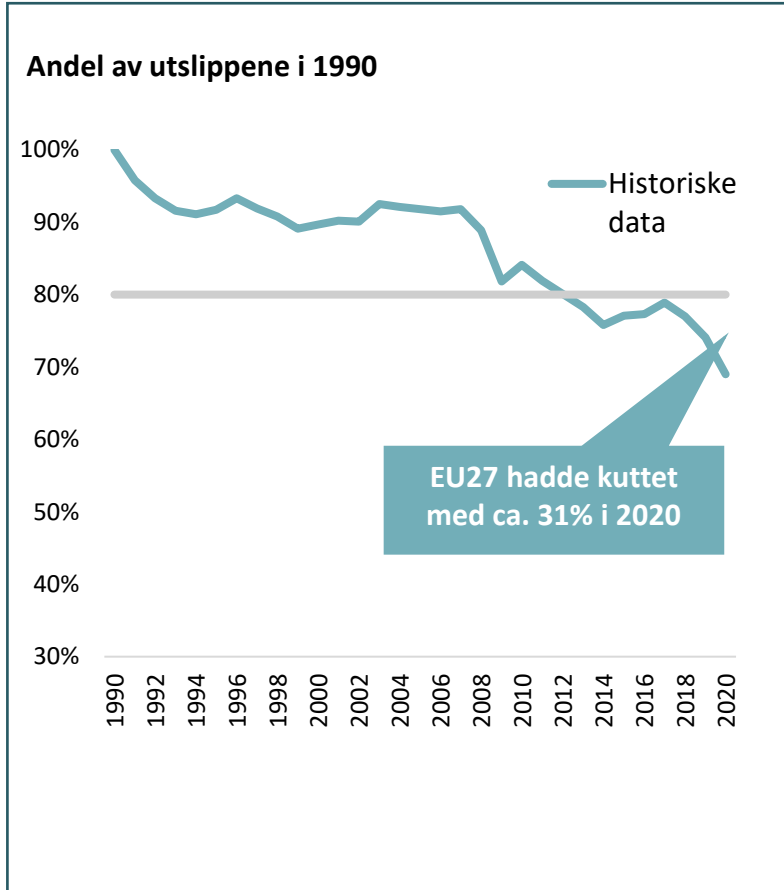
6 Skatter og avgifter

7 Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter

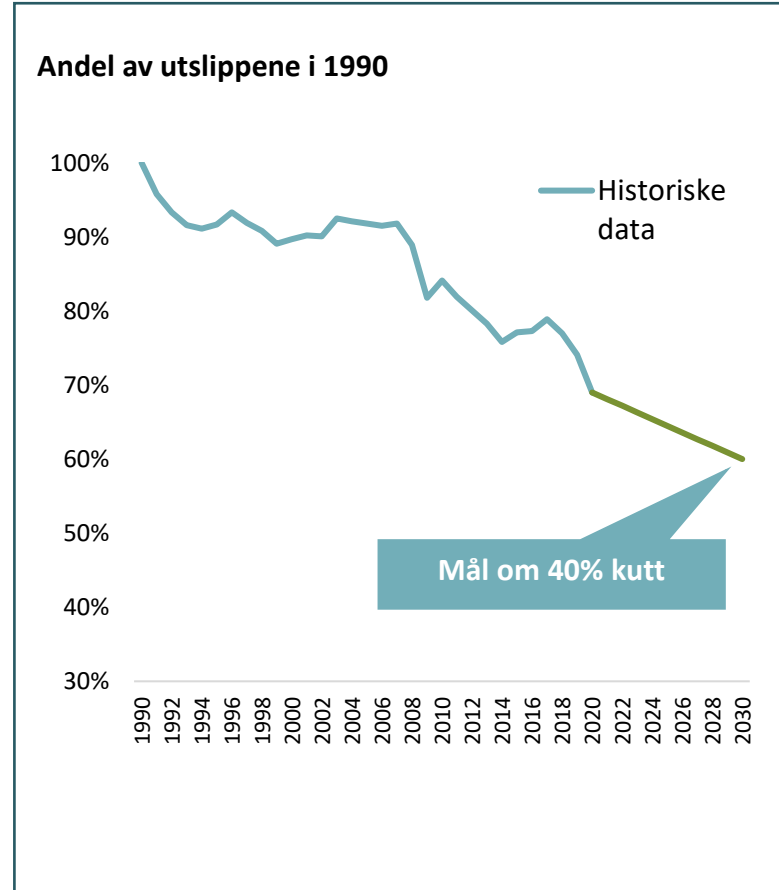
8 Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

EU har over tid lagt stadig mer skjerpede klimamålsettinger til grunn...

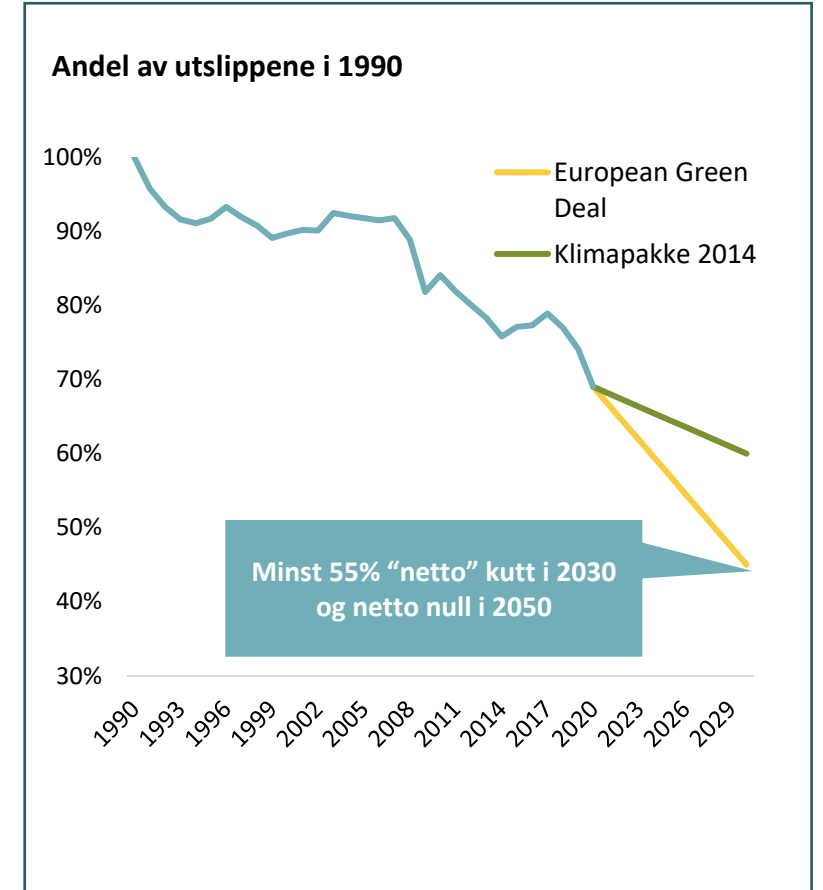
Klimamål I: I 2007 ble medlemslandene enige om et mål om 20 % kutt i 2020 (20-20-20)



Klimamål II: I 2014 ble medlemslandene enige om et mål om 40% utslippskutt innen 2030 (Energy Union)



Klimamål III: I 2021 kom European Green Deal for å oppnå 55% utslippskutt innen 2030



...med kraftfulle virkemidler for å realisere kuttene

Klimamål I: I 2007 ble medlemslandene enige om et mål om 20 % kutt i 2020 (20-20-20)

Virkemidler

- **Overordnede klimavirkemidler:** Tilstramming av ETS*, forpliktende utslippskutt i ikke-kvotepliktig sektor
- **Spesifikke virkemidler:** Fornybardirektiv, energieffektiviseringsdirektiv mm.

Klimamål II: I 2014 ble medlemslandene enige om et mål om 40% utslippskutt innen 2030 (Energy Union)

Virkemidler:

- **Overordnet:** Tilstramming av ETS*, ikke-kvotepliktig sektor, LULUCF*
- **Mer spesifikt:**
 - Mål for fornybar, energieffektivisering mm.
 - Nye krav og tilstramming av ulike krav innen transport, bygg mm.
 - Nytt markedsdesign for kraft

Klimamål III: I 2021 kom European Green Deal for å oppnå 55% utslippskutt innen 2030

Virkemidler

Overordnet klimarammeverk

- Revidert: ETS*, ESR*, LULUCF*

Fornybar og energieffektivisering

- Revidert fornybar-, Energieffektiviserings- og Bygningsenergidirektiv

Skatter og avgifter

- Revidert Energiskattedirektiv
- NY – CBAM*

Transport

- Revidert forordning for alternativ ladeinfrastruktur
- Reviderte CO2-utslippsstandarder for person- og varebiler
- NY - ReFUEL (maritim og luftfart)

Omfordeling

- NY - Klimafond

Gassmarkedet

- Gassmarkedsplan
- Metanforordning

Skogstrategi ++

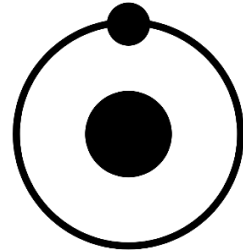
* ETS – Emission Trading System (Kvotehandel), ESR – Effort Sharing Regulation, LULUCF - Land Use, Land-Use change and Forestry, CBAM (karbontoll) – Carbon Border Adjustment Mechanism

European Green Deal peker på strategier for løsningene som skal sikre netto null i 2050 innenfor havvind, hydrogen, energisystemet og bygg



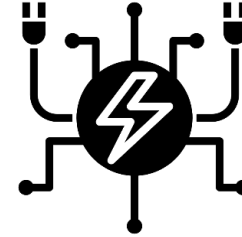
Offshore renewable energy strategy

- Foreslår mål for havbasert fornybar energi mot 2030 og 2050
- Foreslår en rekke grep for legge til rette for en slik utbygging



Hydrogen strategy

- Foreslår mål for elektrolysekapasitet i 2024, 2030 og 2050
- Foreslår virkemidler og rammebetingelser som skal tilrettelegge for hydrogen i energisystemet



Energy system integration strategy

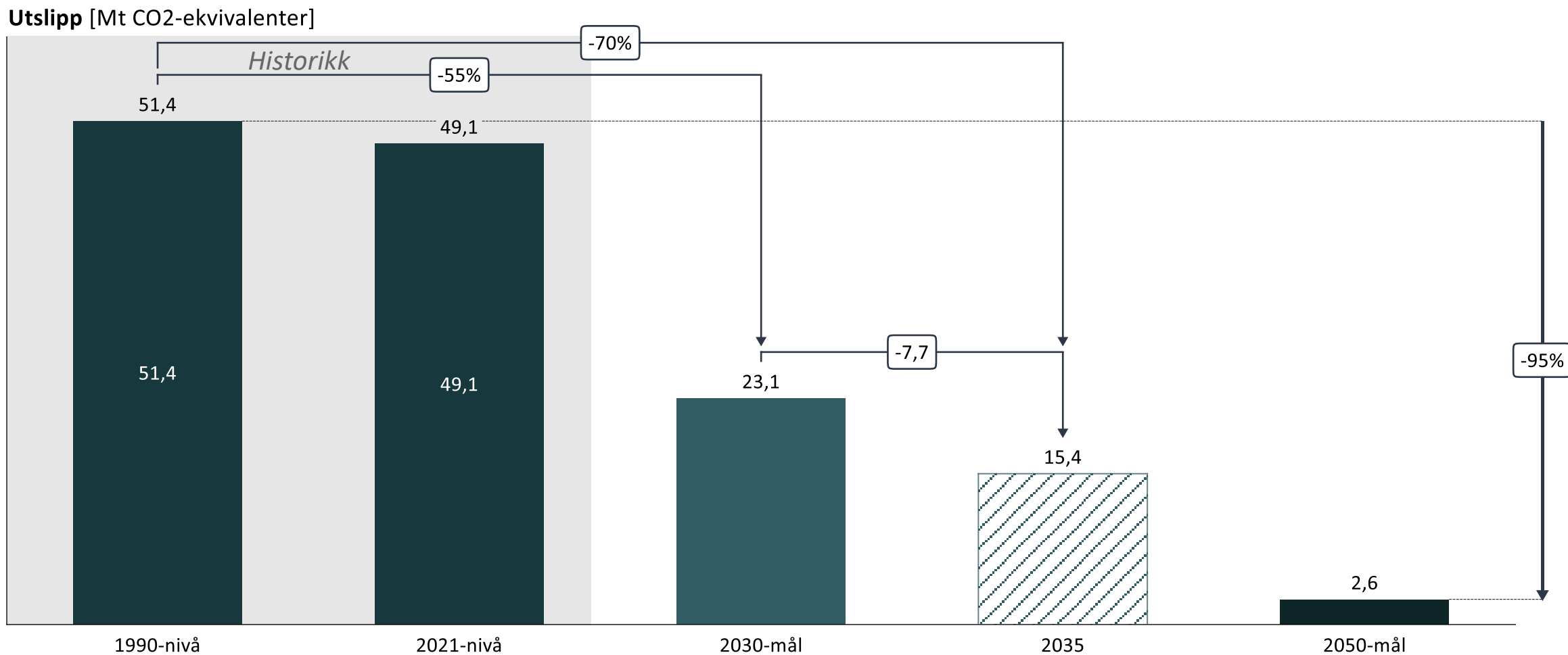
- Overordnede betraktninger knyttet til behov for tettere integrasjon av kraftsystemet, gassystemet, transportsystemet og nye energikilder.
- Prinsipper for hva slags energibærere som skal prioriteres



Renovation wave strategy

- Langsiktig behov for å redusere energibruk og utslipp fra bygg
- Foreslår mål om dobbelt energirehabiliteringsrate og en rekke virkemidler for å nå målet

Omstillingsmålet innebærer at klimagassutslippene i Norge skal reduseres med 55 prosent innen 2030 – og med 95 prosent i 2050



Kilde: Regjeringens klimastatus og -plan (2022)

1 Innføring i kraftsystemet

1.1 Klimagassutslippene må reduseres kraftig mot 2050

1.2 Kraftteterspørseel kommer til å øke fort; lite tid for å bygge ut produksjon og nett

1.3 Svingende kraftmarkeder og sårbare råvaremarkeder

2 Status quo Trøndelag

3 Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag

4 Potensialer for ny produksjon

5 Energieffektivisering og fleksibilitet

6 Skatter og avgifter

7 Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter

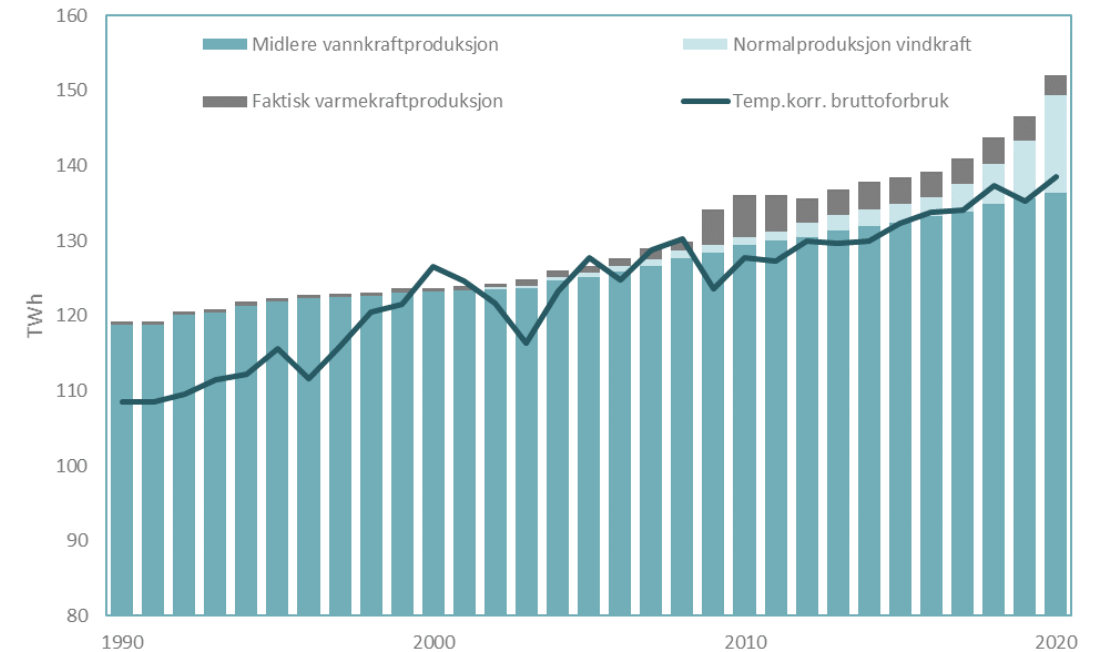
8 Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

Norge med kraftoverskudd i det siste tiåret. Vannkraft står for ca. 90 % av produksjonen, vindkraft bidrar med ca. 10%

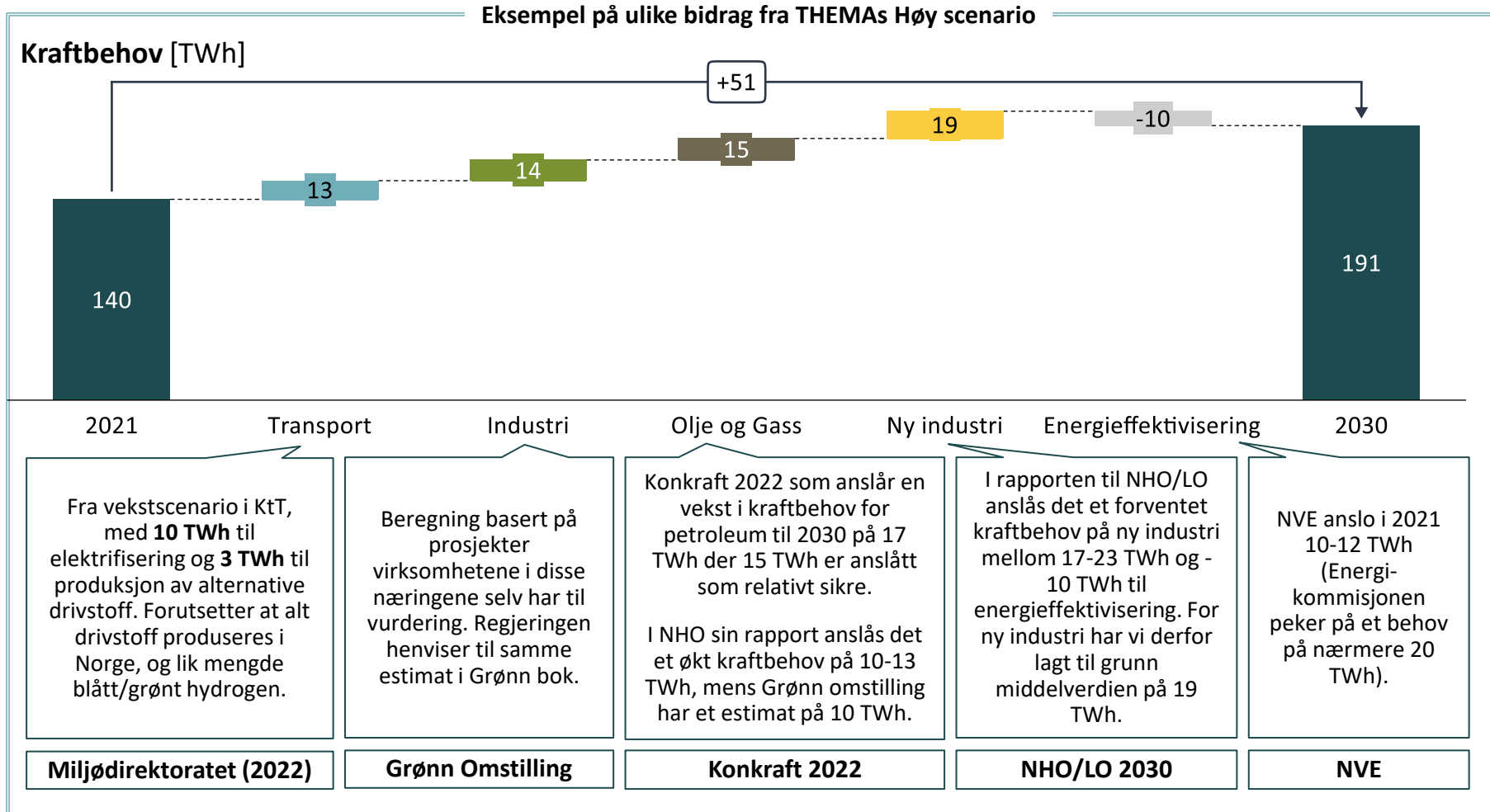
Produksjon i Norge er basert på vannkraft og i økende grad vindkraft

- Normalårsproduksjonen av elektrisk kraft i Norge ligger på rundt 155 TWh, hvorav ca. 90 prosent kommer fra vannkraft, i underkant av 10 prosent fra vindkraft og rundt 1,5 prosent fra varmekraftproduksjon (Energiressursene som benyttes til kraftproduksjon i de termiske anleggene er blant annet kommunalt avfall, industriavfall, spillvarme, olje, naturgass og kull).
- Figuren til høyre viser utviklingen i energibalansen fra 1990 og fram til i dag. Mens vi startet med et overskudd av vannkraftproduksjon i 1990 og hadde en ganske balansert kraftbalanse på 2000-tallet, har vi siden bygd opp et overskudd basert på vindkraft og varmekraftproduksjon
- Norge er dermed netto-eksportør av kraft gjennom utenlandsforbindelser i et normalår. De samme kablene hjelper også å importere kraft når strømmen er billigere i utenlandet i enkelttimer eller å dekke underskudd i tørrår.

Norges kraftproduksjon er høyere enn forbruket



For å nå klimamålene og samtidig sikre kraft til ny industri er det ventet en betydelig økning i kraftbehovet. Forskjellige scenarier peker på en etterspørsel på 172-196 TWh i 2030, dvs. ~32-56 TWh mer enn i dag.



Total kraftteterspørsel i Norge i 2030 fra forskjellige prognoser:

- Statnett Base: 178 TWh
- THEMA Base: 172 TWh
- **THEMA Høy: 191 TWh**
- NHO / LO : 196 TWh

Forbruksanslagene er særlig avhengig av:

- Hvorvidt klimamålene nås
- Elektrifisering av norsk sokkel
- Hvor mye ny, grønn industri som kommer
- Hvilken kapasitet som bygges ut i sentralnettet

Også Energikommisjonen pekte på behovet for ny kraftproduksjon og betydelig energieffektivisering frem mot 2030

Er mulig å få til, men krever helt andre rammebetingelser enn i dag (økonomisk støtte)

KRAFTPRODUKSJON

Innen 2030 bør vi ha minst **40 TWh økt produksjon**

- **Mer av alt** – landvind, havvind, vannkraft...

Solkraft: Haster med helhetlig regulering for solkraft på bygg og bakkemontert solkraft, forenklet søknadsprosess

- NOU'en er ute på høring nå
- Regjeringen kan komme med tiltak før høringen er behandlet – kanskje allerede i handlingsplanen
- Hva kan vi vente oss fra regjeringens side?

ENERGIEFFEKTIVISERING

Innen 2030 skal vi ha frigjort minst **20 TWh fra energisparing**

- Nasjonal handlingsplan for alle sektorer med etterprøvbare mål - Klargjøre roller og plassere ansvaret hos NVE og OED
- Utnytte overskuddsvarme fra industrien
- Nasjonalt løft for å redusere energiforbruket i bygg
- Utnytte mulighetene for fjernvarme og varmepumper
- Utvide mandatet til Enova

KONSESJONSPROSESSEN

Det er behov for **raskere saksbehandling** for ny kraftproduksjon

- Prioritert rekkefølge i saksbehandlingen
- I større grad parallelle prosesser
- Sette tidsfrister for saksbehandlingen
- Gjennomføre samlet pakkebehandling
- Forenkle behandlingen av klager, særlig der ikke nye, relevante opplysninger
- Styrke kapasiteten til saksbehandling

Raskt:

- Tiltak for å få fart på utbyggingen av solenergi?
- En handlingsplan for energieffektivisering med økte budsjetter til Enova?

NETT

Nettilgang er den viktigste barrieren for nyetablering

- Nettstrukturen bør i større grad bygges ut i forkant av utviklingen i forbruket
- Statnetts mandat tydeliggjøres slik at de kan ligge mer i forkant med nytt nett
- Det må vurderes hvordan nettselskapene skal velge områder og prioritere mellom kunder
- Det bør vurderes om nettet kan driftes med høyere risiko (redusere kravene til N-1)





40 TWh i ny kraftproduksjon, hva innebærer det i nye produksjonsanlegg gitt at alt skal løses med én produksjonsteknologi (eksempler)

Totalt nytt kraftproduksjonsbehov 2030 ifølge Energikommisjonen



Hva tilsvarer dette:

- En økning fra 1750 vannkraftverk i 2022 til 1970 vannkraftverk i 2030
- En økning fra 1300 vindturbiner i 2022 til 3100 vindturbiner i 2030
- 2000 bakkemonterte solkraftverk i Sør-Norge

Type teknologi (Tallene representerer total produksjonsbehov per teknologi)		Antall for å nå 40 TWh pr teknologi	Årlig produksjon per enhet [GWh]	Gjennomsnittlig installert effekt per enhet [MW]
Storskala Vannkraft *		220	182	42
Vindkraft **		1 800	22,2	7
Havvind		600	66,7	15
Solenergiparker		2 000	20	20




40 TWh i ny kraftproduksjon sammenlignet med dagens forbruk (eksempler)

Totalt nytt kraftproduksjonsbehov
2030 ifølge Energikommisjonen

40
TWh

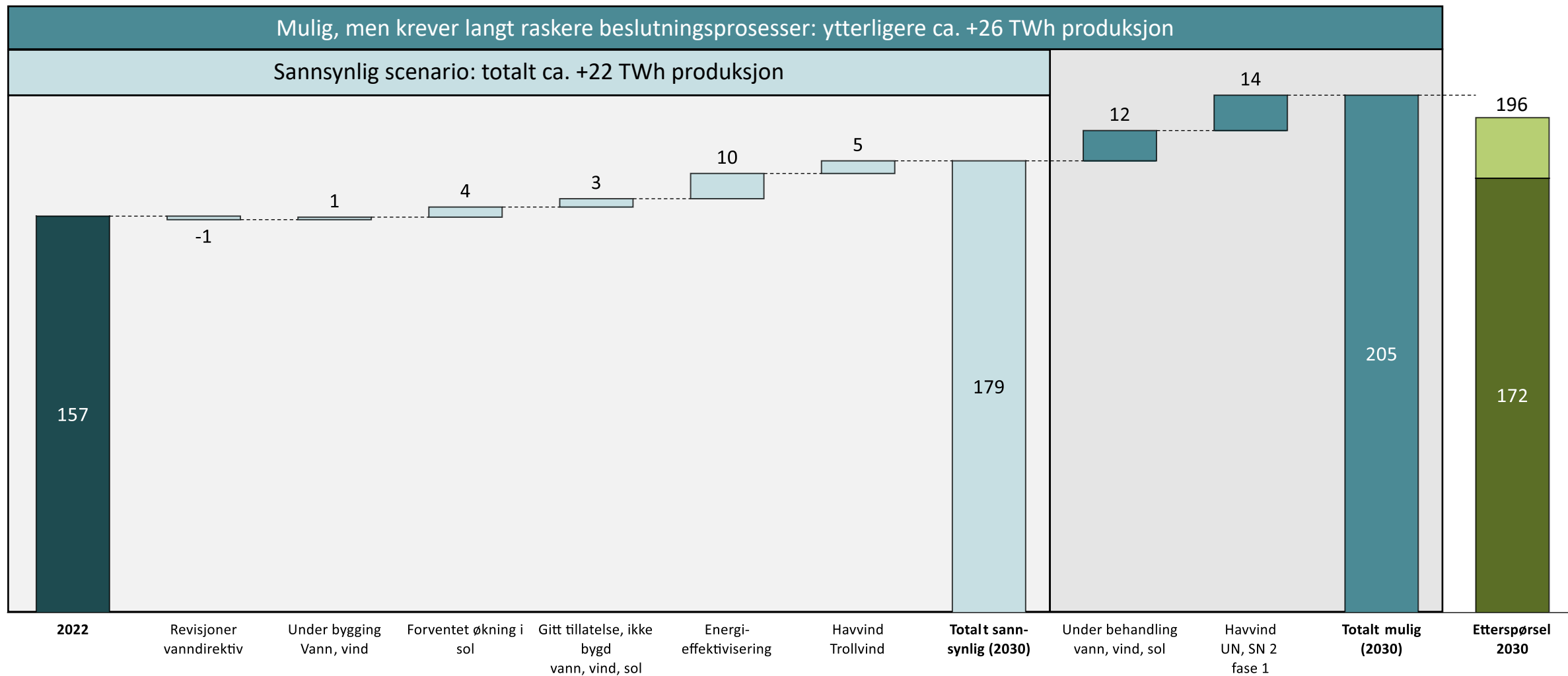
Hva tilsvarer dette:

- En økning på 25% fra dagens totale kraftproduksjon i Norge
- Mer enn to ganger forbruket av Stor-Oslo
- Like mye energi som alle norske husholdninger forbruker i løpet av ett år

Type forbruk		Forbruk (TWh)*	Multipel
Totalt forbruk i Stor-Oslo		18	2,2 ✗
Samlet forbruk norske husholdninger		39.8	1,0 ✗
Hydro Årdal		3.3	12,1 ✗

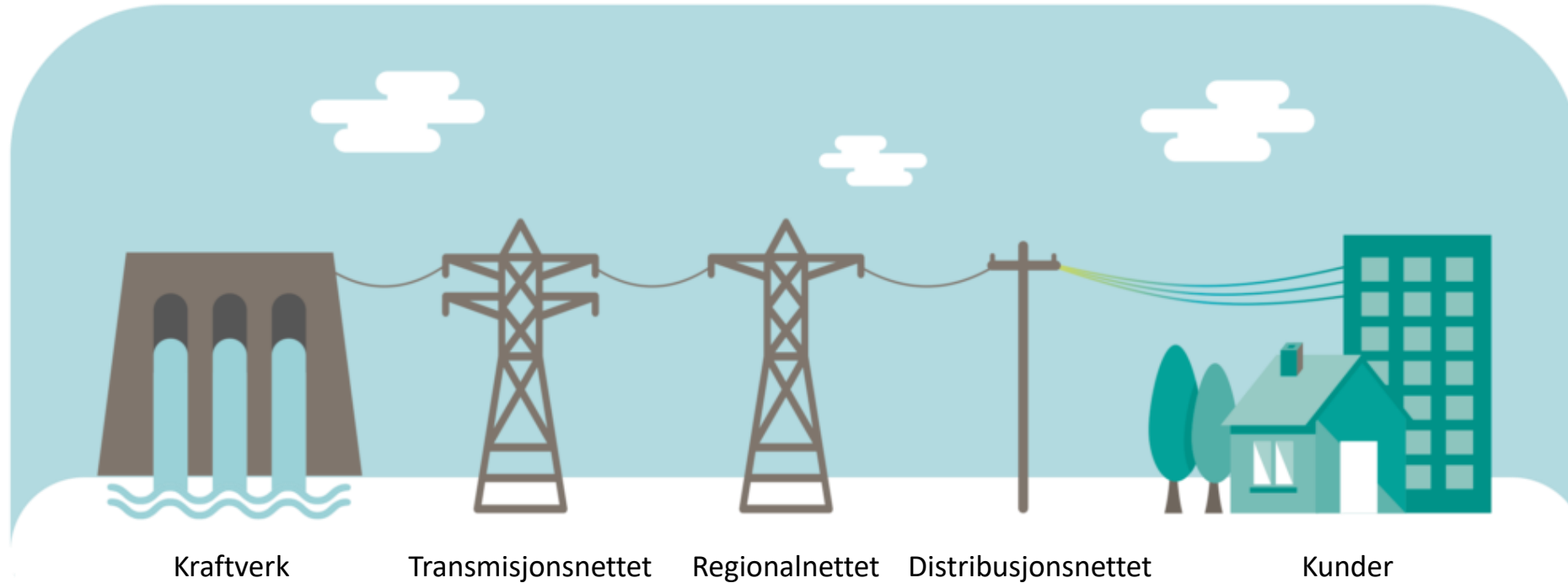
*Kilde: Forbruksutvikling stor-Oslo (Statnett), SSB, Hydro

Det blir krevende å realisere tilstrekkelig ny produksjon og energieffektivisering frem mot 2030 pga. lange ledetider for utbygging og konsesjonsbehandling



Kilde: THEMA Consulting Group

Oppbygging av kraftnettet

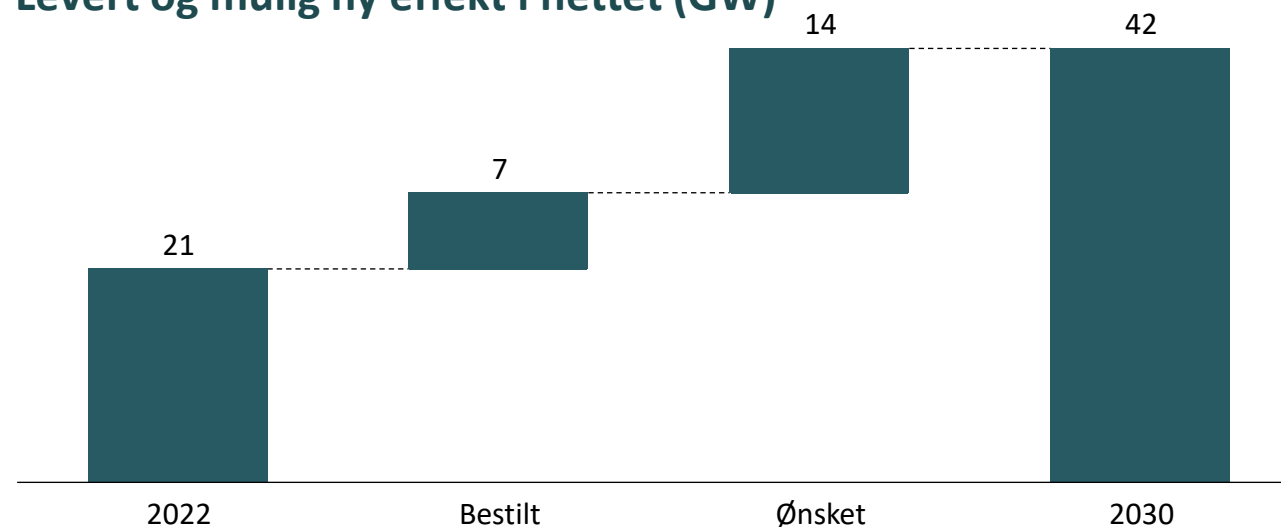


Transmisjonsnett forbinder forbrukere og produsenter.
Regionalnett forbinder transmisjons- og distribusjonsnettene.
Distribusjonsnett forsyner kunder med strøm

Vi må bygge like mye nett frem til 2030 som vi har brukt over 100 år på til nå. En tredjedel av økningen er allerede bestilt

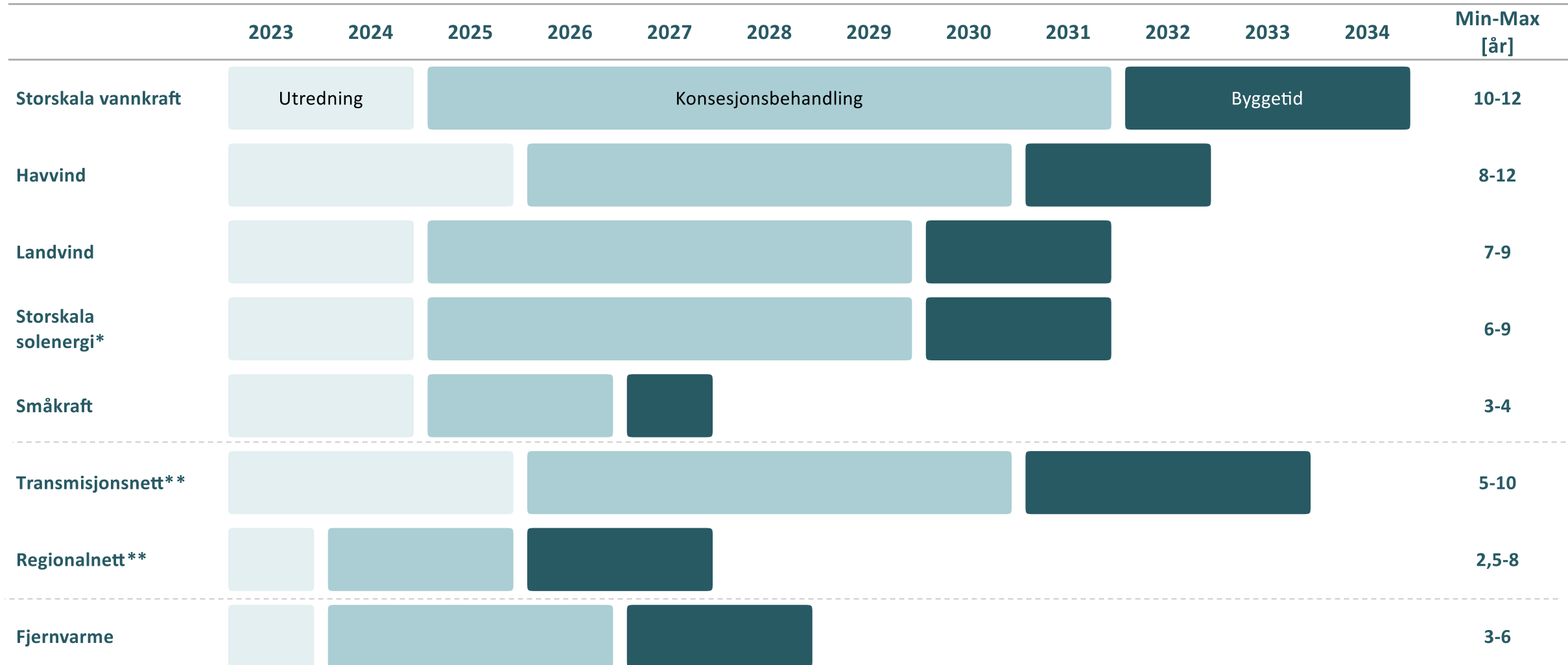


Levert og mulig ny effekt i nettet (GW)



Det er lite realistisk at det er mulig å bygge ut alt nettet i tide. Løsninger for bedre utnyttelse av nettet, distribuert produksjon og lagring er viktige tiltak som alternativ til nytt nett

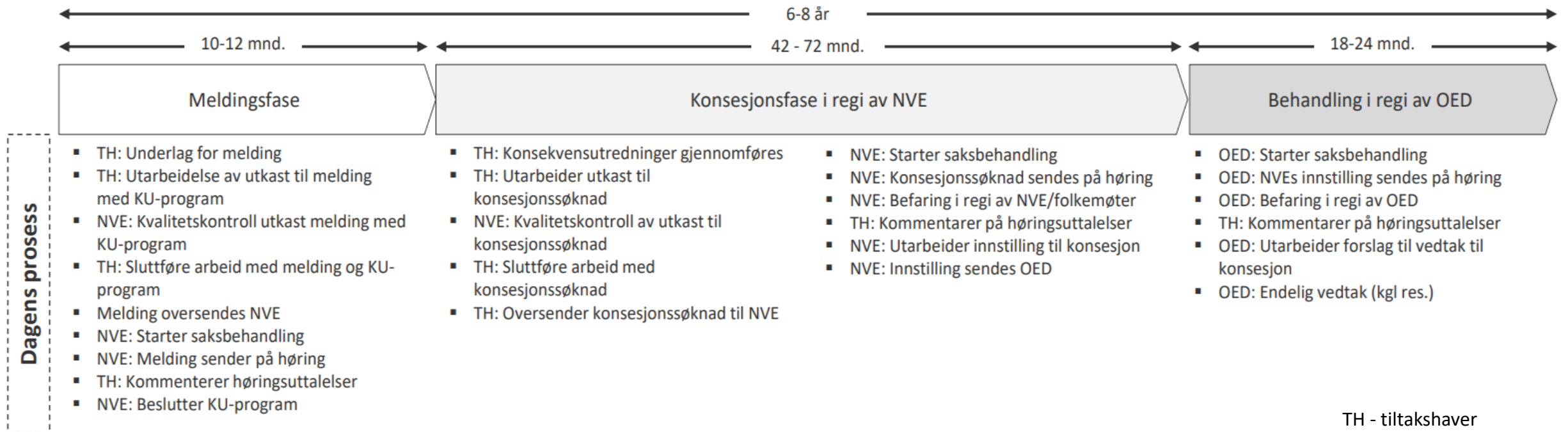
Med dagens «normale» konsesjons-, bygge- og utredningstid vil det ta tid å få på plass ny kraftproduksjon og nett for å dekke forventet etterspørselsvekst



* Usikkerhet rundt behandlingstid for storskala sol, det er få historiske prosjekter som kan brukes som referanse

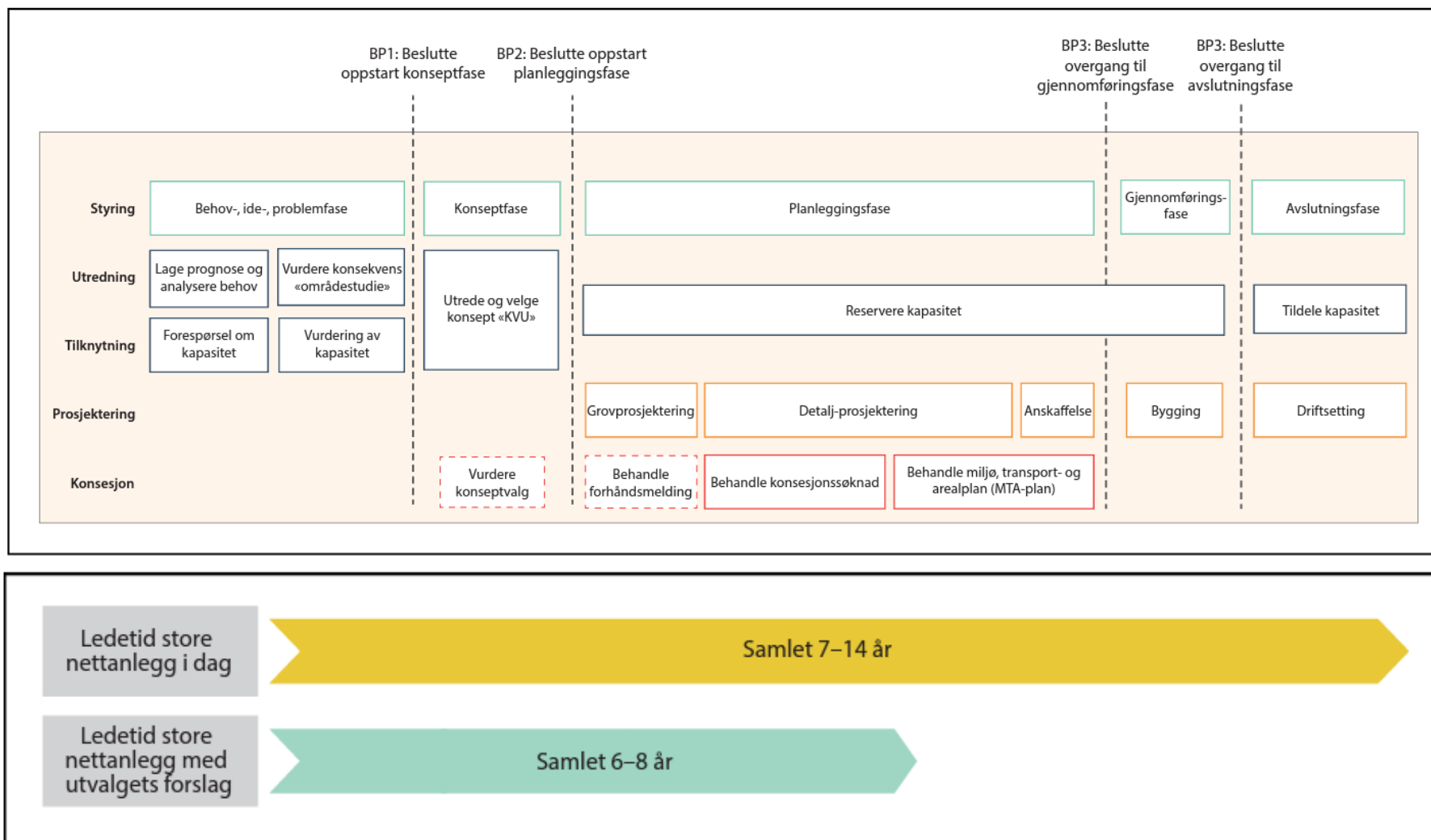
**Ny ledning

Involverte parter og saksgang i en konsesjonssøknad for vannkraftverk over 40 GWh

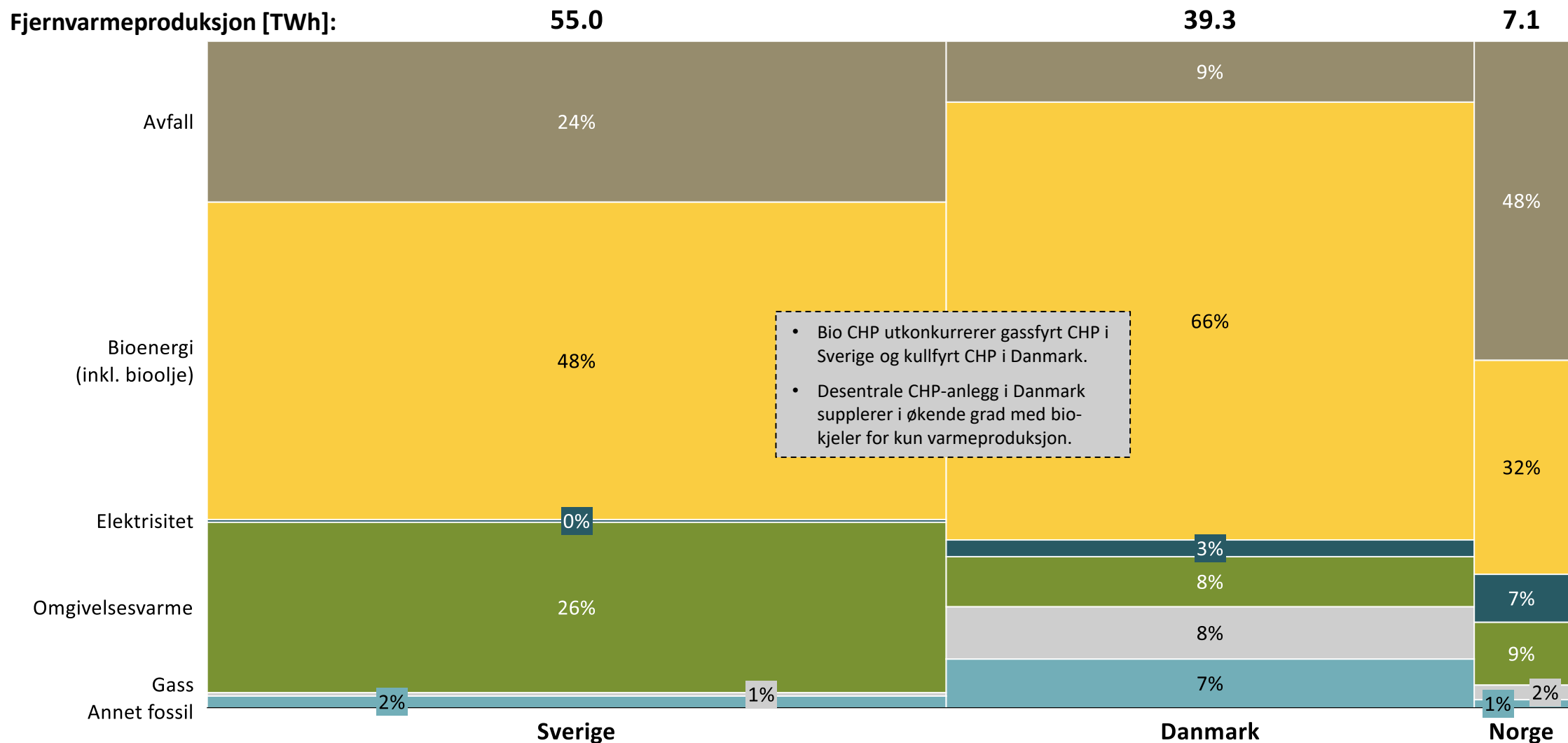


Samlet tidsbruk for selve konsesjonsbehandlingen for stor vannkraft er 6-8 år.
For saker under 40 GWh bortfaller meldingsfasen.

Strømnettutvalget har beskrevet de ulike prosessstegene for å etablere nye større nettanlegg – dagens ledetider er på 7-14 år.



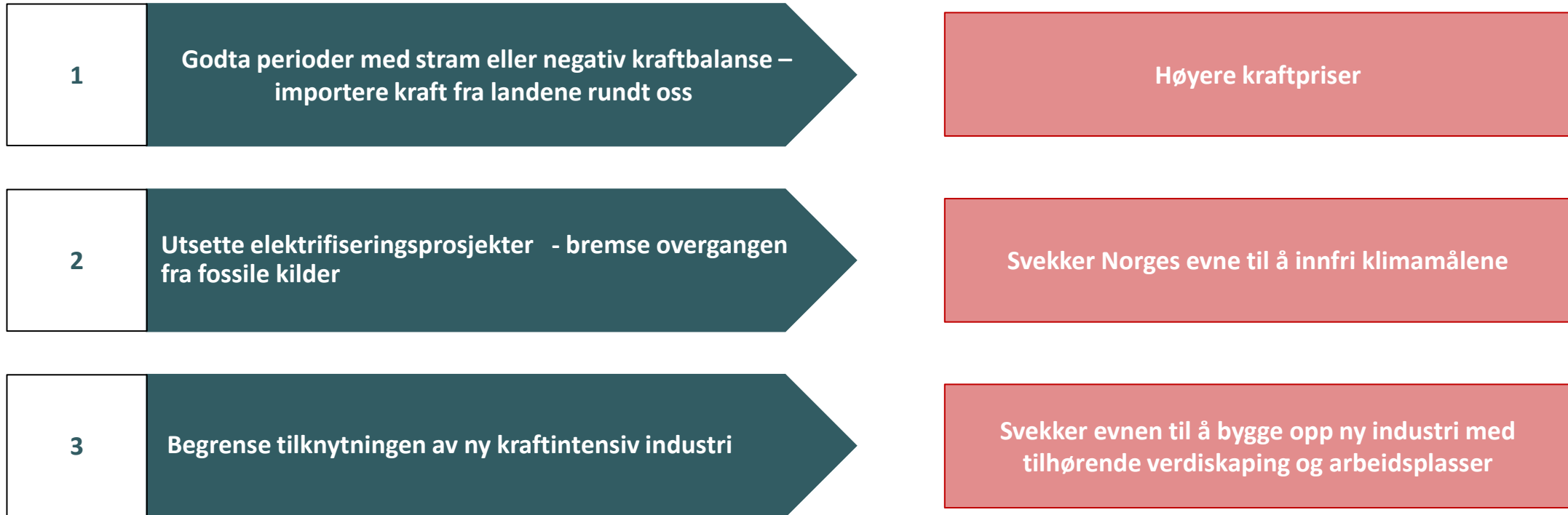
Fjernvarme spiller en mindre rolle i Norge enn i våre naboland



Kilde: Norge (2022) Fjernkontrollen, SSB; Sverige (2021): Energiföretagen Sverige, Statistikmyndigheten; Danmark (2021): Energistyrelsen

Energikommisjonen problematiserte situasjonen som:

«Hvis Norge ikke klarer å møte den økende kraftteterspørselen, risikerer vi å måtte prioritere mellom tre onder»



1 Innføring i kraftsystemet

1.1 Klimagassutslippene må reduseres kraftig mot 2050

1.2 Kraftteterspørsele kommer til å øke fort; lite tid for å bygge ut produksjon og nett

1.3 Svingende kraftmarkeder og sårbare råvaremarkeder

2 Status quo Trøndelag

3 Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag

4 Potensialer for ny produksjon

5 Energieffektivisering og fleksibilitet

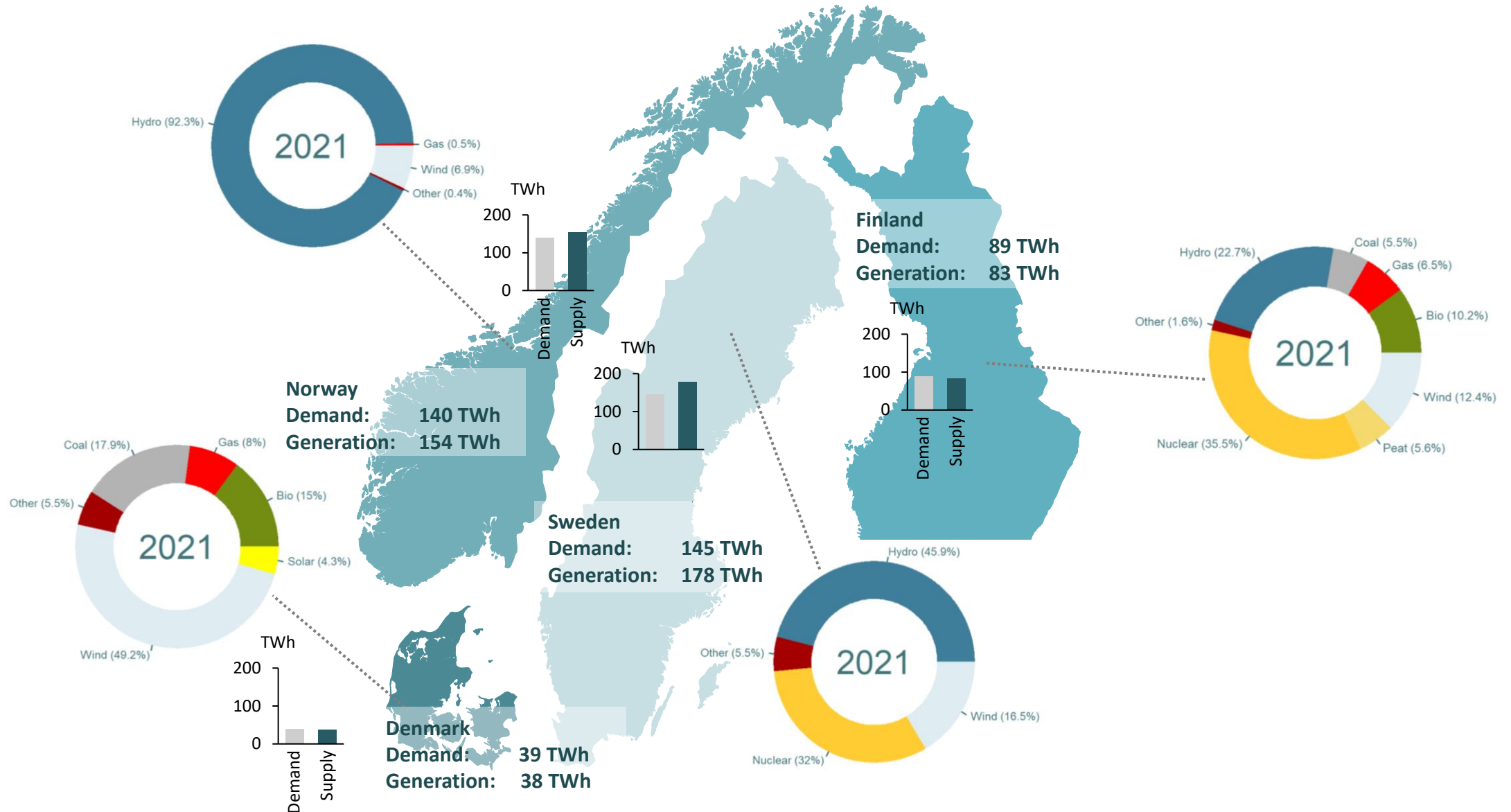
6 Skatter og avgifter

7 Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter

8 Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

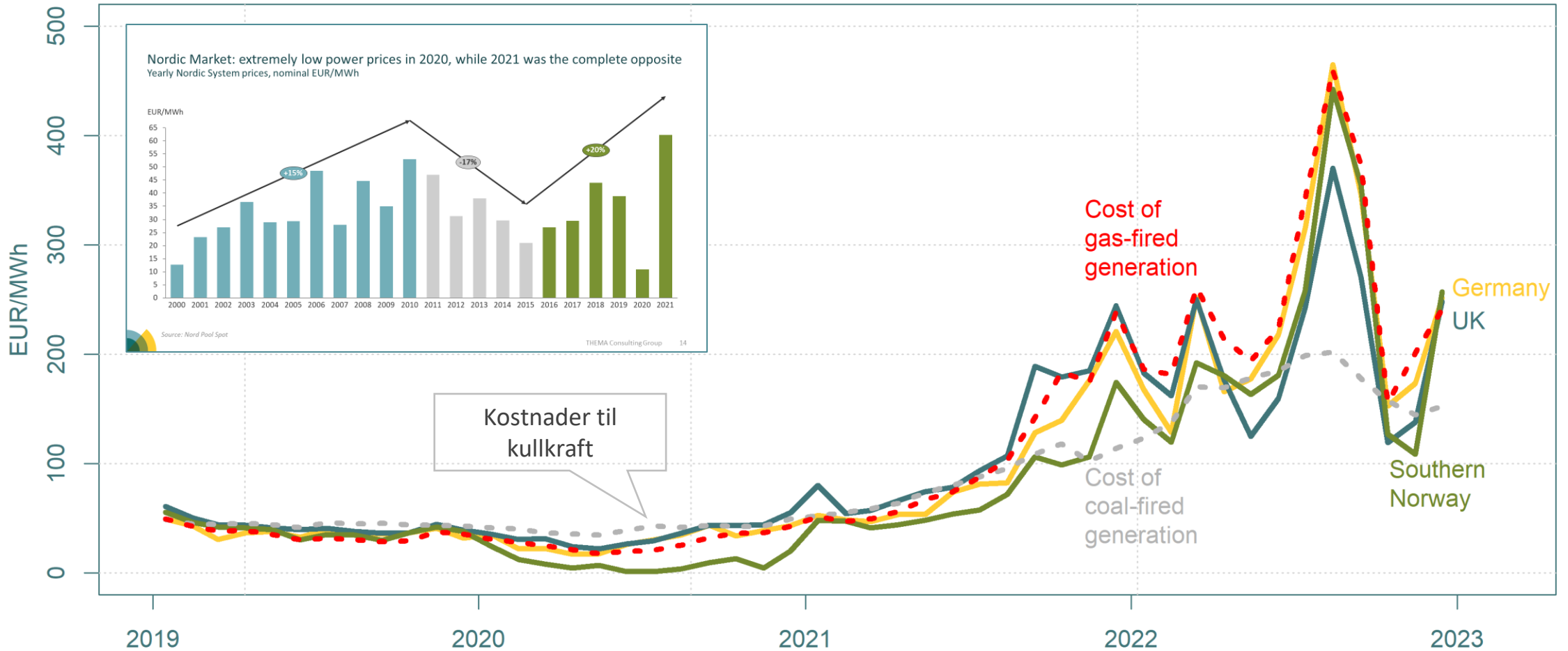
1.3 Svingende kraftmarkeder og sårbare råvaremarkeder

Kraftproduksjon i Norden er preget av vannkraft - spesielt i Norge og Sverige, Danmark har stort innslag av vindkraft mens Sverige og Finland også har kjernekraft



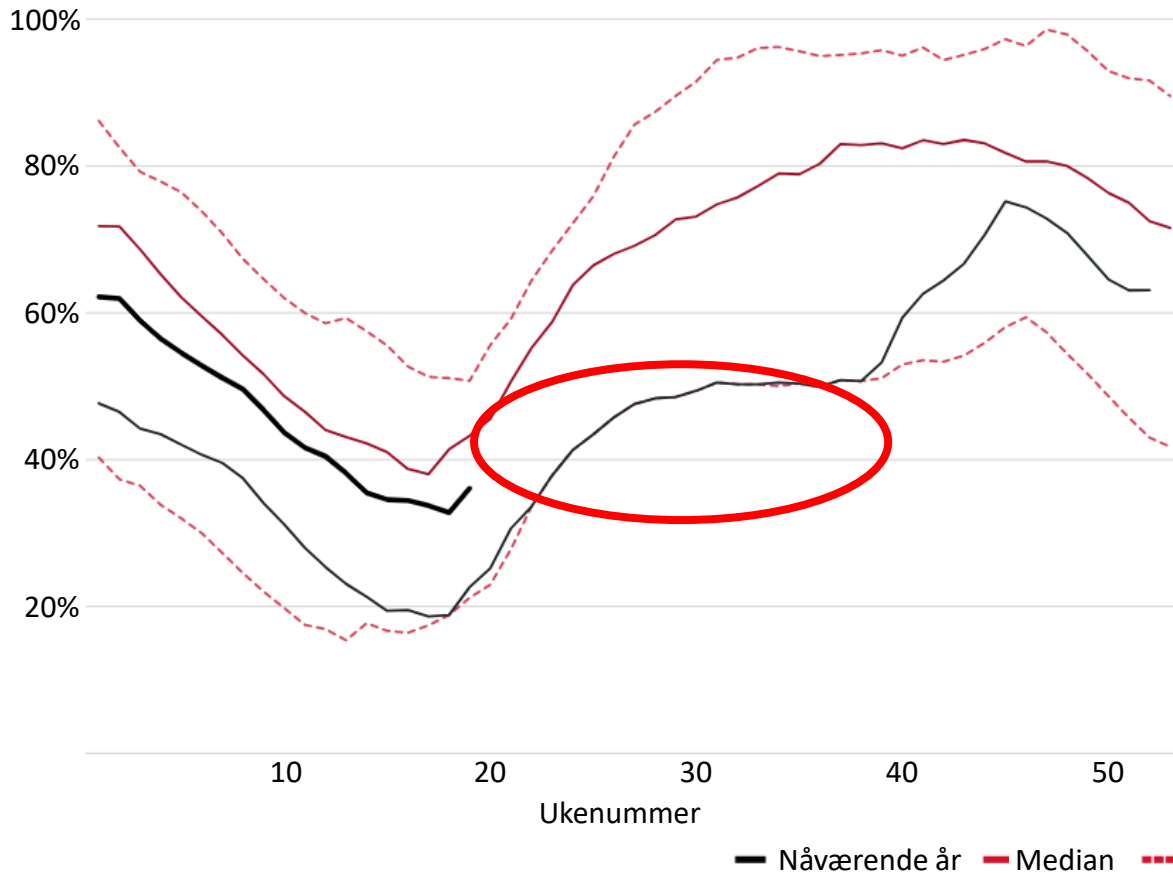
Økte gasspriser på kontinentet førte til rekordhøye strømpriser i Europa, dette smittet over til det norske systemet, særlig i Sør-Norge

Monthly power prices

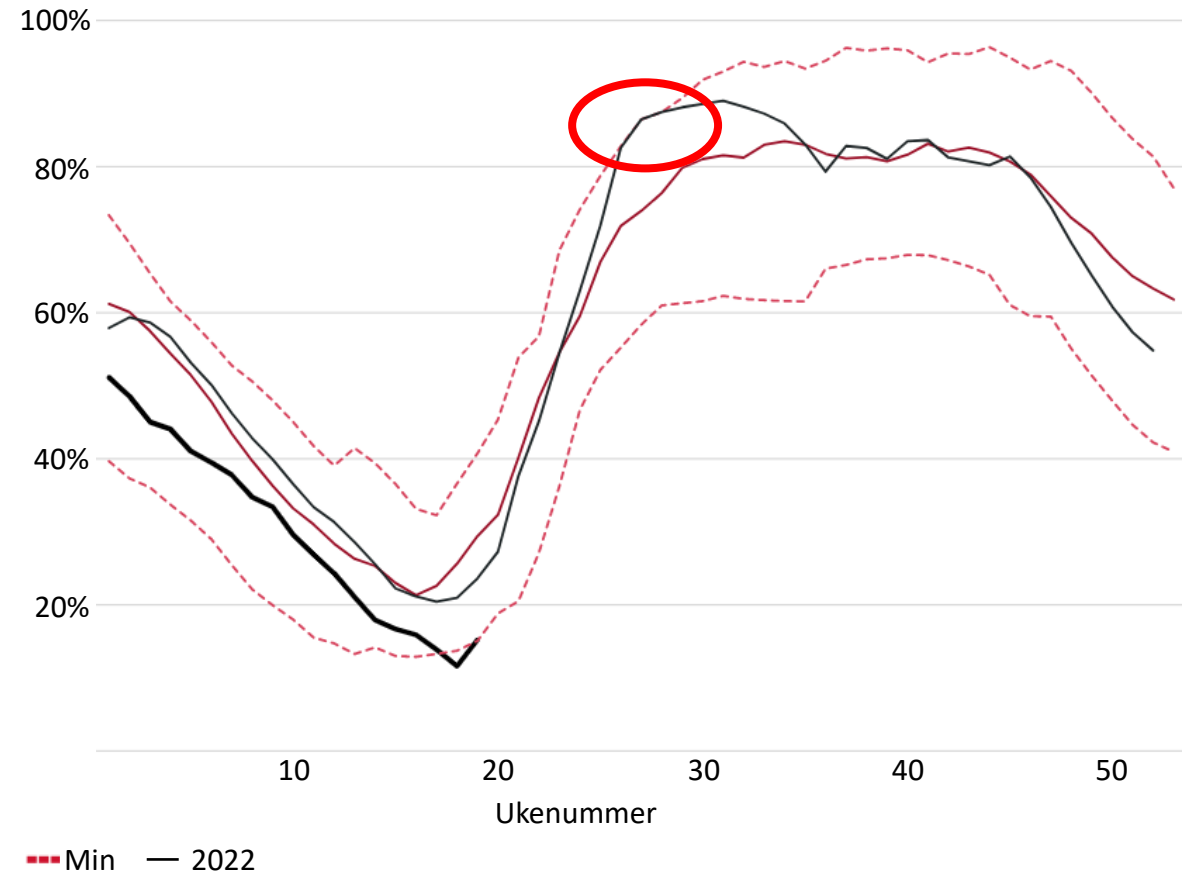


Samtidig med høye gasspriser var magasinene på rekordlave nivåer i Sør-Norge mens de var rekordhøye i Midt-/Nord-Norge. Dette førte til høye priser i sør og lave i nord gjennom 2022

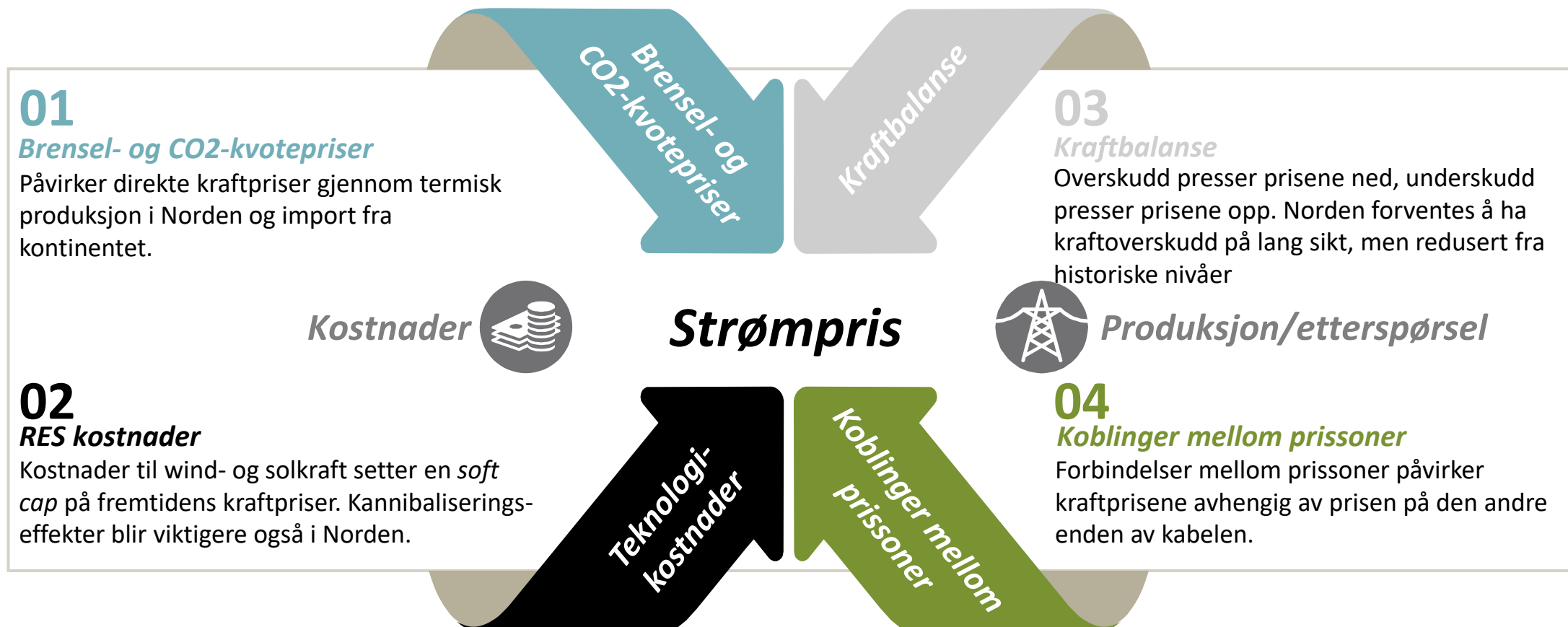
Historisk lav fyllingsgrad i NO2 (Sørvestlandet) i løpet av 2022



Historisk høy fyllingsgrad i NO3 (Midt-Norge) i løpet av 2022



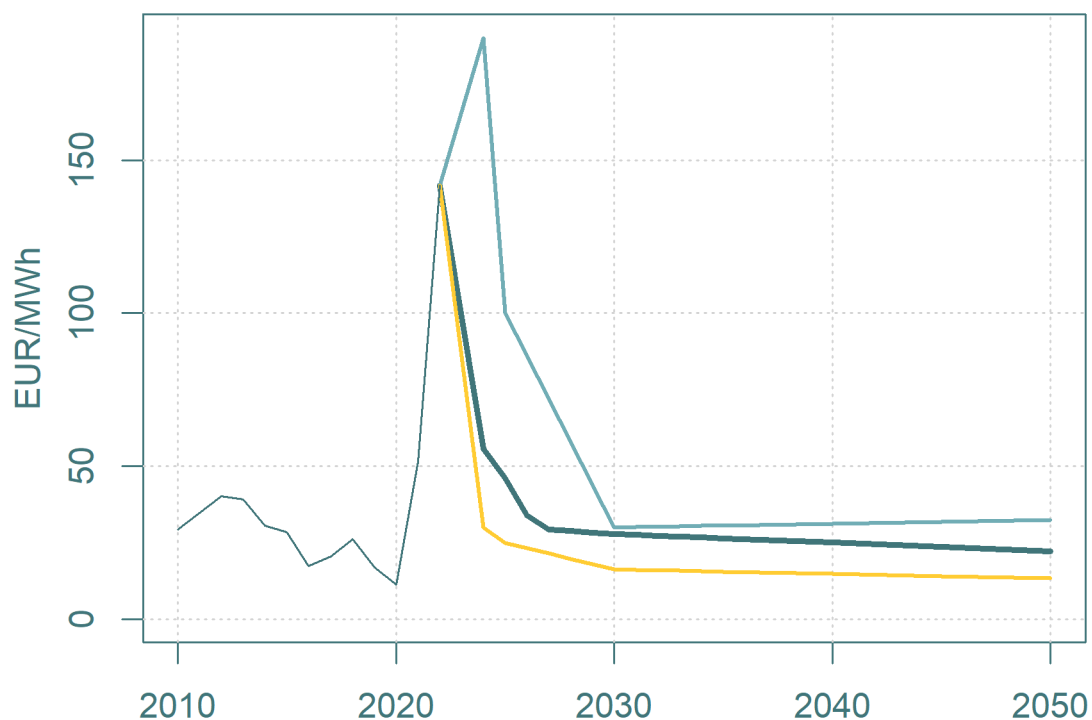
Brenselspriser, kraftbalanse, handel og teknologikostnader er hoveddriverne for prisutviklingen fremover i kraftmarkedene



Usikkerhet i brenselspriser på kort sikt er veldig stor

Vi forventer at gasspriser på mellomlang sikt faller fra de høye nivåene i 2022

Utvikling i gasspriser i THEMAs tre scenarier fra februar 2023



Gasspriser påvirker kraftmarkedet på kort og mellomlang sikt

Prisen for fossile brensler påvirker kraftprisen direkte i land med betydelig fossil produksjonskapasitet og vil, gjennom kobling av kraftsystemene gjennom mellomlandsforbindelser, også påvirke kraftprisen i Norge. Særlig kostnaden for kraftproduksjon i gasskraftverk er ofte prissettende.

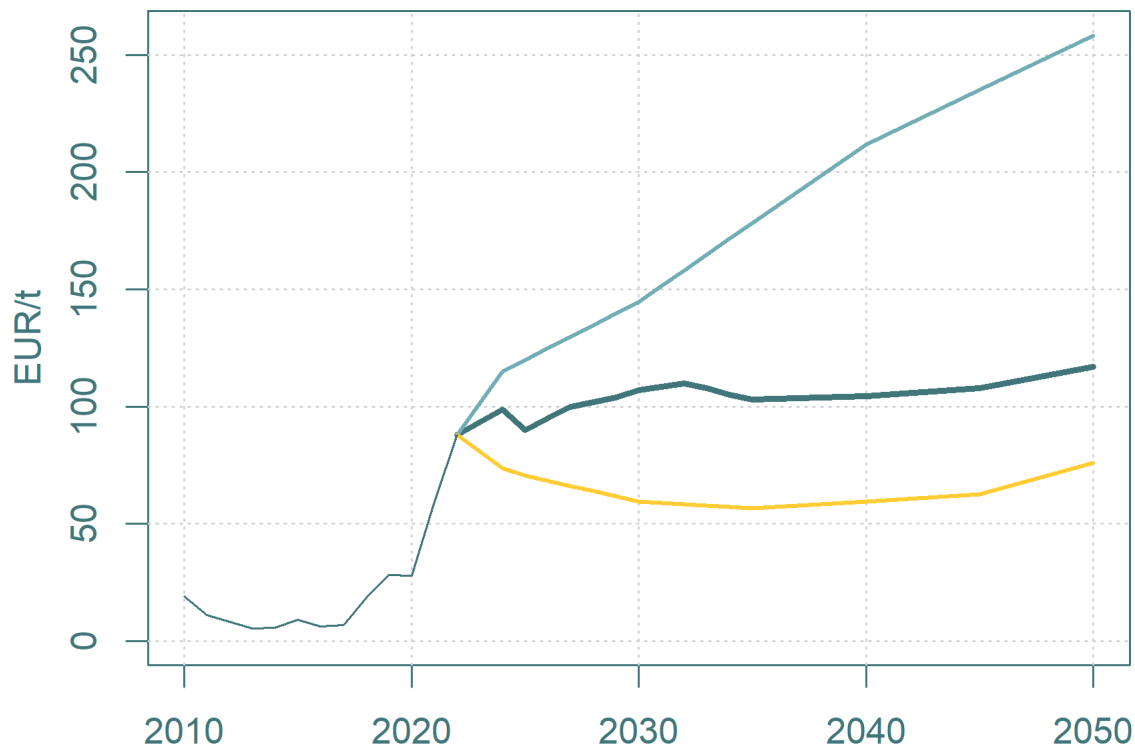
På kort sikt er et forventet fall i gassprisen hoveddriveren bak fallende kraftpriser i hele Europa.

Koblingen mellom gassprisen og kraftprisen blir mindre viktig over tid, etter hvert som gasskraft fases ut, og fornybarandelen øker i Europa.

Ambisiøse klimamål holder karbonpriser høye – men på lang sikt er usikkerheten betydelig

Mer moderate karbonpriser dersom teknologi utvikles fortere enn forventet

Utvikling i karbonpriser (EUA) i THEMAs tre scenarier fra februar 2023



Karbonpriser påvirker kraftmarkedet

Karbonprisene påvirker kraftprisene indirekte: Jo høyere karbonprisene jo høyere er produksjonskostnadene i fossile termiske kraftverk.

Priseffekten vil påvirke prisene særlig i Sør-Norge, som er tett koblet til land med betydelig fossil produksjonskapasitet. Denne effekten kommer til å svekkes når andelen kull- og gasskraft faller.

Karbonprisene er også avgjørende for teknologiutvikling og lønnsomheten av en rekke relevante teknologier, som f. eks. CCS, BECCS, DACCS, hydrogen og andre avkarboniserende tiltak. En høyere karbonpris kan derfor potensielt øke kraftforbruket, fordi elektrifiseringstiltak kan bli lønnsomme.

Norske kraftpriser forventes å forbli unormalt høye frem til 2030, og over historiske verdier også etter 2030. Kraftprisutvalget skal utarbeide forslag hvordan lave kraftpriser kan sikres.

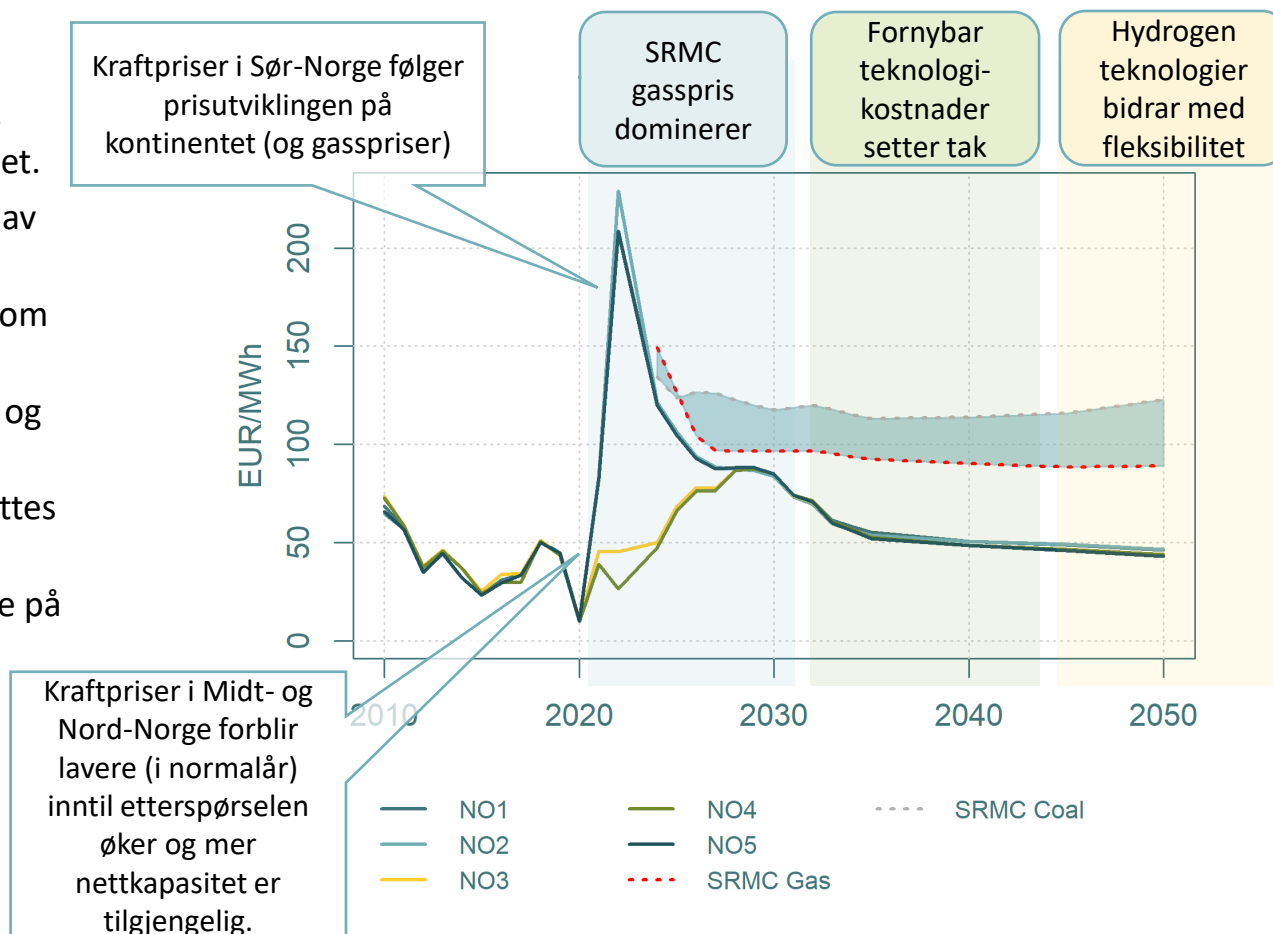
Mandat kraftprisutvalget

Utvalget skal vurdere hvilke tiltak på kort og lang sikt som kan sikre strømbrukere lavere og mer forutsigbare priser, innenfor handlingsrommet i EØS-avtalen. Utvalget skal også se på det pågående reformarbeidet knyttet til prisfastsettelse i det europeiske kraftmarkedet.

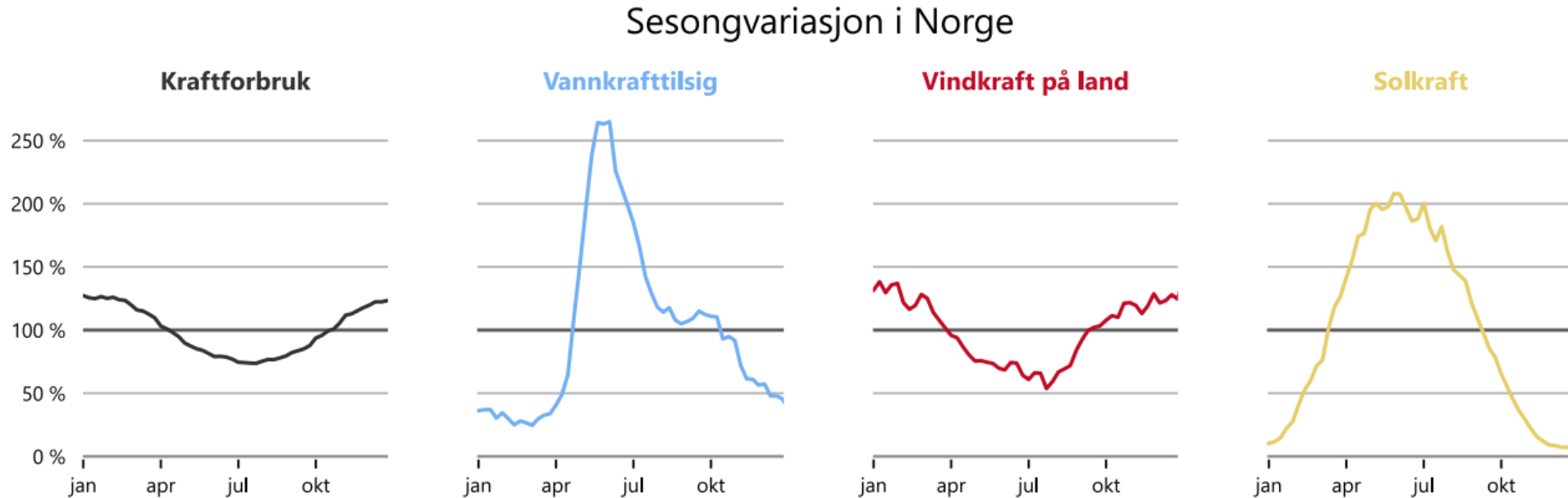
Som et ledd i arbeidet skal utvalget vurdere virkninger i kraftmarkedet av aktuelle forslag som kan gi lavere og mer stabile priser, herunder:

- Forslag om opprettelse av et eget prisområde (auksjon) for strøm som fraktes gjennom mellomlandskablene.
- Forslag om differensiering av spotmarkeder for innenlands forbruk og kraftutveksling mellom land.
- Forslag som baserer seg på at en andel av kraftproduksjonen omsettes utenfor spotmarkedet i andre typer kontrakter.
- Forslag til tiltak som kan utløse større forbruksfleksibilitet med sikte på å redusere nivået på forbruket som etterspørres i høylasttimer i spotmarkedet.
- Forslag til virkemidler for å begrense eksporten når fyllingsgraden i flerårsmagasiner avviker fra median fyllingsgrad (sesongjustert).
- Forslag til ulike typer avgifter på krafteksport.

Norske kraftpriser i THEMAs base scenario

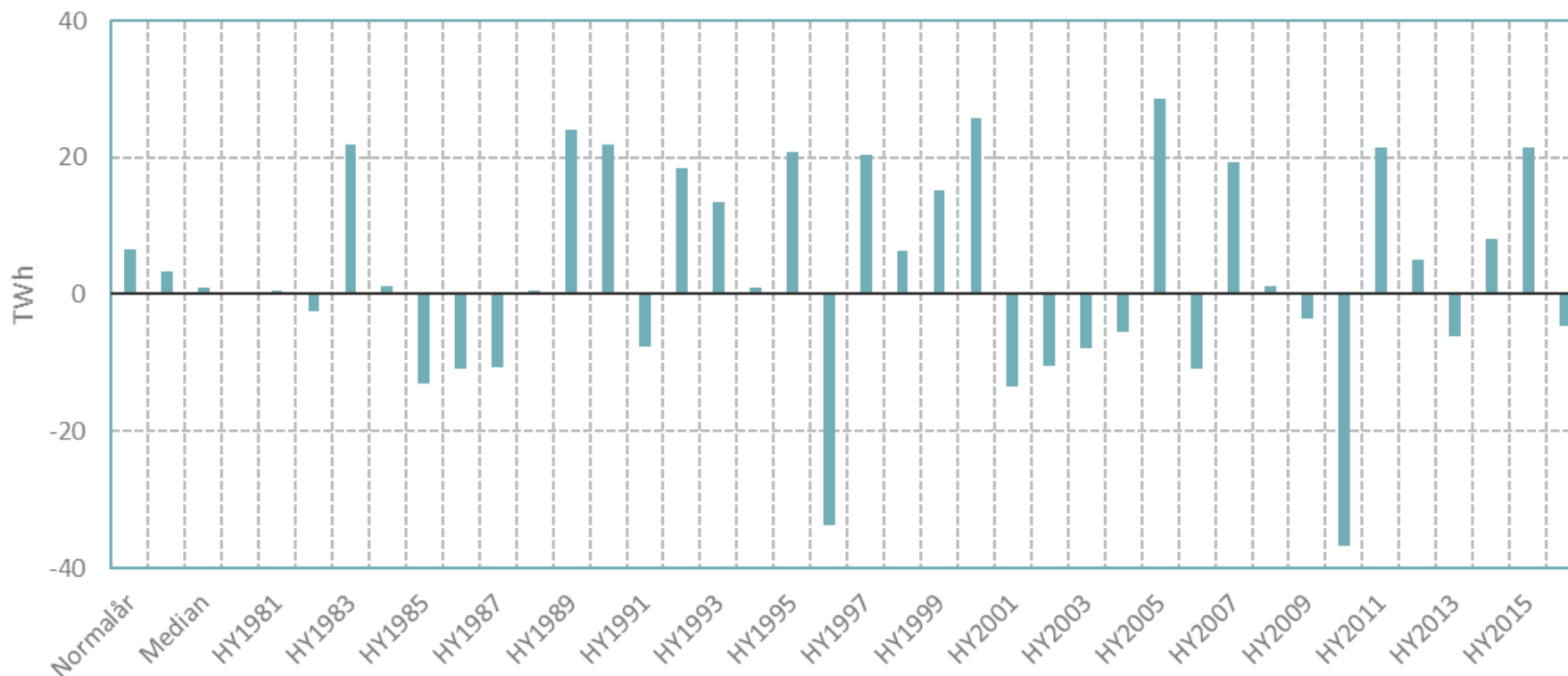


Det norske kraftsystemet er væravhengig og med innføring av nye uregulerbare produksjonsressurser som sol og vind har vi behov for fleksibilitet, slik som vannkraft med magasiner og forbruksfleksibilitet



Figur 3 Sesongprofil for kraftforbruk, vannkrafttilsig, vindkraft på land og solkraft i Norge i forhold til gjennomsnittet.

Estimert kraftbalanse i 2030 for ulike værår (2016-2021) – nedbørssituasjonen har stor innvirkning på om Norge har positiv eller negativ kraftbalanse. I THEMA's hovedscenario er kraftoverskuddet 7 TWh i 2030, som er lavere enn omtrent 15 TWh i 2022



Dersom 2030 blir like tørr og kald som 2010 må et (tilsigs) underskudd på 35 TWh dekkes vha.:

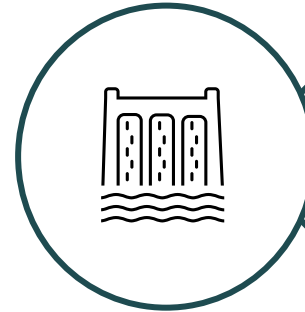
- Import via utenlandsforbindelser
- Flerårsmagasiner (opptil 21 TWh, 17 stk)
- Tilpasning av forbruk som følge av høyere priser (fleksibilitet hos sluttbrukerne husholdninger/næring/industri)

Det er behov for mer fleksibilitet i kraftsystemet for å håndtere utfordringene vi står overfor. Flexibilitet bidra å håndtere forskjellige utfordringer (se kapitel 5.3).



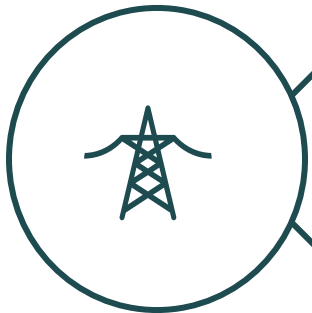
Energibalansen:

- Nok **energi** gjennom året, likevekt mellom energiproduksjon og -forbruk år for år



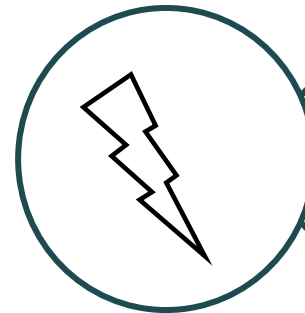
Effektbalansen:

- Nok effekt i topplasttimer (produksjon og nettkapasitet tilstrekkelig til å håndtere volum av samtidig forbruk)



Nettkapasitet:

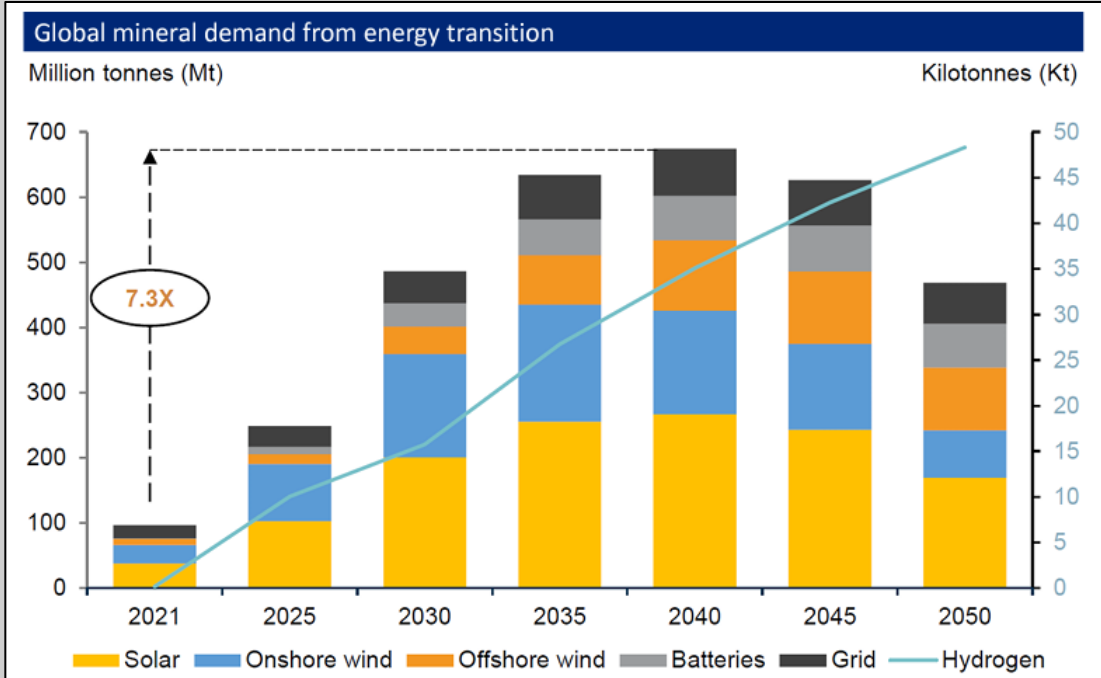
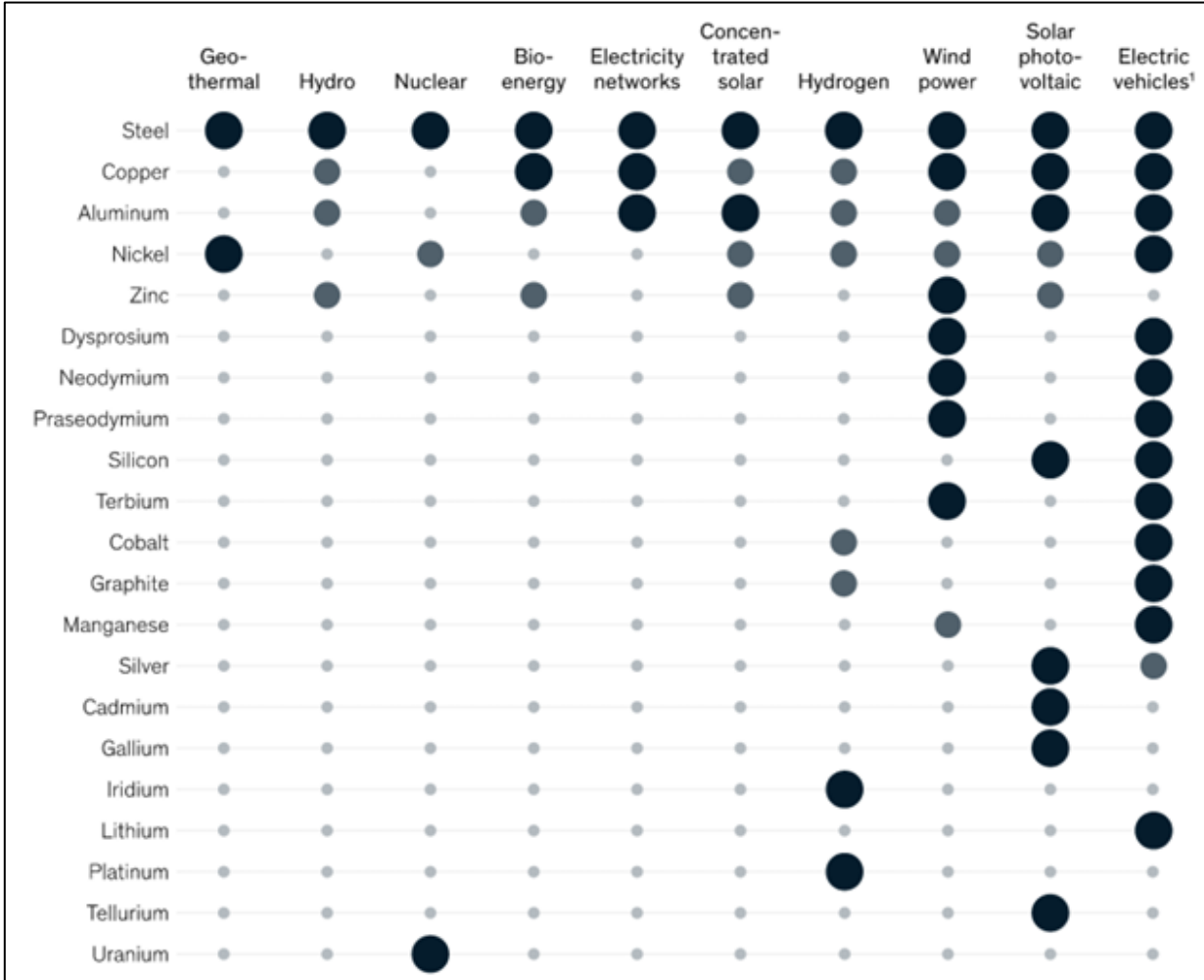
- Nok transportkapasitet i topplasttimene og nok redundans under feil



Systemstabilitet

- Stabil frekvens og spenning

Energiomstillingen er avhengig av nye teknologi og tilgang til råvarer og mineraler...



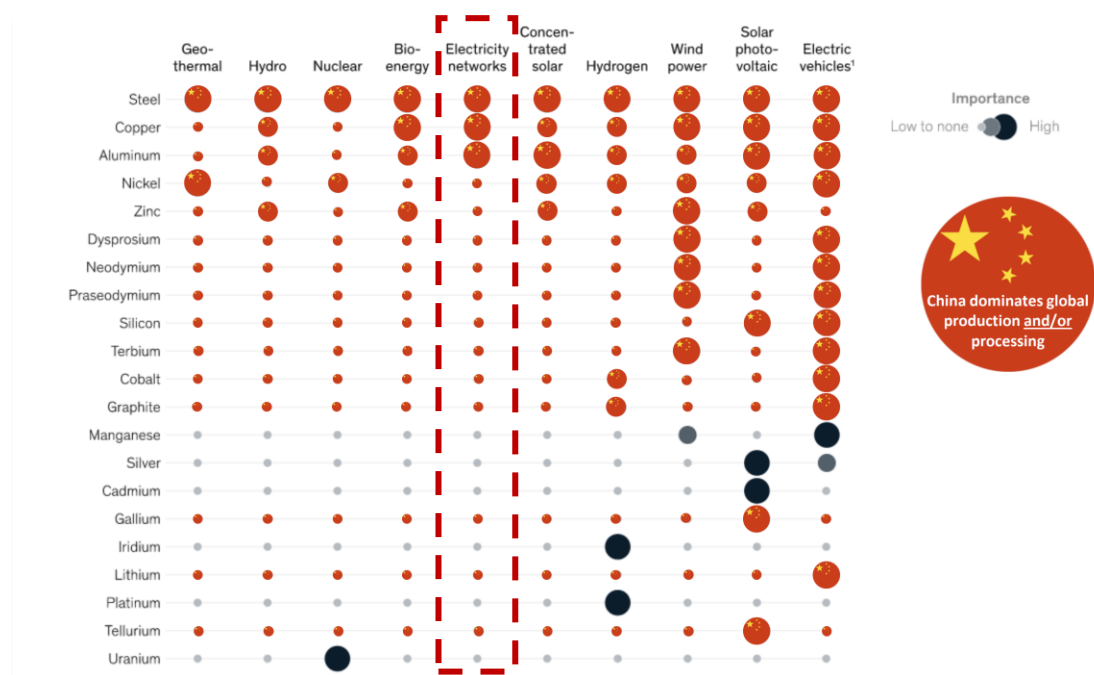
- Allerede i 2025 vil etterspørselen etter råvarer og mineraler øke med 2,5X sammenlignet med 2021
- De mest kritiske råvarene trengs for store havvindmøller og batterier.

I Norge og Europa kan trygg og forutsigbar tilgang på innsatsfaktorer og ferdige produkt bli en utfordring på veien mot lavutslippsamfunnet

Verdikjedene for fornybar teknologi som EV-batterier og solceller er sårbare og må diversifiseres

- Store skjevheter i verdikjeden for solceller → Vesten er avhengige av Kina for å nå sine klimamål:
 - Kina står i dag for 84 % av produksjonskapasiteten for solceller¹
 - Prognoser tilsier at Kina vil kontrollere 95 % av de viktigste produksjonstrinnene i fremtiden
- Den geopolitiske situasjonen fører til at flere verdikjeder er under press
 - For eksempel produserer Russland 20 % av verdens høy-renhets nikkell, en viktig innsatsfaktor i batterier til elbiler
- **Den anstrengte geopolitiske situasjonen, økende råvarepriser og flaskehalser i verdikjedene har satt fokus på behovet for å diversifisere og styrke verdikjedene for grønn teknologi**
 - EU har fokus på dette gjennom satsing på bl.a. batteri og solcelleproduksjon i Europa.

Kina kontrollerer enten produksjonen eller prosesseringen av det meste av innsatsfaktorene i fornybar teknologi¹



1. <https://research.sb1markets.no/DownloadFile.aspx?file=cb67d8d8c24d4407a7102a2364cd6702.pdf>
2. <https://www.iea.org/news/renewable-power-is-set-to-break-another-global-record-in-2022>
3. <https://www.iea.org/news/the-world-needs-more-diverse-solar-panel-supply-chains-to-ensure-a-secure-transition-to-net-zero-emissions>

1 Innføring i kraftsystemet

2 Status quo Trøndelag

2.1 Utslippskilder i regionen

2.2 Forbruk av energi i forskjellige sektorer

2.3 Produksjon av kraft og varme

2.4 Kapasitetsutfordringer i kraftnettet

3 Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag

4 Potensialer for ny produksjon

5 Energieffektivisering og fleksibilitet

6 Skatter og avgifter

7 Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter

8 Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

(2): Status quo Trøndelag

Etter at vi har diskutert generelle sammenhenger og beskrevet situasjonen i Norge diskuterer vi i dette kapitlet situasjonen i Trøndelag i dag. Vi ser på de største utslippskildene i Trøndelag, som samtidig utgjør det største potensialet for utslippsreduksjon. Vi kartlegger forbruk og produksjon av elektrisk kraft og varme og viser hvordan de utviklet seg historisk sett.

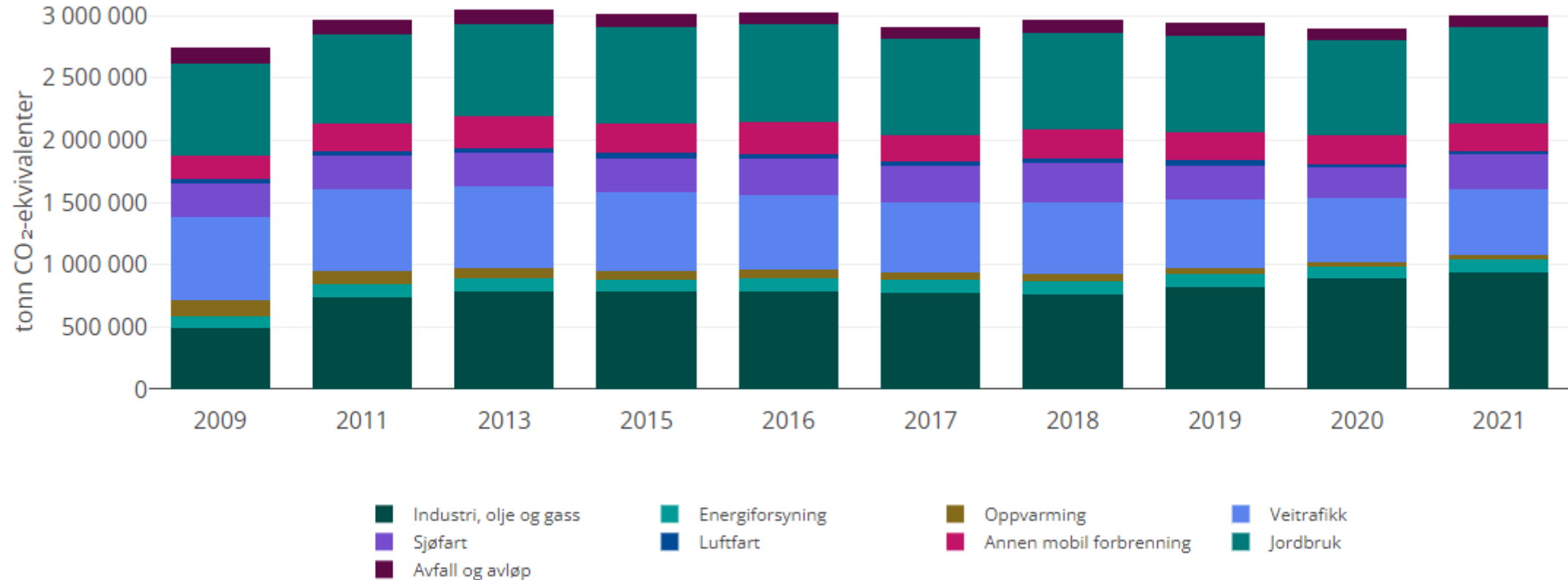
Forbruket er dominert av tre bykommuner (Trondheim, Steinkjer, Stjørdal) og tre industrikommuner (Levanger, Heim, Orkanger). Disse seks kommunene står for over 70% av elektrisitetsforbruket i hele Trøndelag. Dekarboniseringstiltakene og krafttetterspørselen (både energi og effekt) de utløser avhenger av prosessene. Vi ser nærmere på metallindustrien, fjernvarmeproduksjon, oppdrettsanlegg og landbasert og maritim transport.

Kraftbalansen har utviklet seg positivt i Trøndelag over de siste årene, særlig pga. utbygging av vindkraft. Siden 2020 har produksjonen av elektrisk kraft i regionen vært høyere enn forbruket. Men Trøndelag vil (igjen) bli et underskuddsområde dersom det ikke bygges ut ny kraft, noe som kan begrense utvikling av ny grønn industri (som også vil kreve mye elektrisk kraft) og dermed attraktive arbeidsplasser.

Nettkapasiteten i region Midt (som Trøndelag er en del av) er ikke like anspent som i mange andre områder i Norge. Allikevel finnes det noen flaskehalser i nettet og tilkoblingskapasiteten er begrenset. Både Statnett og Tensio har betydelige utbyggingsplaner for kraftnettet (se også kapittel 3).

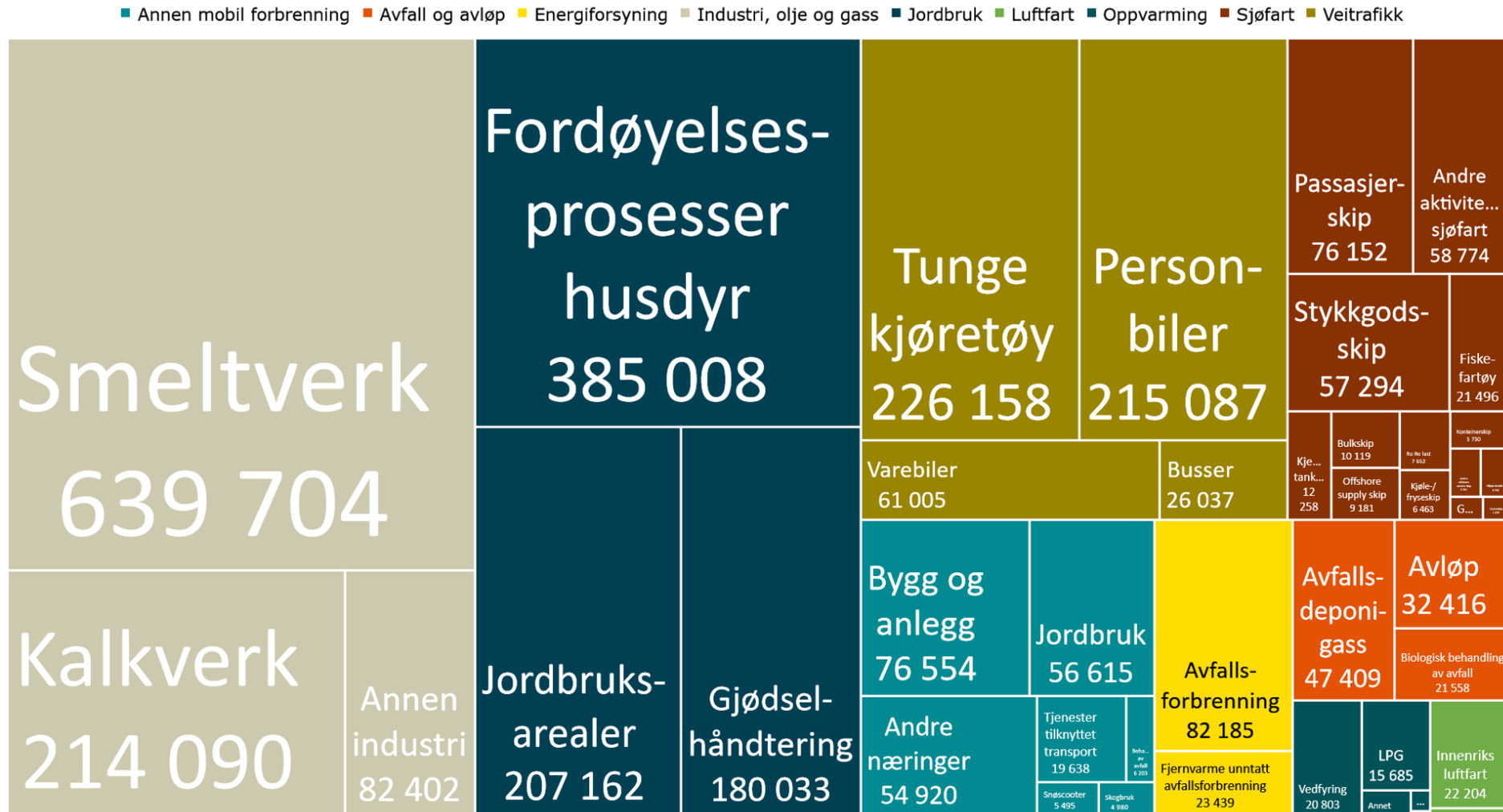
- 1** Innføring i kraftsystemet
- 2** Status quo Trøndelag
 - 2.1** Utslippskilder i regionen
 - 2.2** Forbruk av energi i forskjellige sektorer
 - 2.3** Produksjon av kraft og varme
 - 2.4** Kapasitetsutfordringer i kraftnettet
- 3** Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag
- 4** Potensialer for ny produksjon
- 5** Energieffektivisering og fleksibilitet
- 6** Skatter og avgifter
- 7** Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter
- 8** Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

Utslippene i Trøndelag hadde en svak nedgang fra 2016 mot 2020, men økte igjen i 2021



De største utslippene i Trøndelag kommer fra industrien, jordbruket og fra transport både på vei og sjø

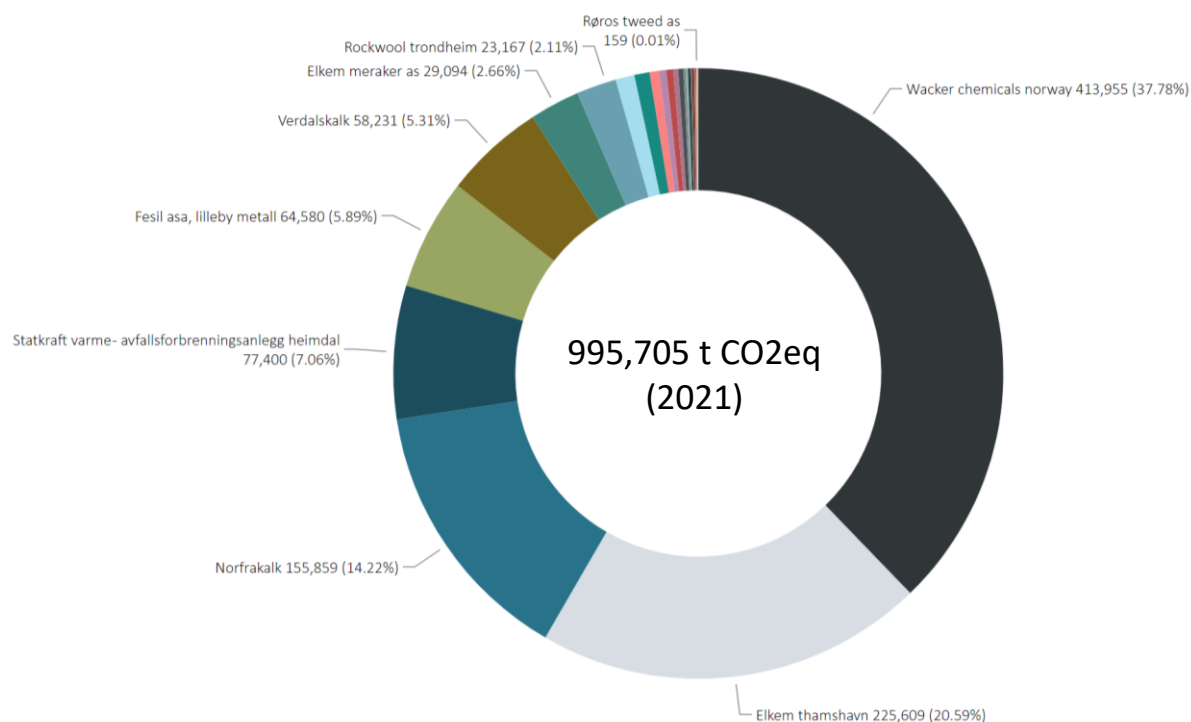
Klimagassutslipp (tonn CO2-ekv) i Trøndelag 2021 - Detaljert inndeling



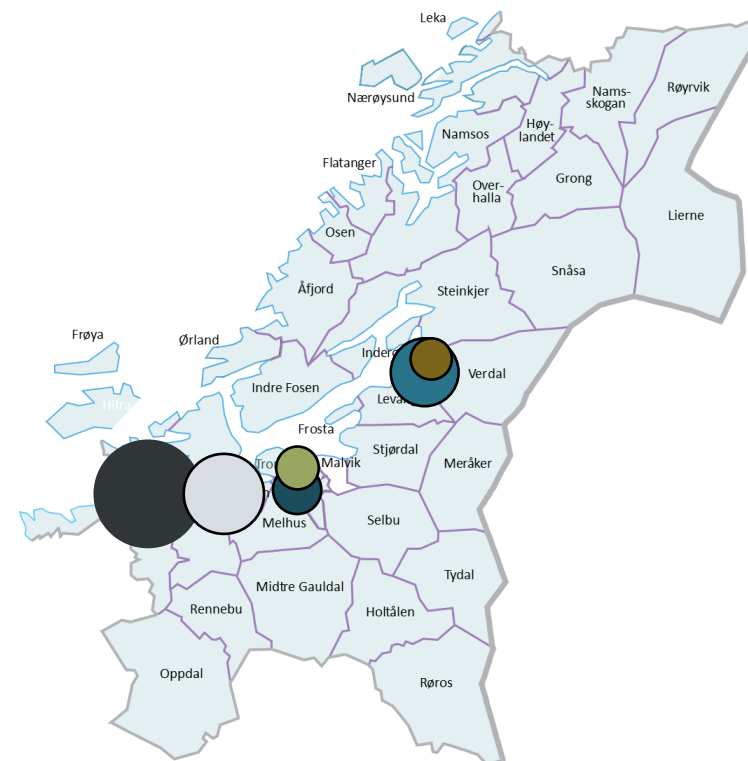
2.1 Utslippskilder i regionen

Seks bedrifter står for 91 % av utslipp fra industrien, som er 30% av totalutslippene i Trøndelag. Hvis utslippene skal renses og samles (CCS) vil det kreve økt kraftforbruk

Fordeling av utslipp fra trøndersk industri per bedrift

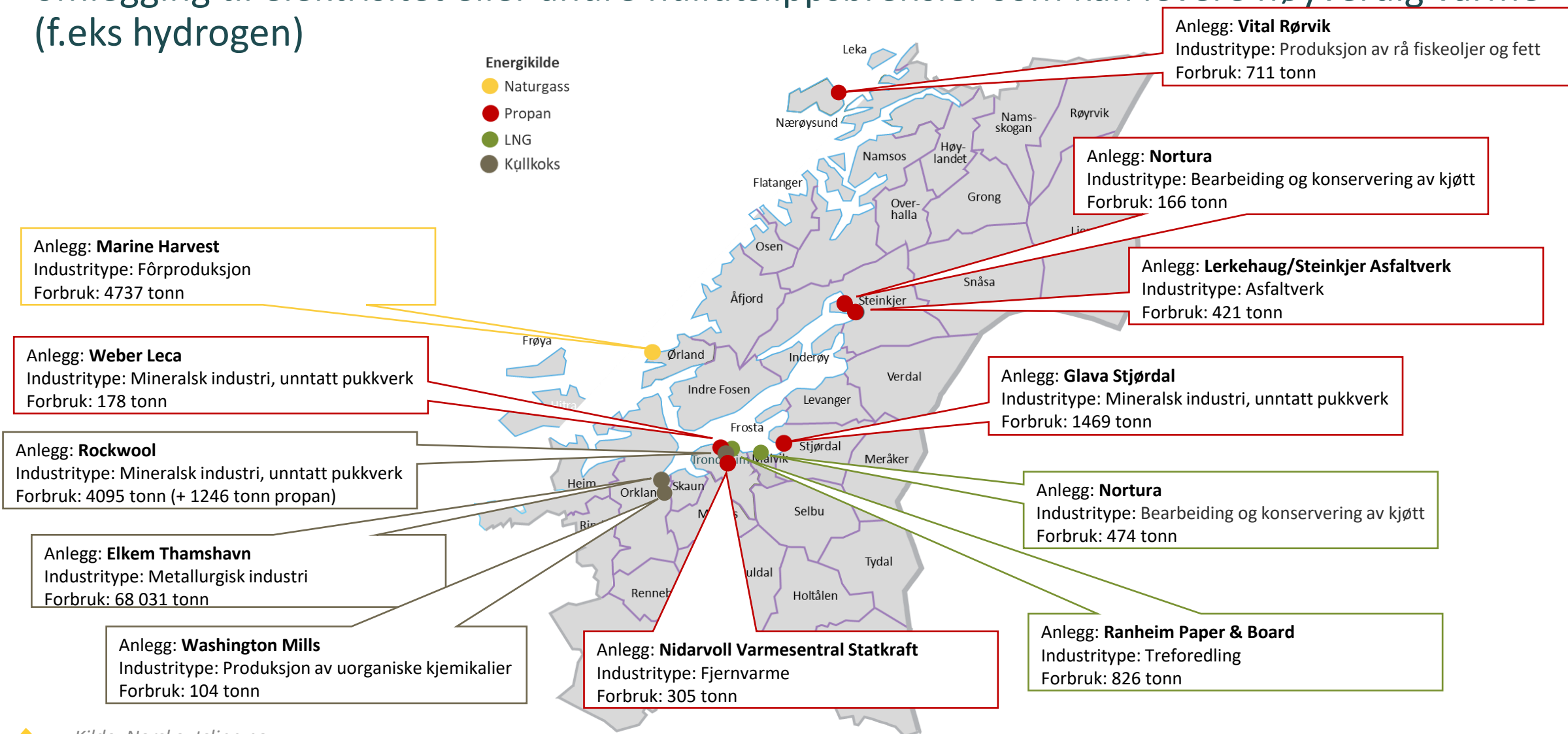


Kart over punktutslippene fra industribedrifter



Standard *post-combustion (rensing og oppsamling av CO₂)* krever ca. 4 GJ/ton CO₂, med potensiale for reduksjon til under 1 GJ/ton CO₂ gjennom teknologiutvikling. Avkarbonisering av smelte- og kalkverk og avfallsforbrenning med CCS ville da kreve mellom 0.2-1.2 TWh kraft.

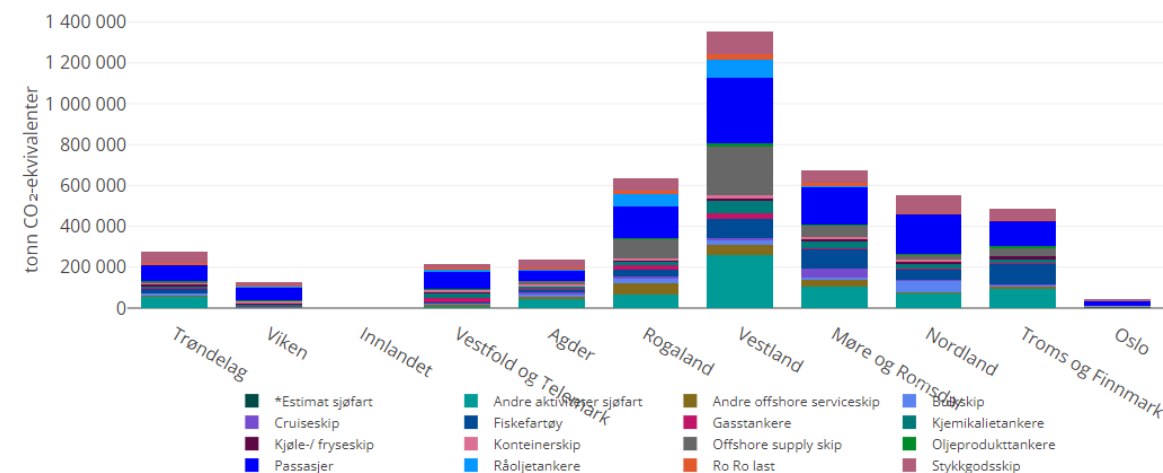
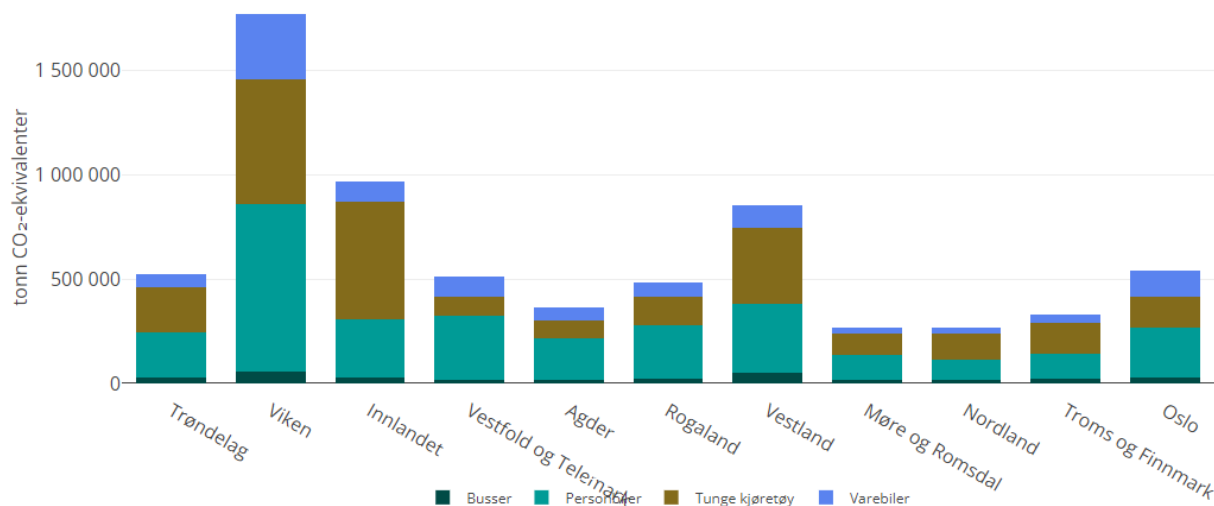
Flere industrianlegg i Trøndelag bruker i dag ulike fossile kilder. Behov for CO₂-fangst, omlegging til elektrisitet eller andre nullutslippsbrensler som kan levere høyverdig varme (f.eks hydrogen)



Veitrafikk og sjøtransport står til sammen for ca 800 000 t CO₂-ekvivalenter utslipp, tilsvarende 28% av utslippet i regionen

Trøndelag har utslipp til veitrafikk tilsvarende 7,6% av all veitrafikk i Norge.

Sjøtransport – Trøndelag står for 6% av samlede utslipp for sjøtransport av de norske fylkene



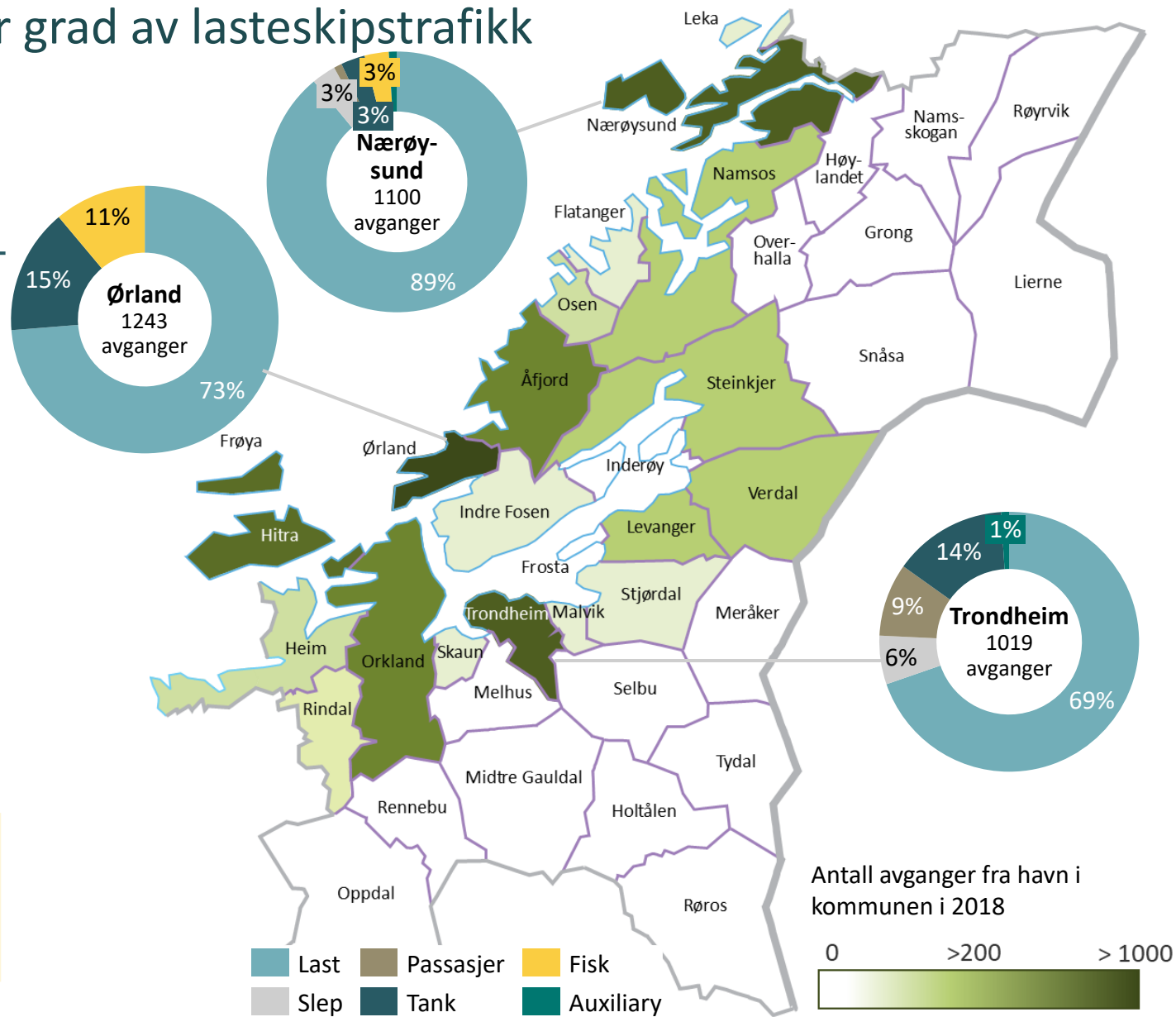
Skipstrafikken i Trøndelag består i stor grad av lasteskipstrafikk

Havnene med mest skipstrafikk befinner seg i Trondheim og i kommunene langs Trøndelagskysten

I Trøndelag som helhet, ble det gjort 6985 skipsreiser fordelt på 656 skip i 2018, hvorav

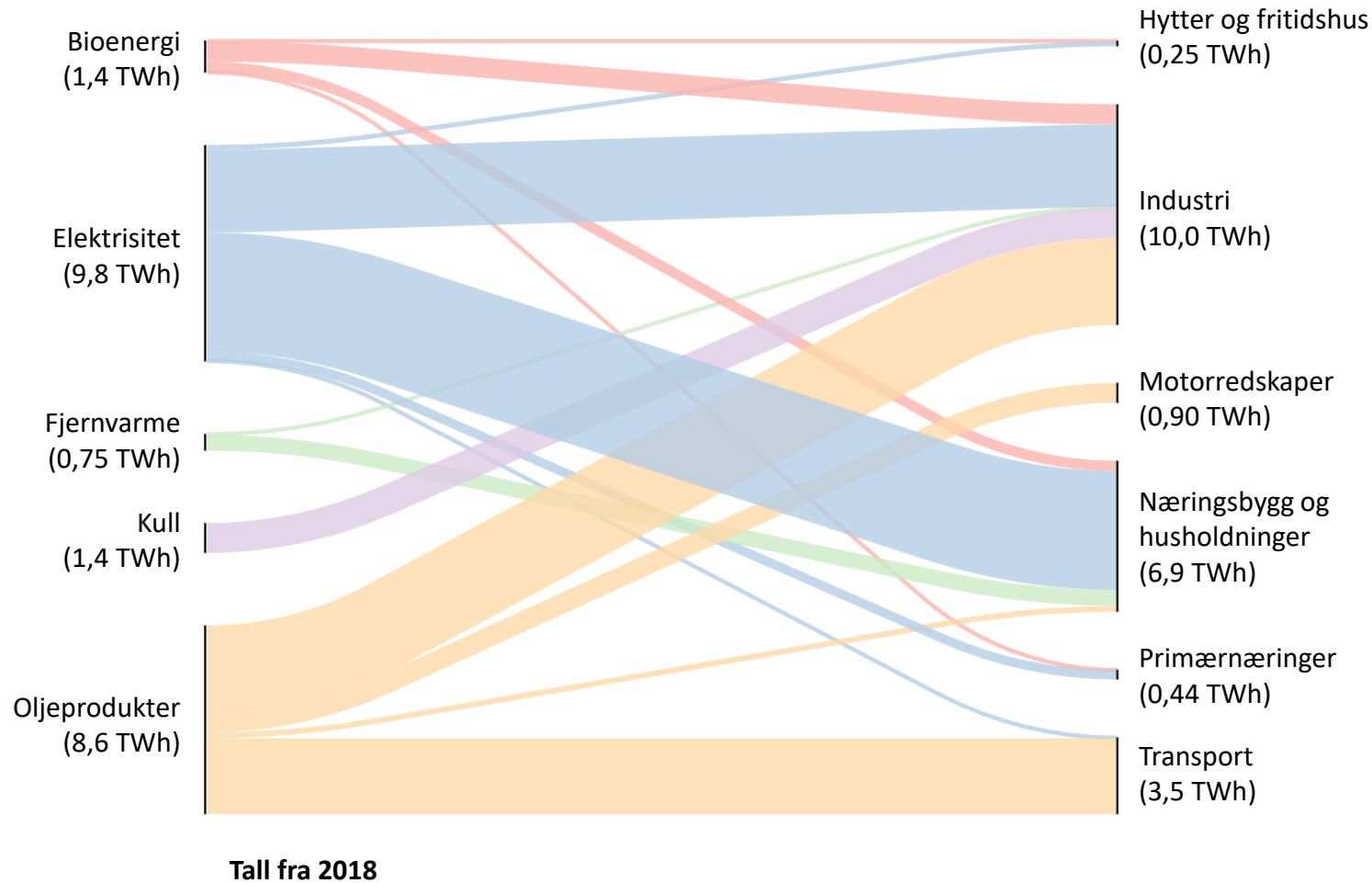
- 83% av reisene var med lasteskip,
- 7% med tankskip,
- 3% med slepebåt,
- 3% med fiskefartøy, og
- 2% med passasjerskip

Lasteskip omfatter en rekke underkategorier: Bulk carrier, Cable layer, Cement carrier, Container ship, General cargo ship, Live fish carrier, Offshore supply ship, Offshore tug/supply ship, Palletised cargo ship, Refrigerated cargo ship, Self discharging bulk carrier, Supply vessel og Annet

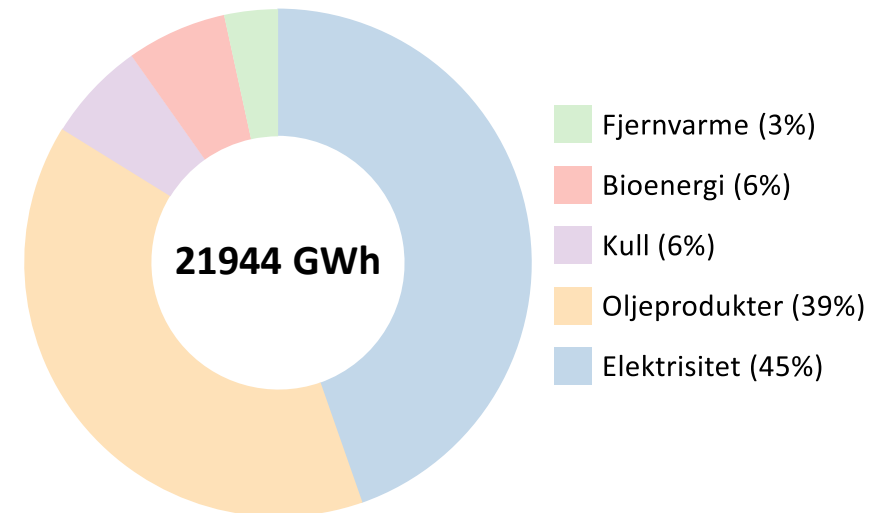


- 1** Innføring i kraftsystemet
- 2** Status quo Trøndelag
 - 2.1** Utslippskilder i regionen
 - 2.2** Forbruk av energi i forskjellige sektorer
 - 2.3** Produksjon av kraft og varme
 - 2.4** Kapasitetsutfordringer i kraftnettet
- 3** Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag
- 4** Potensialer for ny produksjon
- 5** Energieffektivisering og fleksibilitet
- 6** Skatter og avgifter
- 7** Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter
- 8** Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

I Trøndelag er de største energikildene elektrisitet og oljeprodukter, kull benyttes som innsatsfaktor i industrien



- Bruk av oljeprodukter og elektrisitet er omtrent jevnstore i Trøndelag
- Industri var den største forbrukeren totalt, på tvers av alle energikildene, men næringsbygg og husholdninger brukte mest elektrisitet.

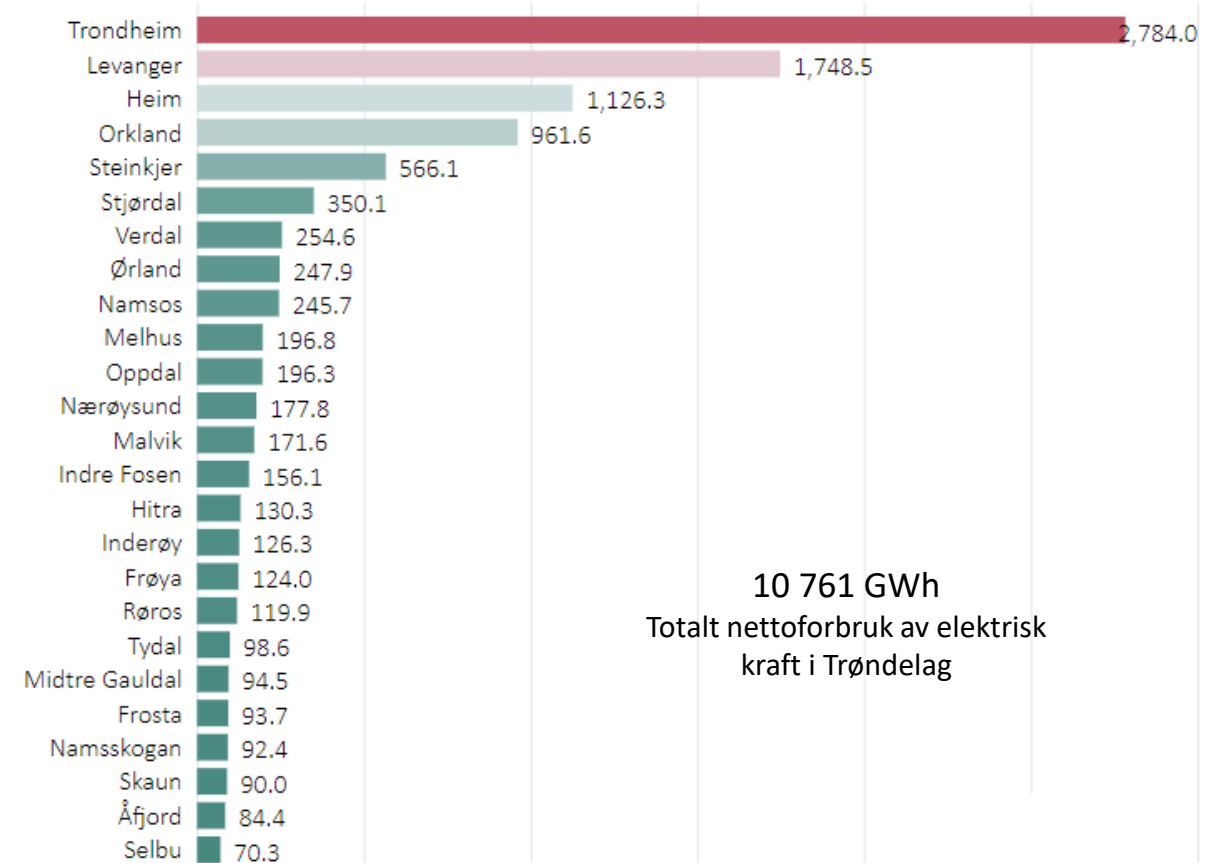


Bykommunene har høyt totalt forbruk av elektrisitet, men lave forbruk per innbygger

Trondheim har størst forbruk totalt, Steinkjer og Stjørdal er også blant de største forbrukerne

- Sammen med de tre industrikommunene Levanger, Orkland og Heim, er Trondheim, Steinkjer og Stjørdal de største forbrukerne av elektrisitet i Trøndelag. Men i bykommunene er forbruket mye lavere per innbygger: Henholdsvis 13,23 MWh, 23,58 MWh og 14,42 MWh per innbygger mot snittet på 22,70 MWh.
- Trondheim har størst forbruk av både elektrisk kraft og varme. Varmen er hovedsakelig gjenvunnet varme, men det er også økende bruk av fleksibel elektrisitet og minkende bruk av fossilt. Trondheim har også tredje største økning i forbruk i fylket i perioden 2010-2022.
- Nesten 99% av varmen brukt i Stjørdal kommer fra bioenergi. Det ble satt i gang en overgang i kommunen på tidlig 2010-tallet fra hovedsakelig omgivelsesvarme og fossilt over til bioenergi.
- Steinkjer har høyere forbruk av elektrisitet per innbygger enn Trondheim og Stjørdal. De bruker mer elektrisitet på industri enn Stjørdal, men de to kommunene har tilsvarende befolkning.

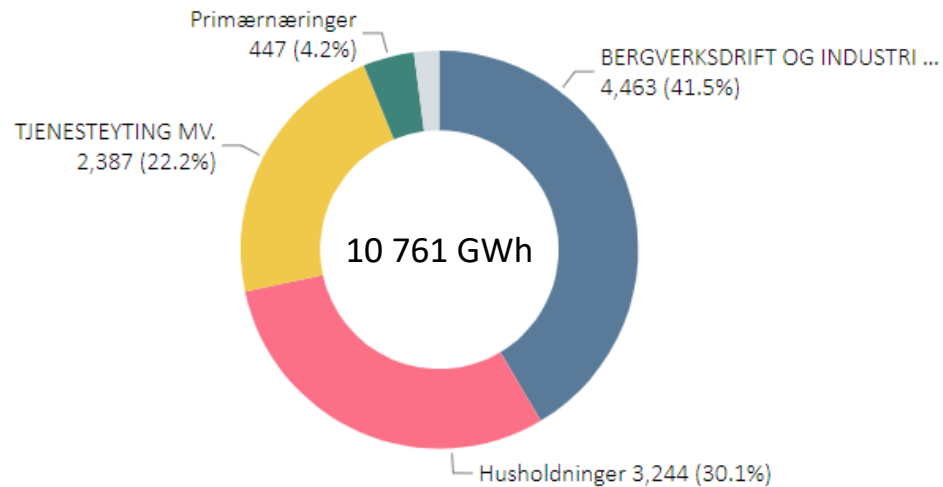
Nettoforbruk av elektrisk kraft (GWh) per kommune i 2022 (topp 25)



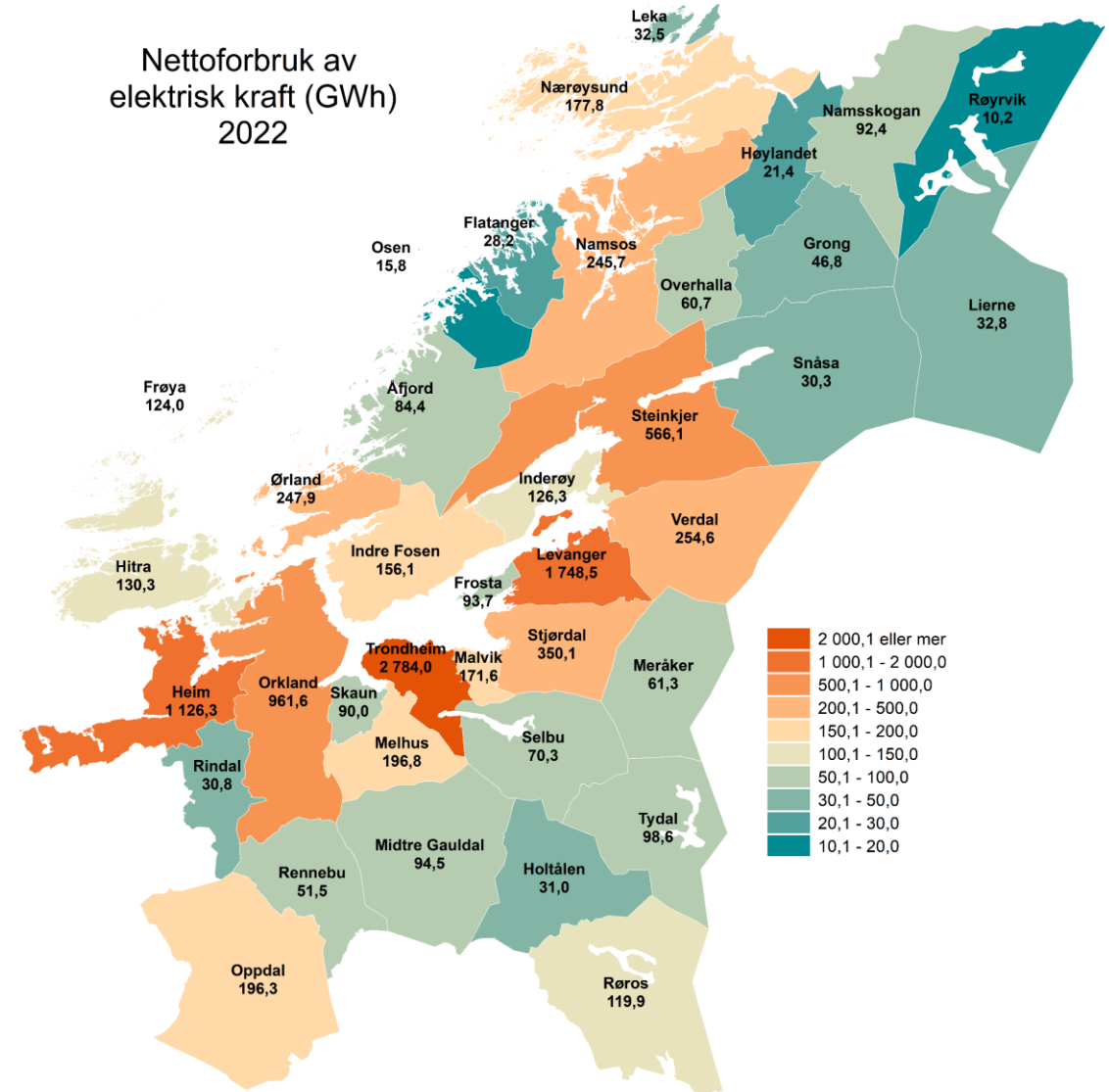
Over 40 % av elektrisitetsforbruket i Trøndelag er i industribedrifter

- Nettoforbruket av elektrisitet i Trøndelag i 2022 var 10 761 GWh.
- Bergverksdrift og industrien er de største forbrukerne av elektrisitet, etterfulgt av husholdninger.
- Trondheim og industrikommuner som f.eks. Heim og Orkland bruker mest elektrisitet.

Nettoforbruk av elektrisk kraft (GWh) i Trøndelag i 2022 fordelt på forbruksgruppe



Nettoforbruk av elektrisk kraft (GWh) 2022

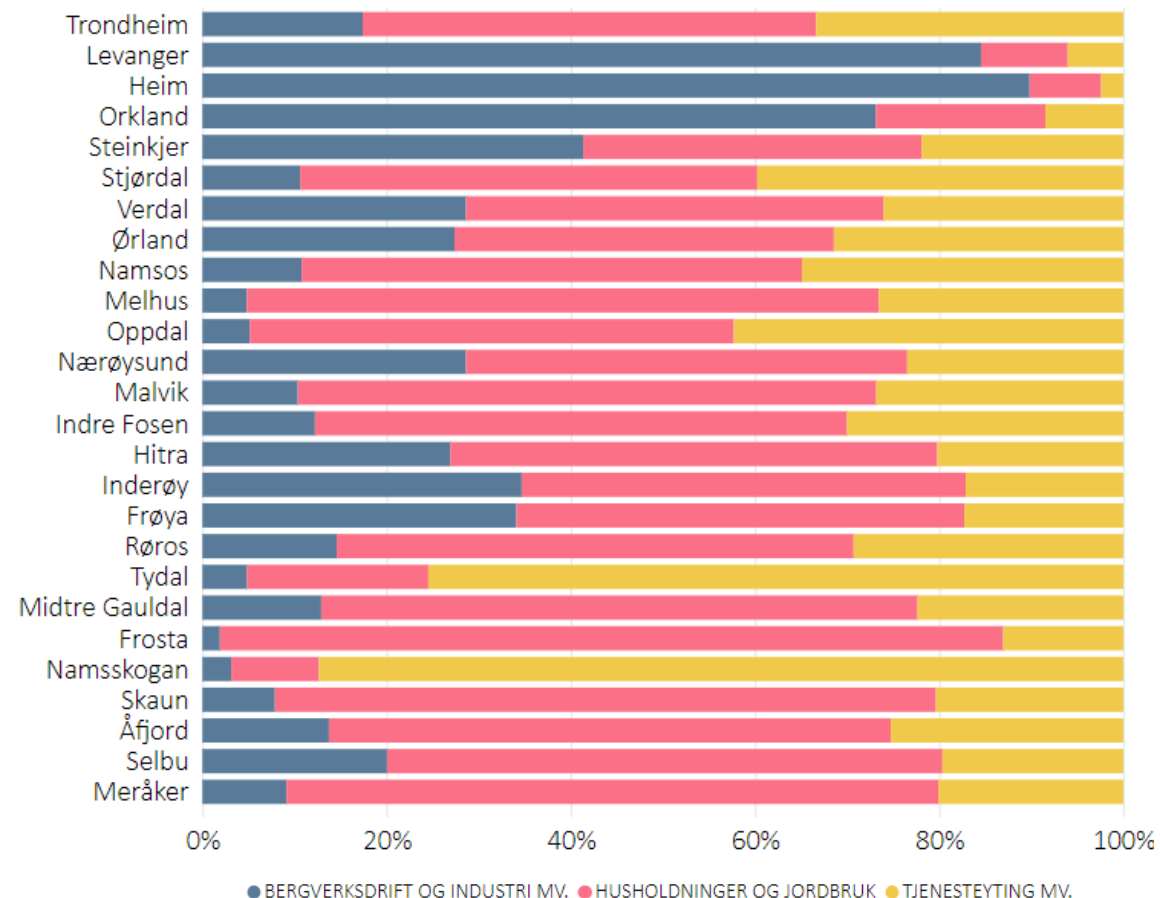


Levanger, Heim og Orkland har særlig stort elektrisitetsforbruk på grunn av industrien i disse kommunene

Levanger, Heim og Orkland er blant de kommunene i Trøndelag med høyest forbruk av elektrisitet

- Levanger, Heim og Orkland har de største nettoforbrukene av elektrisk kraft i Trøndelag etter Trondheim, med henholdsvis 1748,5 GWh, 1126,3 GWh og 961,6 GWh, mot snittet i Trøndelag på 238,2 GWh.
- Disse tre kommunene bruker i snitt nesten 80 % av sin elektriske kraft på industri, og det er dette som gjør at kommunene har så høye forbruksvolum. Det er særlig noen store virksomheter som er energikrevende, som for eksempel *Elkem Thamshavn* i Orkland (smelteverk), *Norske Skog Skogn* i Levanger (papirfabrikk) og *Wacker Chemicals* i Heim (smelteverk).
- De største energikildene i alle tre kommuner er elektrisitet og oljeprodukter.
- Det er et økende forbruk av elektrisitet i Heim og Levanger, og som er de to kommunene med størst økning i perioden 2010-2022. Økningen var størst i Heim, der det økte med 413,8 GWh. I Orkland derimot sank forbruket med 35,3 GWh, den største reduksjonen av alle kommunene i Trøndelag.

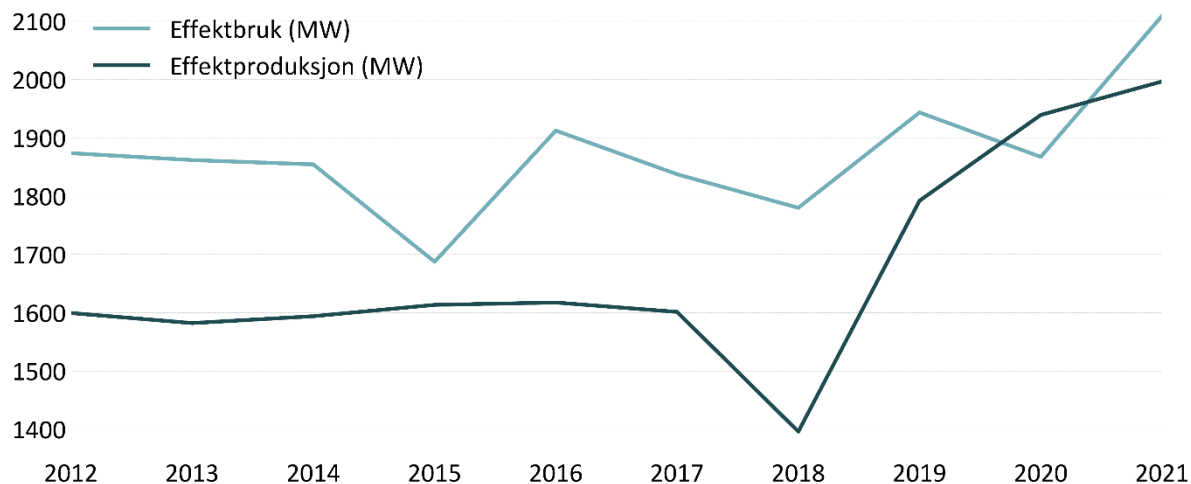
Nettoforbruk av elektrisk kraft (GWh) per kommune i 2022 fordelt på sektor (alle kommuner er ikke vist)



- 1** Innføring i kraftsystemet
- 2** Status quo Trøndelag
 - 2.1** Utslippskilder i regionen
 - 2.2** Forbruk av energi i forskjellige sektorer
 - 2.3** Produksjon av kraft og varme
 - 2.4** Kapasitetsutfordringer i kraftnettet
- 3** Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag
- 4** Potensialer for ny produksjon
- 5** Energieffektivisering og fleksibilitet
- 6** Skatter og avgifter
- 7** Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter
- 8** Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

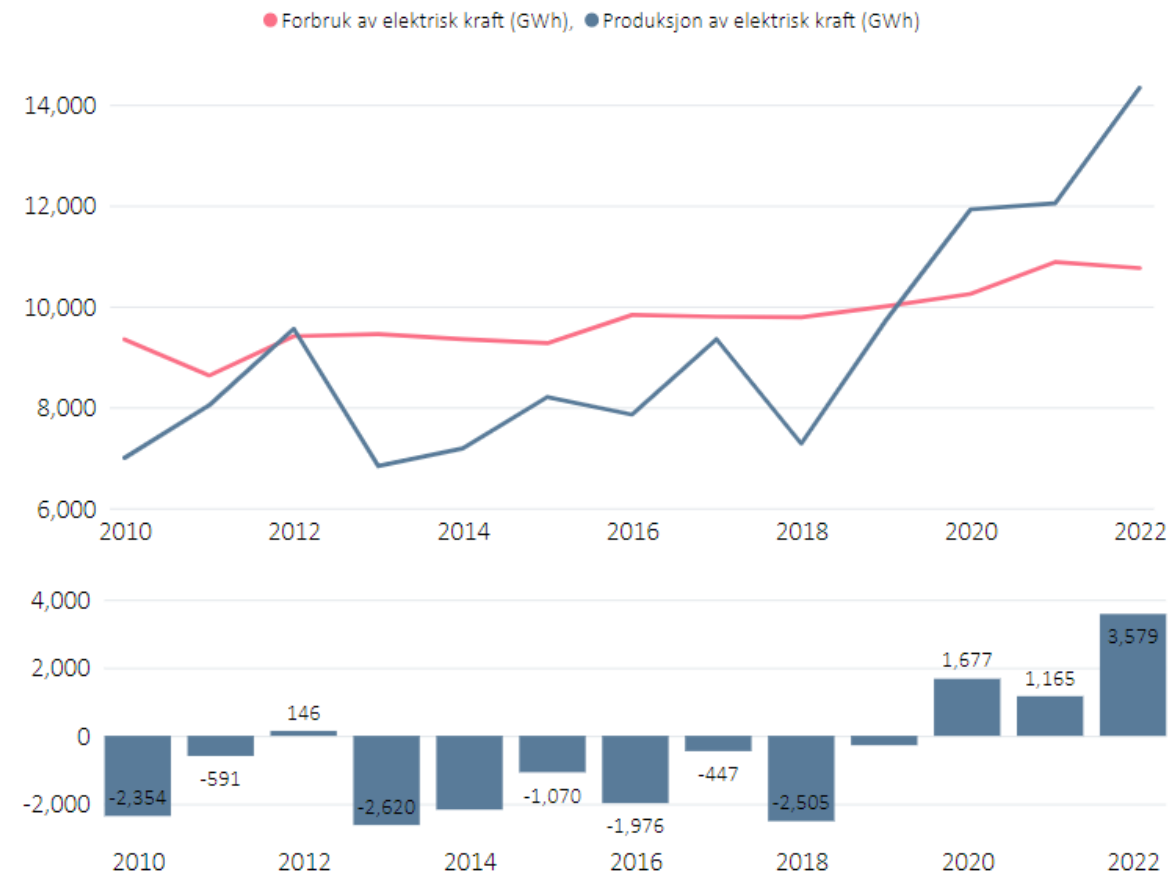
Trøndelag hadde negativ kraft- og effektbalanse i nesten alle år på 2010-tallet

Produksjon og forbruk av effekt (MW) i Trøndelag i perioden 2012-2021



- Etter et tiår med underskudd har Trøndelag etablert et kraftoverskudd fra og med 2020. I 2022 var kraftoverskuddet på over 3.5 TWh.
- Effektbalansen var fortsatt negativ i 2021 (2022-tall var ikke tilgjengelig per juni 2023).

Produksjon og forbruk av elektrisk kraft (GWh) i Trøndelag i perioden 2010-2022



Hva forårsaket underskuddet i Midt-Norge på 2010-tallet?

Ansپent kraftsituasjonen på 2010-tallet...

I 2010 var situasjonen i Midt-Norge svært ansپent, da regionen hadde et kraftunderskudd og et kaldt år bidro til bekymringer om rasjonering.

I perioden før dette ble det bygget ut kraftkrevende industri og begynt med elektrifisering av sokkelen – utbygging av produksjon holdt ikke tritt, derfor ble det underskudd.

... blant annet på grunn av store utbygginger innen industrien

Hydro i Sunndal ble oppgradert i perioden 2000-2004: Metallverket ble modernisert og produksjonen ble utvidet.

- Etter moderniseringen i 2004 økte strømforbruket fra ca. 2,5 TWh til 5,5 TWh i 2008. Halvparten av denne energien ble da produsert i Sunndal mens resten måtte importeres fra ellers i landet.
- Hydro Sunndal verk sto i 2007 alene for nesten 4 % av Norges totale elektrisitetsforbruk.

Gassfeltet Ormen Lange har vært i drift siden 2007 og har siden start vært forsynt med kraft fra land. Fra start har kapasiteten økt litt etter litt.

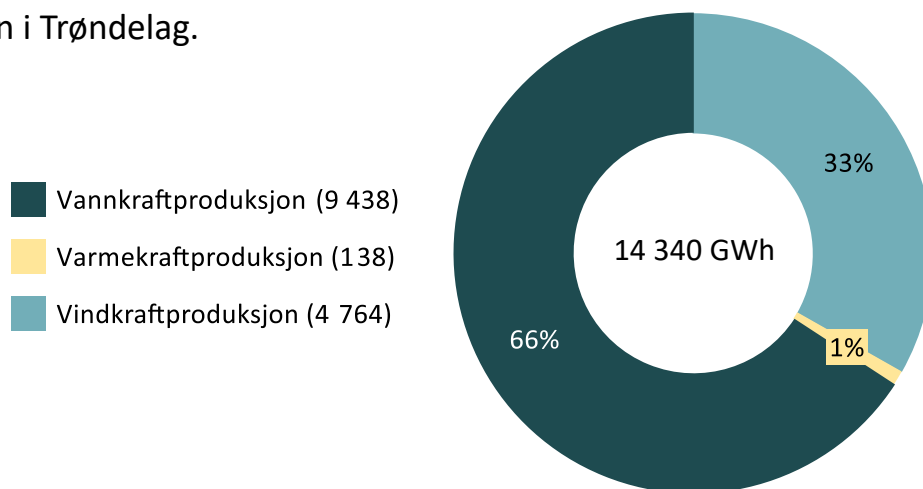
- Siden 2008 har kraftforbruket i regionen økt med 1 TWh på grunn av Ormen Lange.
- Feltet er nå i Elektrifisering fase 3: Det bygges nytt havbunnskompresjonssystem, som vil gi ytterligere forbruksøkning av elektrisitet.

Utbygging av vindkraft gjorde at det igjen ble et kraftoverskudd i regionen

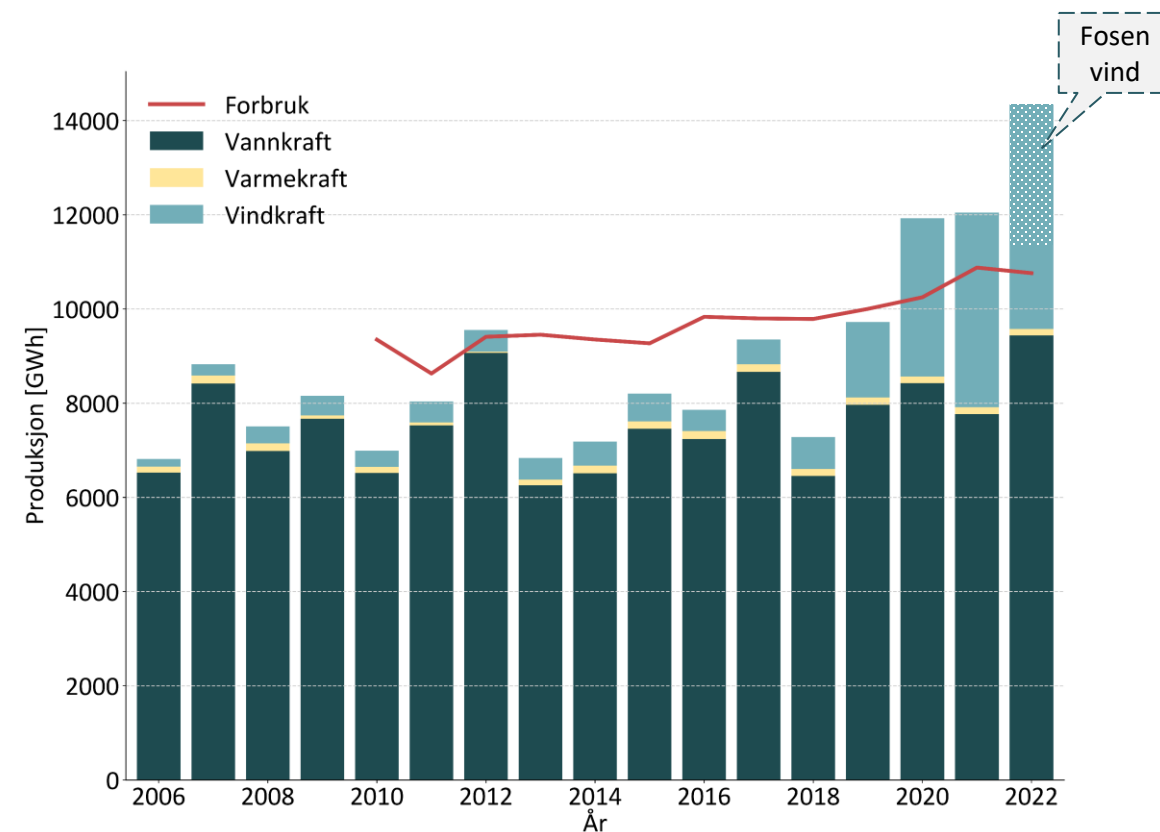
Økt utbygging av vindkraft endret kraftsituasjonen i Trøndelag

- 10 år senere er situasjonen en helt annen: Regionen har overskudd, og vi ser lave priser relativt til mange andre deler av landet
- Avgjørende for endringen i kraftbalansen i Trøndelag var utbyggingen av vindkraft, som opplevde en sterk vekst mot slutten av tiåret.
- De fem vindparkene til Fosen Vind, som sto ferdig i 2020, bidrar med rundt 2600 GWh i året. Det utgjør nesten 20 % av den totale produksjonen i Trøndelag.

Bruttoproduksjon av elektrisk kraft (GWh) i Trøndelag i 2022 fordelt på produksjonsform:



Kraftproduksjon i Trøndelag i perioden 2006-2022

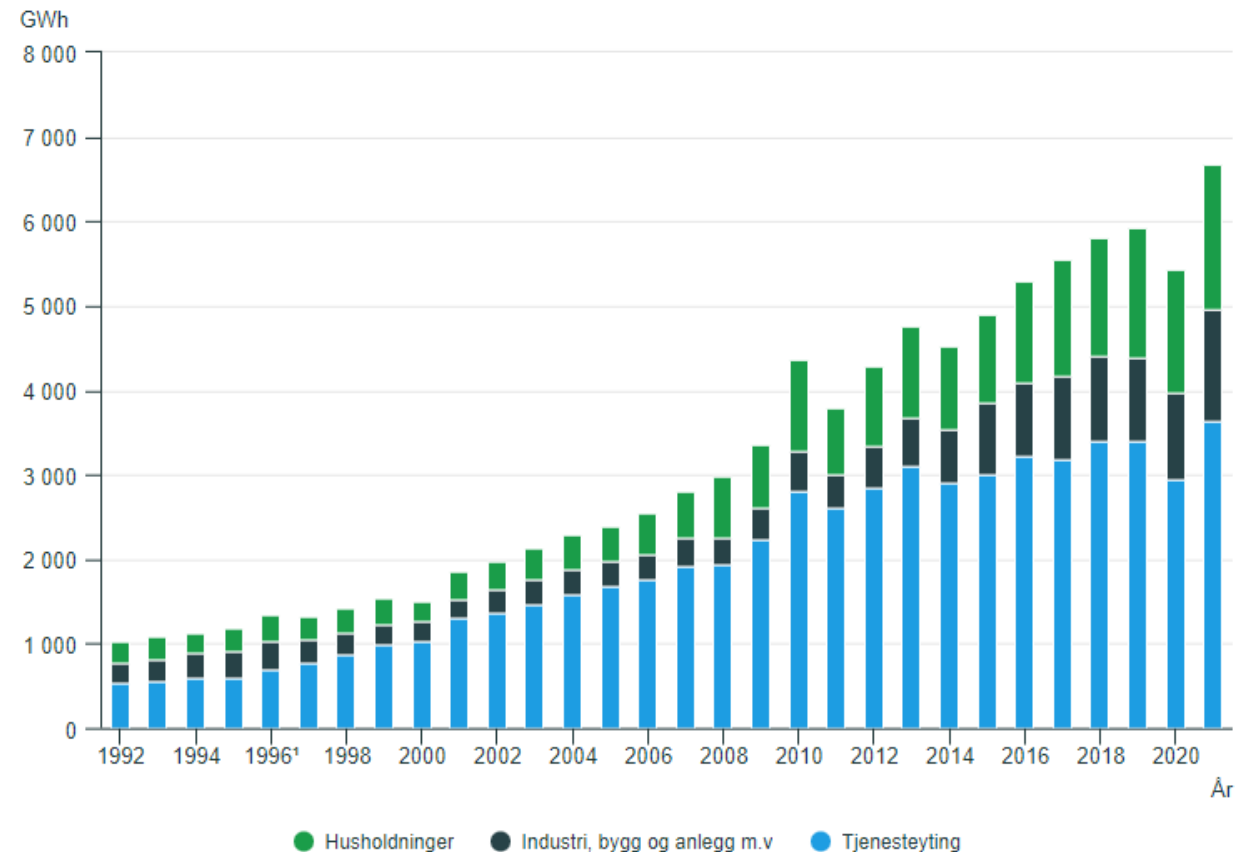


Forbruk av fjernvarme i Norge har hatt en stødig økning de siste 20 årene men ligger fortsatt under 5% av forbruket av elektrisk kraft

Forbruk av fjernvarme i Norge og Trøndelag

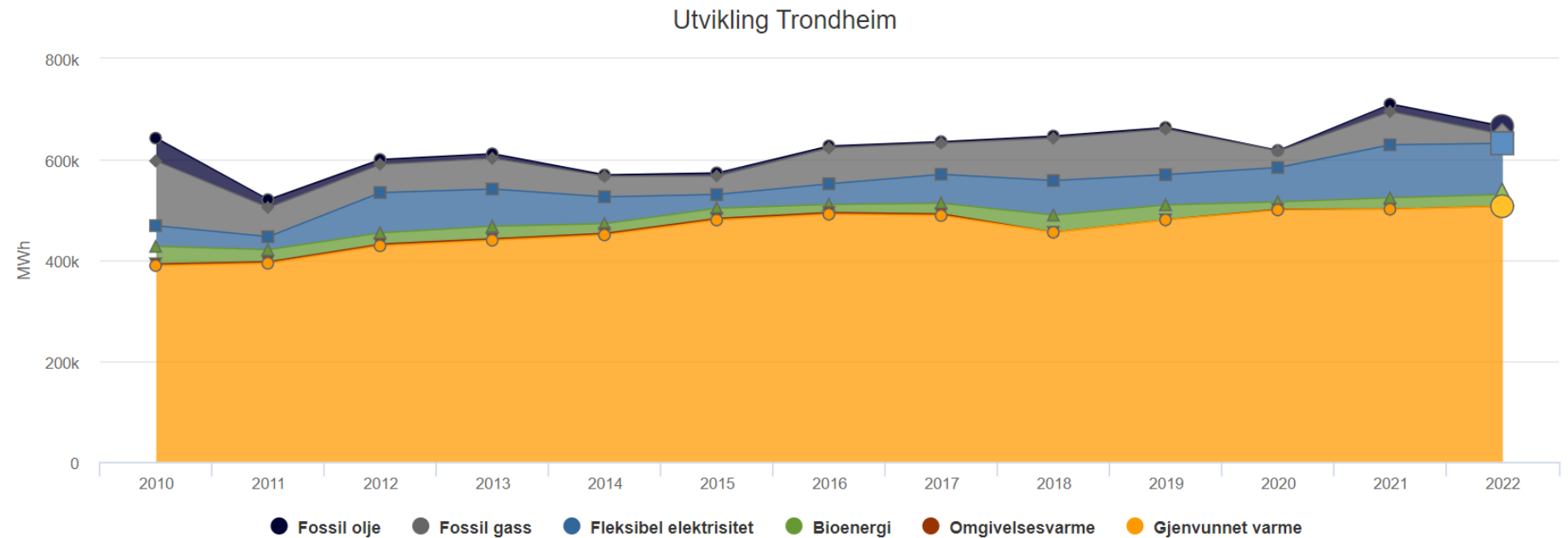
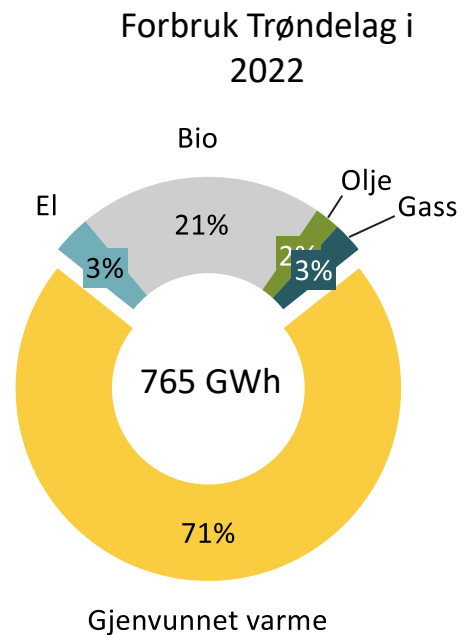
- Fjernvarme er relativt lite utbredt i Norge sammenlignet med andre land (jfr. kapittel 1.2).
- Totalt forbruk av fjernvarme var i 2021 6 670 GWh tilsvarende i underkant av 5% av forbruket av elektrisk kraft.
- I Trøndelag var forbruket på 765 GWh eller 7% av forbruket av elektrisk kraft i regionen. Fjernvarme spiller dermed en litt større rolle enn på nasjonal basis.
- Fjernvarme utgjør ca. 3% av energibruken i husholdninger og 11% i tjenesteytende næringer.

Utviklingen av fjernvarmeforbruk i Norge i perioden 1992-2021



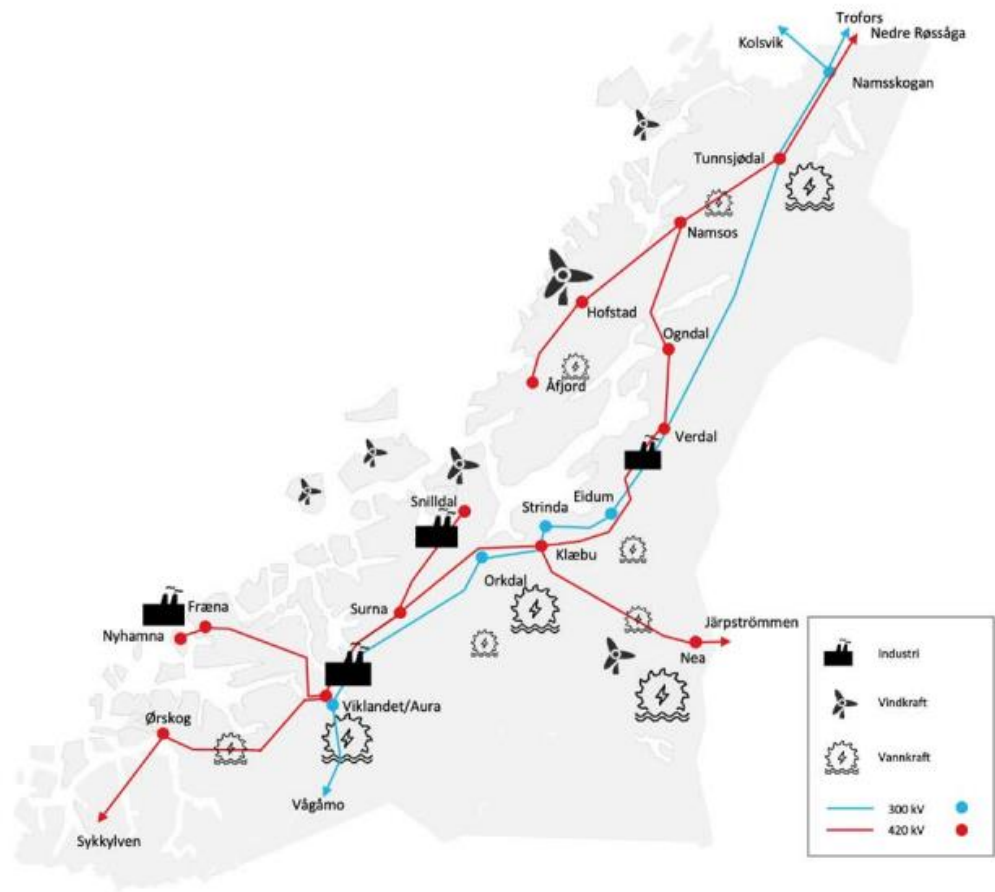
Fjernvarmeproduksjon i Trøndelag, totalt 765 GWh hvorav 666 GWh leveres i Trondheim

Kun 5 % av fjernvarmeproduksjonen er basert på fossile brenslere (olje og gass). Hovedandelen (71%) er produsert fra gjenvunnet varme (avfallsforbrenning og spillvarme fra industrien).



- 1** Innføring i kraftsystemet
- 2** Status quo Trøndelag
 - 2.1** Utslippskilder i regionen
 - 2.2** Forbruk av energi i forskjellige sektorer
 - 2.3** Produksjon av kraft og varme
 - 2.4** Kapasitetsutfordringer i kraftnettet
- 3** Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag
- 4** Potensialer for ny produksjon
- 5** Energieffektivisering og fleksibilitet
- 6** Skatter og avgifter
- 7** Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter
- 8** Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

Det er større effektforbruk enn tilgjengelig effekt i området. Underskuddet kan i dag dekkes av god kapasitet i transmisjonsnettet inn til regionen, men...



Figur 2. Dagens transmisjonsnett med større industri og produksjon.

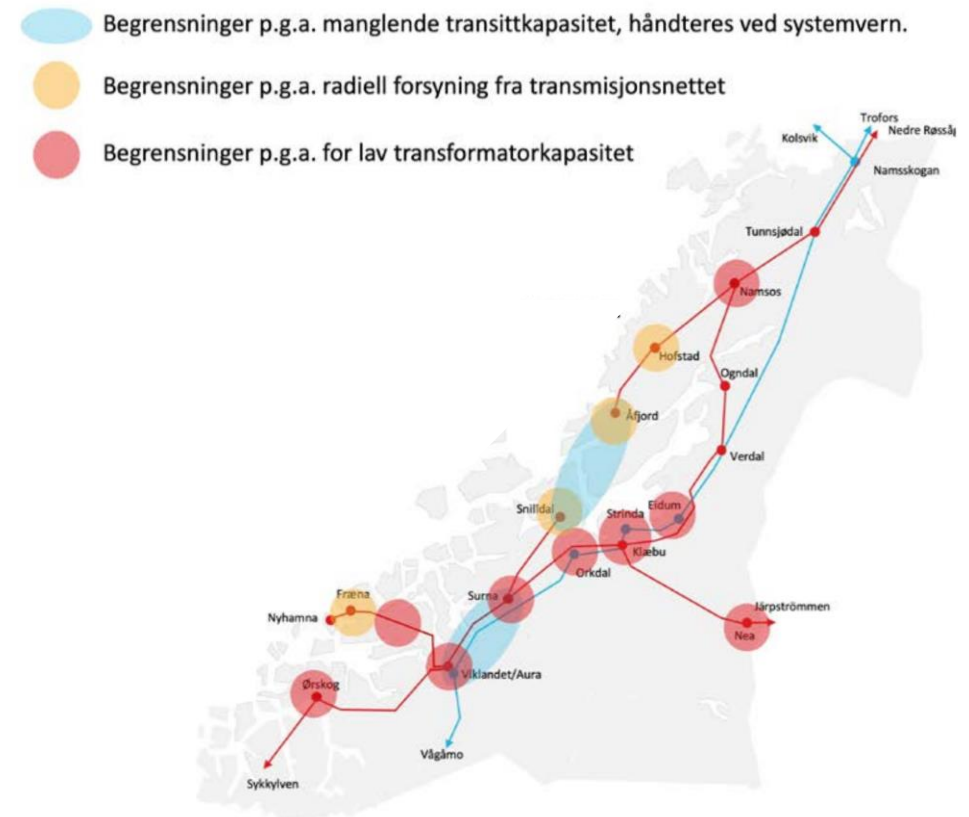
- Det meste av forbruket i området er lokalisert i sør, med stort alminnelig forbruk i Trondheim by og stort industriforbruk på ulike steder sør i regionen.
- Industriforbruket er dominert av fem større forbrukspunkt: Sunndalsøra, Nyhamna, Orkanger, Hemne/Tjeldbergodden og Verdal/Skogn.
- Hydro Aluminium, Sunndalsøra, har landets største enkeltforbruk med over 700 MW.
- I tillegg har vi omkring 700 MW alminnelig forbruk i Trondheim by.
- Forbruket i industrien er jevnt gjennom året, uavhengig av utetemperaturer og oppvarmingsbehov. Med 1 400 MW står industriforbruket for om lag 40 % av effektforbruket i periodene med høyest forbruk.

... muligheter for forbruksvekst er begrenset av nettkapasitet flere steder i regionen.

Noen regioner har kapasitetsutfordringer allerede i dag

- Per nå er det begrensninger for overføring av kraft i nesten hele området.
- Det mangler 420 kV forbindelser flere steder i området: Det trengs tosidig forbindelse mot Romsdhalvøya og mer enn én 20 kV-ledning gjennom hele regionen. Mangelen på forbindelser gjør at det blir begrensninger på forbruk og produksjon i regionen for å unngå overbelastning.
- For å kunne ha forbruksvekst må også transformeringskapasitet ved flere av regionens stasjoner økes. Overgang til 420 kV kapasitet på stasjonene vil ta tid. Alle stasjoner i området planlegges oppgradert til 420 kV innen 2040.

Dagens begrensninger i kraftnettet



- 1 Innføring i kraftsystemet
- 2 Status quo Trøndelag
- 3 Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag
 - 3.1 Strømpriser i Trøndelag (NO3) frem mot 2050
 - 3.2 Forbruket øker frem mot 2050 med utbygging av industri og elektrifisering
 - 3.3 Planer for nettutbygging for å øke kapasitet
- 4 Potensialer for ny produksjon
- 5 Energieffektivisering og fleksibilitet
- 6 Skatter og avgifter
- 7 Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter
- 8 Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

(3): Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag

Politisk usikkerhet i EU og trøbbel med gassforsyning samt en uvanlig kald vinter ga høye kraftpriser i Norge (og EU) vinteren 2022/2023. Som følge av økte priser sank forbruket i 2022, men det forventes fortsatt at det vil øke fremover mot 2050 etter hvert som elektrifisering blir mer omfattende for å nå Norges klimamål.

I tillegg var det i fjor store prisforskjeller i Norge pga. flaskehals i nettet og uvanlig vått vær i nord / tørt i sør. Det forventes at prisforskjellene går ned, på noe sikt, som følge av reduserte flaskehals. Prisene i Trøndelag vil også bli påvirket av utviklingen i Nord-Sverige, siden prisområdene i Nord- og Midt-Norge er tett koblet til områdene i Nord-Sverige. Med innfasing av ny vind- og solkraftproduksjon vil energisystemet bli enda mer væravhengig og kraftprisvariasjonene vil øke på ulike tidshorisonter.

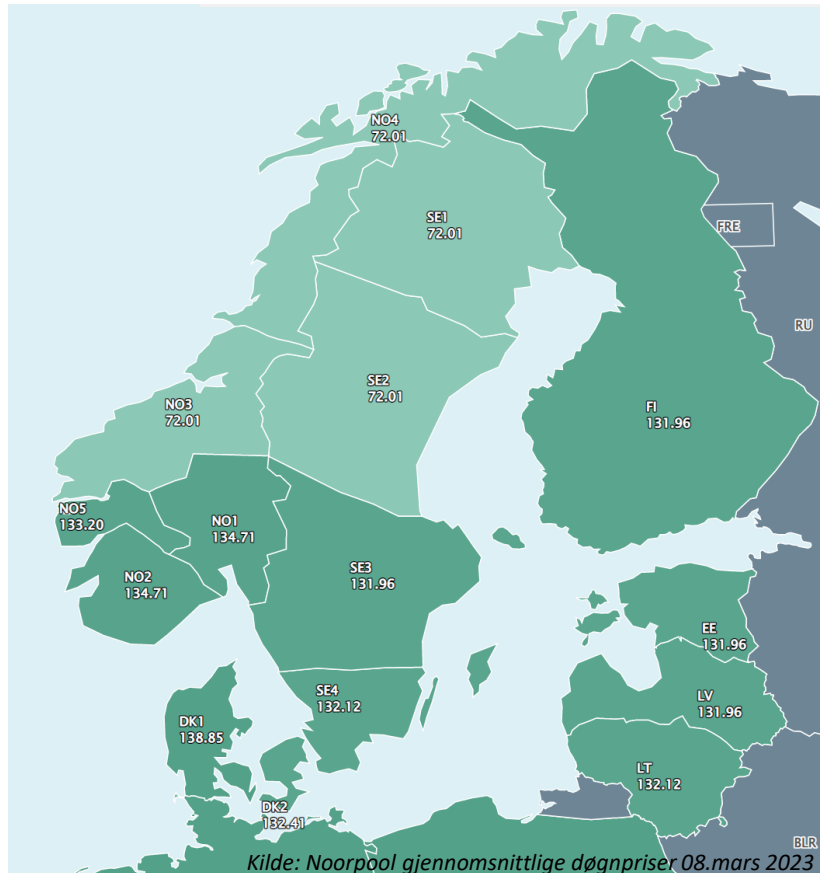
Trøndelag vil bli et underskuddsområde dersom det ikke bygges ut ny kraft som holder tritt med utvikling i forbruket: Forbruket i Trøndelag kan øke med 4,6 - 8 TWh innen 2050 (mot ca. 11 – 12 TWh i dag). Hovedårsakene for den økte etterspørselen er elektrifisering av transport, elektrifisering av industriprosesser og etablering av ny industri. I tillegg er elektrifisering av sokkelen nødvendig for at Norge skal nå klimamålene sine, og vil bidra til økt kraftbehov. Elektrifiseringstiltak i petroleumssektoren kan øke etterspørselen etter kraft med opp mot 10 - 17 TWh i Norge. Da det er flere felt utenfor Trøndelag kan dette føre til betydelig økning i forbruket i Trøndelag.

Det planlegges økt transformasjons- og overføringskapasitet i nettet i Trøndelag, samt ny kabel mellom Snilldal og Åfjord. Fræna anbefales per dags dato som tilknytningspunkt for fremtidige mulige havvindprosjekter. I sum kreves det en del nettutbyggingsprosjekter for å møte etterspørselen etter nettkapasitet. Prognoser er vanskelig per dags dato, siden det er uklart hvor mange av industriprosjektene som faktisk vil bli realisert.

- 1 Innføring i kraftsystemet
- 2 Status quo Trøndelag
- 3 Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag
 - 3.1 Strømpriser i Trøndelag (NO3) frem mot 2050
 - 3.2 Forbruket øker frem mot 2050 med utbygging av industri og elektrifisering
 - 3.3 Planer for nettutbygging for å øke kapasitet
- 4 Potensialer for ny produksjon
- 5 Energieffektivisering og fleksibilitet
- 6 Skatter og avgifter
- 7 Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter
- 8 Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

Det nordiske kraftsystemet er delt inn i ulike prissoner. Trøndelag fylke ligger hovedsakelig i NO3 som dekker Trøndelag og kysten ned til Sognefjorden

Prissoner i det nordiske kraftsystemet



Trøndelag ligger i NO3

- Kraftpriser er de samme innen en prissone, dvs. at vi kan ha fem forskjellige kraftpriser i Norge i den samme timen.
- Sonepriser er påvirket av prisene i omkringliggende soner gjennom utveksling av kraft. Dette gjelder også sonene som er koblet sammen via sjøkabler.
- Kraften flyter alltid fra en sone med lave priser til en sone med høye priser og er begrenset av overføringskapasiteten.

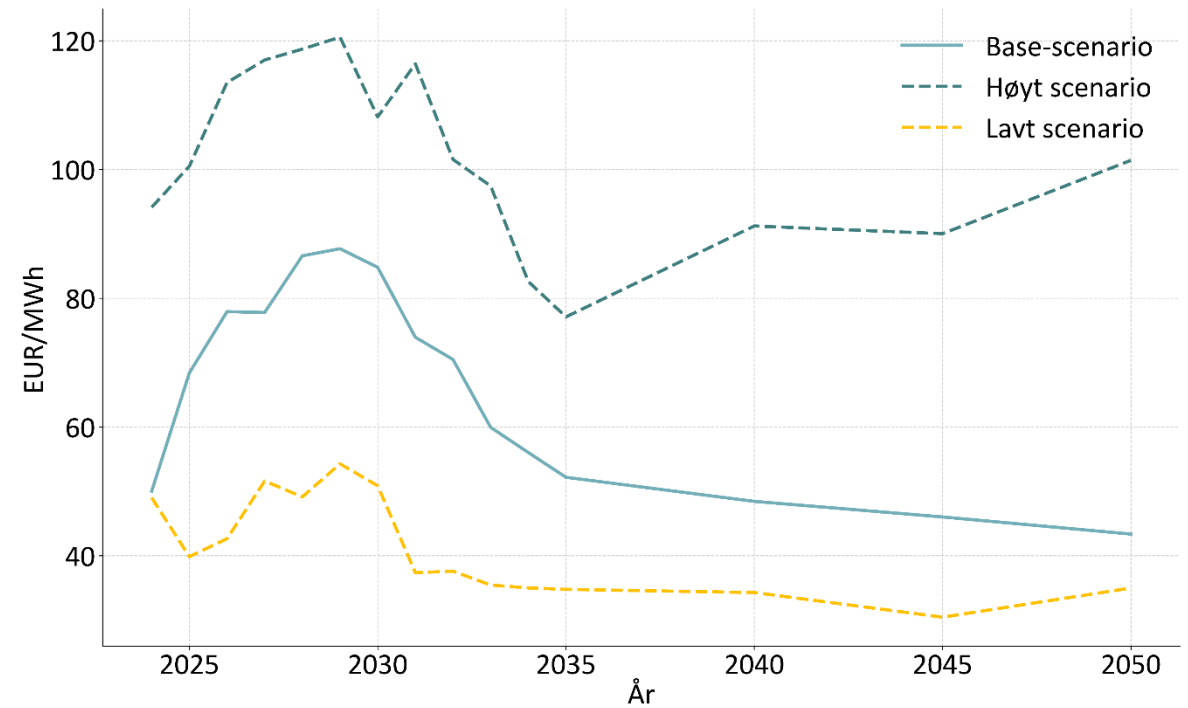


Vi forventer at strømprisene i Trøndelag vil stige på kort sikt, på grunn av økt prissmitte fra høyprisområdene i sør

Økende kraftforbruk, lite ny kraftproduksjon og mer nett påvirker kraftprisene i årene som kommer

- Kraftprisene i Trøndelag (prisområdet NO3) henger tett sammen med prisene i Nord-Norge og Nord-Sverige. Vi forventer at prisene holder seg lavere enn i Sør-Norge de neste årene på grunn av flaskehalsen i nettet
- Vi forventer at prisene i Trøndelag øker mot sørnorske nivåer fram mot 2030. Dette skyldes
 - At forbruket i Nord-Sverige og Nord-Norge øker
 - At det bygges mer nett fra nord til sør i Norge og Sverige
 - At det skal bygges ut havvind i Sør-Norge og Sør-SverigeAlle disse faktorene bidrar til at flaskehalsene mellom nord og sør i Norge og Sverige reduseres
- I årene etter 2030 forventer vi at det bygges mye ny kraftproduksjonskapasitet, inkludert havvind, som bidrar til at prisnivået både i Sør-Norge og Nord-Norge faller

Priser i NO3 (Midt-Norge) frem mot 2050 i THEMAs kraftmarkedsanalyser fra februar 2023

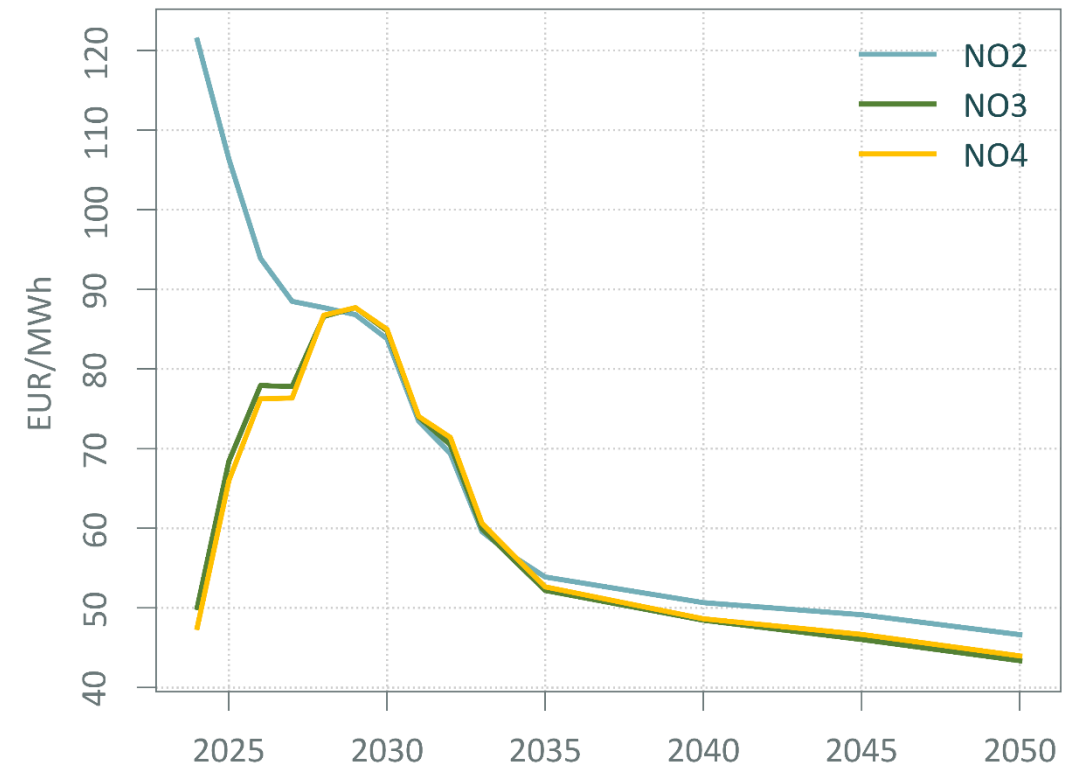


Store, til dels ekstreme prisforskjeller i Norge i 2022. Forskjellene er forventet å minske med utbygging av mer nettkapasitet i Norge og i Sverige

Historiske priser



Prognose frem mot 2050

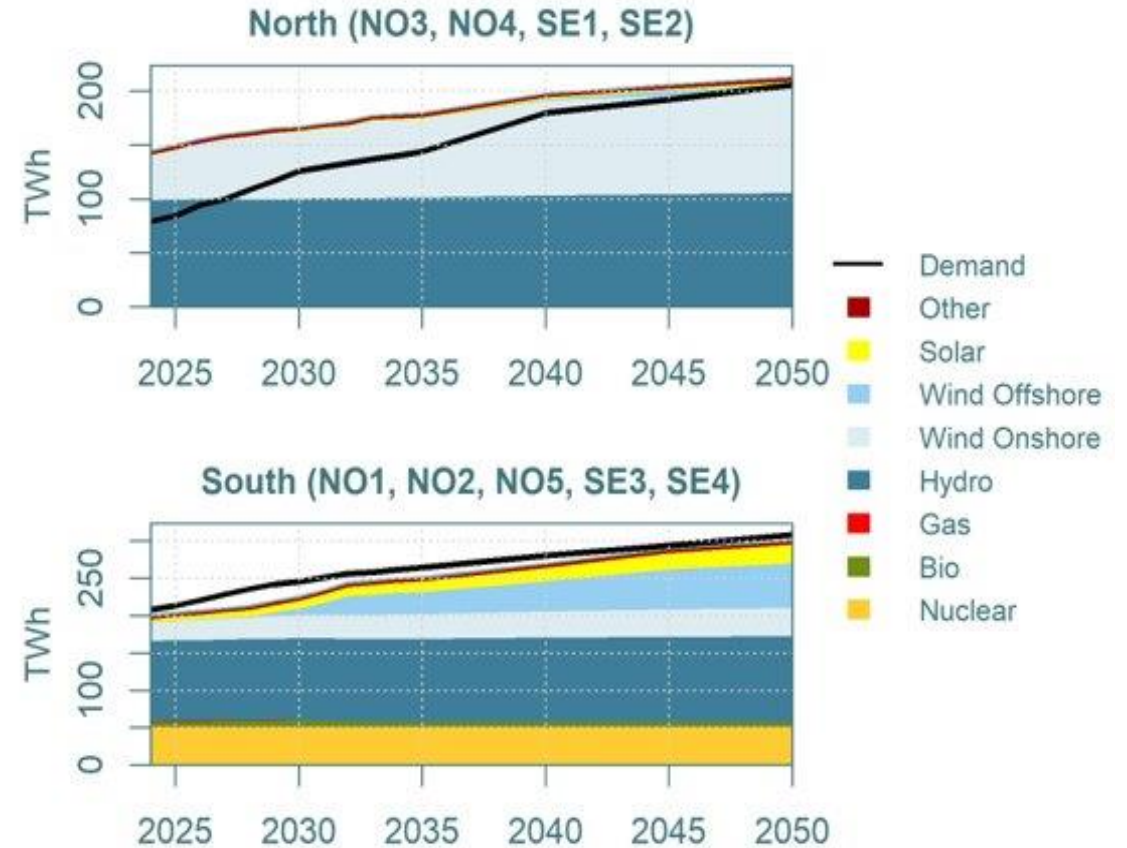


Hva påvirker prisforskjellene?

Kraftprisene i Trøndelag påvirkes særlig av utvikling i Nord-Norge og Nord-Sverige

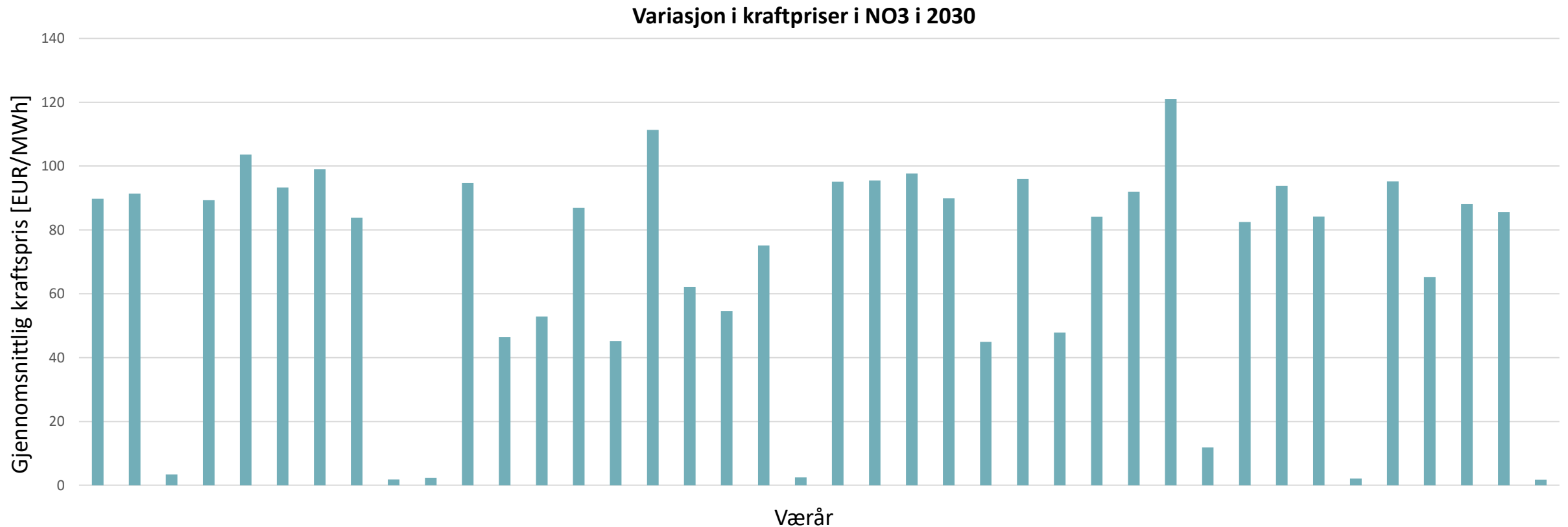
- Kraftprisene påvirkes av mange faktorer, ikke bare situasjonen i Norge. For Trøndelag er ikke bare situasjonen i Norge og da særlig Nord-Norge viktig, men også utviklingen i Sverige på grunn av Nea-Järpstrømmen-ledningen.
- Energimiksen i Nord-Norge og Nord-Sverige består hovedsakelig av vannkraft og vindkraft, der sistnevnte utgjør mesteparten av økningen, og det meste av denne økningen ligger i Sverige. Det er svært ambisiøse planer for nytt forbruk på svensk side, men samtidig økende motstand mot vindkraft på land i Sverige. Dersom det blir kraftunderskudd i denne regionen påvirker det også kraftbalansen i Trøndelag og dermed også kraftprisen.
- Utsiktene for nye mellomlandsforbindelser i form av normale kabler er dårlige (ref. behandling av NorthConnect), og det er mer sannsynlig at det kommer i form av hybridprosjekter.
- Utenlandskabler er et tema for mye diskusjon og med høye kraftpriser møter de mye motstand. Til tross for dette er de viktige for å importere kraft når strømmen er billigere i utlandet i enkelttimer eller for å dekke underskudd i tørrår.

Prognoser på produksjons- og forbruksutvikling i Nord-Norge og Nord-Sverige frem mot 2050



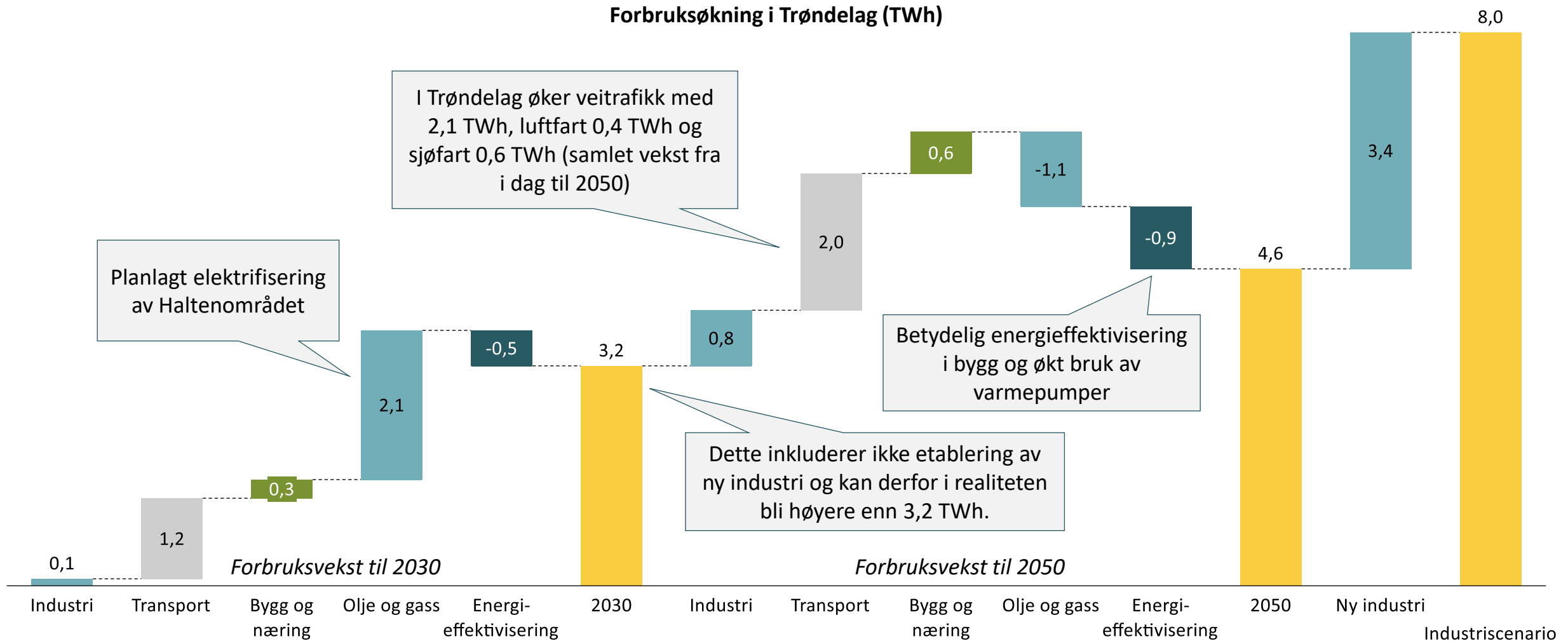
Betydelig utfallsrom på gjennomsnittlige årlige kraftpriser på grunn av værvariasjoner.

Figuren viser kraftpriser i NO3 i 2030, avhengig av væråret som er lagt til grunn (jfr. Kapittel 1.3 for effekten av været på norsk kraftbalanse). Gjennomsnittsprisen varierer mellom 2 og 121 EUR/MWh kun på grunn av været (nedbør, vind, temperatur, innstråling).



- 1 Innføring i kraftsystemet
- 2 Status quo Trøndelag
- 3 Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag
 - 3.1 Strømpriser i Trøndelag (NO3) frem mot 2050
 - 3.2 Forbruket øker frem mot 2050 med utbygging av industri og elektrifisering
 - 3.3 Planer for nettutbygging for å øke kapasitet
- 4 Potensialer for ny produksjon
- 5 Energieffektivisering og fleksibilitet
- 6 Skatter og avgifter
- 7 Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter
- 8 Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

Med industrivekst kan trøndersk kraftforbruk øke med 8 TWh innen 2050.



Forbrukstillene inkluderer nettap. Kilder: THEMA, SSB, NVE, Statnett, Konkraft og Miljødirektoratet.

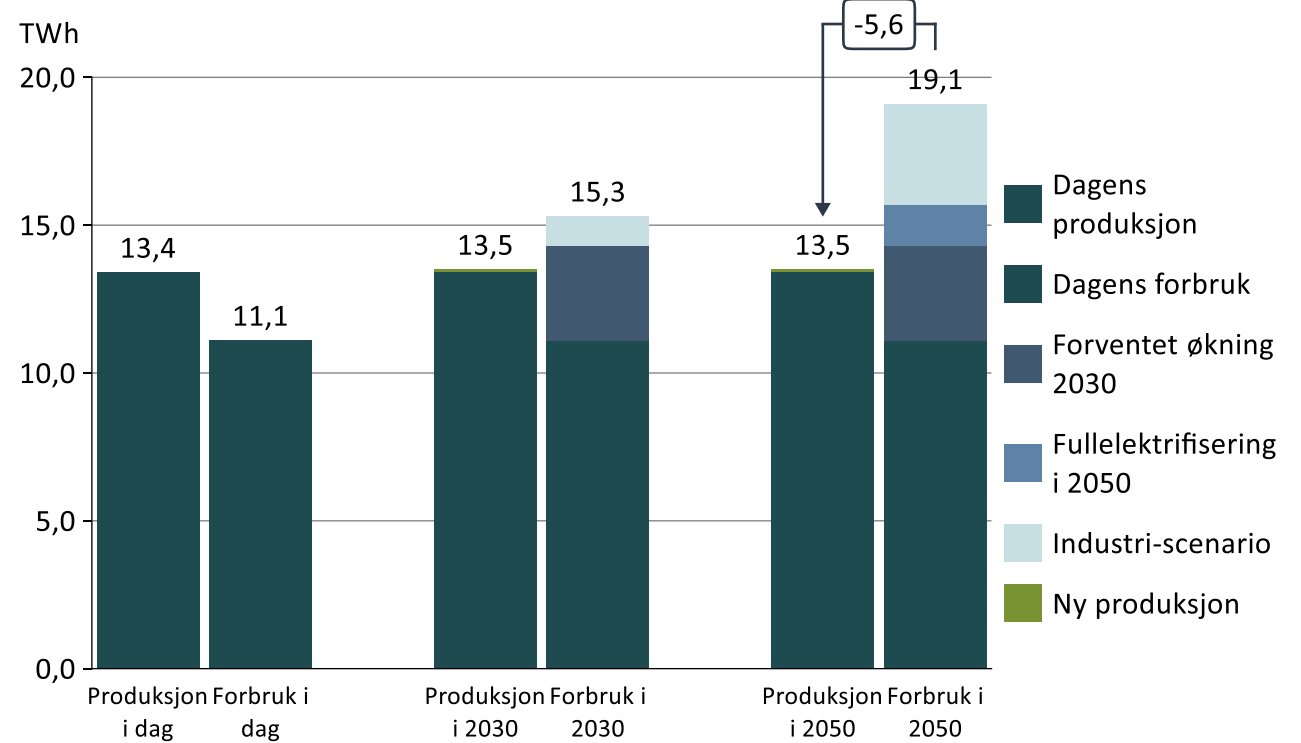
Trøndelag vil igjen bli et underskuddsområde uten ny kraft

Stor økning i kraftetterspørsel, men ikke i kraftproduksjon

- Høye priser og politisk usikkerhet har gjort at forbruket sank i 2022, men den tydelige trenden er fremdeles at forbruket øker kraftig mot 2050.
- Våre estimater tilsier en økning i forbruket i Trøndelag på 4,6 - 8 TWh innen 2050 dersom klimamålene nås.
- Det er lite ny planlagt produksjonskapasitet i Trøndelag. Dersom forbruksøkningen inntreffer og det ikke bygges mer produksjonskapasitet vil Trøndelag bli et underskuddsområde allerede innen 2030.
- Ved industrivekst kan behovet for ny kraft bli opp til 8 TWh, men uten mer nett og produksjon vil det ikke være mulig og regionen vil kunne gå glipp av næringsutvikling.

For å fullelektrifisere Trøndelag mangler vi over 3 TWh. Det finnes i dag konsesjonsgitte vannkraftprosjekter med et potensial på 0,2 TWh produksjon, ikke nok til å dekke veksten i forbruket til 2030.

Sammenstilling av en forbruksframskrivning og dagens kraftproduksjon i Trøndelag mot 2050 (TWh)



Her er det inkludert noe ny industri i tillegg til de 3,2 TWh som står på forrige side i 2030.

Fullelektrifisering betyr å erstatte andre energikilder med elektrisitet.

Statnett opplever en sterk økning i forespørsler om ny kapasitet. 93% av tilknytninger er nytt forbruk, mens kun 7% er fra ny produksjon

Forespørsel om ny kapasitet



93%
Nytt forbruk

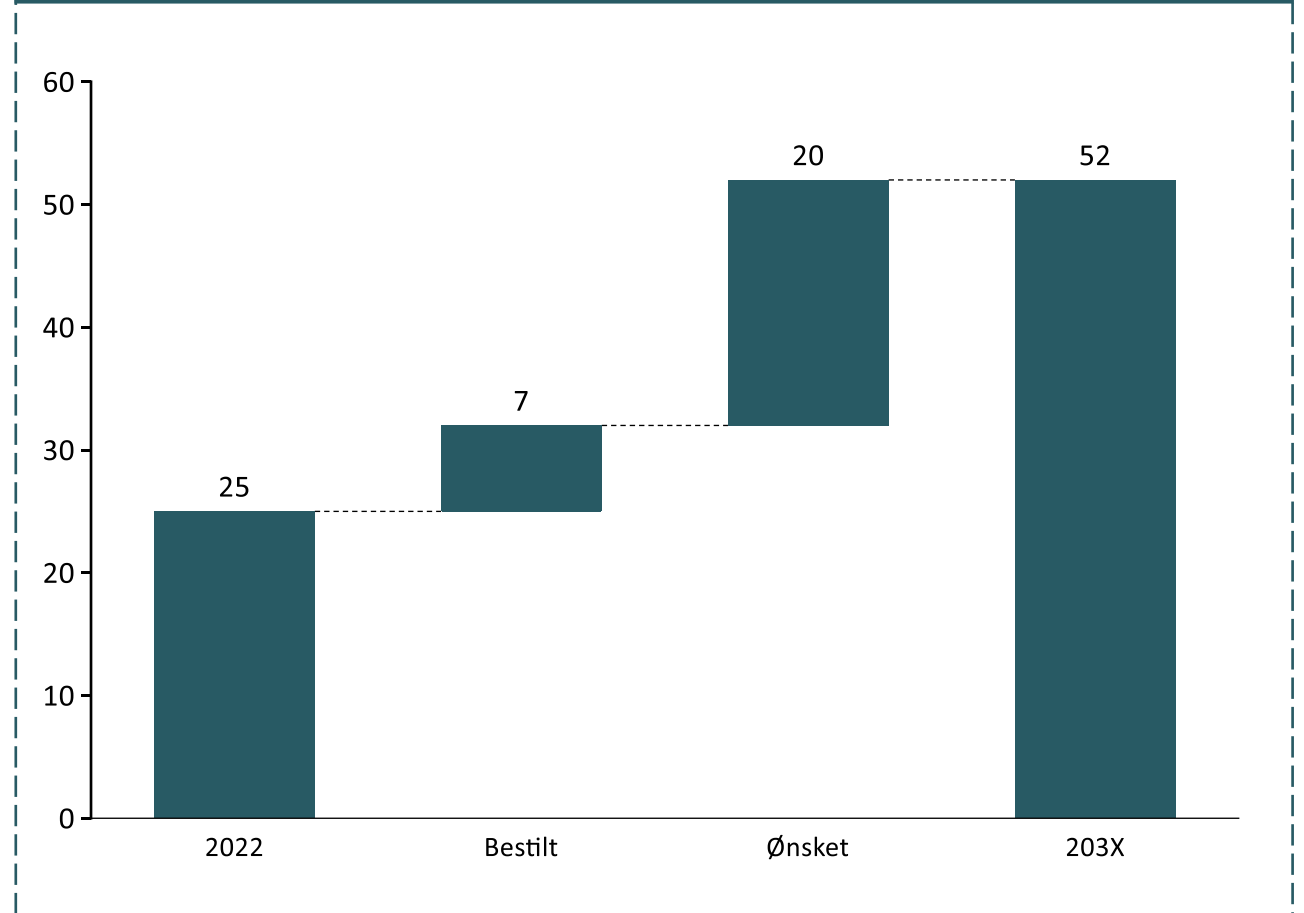


7%
Ny produksjon

Hva dette innebærer

- Den store etterspørselen etter ny kapasitet medfører et stort behov for nytt nett
- En stor ubalanse mellom nytt forbruk og ny produksjon fører til en svekket energi- og effektbalanse

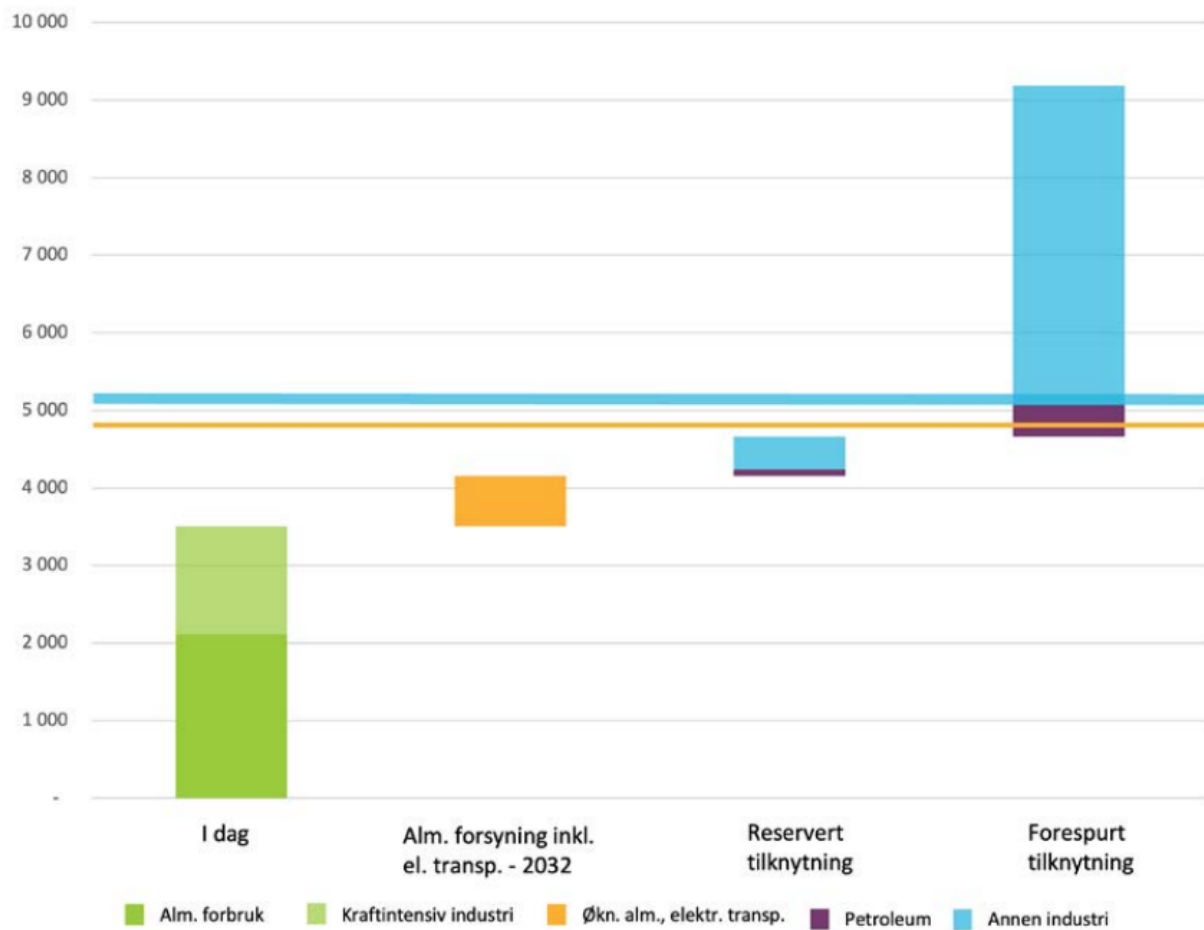
Økningen i etterspørsel etter nytt nett i hele Norge [GW]



Forbruksplaner

Summen av prognose/planer for økt forbruk er på i størrelsesorden 5 000 MW – kraftunderskuddet øker

Område Midt - Forbruksøkning -2032 med tilknytningssaker og kjente planer



Kapasitet for tilknytning av nytt forbruk – men kun ca. 100 MW etter at vanlig forbruk fram til 2032 og reservert forbruk er hensyntatt

- Total kapasitet til forbruk i området er på rundt 4 800 MW – oransje linje
- Kjente planer for kapasitetsøkning produksjon – ca. 300 MW gir en kapasitet på rundt 5 100 MW - blå linje
- Fleksibilitet i forbruk vil øke kapasiteten
- Begrensninger i transformering og begrensninger som følge av ensidig forsyning fra transmisjonsnettet reduseres gradvis fram mot 2030 som følge av nettutbygging
- Begrensningene ligger i første omgang i begrensninger i overføringskapasiteten inn mot området (spenningskollaps)
- Stort behov for økt produksjonskapasitet

I 2030 har Tensio behov for å levere opp til dobbelt så mye effekt som i dag. Industri og transport driver elektrifiseringen over hele landet

Møre:

- Sikker økning: 25 %, Mulig økning: 175 %
- Landbasert oppdrett etterspør 120 MW effekt
- Elektriske ferger, landstrøm og ladestasjoner er betydelig

EFFEKT I NETTET [MW]

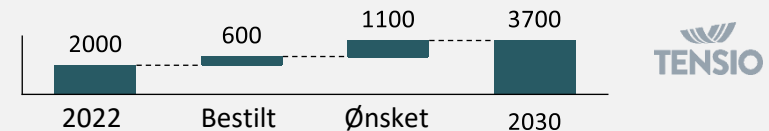


Lokalisering av ny produksjon blir en utfordring og koordinering med nytt forbruk er nøkkelen til raskest mulig gjennomføring.

Trøndelag:

- Sikker økning: 30 %, Mulig økning: 85 %
- Ytre Namdal: Fra 40 MW i dag, til forventet 310 MW ekstra (landstrøm for offshore, ny industri og næring)

EFFEKT I NETTET [MW]



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

Scenario 1: Vekstscenariet

- **Transportmengden fortsetter i å øke** i takt med befolkningsvekst og økonomisk vekst
 - I tråd med framskivingene fra gjeldende Nasjonal Transportplan (NTP)
 - Ventet at innenlands persontransport vil vokse med 33 prosent og godstransport med 60 prosent innen 2050

Scenario 2: Nullvekstscenariet

- **Null transportvekst**
 - Den samlede transportmengden holdes konstant på 2019-nivå
 - Gitt forventet befolkningsvekst og økonomisk vekst innebærer dette mindre generert transport per nordmann i 2050

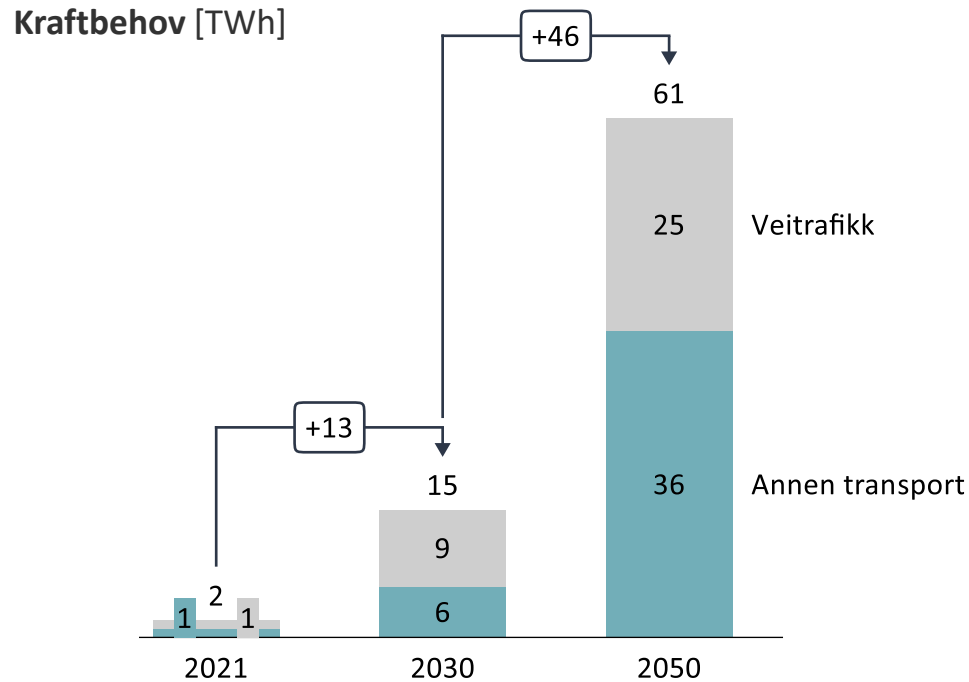
Begge scenariene når målet om nullutslipp av CO2 fra transportsektoren i 2050

Kraftbehov 2030: Tar utgangspunkt i tiltakene fra Klimakur 2030

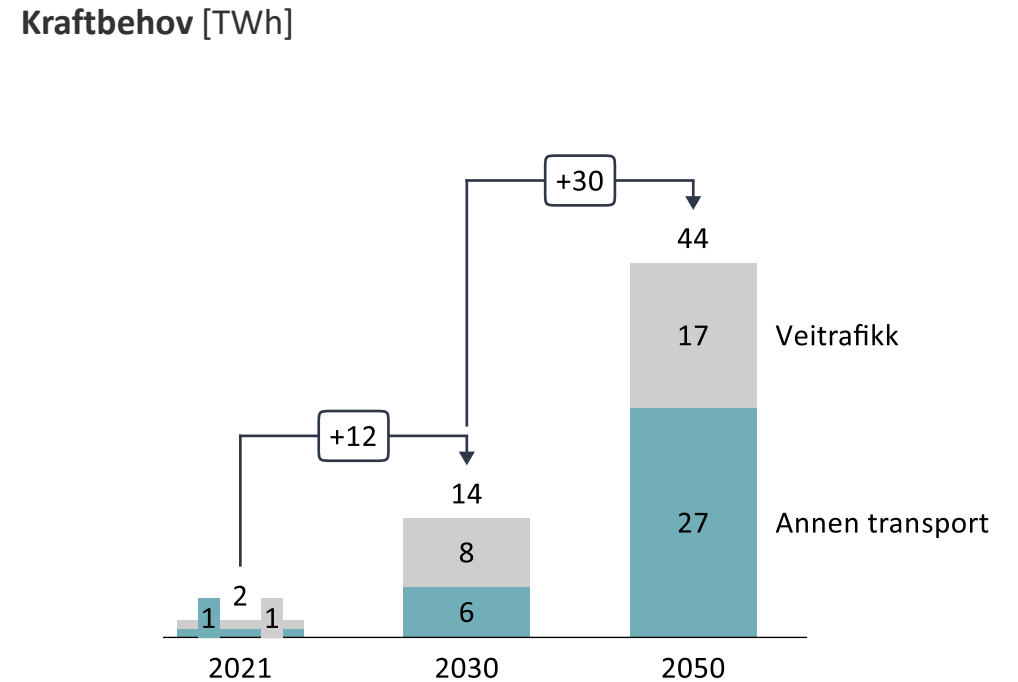
Kraftbehov 2050: Basert på litteratur, kommende EU-reguleringer og egne vurderinger, har Miljødirektoratet foretatt en fordeling på energibærere og framdriftsteknologier som gir null utslipp av CO2 fra sektoren i 2050

Begge scenariene innebærer en økning i kraftbehovet i 2030 og 2050 der både elektrifisering og produksjon av alternative drivstoffer viktige bidragsytere

Scenario 1: Vekstscenariet



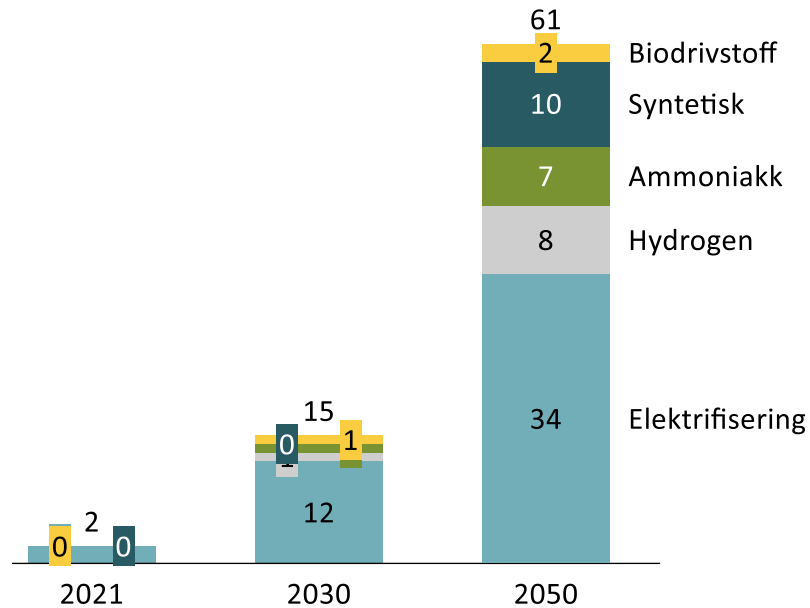
Scenario 2: Nullvekstscenariet



Kraftbehovet til elektrifisering og produksjon av alternative drivstoff i 2030 og 2050 vil være fordelt på ulike energibærere – hvis deler av de nye energibærerne skal produseres i Trøndelag betyr det økt kraftbehov i regionen

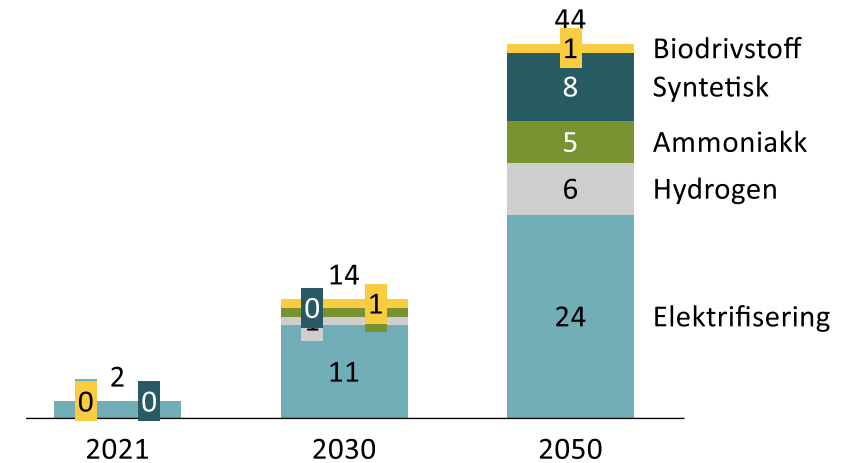
Scenario 1: Vekstscenariet (Norge)

Kraftbehov [TWh]



Scenario 2: Nullvekstscenariet (Norge)

Kraftbehov [TWh]



Eksempel: Elektrifisering av strekningen Trondheim-Oslo vil kreve mellom 25 og 250 GWh energi mellom 2.5 og 80 MW effekt

Sammenligning av forskjellige drivlinjer

Batterielektriske motorer er mer effektive enn diesel-drevne motorer. Energien som trengs per kilometer blir anslagsvis halvert.

Drivlinje	Energiforbruk	Virknings-grad
Diesel	850 kWh (tilsv. 208 l Diesel)	35 %
Batteri- elektrisk	425 kWh	70 %

Energibehov

Antallet transporter er usikkert, tall fra 160 opptil 1600 er blitt nevnt per dag. Det tilsvarer 58 400 – 584 000 lastebiler per år.

Antall lastebiler per år	Energimengde [GWh]
58 400	25
200 000	85
400 000	170
584 000	250

Effektbehov

Hvis 425 kWh skal lades på en natt (ladetid 4-8.5 timer) trengs det ca. 50-100 kW per lastebil som skal lades. Det antas at opptil halvparten av lastebilene lades samtidig i regnestykket nedenfor.

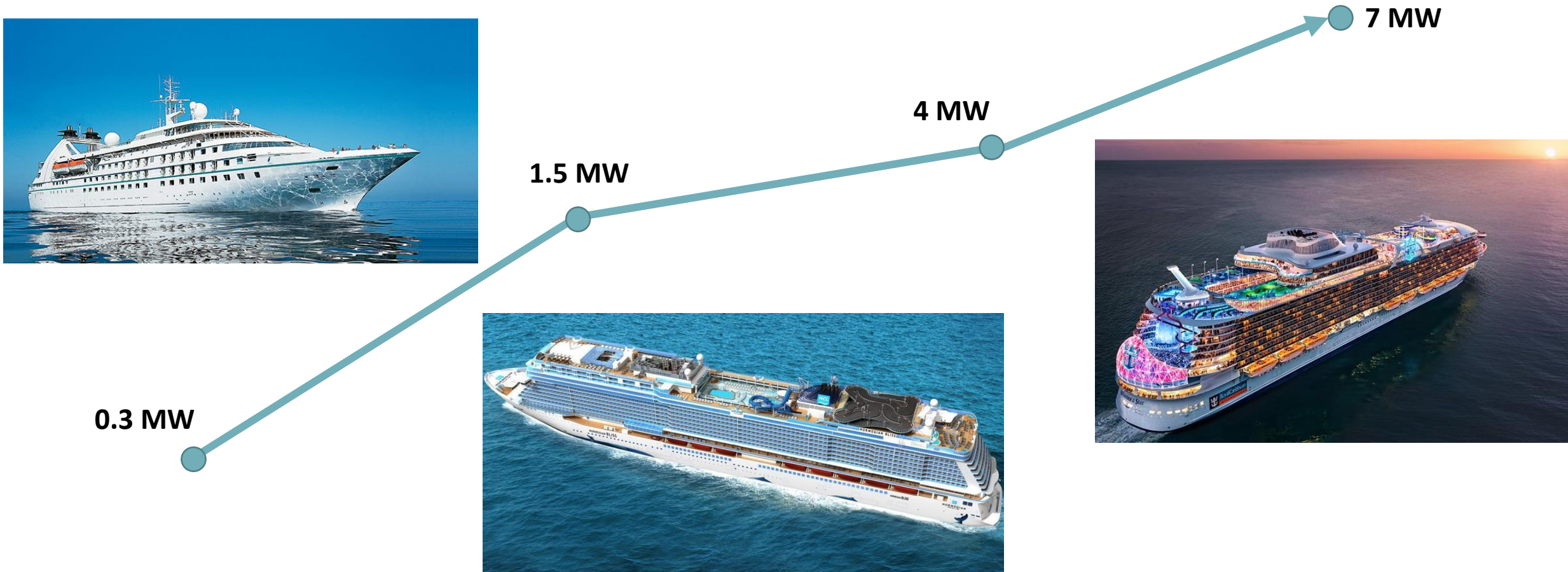
Lastebiler / natt	50 kW	100 kW
100	2.5 MW	5 MW
500	12.5 MW	25 MW
1000	25 MW	50 MW
1600	40 MW	80 MW

* 750 kW hurtigladere har allerede blitt annonsert. Men de er trolig uaktuelt for depotlading over natten. Samtidigheitsfaktoren vil da være mye lavere.

Estimater på kraftbehovet for landstrøm viser 21 MW / 170 GWh/år i Trondeim havn og 12.5 MW / 13 GWh/år i Rørvik havn

		Anløp av skip		Effekt [MW]		Kapasitet	Strømforbruk/år		Kommentar
		2021							
		i alt	Landstrøm	Lading	Ship/day	MW/dag	Hours/day)	Energi [MWh]	
Trondheim	Tankskip	274	1.5	0	1	1.5	8	3288	For store for batteridrift
	Bulkskip	1018	1	0	3	3	8	24432	For store for batteridrift
	Stykkogods-/andre tørrlastskip	1925	1.5	0	6	9	8	138600	For store for batteridrift
	Passasjerfartøy	15	1	2	1	3	8	360	Kan elektrifiseres
	Offshoreskip	45	1.5	0	1	1.5	8	540	For store for batteridrift
	Slepefartøy og redningsfartøy	0	0.5	2	0	0	8	0	Kan elektrifiseres
	Fiske- og fangstfartøy	45	0.5	2	1	2.5	8	900	Kan elektrifiseres
	Spesialfartøy og hjelpefartøy	0	0.5	2	0	0	8	0	Kan elektrifiseres
	Annet	3	0.5	0	1	0.5	8	12	?
Sum	3325				21		168132	MWh	
Rørvik	Tankskip	52	1.5	0	1	1.5	8	624	For store for batteridrift
	Bulkskip	265	1	0	1	1	8	2120	For store for batteridrift
	Stykkogods-/andre tørrlastskip	392	1.5	0	2	3	8	9408	For store for batteridrift
	Passasjerfartøy	26	1	2	1	3	8	624	Kan elektrifiseres
	Offshoreskip	2	1.5	0	1	1.5	8	24	For store for batteridrift
	Slepefartøy og redningsfartøy	0	0.5	2	0	0	8	0	Kan elektrifiseres
	Fiske- og fangstfartøy	0	0.5	2	0	0	8	0	Kan elektrifiseres
	Spesialfartøy og hjelpefartøy	5	0.5	2	1	2.5	8	100	Kan elektrifiseres
	Annet	0	0.5	0	0	0	8	0	?
Sum	742				12.5		12900	MWh	

Dersom cruiseskip kunne lagt til kai og fått dekket kraftbehovet sitt i denne tiden via elektrisitet i Trondheim/andre kystbyer vil øke effekt og energibehovet ytterligere



Gjester: <350

1000 - 3000

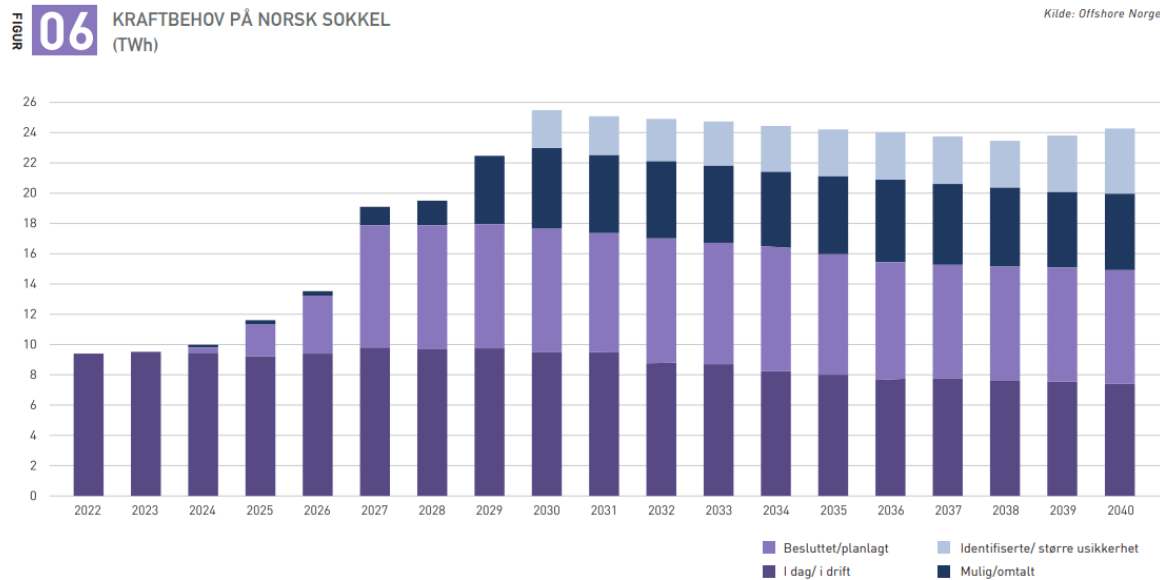
3000 - 4000

4000 - 7000

Økt kraftforbruk som følge av elektrifisering av sokkelen

Elektrifisering av sokkelen kan øke etterspørsel etter elektrisitet med 10-17 TWh i hele Norge

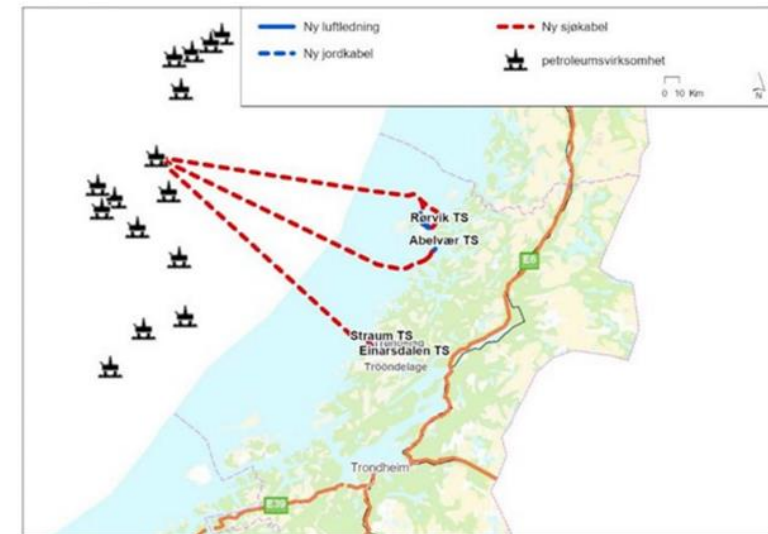
6 Statnett (2021). Nettutviklingsplan 2021.



Halten området vil trolig kreve 2 TWh

ENERGIWATCH

ONSDAG 10. MAI 2023 LUNSJ



Equinor utreder kraft fra land til Heidrun, Åsgard og Kristin

I tillegg til etablerte industrier vil fremtidige *grønne* industrier øke energibehovet

Regjeringens *Veikart for grønt industriløft* definerer sju verdikjeder. De sju verdikjedene er: Batteri, Hydrogen, Havvind, CCS, Prosessindustri, Maritim Industri og Bioøkonomi.

Alle verdikjedene vil ha en effekt på kraftetterspørselen eller –produksjon. For å utvikle grønn industri i Trøndelag må tilgjengelig (og fremtidig) kraft derfor prioriteres i disse verdikjedene. Tiltak for energieffektivisering og bruk av spillvarme der det er aktuelt vil kunne frigjøre noe kraft til de grønne verdikjedene.

- **Batteri:** Batteriproduksjon er identifisert som et strategisk satsningsområde i både Norge og EU. Planer for batterifabrikker med store kapasiteter dukker opp forskjellige steder og vil kreve betydelig energi. Eksempler i Trøndelag er Eiktyr/Elinor Orkanger. Fult utbygd vil denne batterifabrikken alene trenge 300 MW effekt og ha et årlig forbruk på om mot 2 TWh
- **Hydrogen:** Hydrogen vil spille en nøkkelrolle i fremtidens energisystem. Gassen har mange anvendelsesområder og tilbyr fleksibilitet til kraftsystemet både på (kraft-) etterspørselssiden i elektrolyser og (kraft-)produksjonssiden i gasskraftverk. I Trøndelag er det planer for hydrogenproduksjon på Hitra, Rørvik og Meråker.
- **Havvind:** Etter regjeringens plan vil havvind stå for den største kilden for nyetablert kraftproduksjon i fremtiden. NVE har nylig publisert 20 aktuelle områder for havvind, hvorav 2 ligger utenfor Trøndelags kyst (se kapittel 4.2)
- **CCS:** Karbonfangst rensing og lagring vil kreve 0,2-1,2 TWh kraft (se kapittel 2.1)
- **Maritim industri:** Utvikle og ta i bruk nullutslipps fartøy vil innebære økt kraftforbruk
- **Prosessindustri:** energibehov ved utfasing av fossilt kull bety, hvor mye biokull trengs, og hvor må den komme fra?
- **Bioøkonomi:** Mindre kraftbehov. Nullutslipp i landbruket og økt bruk av biokull vil gi noe. Fiborgtangen på Levanger har signalisert økt kraftbehov, antageligvis knyttet til biogassproduksjon.

Fokus oppdrettsanlegg: En betydelig forbruker særlig av effekt. Økende erstatning av dieselaggregater med landstrøm vil redusere utslipp men øke dette forbruket ytterligere

2023 fantes det 168 anlegg for lakseoppdrett i Trøndelag, med elektrifiseringsgrad mellom 50-80%

- Av de 139 anlegg var 70 koblet landstrøm (med eller uten batteri), 36 brukte dieselaggregater og 33 har ukjent energiforsyning.
- I 2023 økte antall anlegg til 168 (hvorav et større antall er kategorisert som *trolig uten fisk*).
- Mulig anslag på elektrifiserte anlegg, basert på foreløpige tall for 2023:
 - 83 anlegg som sikkert er koblet til landstrøm (50 %)
 - 36 anlegg som går på diesel (21 %)
 - 49 anlegg som ikke er avklart (29 %)
- Total andel på landstrøm varierer fra 50 – 80 % avhengig av hvor mange av det 49 uavklarte som er elektrifisert.

Estimat på ytterligere effektbehov fra anlegg som er dieseldrevne i dag er på mellom 55 og 65 MW

Effektbehovet for de ikke-elektrifiserte er estimert med bakgrunn i produksjonskapasitet og varierer fra 330 – 770 kW inkludert elektrifisering av fartøy, eller 220 – 650 KW for typisk drift (uten fartøy) på fôrflåte. Behovet er basert på lokalitetenes produksjonskapasitet 1560 – 7020 tonn.

Totalt energibehov beregnet til 0,34 kWh/kg prod. laks for elektrifiserte lokasjoner og 0,44 kWh/kg prod. Laks for dieseldrevne.

36 anlegg som vi vet må over fra diesel vil da ha estimert behov på 7 920 (11 880) – 23 400 (27 720) KW avhengig av produksjonsmengde og om vi tar hensyn til fartøy og ekstra 110. Dette kan senkes en del om man også tar med batteripakker selvfølgelig.

Hvis alle de 49 uavklarte er på diesel vil det være behov for 18 700(28 050) - 55 250(65 450) KW ekstra effekt.

MA-oppgave Reduction of CO2 Emissions in the Salmon Farming Industry: The Potential for Energy Efficiency Measures and Electrification :

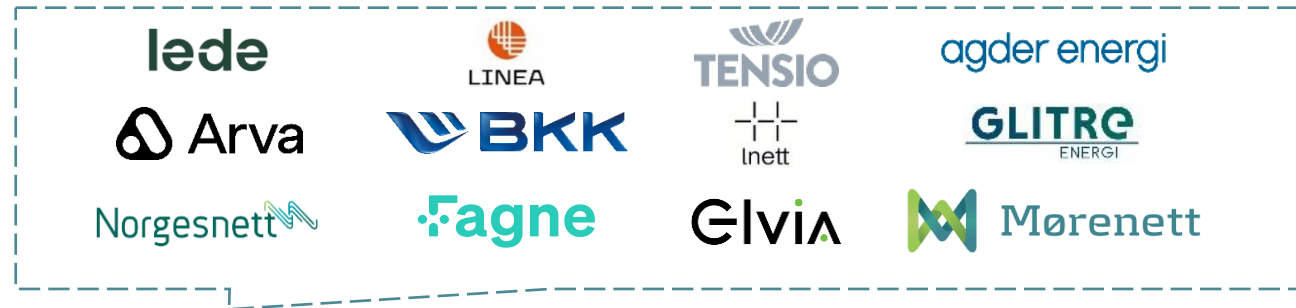
<https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/2624655>

Barentswatch: <https://www.barentswatch.no/nedlasting/fishhealth/lice>

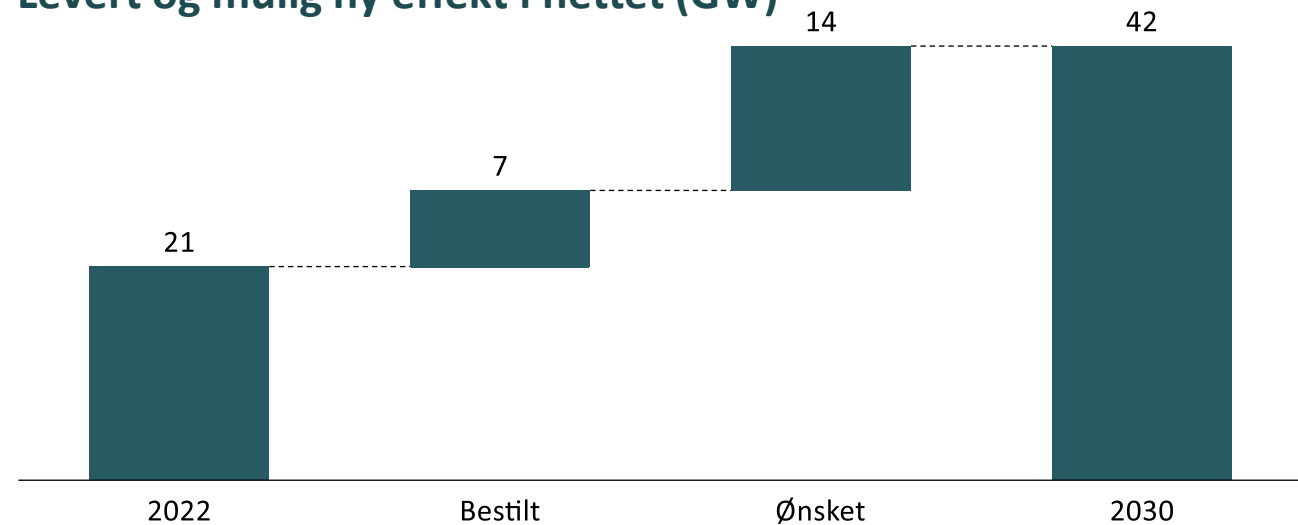
Enova tilskudd: <https://www.enova.no/om-enova/om-organisasjonen/prosjektliste-2012-2022/?search=oppdrett&Fylke=Tr%C3%B8ndelag%20%E2%80%93%20Tr%C3%B6ndelag>

- 1 Innføring i kraftsystemet
- 2 Status quo Trøndelag
- 3 Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag
 - 3.1 Strømpriser i Trøndelag (NO3) frem mot 2050
 - 3.2 Forbruket øker frem mot 2050 med utbygging av industri og elektrifisering
 - 3.3 Planer for nettutbygging for å øke kapasitet
- 4 Potensialer for ny produksjon
- 5 Energieffektivisering og fleksibilitet
- 6 Skatter og avgifter
- 7 Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter
- 8 Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

Det oppleves sterk økning i forespørsler om ny kapasitet i regional- og distribusjonsnettet. Nettet må ha mulighet til å håndtere effekt to ganger dagens kapasitet, en tredjedel er allerede bestilt



Levert og mulig ny effekt i nettet (GW)

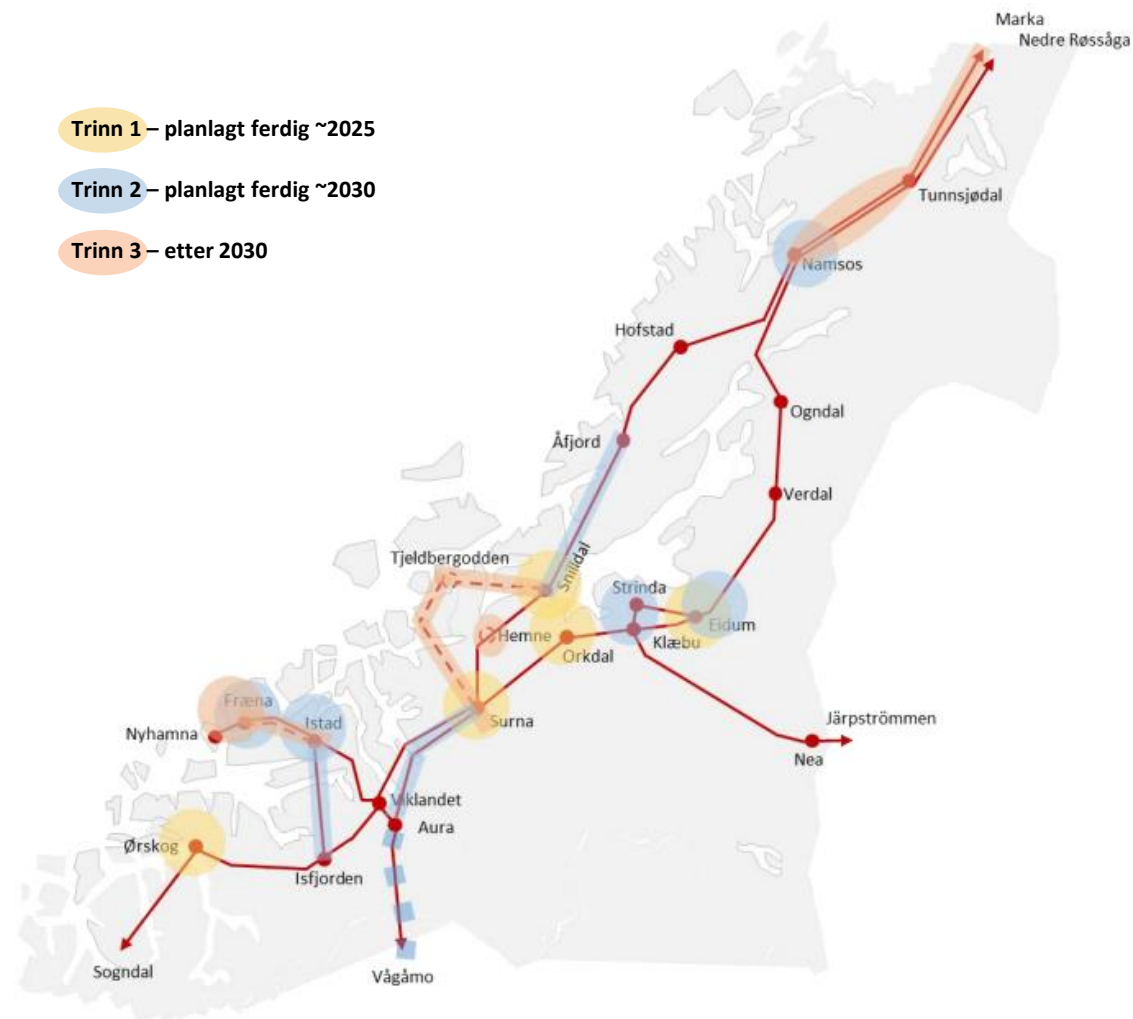


Det er lite realistisk at det er mulig å bygge ut alt nettet i tide, løsninger for bedre utnyttelse av nettet, distribuert produksjon og lagring er viktige tiltak som alternativ til nytt nett

Det oppleves sterk økning i forespørsler om ny kapasitet i regional- og distribusjonsnettet

Det planlegges økning av kapasitet, men det er mulig det ikke er nok for forbruksøkningen

- Pågående store prosjekter vil legge til rette for økning i kapasitet internt.
 - Disse prosjektene gir nok kapasitet til å dekke volumet på forbruk som per nå er reservert samt prognosert økning i vanlig forbruk frem til 2032 (forbruksøkning på ca. 40%).
- Et viktig prosjekt er ferdigstillingen av den andre 420 kV-forbindelsen mellom Namsos og Sunndalsøra.
- I lys av at forbruksvekst kan gjøre området til et kraftunderskuddsområde kan det bli aktuelt med forsterkning av overføringskapasitet inn til området.
- Det er kapasitetsbegrensninger i forsyningen av Trondheim by, og det er derfor etablert en detaljert plan for ombygging til 420 kV og etablering av nye stasjonsanlegg.
- Fræna anbefales som tilknytningspunkt for havvind.



- 1 Innføring i kraftsystemet
- 2 Status quo Trøndelag
- 3 Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag
- 4 **Potensialer for ny produksjon**
 - 4.1 Vannkraft: Begrenset potensial for mer utbygging
 - 4.2 Vindkraft: Motstand på land men potensial på hav
 - 4.3 Solkraft: Økende aktivitet
 - 4.4 Fjernvarme: Lokale potensialer
 - 4.5 Alternative energibærere: Bioenergi og kjernekraft
- 5 Energieffektivisering og fleksibilitet
- 6 Skatter og avgifter
- 7 Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter
- 8 Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

(4): Potensialer for ny produksjon

I dette kapitlet gir vi en oversikt over potensialet for kraftutbygging i Trøndelag for forskjellige teknologier. Det er viktig å skille mellom teoretisk potensial (det som er teoretisk mulig i henhold til plass og ressurser) og realistisk potensial (det som er sannsynlig med tanke på tekniske begrensninger som f. eks. ledetid og utbyggingstempo, lønnsomhet, regulering og politisk vilje,...).

Vi beskriver potensialene for utbygging av:

- **Vannkraft** – Ny produksjon og oppgraderinger er mulig, men ikke nok til å dekke økt forbruk.
- **Landbasert vindkraft** – Utvikling av nye prosjekter er for tiden vanskelig pga. økende motstand i befolkningen og i kommunene. Stort teoretisk potensial
- **Havvind** – To potensielle områder er definert av NVE, begge to vil kreve teknologisk og økonomisk modning av flytende havvind.
- **Sol** – Økende aktivitet og eventuelle nye prosjekter samt korte ledetider.
- **Fjernvarme** – Begrenset utbyggingspotensiale i regionen.

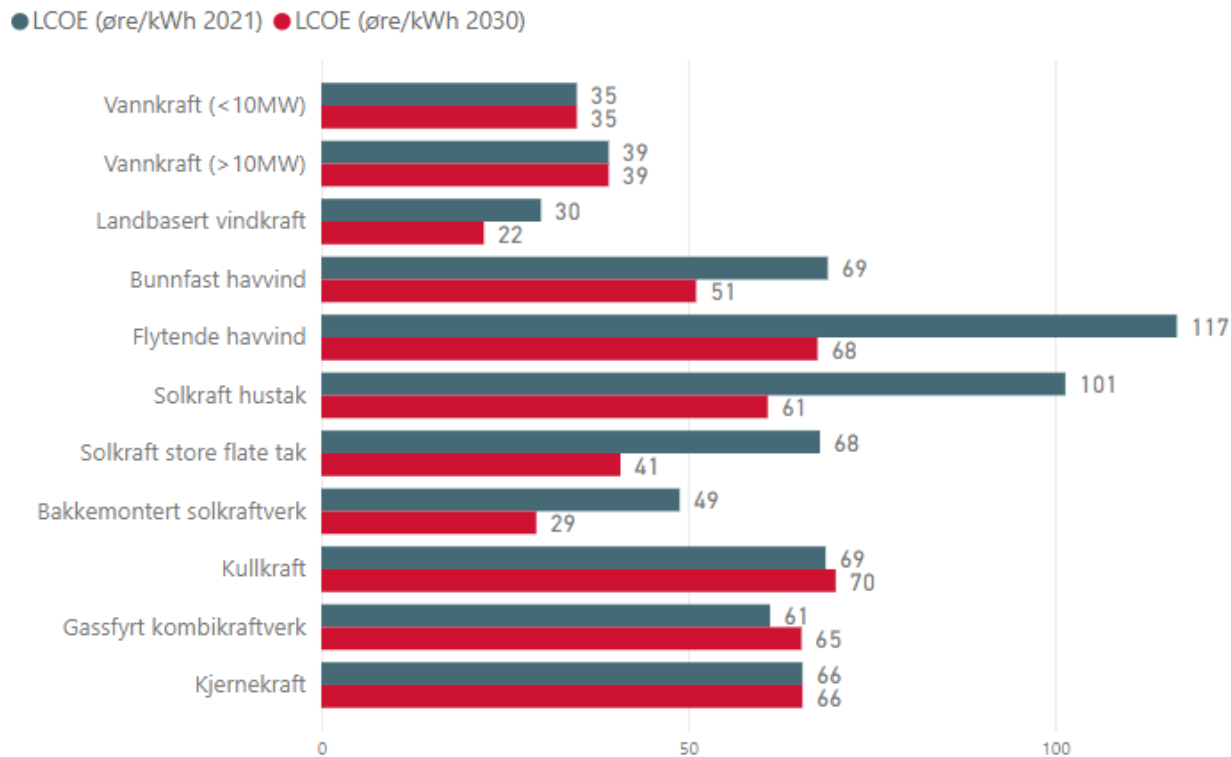
I tillegg finnes det noen andre alternativer, som f.eks.:

- **Bioenergi** er et fornybart alternativ, men pga. stort arealbehov vil det være vanskelig å dekke økt kraftbehov med dette i særlig stor grad.
- Det er en pågående debatt om det burde bygges **kjernekraft** i Norge. Dette kan bidra til mer nullutslipps-kraftproduksjon, men bare på lang sikt (2040-2050) da barrierene for oppstart er høye.

Ingen av produksjonsteknologiene vil alene kunne møte den økte kraftetterspørselen og alle teknologier har sine begrensninger, som f.eks. høye kostnader, større naturinngrep, lange ledetider, høy arealbruk mm. Hvis man skal prøve å nå målet fra Energikommisjonen på 40 TWh mer produksjon i Norge innen 2030, må alle potensialene brukes.

Kostnader for investeringer i ulike produksjonsteknologier i 2021 og forventet kostnad i 2030

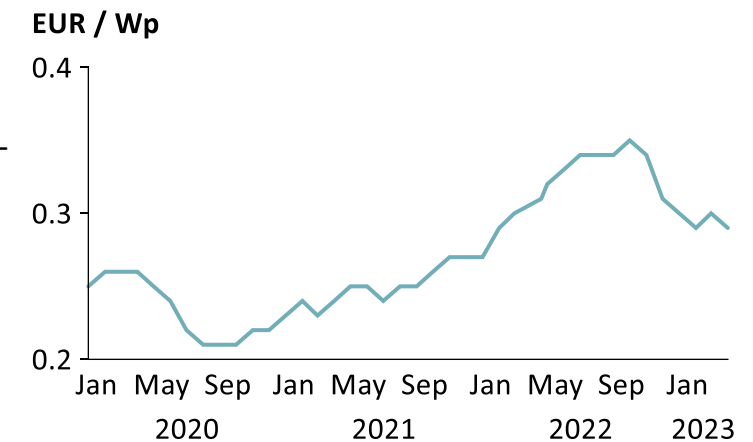
Kostnaden for energi levert fra ulike teknologer over anleggets levetid (Levelized Cost of Energy (LCOE)) fra 2021



Teknologikostnader har økt de siste to årene pga dyre råvarer. På lang sikt vil prisene faller igjen, men prisbanen er nokså uklar.

- Landbasert vind er det billigste alternativet for ny produksjon i Norge
- Forventninger om at kostnadene for solkraft for større anlegg og på hustak vil falle betydelig frem mot 2030.
- Flytende havvind har i dag høye kostnader, men vil kostnadene forventes å reduseres frem mot 2030. Allikevel betydelig høyere enn vannkraft, landvind og sol.
- Tallene ble sist oppdatert i 2021. Siden den gangen har kostnadene til nøkkelteknologier **økt betydelig**, særlig pga av høye råvarepriser.
- Fred Olsen anslo tidligere i år at kostnadene for landbasert vind har steget til nærmere 45 øre/KWh.

- Figuren til høyre viser utviklingen av solmodulprisene fra januar 2020 til april 2023 i Europa i følge markedsplattformen pvXchange



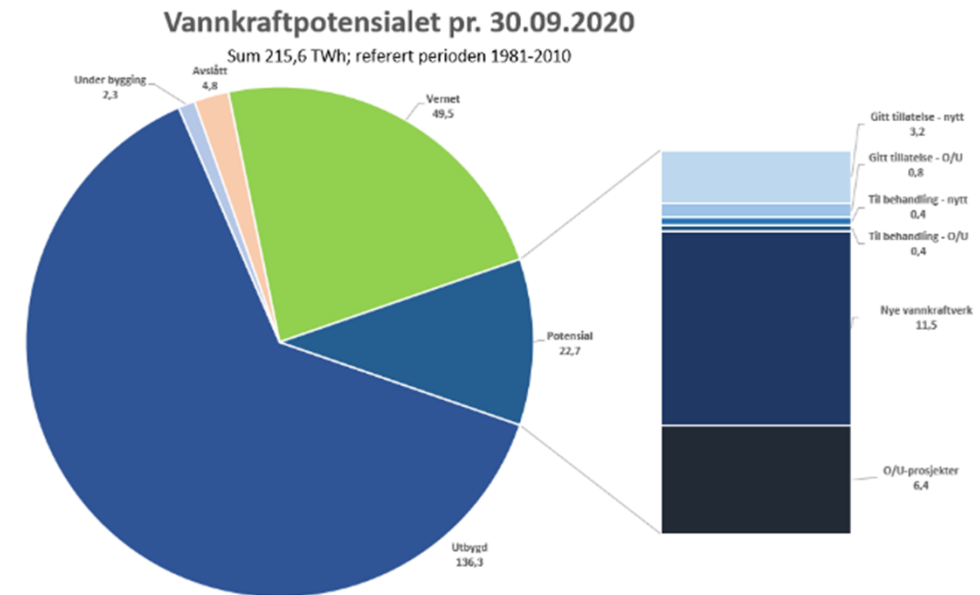
- 1** Innføring i kraftsystemet
- 2** Status quo Trøndelag
- 3** Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag
- 4** Potensialer for ny produksjon
 - 4.1** Vannkraft: Begrenset potensial for mer utbygging
 - 4.2** Vindkraft: Motstand på land men potensial på hav
 - 4.3** Solkraft: Økende aktivitet
 - 4.4** Fjernvarme: Lokale potensialer
 - 4.5** Alternative energibærere: Bioenergi og kjernekraft
- 5** Energieffektivisering og fleksibilitet
- 6** Skatter og avgifter
- 7** Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter
- 8** Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

NVE anslår potensialet til ny vannkraftproduksjon til maks. 23 TWh i hele Norge

Opprustning av eksisterende vannkraftverk står for 6,4 TWh

- Opprustning og utvidelse av eksisterende vannkraftverk har et potensial på 6,4 TWh
- Nye vannkraftverk har et mulig potensial på 11,5 TWh, men dette kan begrenses pga...
 - Høye kostnader for utbygging og ikke tilstrekkelig lønnsomhet
 - Miljøhensyn
- Noen anlegg er til behandling hos NVE og kan få tillatelse, flere anlegg har fått konsesjon dog ikke utbygd. Det er usikkert om siste kategori vil bli realisert

Det teoretiske vannkraftpotensialet i Norge er på 215 TWh, hvorav 136 TWh (63%) var utbygd i 2020



Et grovt estimat viser et potensial i Trøndelag for utbygging av vannkraft på mellom 0,3 og 1,3 TWh

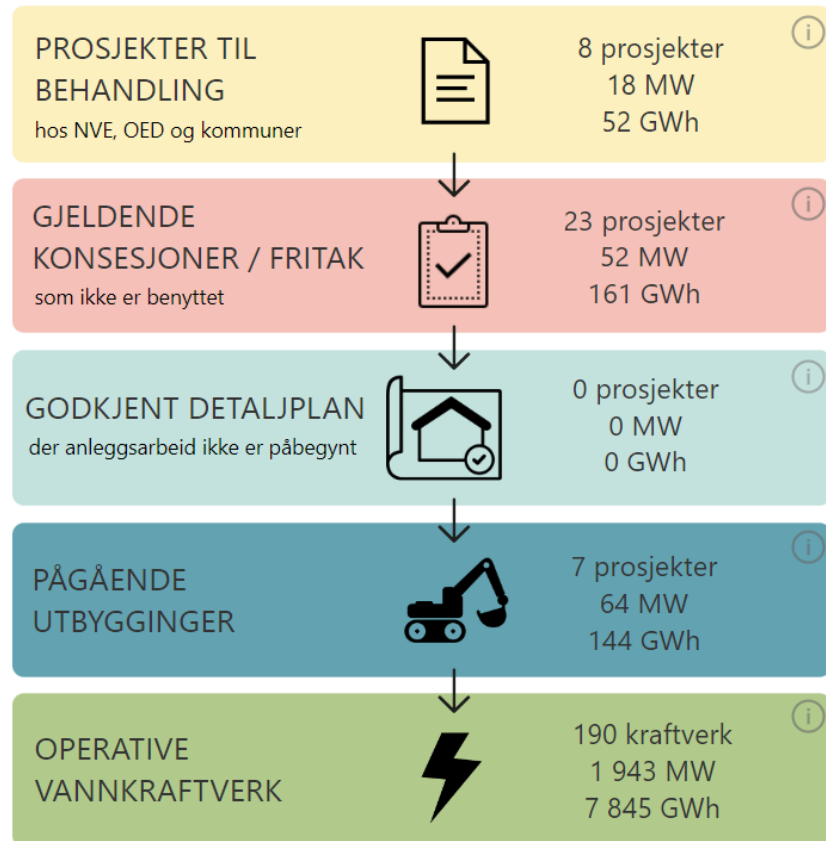
Produksjon fra vannkraft i Norge i 2021

- I 2021 var total vannkraftproduksjon i Norge på 143,7 Twh
- I Trøndelag ble det produsert 7,8 TWh fra vannkraft
- Trøndelag produserer da ca. 5,5% av all vannkraft i Norge

Mulig potensial for mer vannkraft i Trøndelag

- Totalt vannkraftpotensial i Norge er anslått til å være mellom 6 TWh og 23 TWh
- Ved å anta at dette potensialet fordeler seg som dagens fordeling av produksjon mellom fylker vil potensialet for ny vannkraft i Trøndelag være mellom 0,3 TWh - 1,3 TWh.
- Det realistiske potensialet vil avhenge av type og alder av vannkraftverkene i Trøndelag samt vassdragsforholdene.

Per i dag ligger det prosjekter i Trøndelag med til sammen 0.357 TWh ny vannkraftproduksjon i NVE sin database



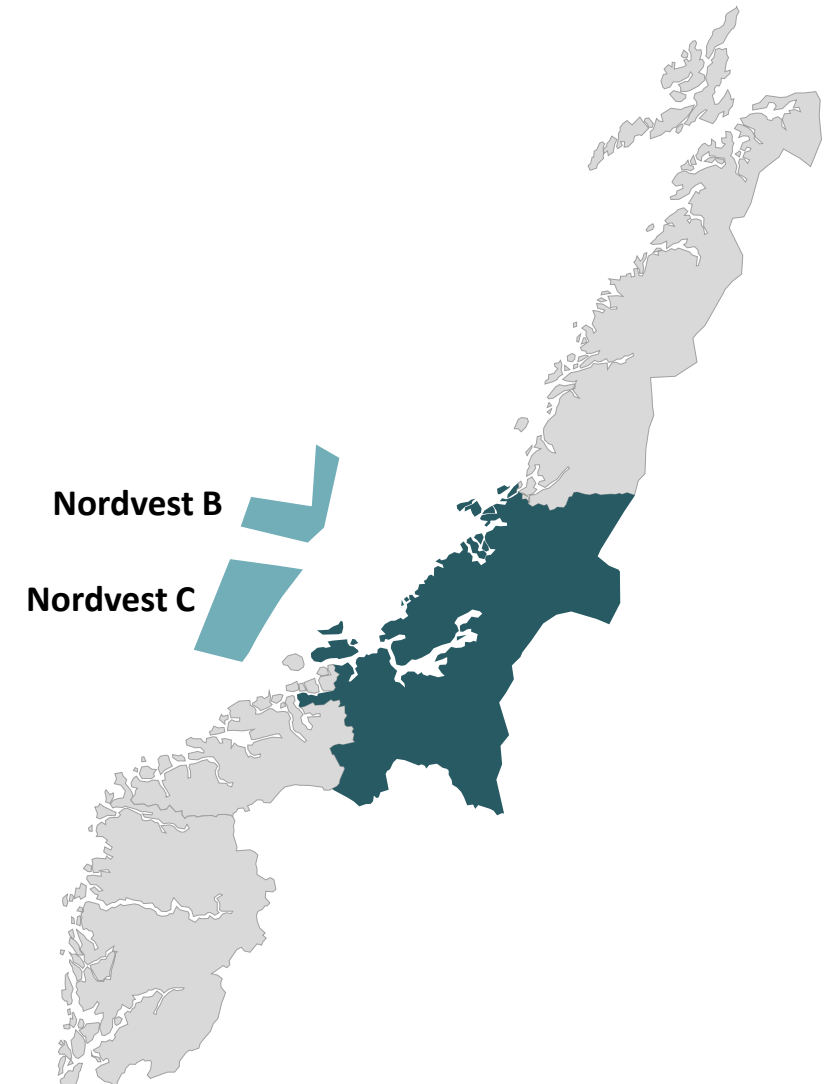
- Usikkert hvor mange av disse som får konsesjon
- Mange prosjekter som ikke har blitt påbegynt og gått ut over tidsfrist, må dermed søke på nytt
- Sannsynligvis vil del av dette bli bygd
- Vil bli realisert
- Er i drift

- Få nye prosjekter er ventet å bli utbygd og satt i operasjon de neste årene
- Høye kraftpriser de siste årene kan bidra til at nye prosjekter blir meldt inn for utbygging, men det er svært lange ledetider for utbygging av større vannkraftprosjekter
- Opprustning og utvidelse av eksisterende vannkraft kan gå fortere enn helt nye prosjekter

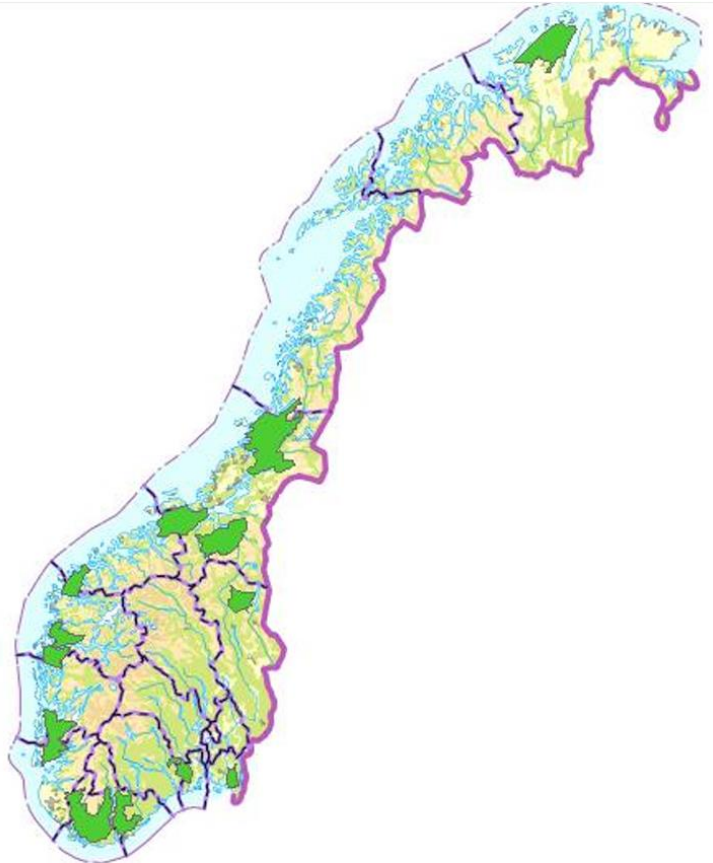
- 1** Innføring i kraftsystemet
- 2** Status quo Trøndelag
- 3** Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag
- 4** Potensialer for ny produksjon
 - 4.1** Vannkraft: Begrenset potensial for mer utbygging
 - 4.2** Vindkraft: Motstand på land men potensial på hav
 - 4.3** Solkraft: Økende aktivitet
 - 4.4** Fjernvarme: Lokale potensialer
 - 4.5** Alternative energibærere: Bioenergi og kjernekraft
- 5** Energieffektivisering og fleksibilitet
- 6** Skatter og avgifter
- 7** Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter
- 8** Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

To av NVEs utredningsområder for havvind ligger utenfor Trøndelag

- NVE har lansert 20 utredningsområder, der to ligger utenfor Trøndelag. OED skal identifisere hvilke som er aktuelle for havvind, slik at det er mulig å tildele arealer tilsvarende 30 GW innen 2040. Første runde med tildeling av områder skal etter planen skje i høst, mens andre runde skal komme i 2025.
- **Nordvest B:**
 - Et prosjekt på 1000 MW vil kunne gi estimert årlig kraftproduksjon på **4,2 TWh**
 - **Interessekonflikter:** Overlapper med mye petroleumsaktivitet og -installasjoner, samt at det er registrerte forekomster av koraller i og i nærheten av området
 - Usikkert hvor område B ville blitt koblet til land
- **Nordvest C:**
 - Et prosjekt på 1000 MW vil kunne gi estimert årlig kraftproduksjon på **4,1 TWh**
 - **Interessekonflikter:** Overlapper med petroleumsfeltet Fenja, gyteområder for flere fiskearter (særlig vanlig uer) og grenser til foreslått maritimt verneområde
 - Mulig å koble til land på Fræna (Møre og Romsdal)
- Begge områder vil kreve vindturbiner av typen flytende, en teknologi som for øyeblikket er ganske dyrt og i startfasen, men der kostnader synker.



Landvind – Trøndelag har gode forhold for vindkraft basert på tidligere kartlegging fra NVE, men motstanden har i praksis ført til full stans i utbyggingen

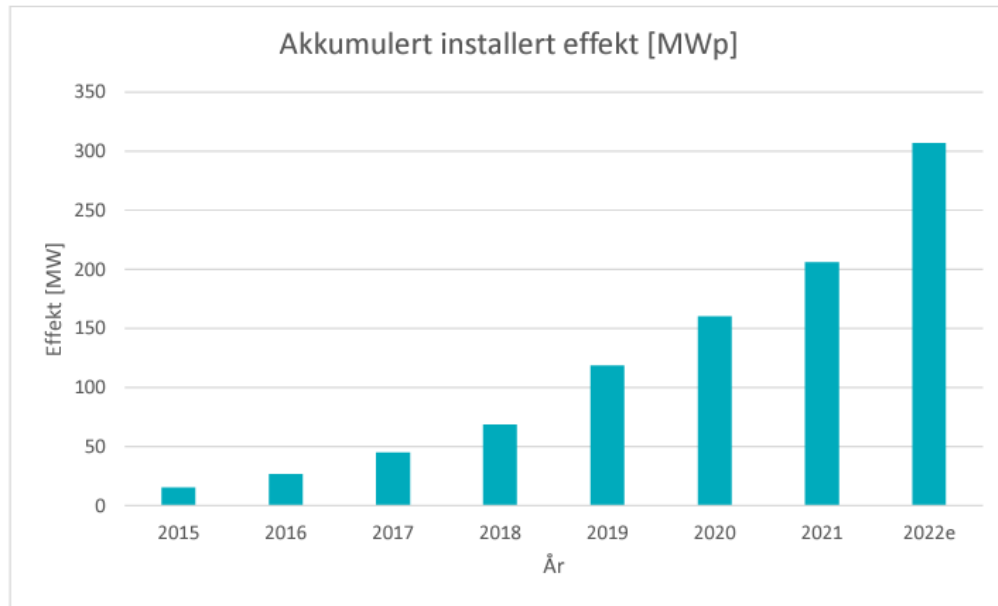


- NVEs utvalg av områder egnet for landvind fikk mye motstand i etterkant av publiseringen.
- Tre områder i Trøndelag ble den gang valgt ut som gode områder for utbygging av vindkraft basert på vurdering av gunstige vindforhold, berøring av natur, nettforhold og flere andre kriterier
 - Namdal (splittet mellom Trøndelag og Nordland) 6090 kvadratkilometer
 - Grenseområdene mellom Trøndelag og Møre og Romsdal 2500 kvadratkilometer
 - Indre Trøndelag (sør-øst for Trondheim) 3276 kvadratkilometer
- Motstanden mot landvind ble stor og NVE sluttet å behandle nye konsesjonssaker og veksten innen landvind har stoppet opp til tross for at landvind har et stort potensial i Norge og er blant de billigste mulighetene for å få inn ny produksjonskapasitet.
- NVE vil nå bare starte nye saker dersom kommunene i forkant har besluttet at områder kan benyttes til vindkraft.

- 1** Innføring i kraftsystemet
- 2** Status quo Trøndelag
- 3** Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag
- 4** Potensialer for ny produksjon
 - 4.1** Vannkraft: Begrenset potensial for mer utbygging
 - 4.2** Vindkraft: Motstand på land men potensial på hav
 - 4.3** Solkraft: Økende aktivitet
 - 4.4** Fjernvarme: Lokale potensialer
 - 4.5** Alternative energibærere: Bioenergi og kjernekraft
- 5** Energieffektivisering og fleksibilitet
- 6** Skatter og avgifter
- 7** Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter
- 8** Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

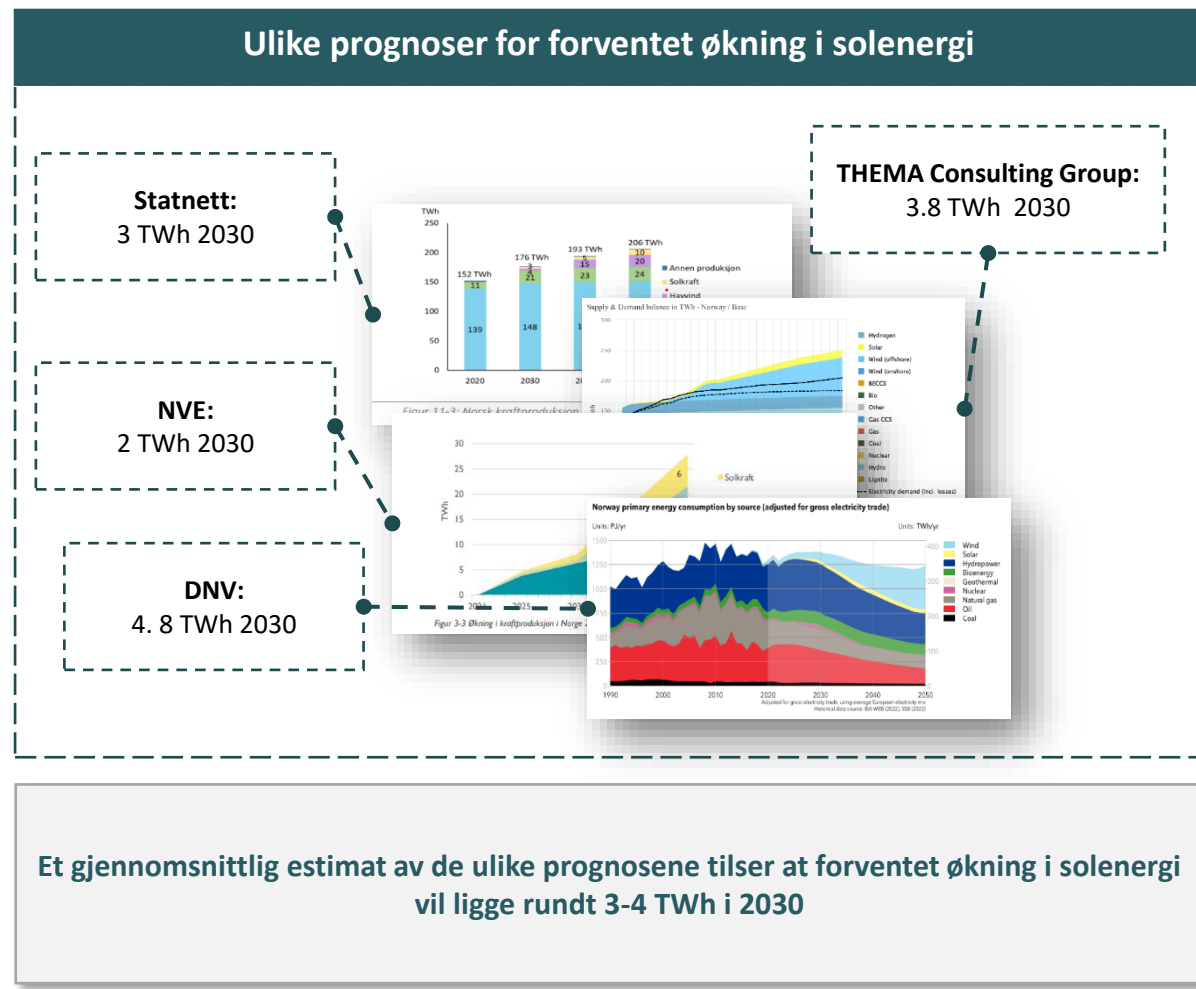
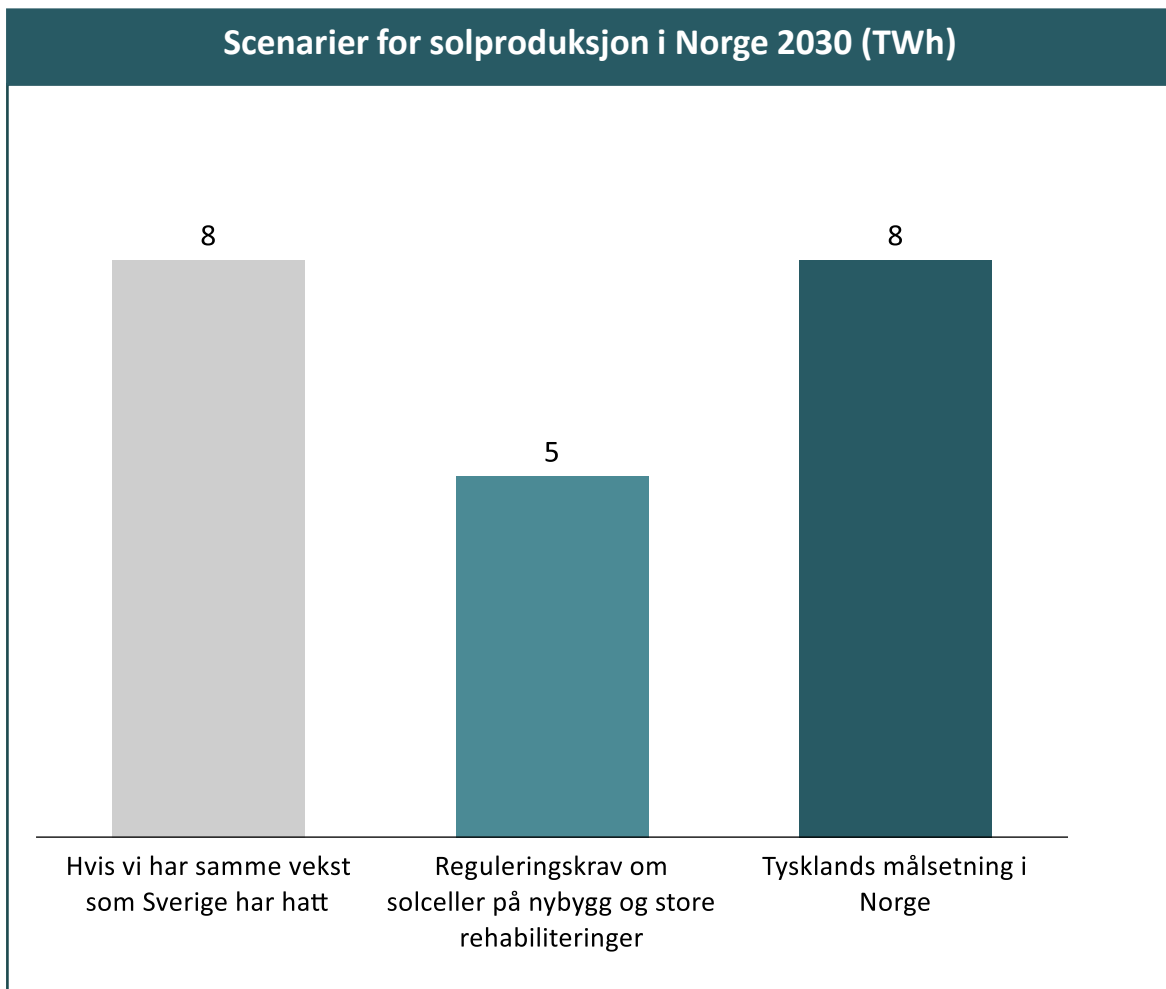
Solenergi opplever en sterk vekst i markedet – hovedsakelig installasjon på tak. Solcelleparker på bakke forventer også en vekst fremover

Vekst i installert solenergi i Norge (MWp)*



- Det har vært stor utvikling i Norge de siste årene: Installert kapasitet tilknyttet nettet har tidoblet seg i perioden 2016-2020.
- Veksten forventes å øke fremover og bidrag fra bakkemonterte anlegg vil bidra til økt produksjon.
- I dag er det et fåtall bakkemonterte anlegg, men NVE opplyser at de vet om 40-50 anlegg som er under planlegging og hvor det vil bli søkt konsesjon.
- De største solcelleparkene som vurderes i Norge er på 100 MWp og vil trenge ca. 1000 mål areal.

Det er store usikkerhet rundt forventet økning i solproduksjon i Norge frem mot 2030, men det er mange aktører som vurderer prosjekter



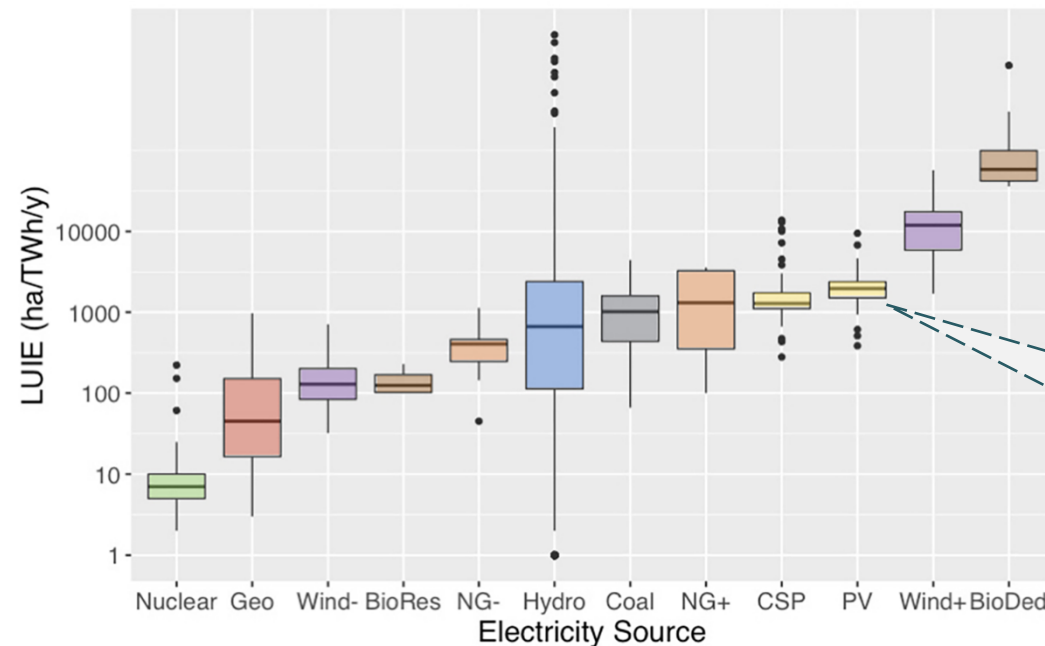
Solkraft har stort teoretisk potensial, men hvor mye av dette er realiserbart er veldig usikker på grunn av lønnsomheten og stort arealbehov for bakkemonterte anlegg

Teknologien bak solkraft er lett tilgjengelig og kan gi mye kraft...

- En fordel med solkraft er at det er lett å bygge ut, og man kan få kraft raskt. Ved bygging på bygg og infrastruktur blir det lite inngrep i naturen. I tillegg gir ENOVA-støtten gir et økonomisk insentiv for private husholdninger.
- En analyse utført av Multiconsult for Solenergiklyngen kvantifiserte det teoretiske potensialet til 12 TWh per år i NO3 ved utbygging på tak og fasader av alle bygg (med noen unntak, f.eks. vegger mot nord).
- På beslaglagt mark (jordbruk som kan være ute av drift, parkeringsplasser og avsluttede deponier) var potensialet til og med 31 TWh.
- Totalt blir det da ca. 43 TWh teoretisk potensial i NO3.

... men hvor mye av dette potensialet som lar seg realisere frem mot 2030 er i høyeste grad uklart.

- 43 TWh tilsvarer om lag 50 GW, nesten like mye som hele Tyskland har installert i løpet av to tiår (66.5 GW i 2022).
- Arealbruken for 31 TWh solkraft tilsvarer om lag 600 km² areal, det vil si tilsvarende 100 000 fotballbaner eller mer enn Trondheim og Frosta kommuner til sammen.



- I tillegg mener Statkraft at det er utfordrende å regne hjem lønnsomheten for bakkemonterte solkraftverk i Trøndelag til dagens priser.

Arealbruk av bakkemonterte solanlegg er om lag 15 ganger så høy som for landbasert vind.
 * Multiconsult har lagt til grunn ca. halvparten av arealbehovet i sin studie.

- 1** Innføring i kraftsystemet
- 2** Status quo Trøndelag
- 3** Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag
- 4** Potensialer for ny produksjon
 - 4.1** Vannkraft: Begrenset potensial for mer utbygging
 - 4.2** Vindkraft: Motstand på land men potensial på hav
 - 4.3** Solkraft: Økende aktivitet
 - 4.4** Fjernvarme: Lokale potensialer
 - 4.5** Alternative energibærere: Bioenergi og kjernekraft
- 5** Energieffektivisering og fleksibilitet
- 6** Skatter og avgifter
- 7** Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter
- 8** Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

Fjernvarme – tilbud av varme og fleksibilitet, men begrenset til lokale potensialer

Fjernvarme-produksjonskapasitet må tilpasses maksimalbehovet i nettet inklusiv N-1.

Ca 2% årlig kundevekst er typisk i mange av fjernvarmeanleggene, og denne veksten gir behov for tilsvarende økning i fornybar produksjonskapasitet

Grunnlasten i fjernvarmeproduksjonen er normalt fornybar energi og varmepumper. For fjernvarmeanlegget i Trondheim er deler av topplasten dekket med fossil energi (olje og gass), men her planlegges det å erstatte fossile energikilder med bioolje og varmepumper slik at det oppnås 100% fornybar energiproduksjon innen 2030.

Fjernvarme kan utnytte fleksibiliteten i det samlede energisystemet, dvs. benytte tilgjengelig overskudd i el-nettet til varmeproduksjon i elektrokjeler, overskuddsvarme fra industriprosesser og avfallsforbrenning, bioenergi fra skogsdrift/hogstavfall/trevareindustri, etc.

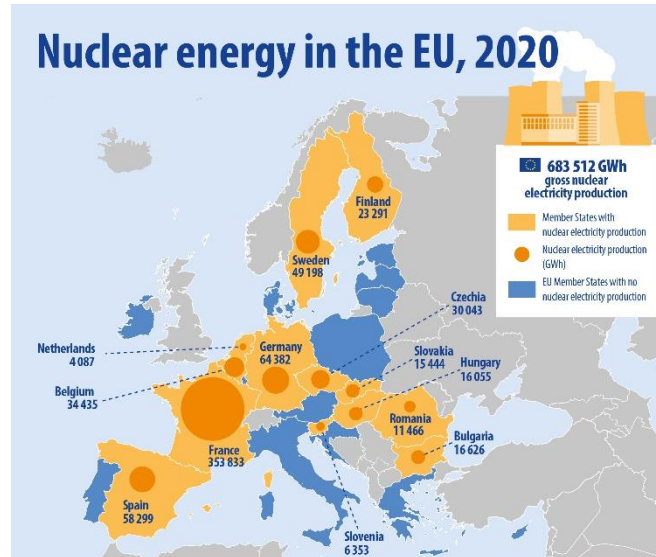
Teoretisk potensiale	Realistisk potensiale	Kommentar
<p>Trondheim 95% fornybar energi av produksjon 666 GWh, hvorav 5% fossil gass og olje. Teoretisk potensiale: 33,3 GWh</p> <p>Namsos 98% fornybar energi av produksjon 20 GWh, hvorav 2% fossil gass. Teoretisk potensiale: 0,4 GWh</p> <p>Stjørdal 99% fornybar energi av produksjon 28 GWh, hvorav 1% fossil olje. Teoretisk potensiale: 0,3 GWh</p>	<p>Ombygging av eksisterende topplastanlegg fra fossil fyringsolje til bioolje.</p> <p>Ombygging av eksisterende topplastanlegg fra fossil gass (LNG og LPG) til bioolje.</p> <p>Flytende biogass (LBG) fra Biokraft Skogn har vært vurdert som erstatning for LNG. Pr. i dag går dette volumet til transportsektoren. Mer sannsynlig å erstatte med bioolje.</p> <p>Bedre utnyttelse av overskuddsvarme fra avfallsforbrenning og industrielle prosesser ved bruk av energilager (korttidslagring i akkumuleringstanker og sesonglagring i f.eks. borebrønner).</p> <p>Større andel dekkes med varmepumper.</p>	<p>Statkraft har mål om 100% fornybar produksjon innen 2030</p>

- 1** Innføring i kraftsystemet
- 2** Status quo Trøndelag
- 3** Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag
- 4** Potensialer for ny produksjon
 - 4.1** Vannkraft: Begrenset potensial for mer utbygging
 - 4.2** Vindkraft: Motstand på land men potensial på hav
 - 4.3** Solkraft: Økende aktivitet
 - 4.4** Fjernvarme: Lokale potensialer
 - 4.5** Alternative energibærere: Bioenergi og kjernekraft
- 5** Energieffektivisering og fleksibilitet
- 6** Skatter og avgifter
- 7** Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter
- 8** Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

Kjernekraft er en betydelig strømkilde i Europa. Det er nå en pågående debatt om kjernekraft i Norge

> 680 TWh kjernekraft i Europa i 2020

- Det ble produsert over 680 TWh med kjernekraft i Europa i 2020.
- Det er for tiden en pågående debatt om det skal bygges ut kjernekraft i Norge også. Norge har til sammen hatt fire forskningsreaktorer som nå er stengt.
- Fordelene er at kjernekraft kan gi mye og **stabil kraft**, har **lave CO2-utslipp** og er **arealeffektivt**. Ulempene er at det vil være **svært dyrt** og **tidskrevende** å bygge ut i Norge og krever oppbygging av fagmiljø og løsninger for **avfallshåndtering**.
- Det forskes på en ny type modular reaktor (SMR) som vil kunne gi en effekt på 10-300 MW og kan produsere mellom 2,5 og 4 TWh strøm per år, men teknologien er ikke moden i dag.



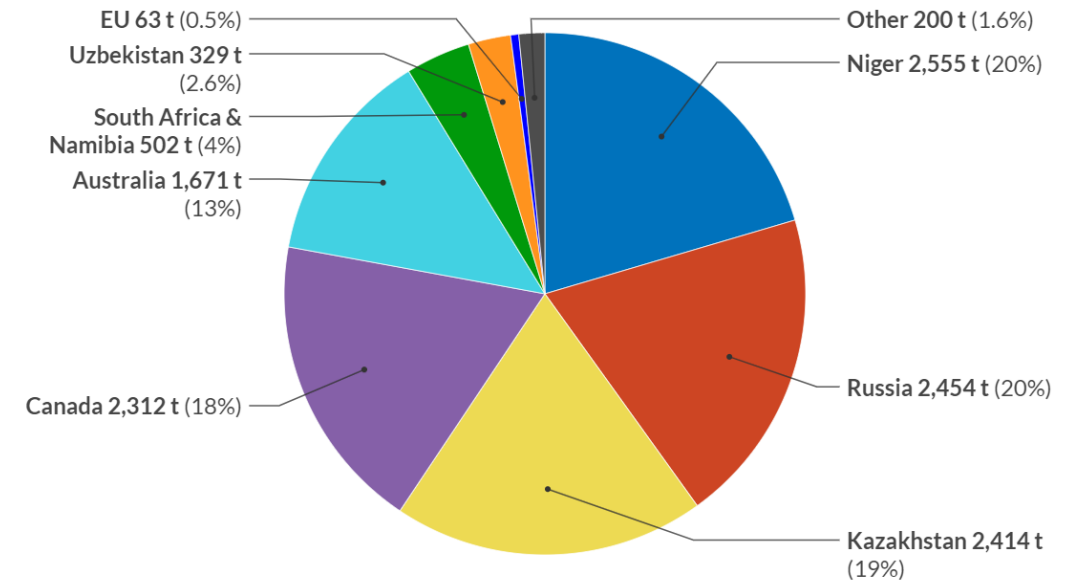
14 EU Member States without nuclear electricity production:

Denmark, Estonia, Ireland, Greece, Croatia, Italy, Cyprus, Latvia, Lithuania, Luxembourg, Malta, Austria, Poland, Portugal

Administrative boundaries: © EuroGeographics © UN FAO © Turkstat
Cartography: Eurostat - IMAGE, 1/2022
ec.europa.eu/eurostat

EU importerer 90% av uran fra Niger, Russland, Kazakhstan og Canada og Australia

EU uranium imports by country, 2020 (tons)

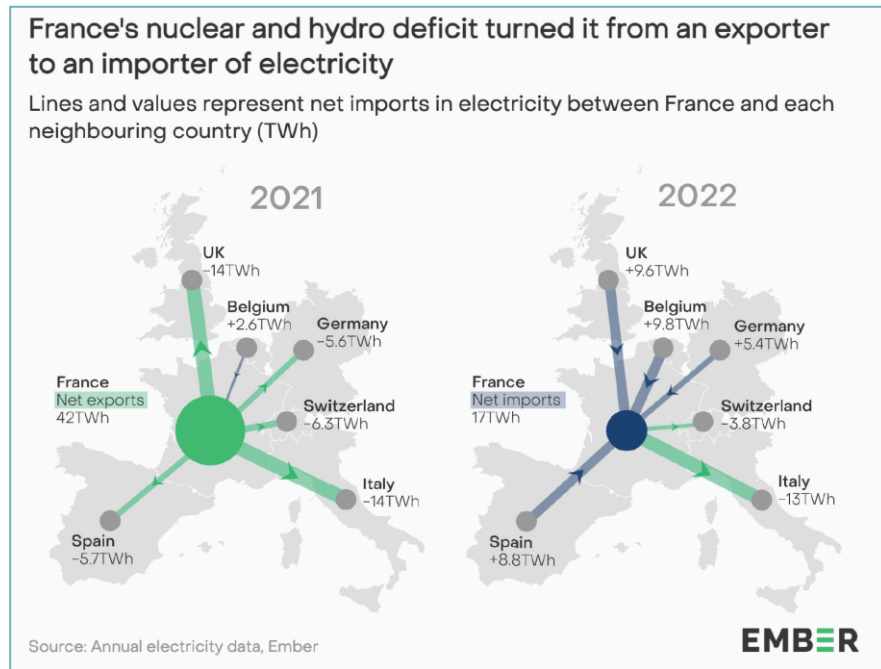


Source: Euratom

Problemer med kjernekraft i Frankrike og Finland. Kjernekraft vil ikke løse utfordringene på kort eller mellomlang sikt.

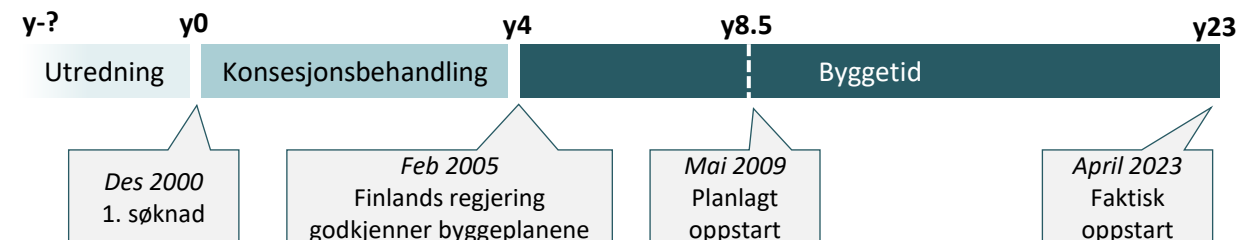
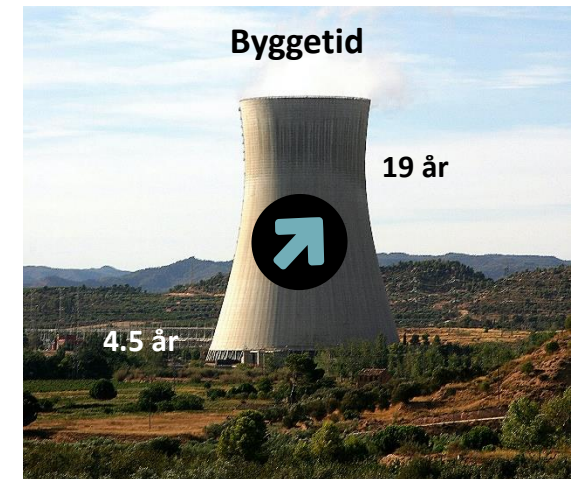
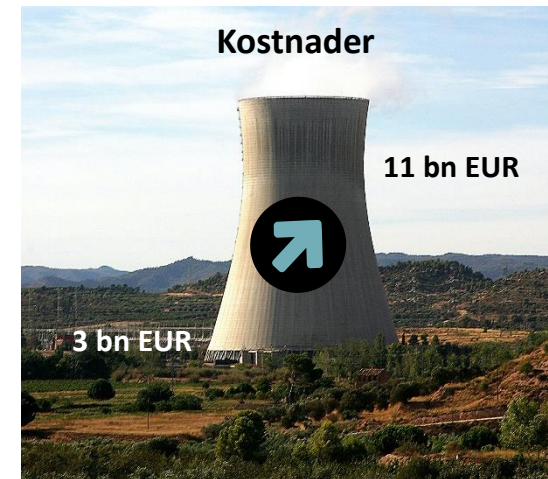
Frankrike: Lav produksjon i 2022 pga lave vannstander

Frankrike hadde store utfordringer med å opprettholde produksjon i 2022 pga lite vannføring i elvene. Landet gikk fra å eksportere 42 TWh netto i 2021 til å importere 17 TWh netto i 2022.



Finland: Store forsinkelser og kostnadsøkning i Olkilouto 3

Finland har bygget en ny reaktor i et eksisterende kraftverk (Olkilouto 3). Prosjektet viste store kostnadsøkninger og betydelige forsinkelser.



1 Innføring i kraftsystemet

2 Status quo Trøndelag

3 Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag

4 Potensialer for ny produksjon

5 Energieffektivisering og fleksibilitet

5.1 Ulike deler av kraftsystemet blir utfordret fremover: Energibalanse, effektbalanse, nettkapasitet, systemstabilitet

5.2 Hva er potensialet for at utfordringen kan løses med energieffektivisering

5.3 Hva er potensialet for at utfordringen kan løses med fleksibilitet

6 Skatter og avgifter

7 Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter

8 Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

(5): Energieffektivisering og fleksibilitet

Som kartlagt i de foregående kapitlene blir ulike deler av kraftsystemet utfordret av den pågående energiomstillingen:

- **Energiknapphet** - Det går mot energiunderskudd, særlig i tørrår.
- **Effektknapphet** - Energidekning time for time på kalde vinterdager kan være krevende med variabel og uregulerbar produksjon som vind og sol.
- **Nettkapasitet** - Mangel på nettkapasitet, behovet i topplasttiden begrenser nye tilknytninger.
- **Systemstabilitet** - Sikring av frekvens- og spenningsstabilitet blir stadig mer utfordrende med mer variable og desentraliserte produksjonskilder.

Man kan ikke løse alle disse utfordringene kun med utbygging av mer kraft. Det er også behov for energieffektivisering og fleksibilitet, både på produksjonssiden og forbrukssiden.

I dette kapitlet beskriver vi potensialet til energieffektivisering og hvordan fleksibilitet kan bidra til å løse ulike utfordringer.

Det finnes ulike kilder for fleksibilitet, f.eks. varmelagring, batterier, hydrogenproduksjon, flytte eller kutte forbruk mm. Ikke alle disse kildene kan brukes til alle de nevnte formålene. Det er ulike krav til forutsigbarhet, hyppighet, responstid, effekt- eller energibalanse osv. og ulike kilder tilfredsstiller kravene på ulikt vis.

Vi gir en oversikt over hvilke kilder som er mest aktuelle for de ulike formålene og beskriver kort hvilke teknologier og konsepter som finnes og må utvikles videre for å bruke fleksibilitet i enda høyere grad fremover

1 Innføring i kraftsystemet

2 Status quo Trøndelag

3 Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag

4 Potensialer for ny produksjon

5 Energieffektivisering og fleksibilitet

5.1 Ulike deler av kraftsystemet blir utfordret fremover: Energibalanse, effektbalanse, nettkapasitet, systemstabilitet

5.2 Hva er potensialet for at utfordringen kan løses med energieffektivisering

5.3 Hva er potensialet for at utfordringen kan løses med fleksibilitet

6 Skatter og avgifter

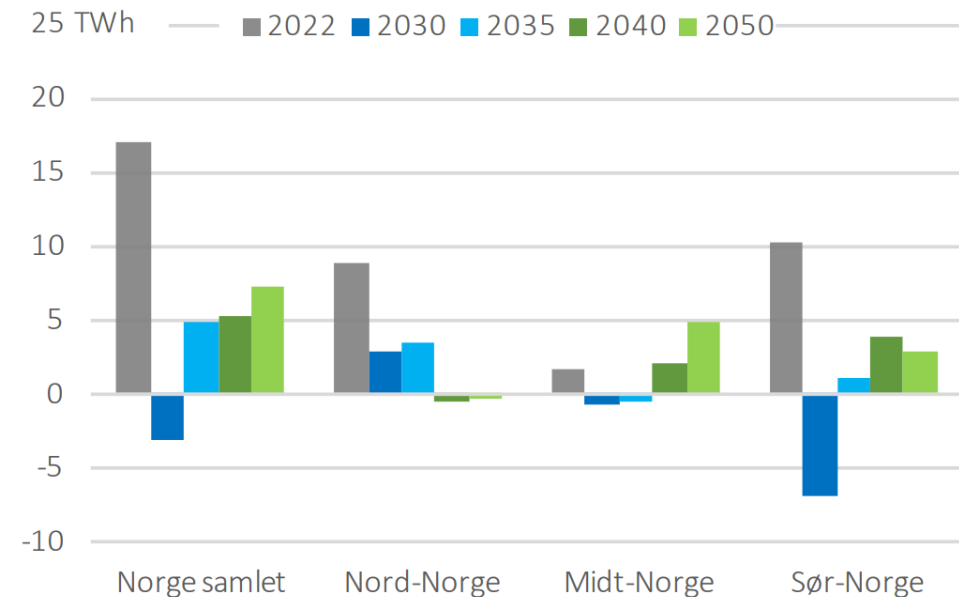
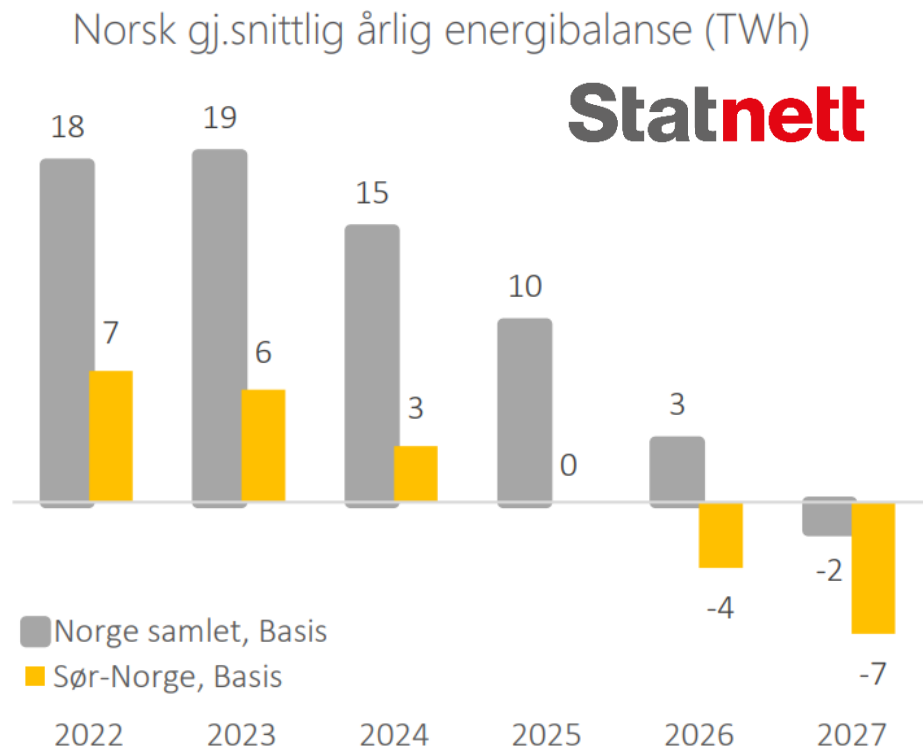
7 Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter

8 Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

Utbygging av kraft kan ikke holde tritt med utviklingen i etterspørselen: Det gjennomsnittlige norske kraftoverskuddet vil falle utover 2020-tallet

Innen slutten av tiåret forventer Statnett et kraftunderskudd både i Norge...

... og i region Midt



Værvariasjoner øker. I verste fall må det håndteres et kraftunderskudd på mer enn 20 TWh i Norge

Fornybar energiproduksjon er avhengig av været

Det norske kraftsystemet er veldig væravhengig:



Tilsgitt i norske vannmagasiner er avhengig av nedbørsmengde. Det totale nyttbare tilsgitt varierer fra år til år



Mer vindkraftutbygging vil føre til større avhengighet fra vindressurser.

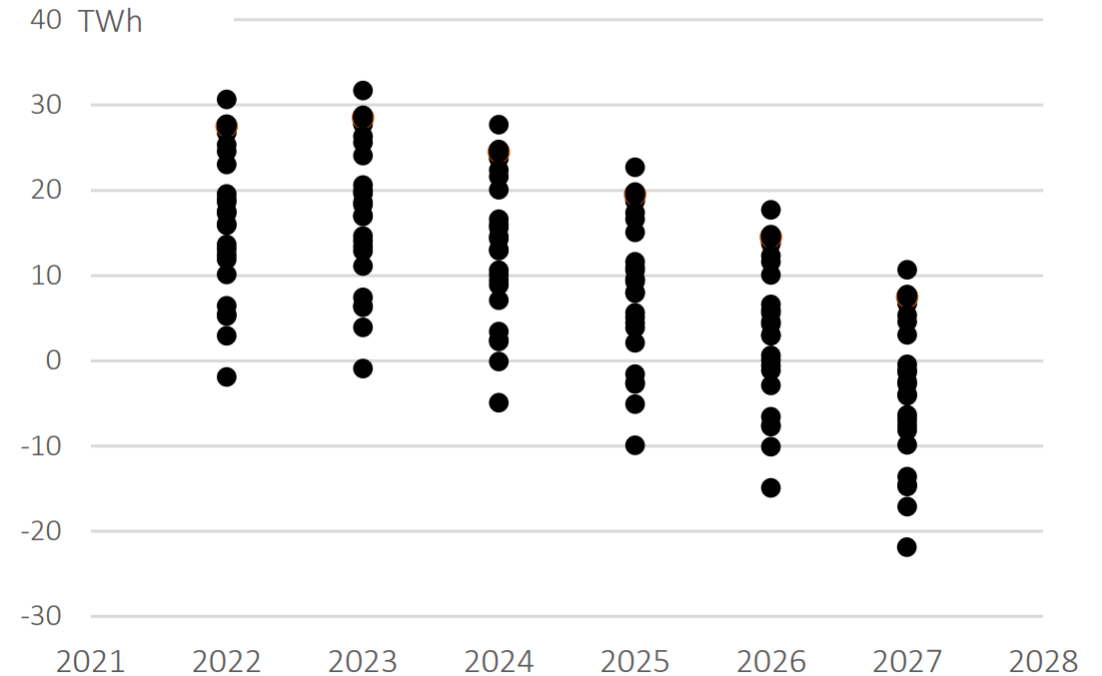


Tilsvarende (men i mindre grad) fører utbygging av sol til større avhengighet fra solinnstråling.

Utfallsrommet er avhengig av modellene som er brukt, men beveger seg i størrelsesorden på 20 % av totalproduksjonen (til høyre Statnetts analyser, jfr. også kapittel 1.3, side 34).

Væravhengighet av norsk energibalanse: Utfallsrom på ~35 TWh

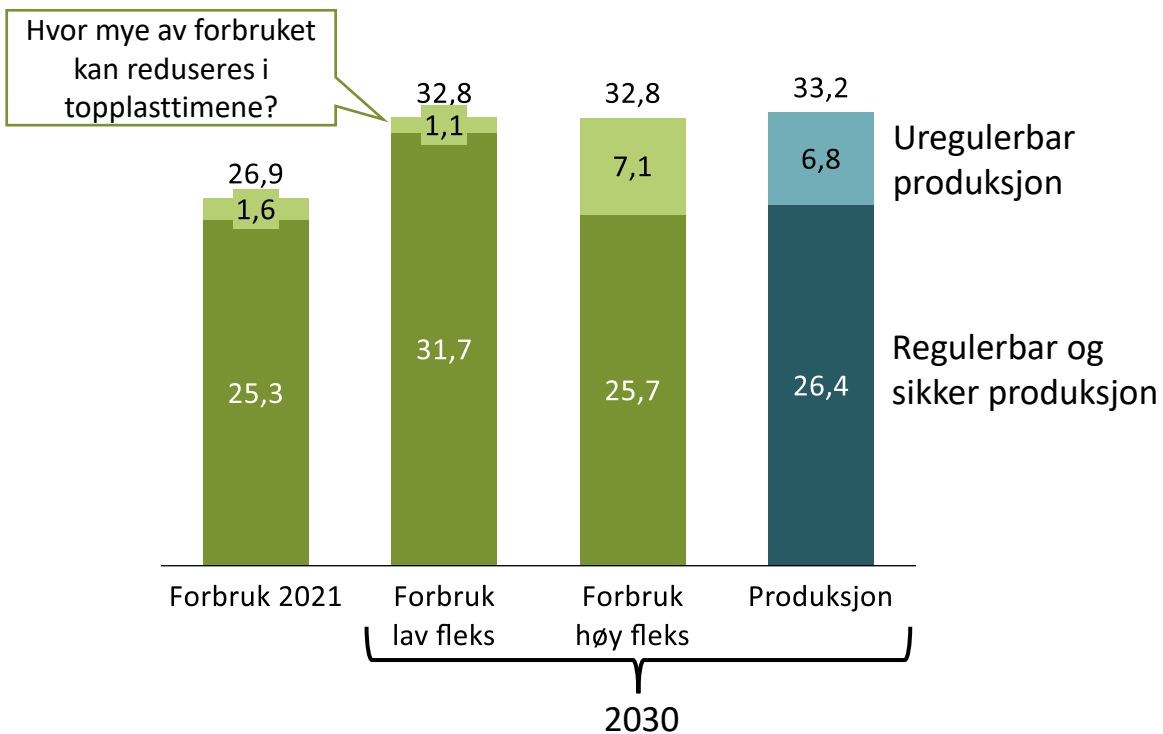
Utfallsrom for årlig energibalanse – kun drevet av været i Basis



Ikke glem effekt! Det er ikke sikkert at vi har nok kraftproduksjon i **topplasttimene** framover

Kraftbalansen i topplasttimer blir knappere framover (GW)

I denne rapporten fra mai 2022 forventes det positiv energibalanse i 2030. Effektbalansen i topplasttimene på kalde vintermorgener kan derimot være negativ, hvis ikke det blåser i disse timene:



Andel uregulerbar produksjon vil også øke i Norge

I motsetning til energi, har Norden lite effekt å bidra i kritiske perioder.

Norge kan med tiltak innen vannkraften øke installert effekt.

Vannkraften har et teknisk potensial på rundt 10.000-15.000 MW økt effekt.

Dette er av betydning, da det vil bli vanskelig å ha produksjonskapasitet til å dekke de høyeste forbrukstidene.

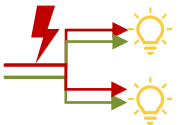
Vurderingen av ledig nettkapasitet er kompleks, og nettselskapenes vurdering av om det er forsvarlig å tilknytte flere kunder i nettet deres baserer seg på historiske «worst case»-data

I dag: Vurderingen av ledig kapasitet legger stor vekt på forsyningssikkerheten til husholdningene

Strømnettet er **effektdimensjonert**. Det vil si at nettet til en hver tid skal tåle



den energien som leveres i en time på den dagen med størst forbruk, der «størst forbruk» defineres som forventet forbruk på den kaldeste vinterdagen*



å miste den største komponenten i nettet uten at kundene mister strømmen i perioden med størst forbruk (N-1).



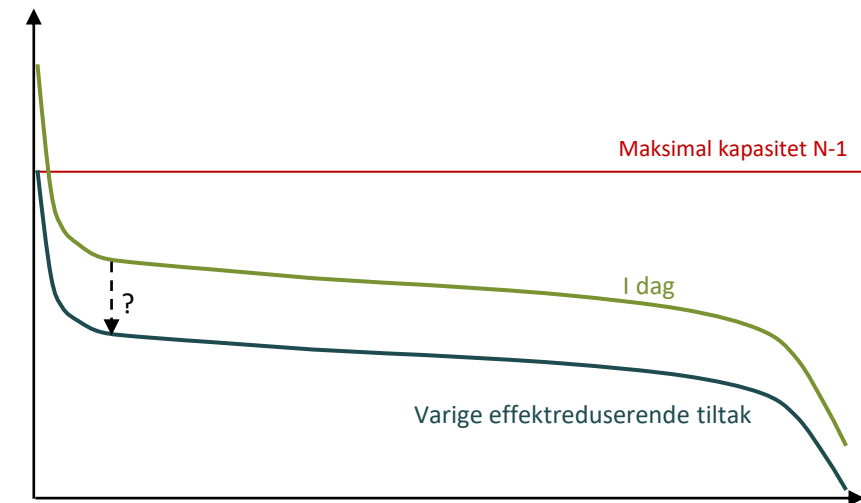
en viss prosentvis vekst i forbruket til alminnelig forsyning (det skal alltid være plass i nettet til å tilknytte flere privatkunder)

Utfordring: nettselskapene baserer sine prognoser på historiske data, og kan ikke anta at topplasten er redusert uten at de ser over tid at det faktisk skjer – selv om det settes inn tiltak for energieffektivisering eller alternative energikilder. Tiltak som reduserer topplasten vil da ikke frigjøre kapasitet løpende, men i etterkant av endringen.

Hva hvis det gjennomføres storskala effektreduserende tiltak i alminnelig forsyning som permanent reduserer deres forbruk?

- Kan nettselskapene regne med effektreduserende tiltak i sin vurdering av tilgjengelig nettkapasitet dersom de kan være sikre på at tiltakene kommer?
- I så fall, hva vil det ha å si for vurderingen av hvor mye ledig kapasitet det er i nettet?

Illustrativ: Varighetskurve effektforbruk husholdninger

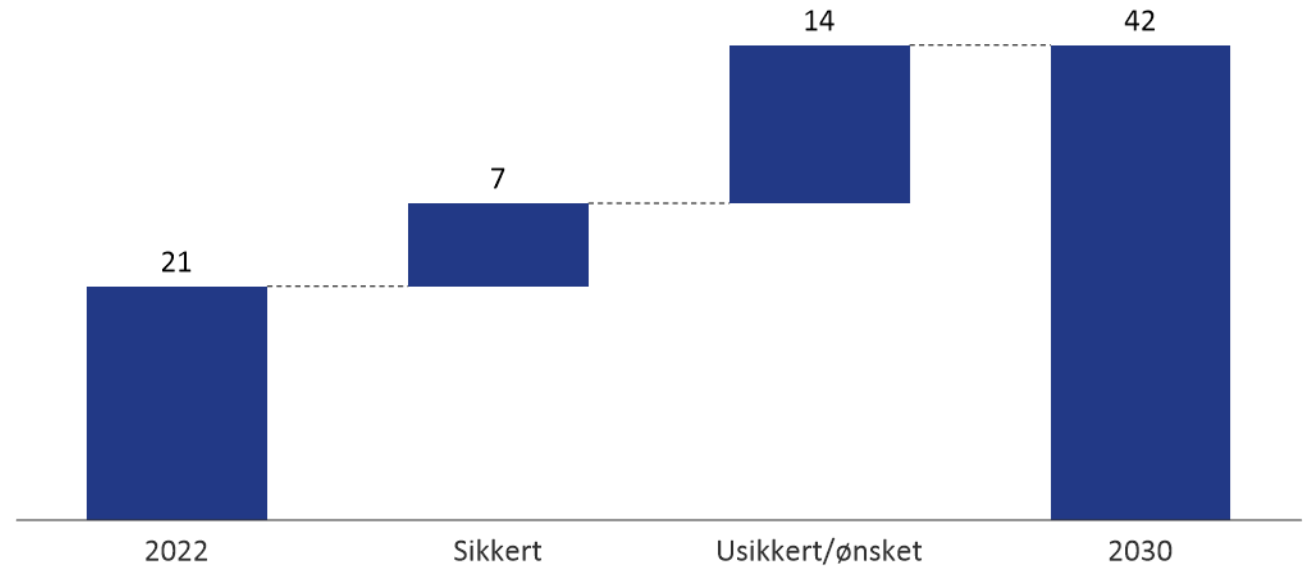


*Maksimaleffekten som forventes ved laveste tre døgns middeltemperatur (som statistisk sett inntreffer i ett av ti år)

I 2030 forventer nettselskapene å levere dobbelt så mye effekt som i dag – én tredjedel av økningen er allerede bestilt (se også Kap. 3)

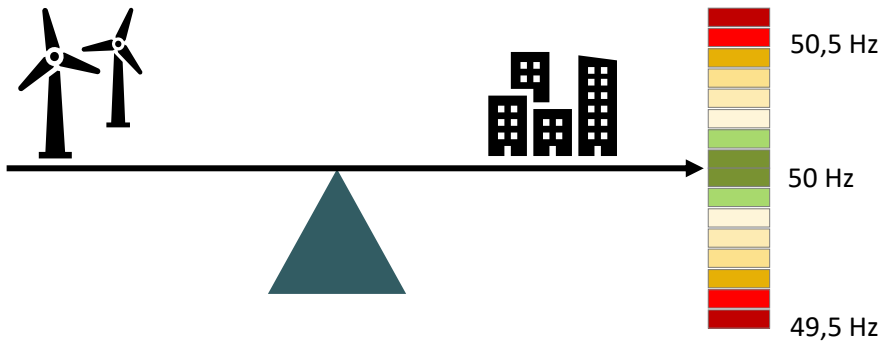


Levert og mulig ny effekt i nettet (GW)



For å sikre systemstabilitet, må Statnett balansere produksjon og forbruk hvert sekund og minutt

Mange typer ressurser trengs for å sikre systemstabilitet



Det er behov for flere typer fleksibilitetsprodukter:

- Må reagere ulikt raskt (sek til 15 min)
- ..og levere ulikt lenge (sek til timer)

Det blir behov for mer fleksibilitet fra forbruk i Statnett sine balansemarkeder

Behov for mer fleksibilitet fra forbruk

- Dimensjonerende feil i systemet økt fra 1200 til 1400 MW (Tysklands kabelen)
- Mer utfordrende drift med økt andel uregulerbar produksjon
- Vannkraften kan ikke levere på alt og i alle områder

I tillegg:

- Markedene i Norden og Europa blir harmonisert og det blir økte **muligheter til å handle på tvers av land**
- Det skal handles inn balanseprodukter i **hvert prisområde framover**, og prisene kan bli ulike i hvert område

Utviklingstrekk for balansemarkedene

Behov for økte volum	<ul style="list-style-type: none">▪ Dimensjonerende feil i systemet økt fra 1200 til 1400 MW (Tysklandskabelen)▪ Mer utfordrende drift -> kan ikke bruke samme ressurser til ulike formål	<ul style="list-style-type: none">▪ Økte priser
Nordisk og europeisk marked	<ul style="list-style-type: none">▪ Balanseproduktene harmoneres på tvers av land▪ Ressurser kan brukes på tvers av land dersom det er nettkapasitet tilgjengelig	<ul style="list-style-type: none">▪ Økte priser
Clearing per prisområde	<ul style="list-style-type: none">▪ Fra: ressursene kan være lokalisert i hele landet▪ Til: kjøp av spesifiserte volumer per prisområde, bruk på tvers ved tilgjengelig nettkapasitet	<ul style="list-style-type: none">▪ Økte priser i områder med lite ressurser
Redusert tidsoppløsning	<ul style="list-style-type: none">▪ Fra times- til kvartersoppløsning på bud i energi og balansemarkedene▪ Reduserer ubalanser ved timestskift	<ul style="list-style-type: none">▪ Reduserer behov for ressurser og priser
Flere produkter	<ul style="list-style-type: none">▪ Flere fysiske behov i balanseringer har gitt flere produkter▪ Produkter utvikles også for å øke tilbudssiden, særlig fra forbruk	<ul style="list-style-type: none">▪ Gir flere muligheter for å delta

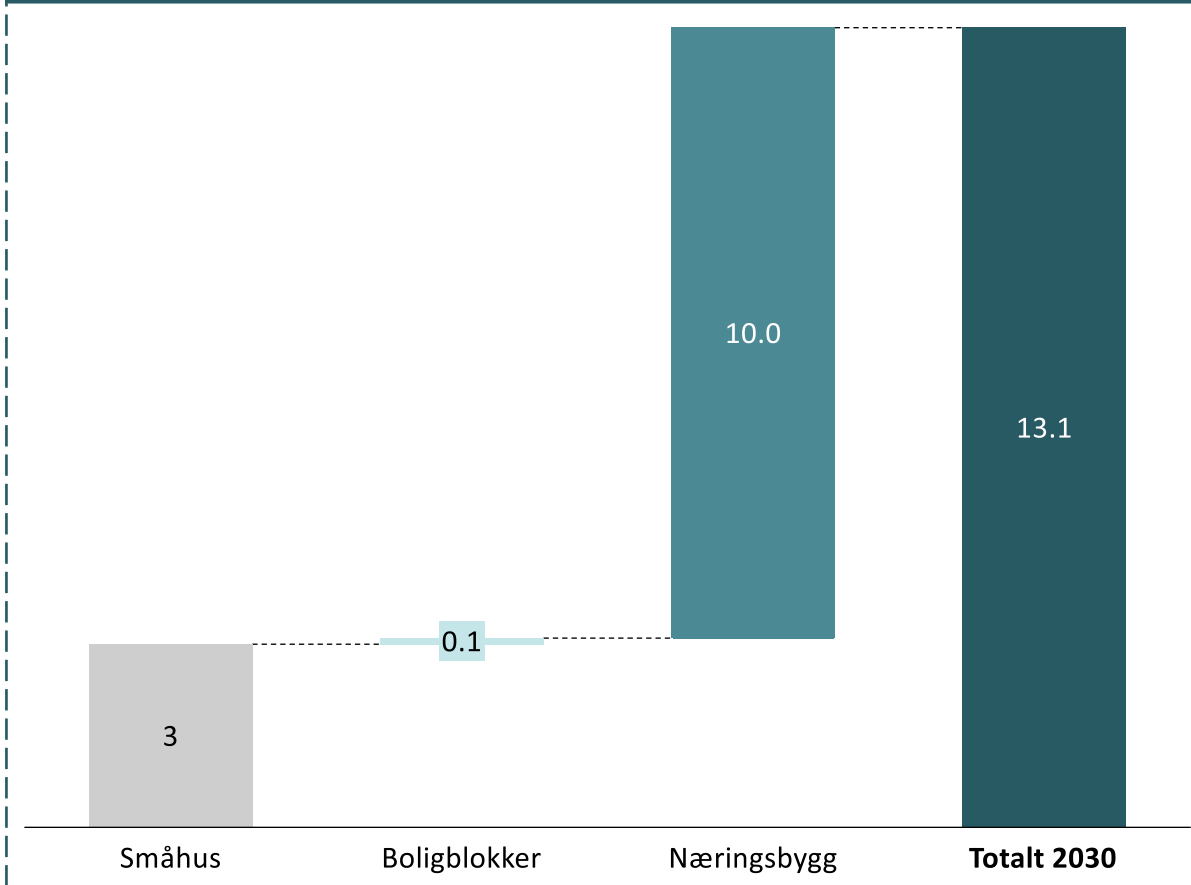
Hvilke kilder kan bidra til hvilke utfordringer?

	Energibalanse	Effektbalanse	Nettkapasitet	Frekvensbalanse
Alternativ varmekilde	✓	✓	✓	✓
Varmelager	×	✓	✓	✓
Termisk treghet	×	✓	×	✓
Batteri	×	✓	✓	✓
H2 produksjon	×	✓	✓	✓
Flytte forbruk	×	✓	✓	✓
Kutte forbruk: EE, fjernvarme	✓	✓	✓	×

- 1 Innføring i kraftsystemet
- 2 Status quo Trøndelag
- 3 Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag
- 4 Potensialer for ny produksjon
- 5 Energieffektivisering og fleksibilitet
 - 5.1 Ulike deler av kraftsystemet blir utfordret fremover: Energibalanse, effektbalanse, nettkapasitet, systemstabilitet
 - 5.2 Hva er potensialet for at utfordringen kan løses med energieffektivisering
 - 5.3 Hva er potensialet for at utfordringen kan løses med fleksibilitet
- 6 Skatter og avgifter
- 7 Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter
- 8 Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

NVE har tidligere anslått 12 TWh økonomisk potensial i energieffektivisering av bygg til en kostnad lavere enn 1 krone/KWh, men usikkert om alt blir realisert.

Energieffektivisering i bygg har et potensial på 10-13 TWh med en tiltakskostnad under 1 krone/KWh

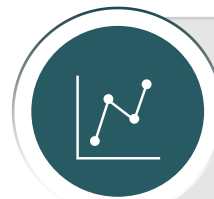


Barrierer



Mangel på kunnskap og informasjon

Tiltakshaverne har ikke tilstrekkelig informasjon og kunnskap om energieffektiviseringspotensialet og aktuelle tiltak



Samfunnsøkonomisk lønnsomme tiltak framstår ikke privatøkonomisk lønnsomme

Private ønsker nedbetalingstid, mangler finansiering, tapt leieinntekt i rehabiliteringstiden og det er lav betalingsvilje for leie av lokaler/bygg



Mangelfull koordinering på tvers av bransjer og leverandører

Inneffektive prosesser og grensesnitt i byggebransjen vs. elektrobransjen og innad i elektrobransjen gjør tiltak dyre



Enova har redusert tilskudd til energieffektivisering i bygg

Løsninger finnes i markedet og bør «skje av seg selv». Enova har derfor endret fokus til reduserte utslipp og bort fra effektiv energibruk

Energikommisjonen setter enda høyere mål for energibesparelser innen 2030

«Enovas mandat må endres slik at det omfatter Energieffektivisering»

«Gjennomføre og utvide støtteordningene til energieffektivisering i næringsbygg og boligbygg (Enova)»



Foto: NTB

«minst 20 TWh energisparing»



Energieffektivisering i bygg

15 – 20 TWh



Energieffektivisering i industrien

1 – 5 TWh

«Endre byggeteknisk forskrift slik at den gir insentiv til å anvende varmepumper og andre energieffektive løsninger»

«Nasjonal handlingsplan for energieffektivisering som rettes mot alle sektorer og tilrettelegger for sektorkobling»

Energikommisjonen legger vekt på energieffektivisering, og beregner et potensiale på energibesparelser i bygg på 15-20 TWh

Regulatorisk

- Nasjonal handlingsplan om energieffektivisering
- Det må lages en forpliktende plan for energieffektivisering i bygg som må følges opp og justeres årlig

Bygge-/ eiendomsbransjen:

- Nasjonalt effektiviseringsløft for boliger, flerbolighus og yrkesbygg med en tiltaksperiode på 7 år (til 2030)
- Bransjen selv bør utvikle gode bransjestandarder for energiløsninger som enkelt kan benyttes når de gir tilbud om energitiltak i bygg
- Etablere kompetanse- og informasjonsprogram som skal gi byggeiere og byggenæringen nødvendig kunnskap og ferdigheter, og bedre samordne myndigheter og aktører med ansvar for bygg, energieffektivisering og energisystem
- Opprette prøveordning der håndverksbedriftene kan få støtte til å bistå kundene med energieffektiviseringstiltak, for å gi økte insentiver til å selge inn energieffektive løsninger
- Raskt innføre energistandarder for bygningskomponenter

Energieffektivisering i boliger og yrkesbygg

- Innføre tydelige og etterprøvbare krav til energistandard i yrkesbygg
- Krav om energirevisjon av alle yrkesbygg med høyt energiforbruk eller som har

energimerke E eller lavere

- Gjeninnføre og utvide støtteordningene til energieffektivisering som Enova hadde for næringsbygg og boligbygg. Ordningene må omfatte tilskudd til modne og velprøvde energitiltak etter nærmere definerte kriterier.
- Vurdere tidsavgrenset investeringsstøtte eller lån hvor deler av lånet ettergis som tilskudd ved gjennomført enkelttiltak med høy energistandard i eneboliger og flerbolighus.
- Skjerpe energikravene for nybygg i byggt teknisk forskrift.
- Ende byggt teknisk forskrift slik at den gir insentiv til å anvende varmepumper og andre energieffektive løsninger til oppvarming og solenergi for egenproduksjon av strøm og lagring av energi.

Energieffektiv og grønnere industri: 1 – 5 TWh potensiale

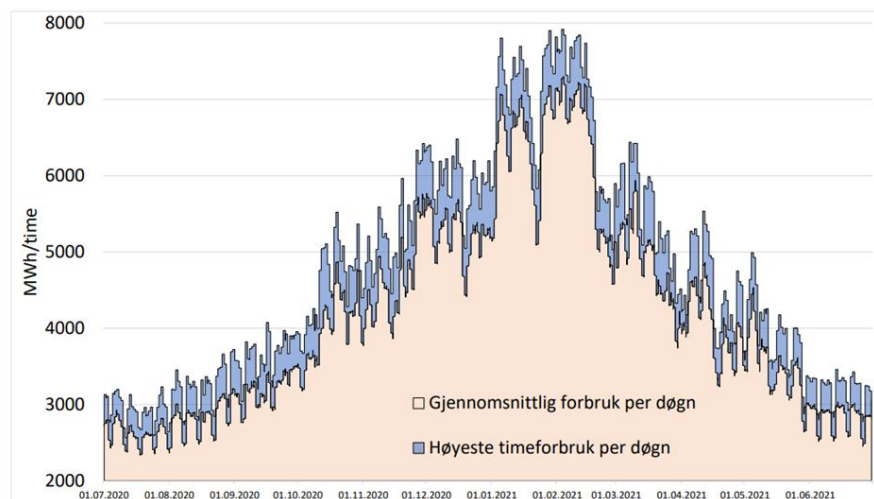
Nasjonalt energieffektiviseringsløft i bygg: 15 – 20 TWh potensiale

Energikommisjonen om effektkapasiteten i nettet

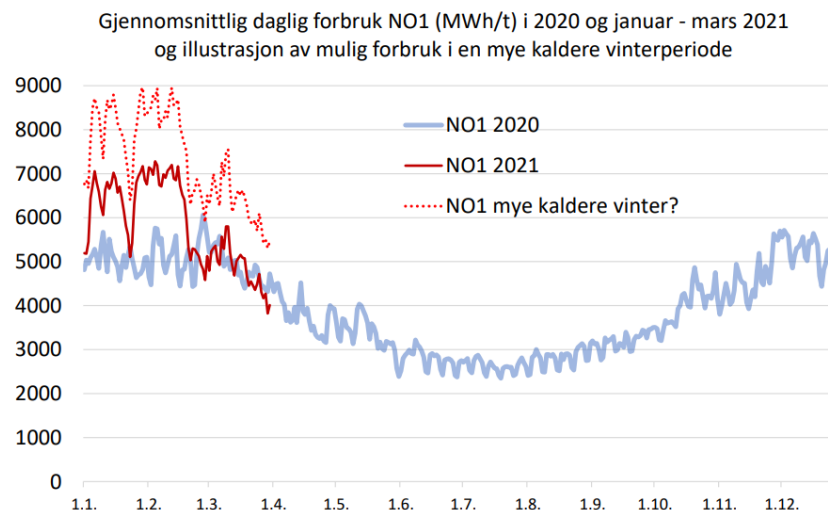
- I dag er Norges effektoverskudd på rundt 0,5 GW selv i de strammeste timene gitt en moderat fleksibilitet (1,6 GW).
- Med en lav grad av fleksibilitet (1,1 GW) vil den laveste antatte tilgjengelige produksjonskapasiteten akkurat dekke maksimalt uflexibelt forbruk (25,8 GW)

Energieffektivisering / energifleksibilitet fra oppvarming vil bety mye for både energiknapphet i kalde år, effektbalansen og for å frigjøre kapasitet i nettet. Eksempler fra Oslo-området

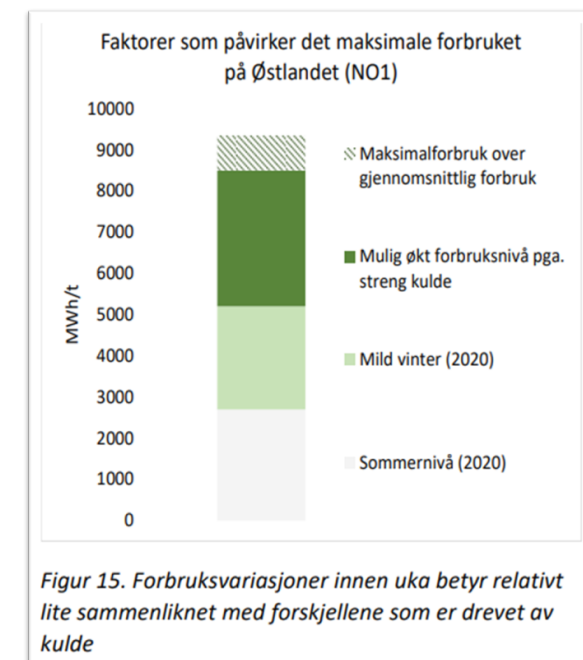
Forbruket varierer mye mellom sommer og vinter, og det er noe variasjon mellom høyeste og laveste timer per døgn



Forbruket (i NO1) kan være 80 % høyere i en svært kald vinter som i en normal vinter

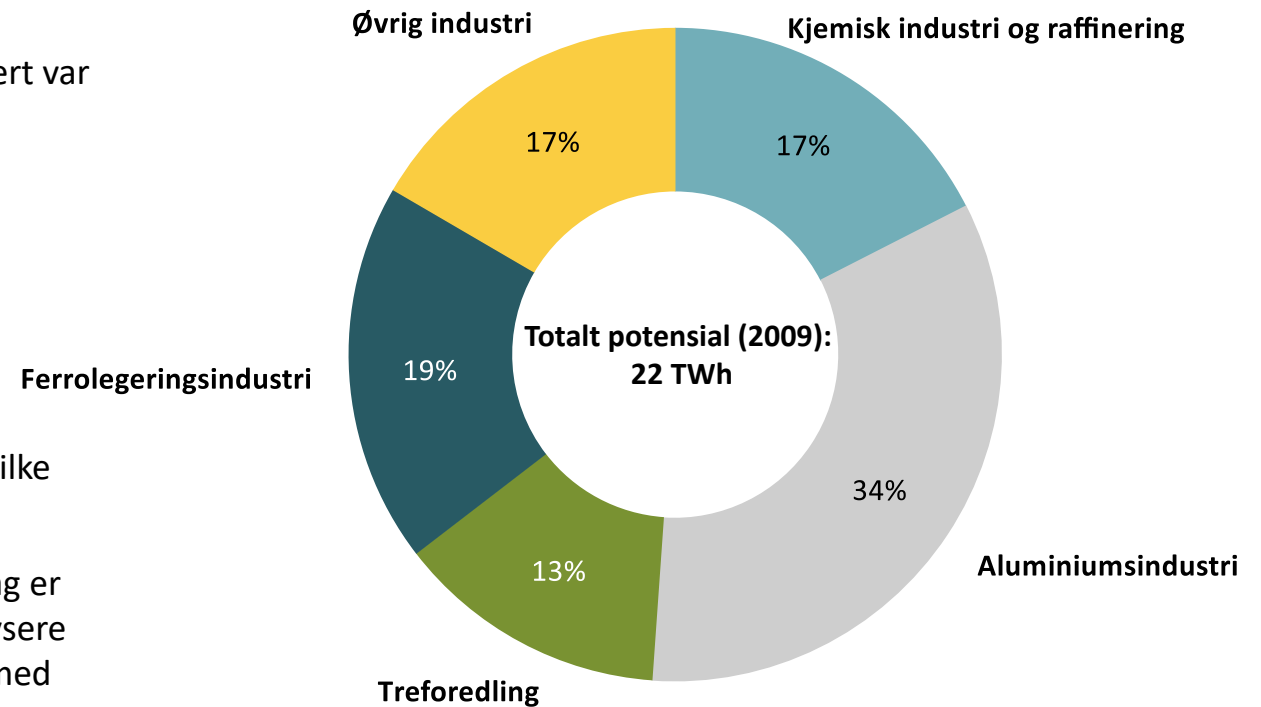


Fleksibilitet innen døgnet kan redusere topplasten med ca 10 %, alternativ oppvarming i kaldeste vintre med 80%



Potensial for energieffektivisering i industri i Trøndelag er usikkert

- I en ENOVA-rapport fra 2009 ble energieffektiviseringspotensialet i norsk landbasert industri analysert. Den gangen ble det kvantifisert et potensiale på 22 TWh mot 2020 fra tiltak som er lønnsomme forutsatt infrastruktur i base-casen.
- Nødvendige investeringskostnader ble anslått til ca. 15 milliarder NOK.
- Barrierer for å gjennomføre energieffektiviseringstiltak som ble identifisert var
 - Manglende ekstern infrastruktur
 - Umoden teknologi
 - Manglende bedriftsøkonomisk attraktivitet
 - Begrenset kapitaltilgang
 - Lav bevissthet
 - Manglende tilgang på kompetanse
- Det er usikkert hvor mange av disse tiltakene som ble gjennomført og hvilke industrier som var flinkere enn andre i å gjøre det.
- Det resterende potensiale som ligger i effektiviseringen av industrier i dag er trolig mye lavere. For å kvantifisere dette potensiale i Trøndelag og analysere fordelingen blant typer industri, må man gjennomføre dybdeintervjuer med industribedriftene i regionen.



- 1** Innføring i kraftsystemet
- 2** Status quo Trøndelag
- 3** Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag
- 4** Potensialer for ny produksjon
- 5** Energieffektivisering og fleksibilitet
 - 5.1** Ulike deler av kraftsystemet blir utfordret fremover: Energibalanse, effektbalanse, nettkapasitet, systemstabilitet
 - 5.2** Hva er potensialet for at utfordringen kan løses med energieffektivisering
 - 5.3** Hva er potensialet for at utfordringen kan løses med fleksibilitet
- 6** Skatter og avgifter
- 7** Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter
- 8** Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

Tre måter fleksibilitet kan bidra til å løse utfordringer: Kutte, flytte eller bytte, inkl. eksempler

Respons	Lasttype	Eksempel industri	Eksempel bygg	Eksempel elbil	Eksempel skip
Kutte (bruke mindre energi)	Prosesser som kan avbrytes	Produksjonsstans med reduserte vareleveranser	Redusere romtemperatur, slå av lys, ventilasjon eller annet elektrisk utstyr	Bruke andre transportmidler, f.eks. kollektivtransport	Slå av lys og varme på skipet
Bytte	Laster med alternative energikilder	Olje-/elkjeler Fjernvarme kan bytte mellom elkjel/ varmepumpe og andre energikilder	Olje-/elkjeler Strømaggregat Off-grid-løsninger inkl. sol, småskala vind osv.	Hybridbiler	Hybridferge: el og biodrivstoff. Skip skifter til aggregat ombord
Flytte	Trege laster	Varme/kjøling	Oppvarming, kjøling og ventilasjon	-	-
	Laster med lager	Lager av kvernet tremasse i papirindustri Akkumulator-tanker i fjernvarme	Varmtvannstanker, varmelager eller batteri	Lade- og tappe batteriet (V2G) – lite tilgjengelig i dag	Batteribank på kaien eller ombord
	Laster med overkapasitet	Gartneri – trenger kun lys 20 av 24 timer per døgn	Tidspunkt for bruk av vaske- oppvaskmaskin kan tilpasses	Står i ro lengre enn det som trengs for å lade, tidspunkt kan tilpasses	Dersom f.eks. en ferge ikke må lade ved alle anløp

Ytterligere eksempler på fleksibilitet av ulike typer

KUTTE

Redusere varmetap

- Økt isolering
- Bedre varmegjenvinning

Varmepumper

- Kan levere varme 2-4 ganger mer effektivt en panelovener
- Differansen mellom helelektrisk oppvarming og bruk av bergvarmepumper i alle nye bygg bygget etter TEK20 tilsvarer i overkant av 2 GW lavere effektbelastning fra bygg i 2050 ved dimensjonerende utetemperatur

Redusere forbruk selv med komforttap

- Redusere innetemperatur
- Dusje kortere
- Skru av varme i enkelte rom eller til enkelte formål

FLYTTE (mellom sesonger)

Varmelagring

- Overskuddsvarme kan lagres i fjell fra sommer til vinter

BYTTE

Geotermisk varme

- En nesten ubegrenset ressurs som sammen med varmepumper kan tilføre mye energi til oppvarming

Bioenergi

- Kan bidra med fleksibilitet og begrense forbrukstopper

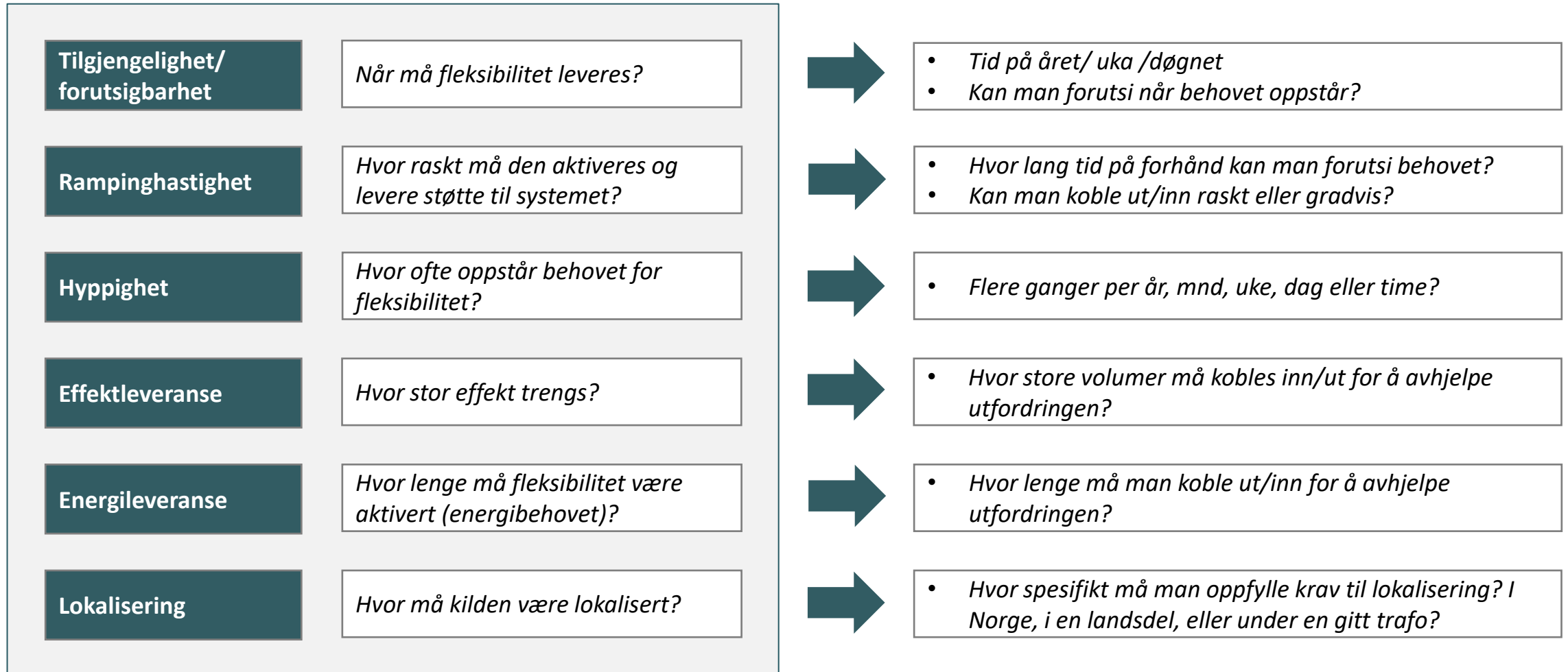
CHP

- Positivt for både effekt og energibalanse
- Biogass og hydrogen aktuelt for CHP.
- Dagens regulering fanger ikke opp den fulle verdien av CHP og annen lokal kraftproduksjon
- Samfunnsøkonomisk lønnsomhet er høyere enn den bedriftsøkonomiske.

Spillvarme

- Norsk industri har anslagsvis 20 TWh utnyttet spillvarme per år (Sintef)
- Samlokalisering mellom industri som produserer spillvarme og virksomheter som kan utnytte spillvarme kan gi betydelige energibesparelser.
- Kan brukes til varmeprosesser eller som grunnlast i fjernvarmesystemer.

Ulike kilder for fleksibilitet kan bidra til å løse ulike utfordringer avhengig av en rekke parametere



Hva kan bidra til å unngå eller håndtere år med negativ energibalanse?

Økt produksjon, redusert forbruk



Mer produksjon bidrar til bedre kraftbalanse



Energieffektivisering bidrar til bedre kraftbalanse

Eksempel: Energifleksibilitet i varmeprosesser i industrien

Varmeprosesser i industrien kan forsynes med elkjeler i år med overskudd, og med andre kilder i år med energiunderskudd:



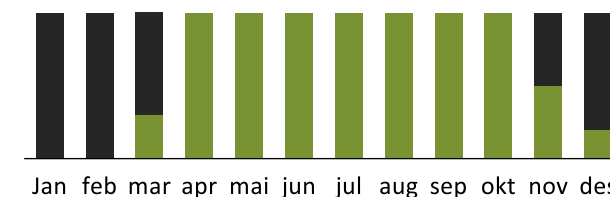
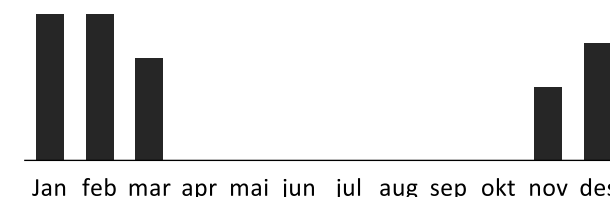
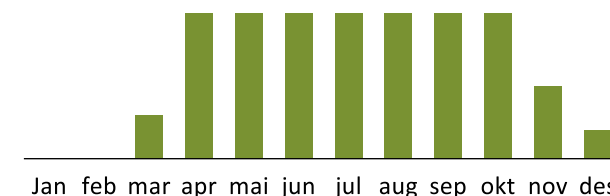
Elkjel



Olje-/gasskjel



Varmeprosess i industrien



Hva kan bidra til å håndtere kapasitetsutfordringer i topplasttimer (**effektbalanse**)?

Bedre kraftbalanse reduserer sannsynlighet for knapphet i topplasttimer



Mer produksjon bidrar til bedre kraftbalanse
Kapasitetsutvidelser i eksisterende vannkraft bidrar i topplasten



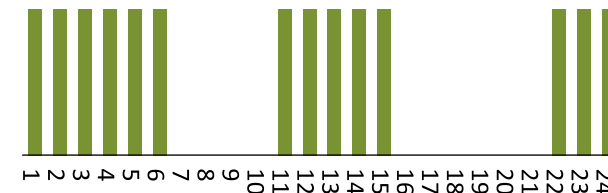
Energieffektivisering bidrar til bedre kraftbalanse
Redusere topplasten

Eksempel: energifleksibilitet i varmeprosesser i industrien

Varmeprosesser i industrien kan forsynes med elkjeler i **timer** uten knapphet på nett / kraft, og med andre kilder i **timer** med knapphet:



Elkjel



Olje-/gasskjel

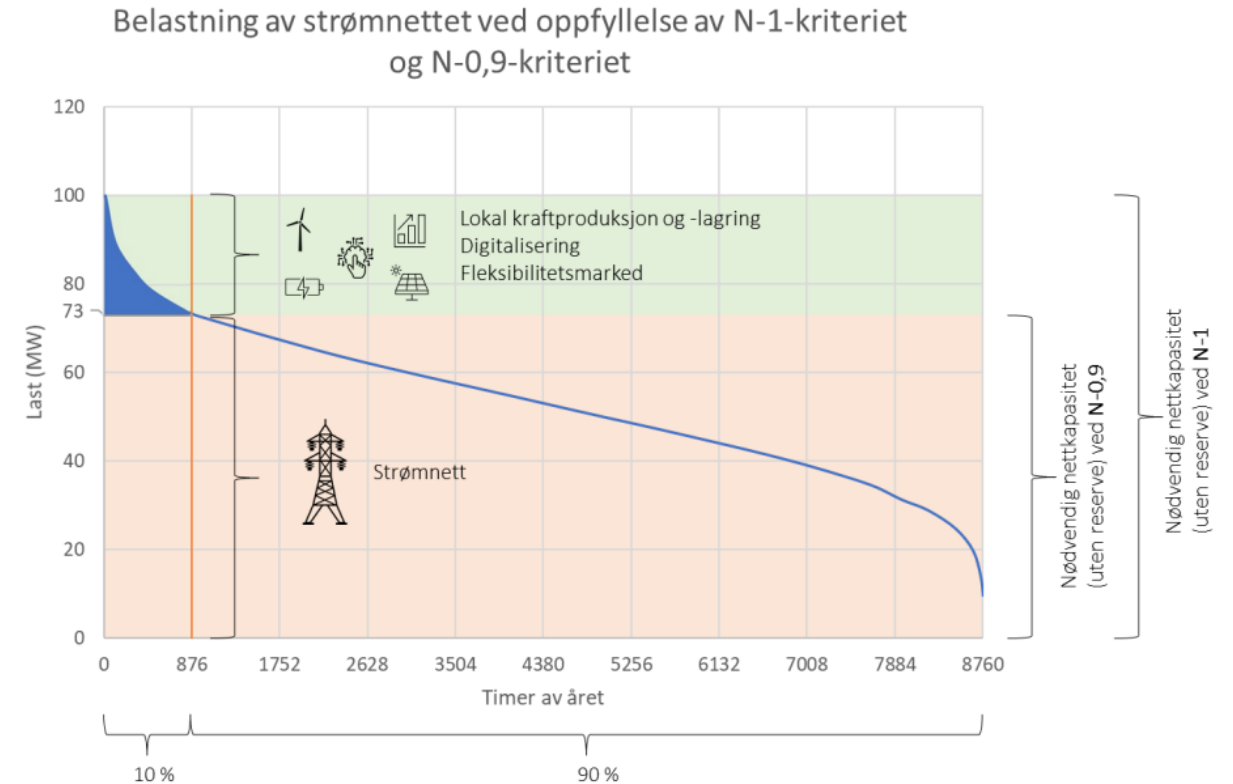


Varmeprosess i industrien



Eksempler for å øke utnyttelse av tilgjengelig kapasitet i eksisterende nett

- **Skaffe oversikt over køen:** Nettselskapene oppfordres til å få bedre oversikt over eksisterende kø og kapasitet i nettet
- **Ta i bruk teknologi:** OED vil påse at nettselskapene tar i bruk teknologi og markedsmessige løsninger for å utnytte nettet mest mulig effektivt. Eksempler er dynamisk kapasitetsberegninger (DLR – dynamic line rating), aktivt fasekompensering, termiske lager, alternative varmekilder, batterier, flytte last i bygg, flytte produksjon av hydrogen
- **Effekttariffer og betinget tilkobling.**
- **Andre virkemiddel:** Regjeringen vil vurdere ytterligere virkemidler, blant annet endringer i anleggsbidragsreglene, innføring av reservasjonsgebyr og andre prissignaler som kan bidra til å sikre god allokering av tilgjengelig nettkapasitet
- **Åpner for å redusere kunders effektuttak:** Regjeringen vil forskriftsfeste at nettselskapene i særlige tilfeller skal kunne redusere kundenes maksimalt tillatte effektuttak, gitt at kapasiteten står ubrukt og ikke skal tas i bruk av kunden
- **Høyere risiko i drift:** Nettet er dimensjonert slik at det er nok kapasitet i de kaldeste dagene og en vesentlig komponent faller ut (N-1). Å redusere denne redundansen kan spare for nettinvesteringer, men øker risiko for strømbrudd (N-0.x). Se figur til høyre og neste side for detaljer.



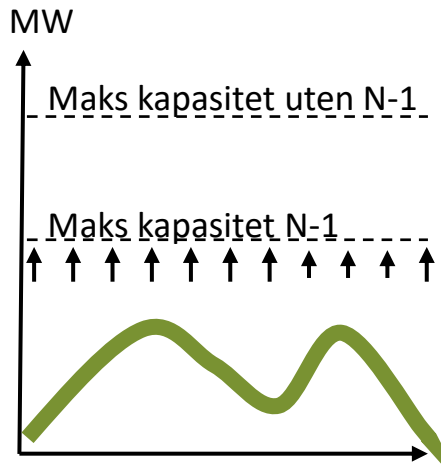
Figur 9 Nødvendig nettkapasitet (uten reserve) med N-0,9 vs. N-1. Teoretisk varighetskurve.

Nettselskapene kan jobbe aktivt for å utnytte nettet bedre, enten ved å ta i bruk mer data og analyser – eller å øke risikoen i nettdriften (risikere noe mer avbrudd)

Drifte nettet med «riktigere» kapasitetsgrenser

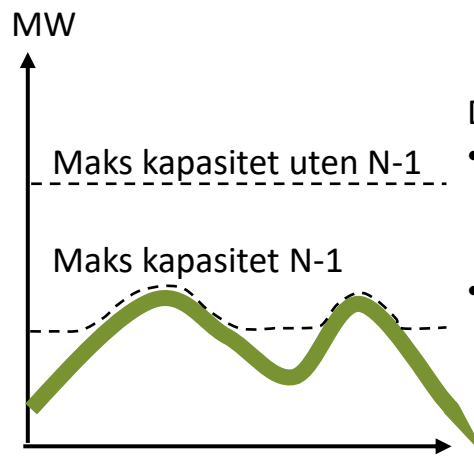
Ta mer risiko

Øke kapasitetsgrenser statistisk:

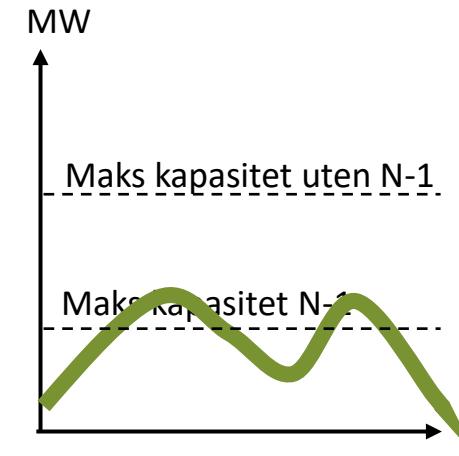


- Oppdaterte analyser og ny data som avdekker faktisk/skjult kapasitet
- Fjerne *unødvendige* sikkerhetsmarginer i vurderinger
- Temperaturoppgraderingstiltak
- Kjøling

Dynamiske kapasitetsgrenser:



- Drifte basert på
- Temperatur, ikke teoretisk maksbelastning
 - Sanntidsmåling og prediksjon



- Kjøre nettet hardere og avvike fra N-1
- Redusere faktisk risiko gjennom andre tiltak

Forutsetninger

Analyser:

- Bedre kjennskap til eget nett
- Avdekke nødvendig data
- Økt analysekapasitet og ressurser til dette

Systemer:

- Flere sensorer og instrumentering av nettet
- Systemer som kan håndtere ny og eksisterende data

Mot myndigheter og Statnett:

- Informasjonsutveksling og koordinering mellom TSO og DSO
- Få tilgang til nødvendig data inkl. produksjonsplaner
- Avklare rollefordeling
- Sikre økonomiske insentiver – håndtering av KILE, redusert levetid på komponenter

Regjeringen la frem en handlingsplan for raskere nettutbygging og bedre utnyttelse av nettet

Regjeringen åpner for prioritering av tilknytningsforespørsler

- **Felles praksis:** Nettselskapene oppfordres til å samordne seg om **en felles praksis** for vurdering av modenhet og dokumentering av modenhetsvurderingen.
- Søknader om kapasitet bør vurderes av nettselskapene i lys av tre modenhetskriterier:
 - **Gjennomføringsevne:** Vurdering av om kunden kan sannsynliggjøre at prosjektet vil realiseres. Kundens prosjekt må ha tilstrekkelig fremdrift og utvikling for å kunne beholde plassen sin i køen
 - **Bruk av kapasiteten:** Det må vurderes om kapasiteten skal tas i bruk innenfor en tidshorison som gjør det rimelig å planlegge for eller reservere kapasitet til denne kunden nå. Nettselskapet bør også gjøre en vurdering av kundens reelle behov for kapasitet, herunder antall MW. Skal kundens prosjekt utvikles trinnvis, kan det tilsi at nettkapasiteten også skal deles ut trinnvis
 - **Tidspunkt for forespørsel:** Tidspunkt for tilknytningsforespørselen vil være relevant for å skille mellom aktører som viser tilstrekkelig fremdrift og ellers vurderes likt underveis i tilknytningsprosessen
- **Eksisterende virksomhet prioriteres:** Dersom to prosjekter vurderes likt med hensyn til modenhet og framdrift, legger regjeringen til grunn at eksisterende virksomhet prioriteres.

Utnyttelse av tilgjengelig kapasitet

- **Skaffe oversikt over køen:** Nettselskapene oppfordres til å få bedre oversikt over eksisterende kø og kapasitet i nettet
- **Ta i bruk teknologi:** OED vil påse at nettselskapene tar i bruk teknologi og markedsmessige løsninger for å utnytte nettet mest mulig effektivt.
- **Andre virkemiddel:** Regjeringen vil vurdere ytterligere virkemidler, blant annet endringer i anleggsbidragsreglene, innføring av reservasjonsgebyr og andre prissignaler som kan bidra til å sikre god allokering av tilgjengelig nettkapasitet
- **Åpner for å redusere kunders effektuttak:** Regjeringen vil forskriftsfeste at nettselskapene i særlige tilfeller skal kunne redusere kundenes maksimalt tillatte effektuttak, gitt at kapasiteten står ubrukt og ikke skal tas i bruk av kunden

Hvilke løsninger kan bidra til bedret frekvensbalanse?

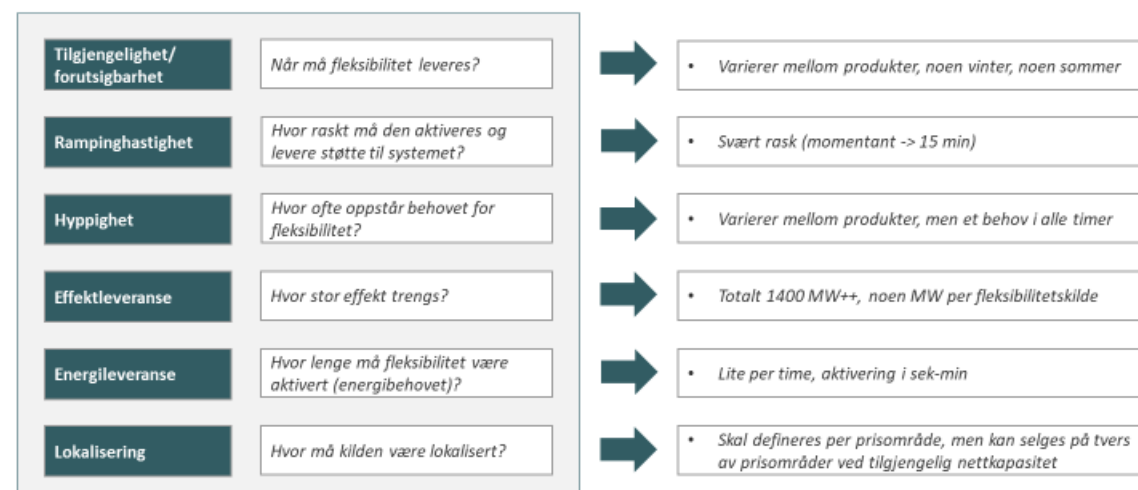
Mange av de samme fleksibilitetskildene kan brukes til å balansere frekvensen og effekten:

- Batterier
- Elkjeler (forutsatt at de er i bruk)
- H2-produksjon

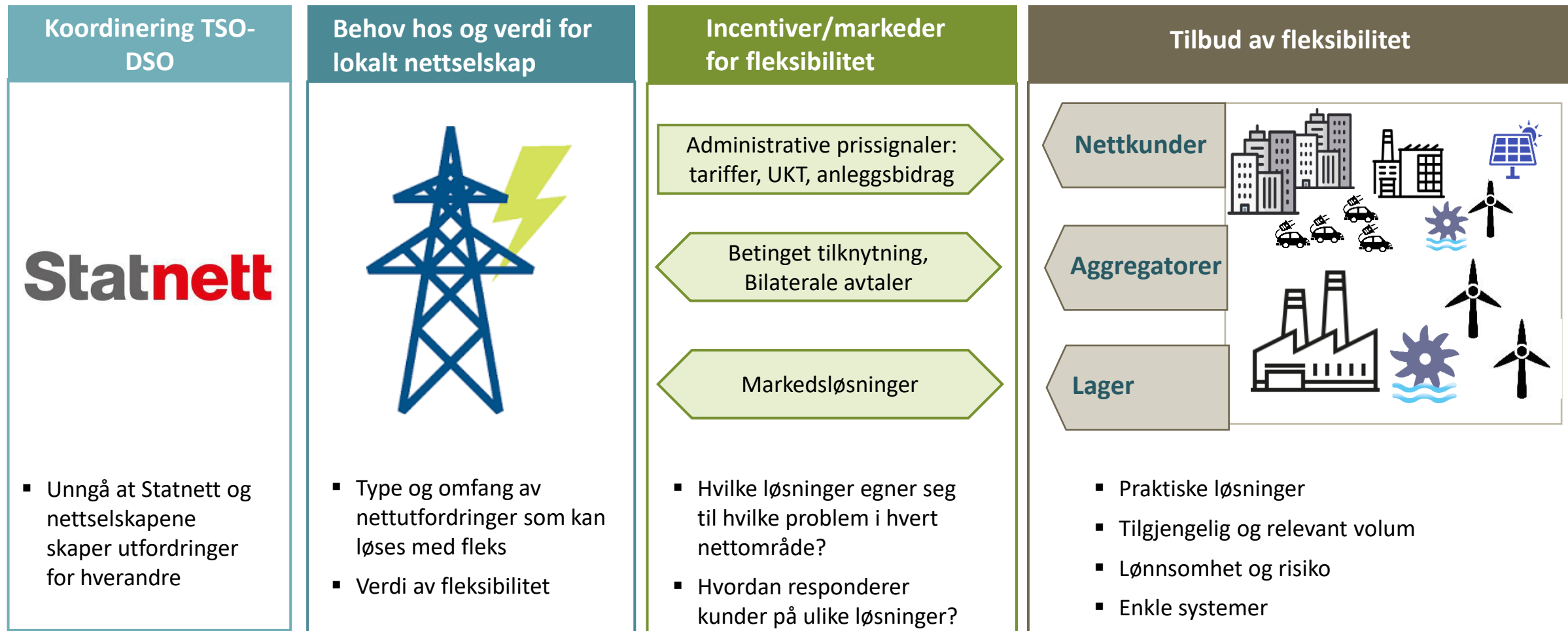
I tillegg:

- Treghet i termiske prosesser i industrien
- Aggregerte porteføljer med både forbruk og (uregulerbar) produksjon

Hva kreves av fleksibiliteten for å delta i markeder for frekvensbalansen?



Mye må på plass for å ta i bruk fleksibilitet til nettførmål, vi er ikke der helt enda



Datamodeller og automatiske løsninger: Nodes, DigIN...

- 1** Innføring i kraftsystemet
- 2** Status quo Trøndelag
- 3** Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag
- 4** Potensialer for ny produksjon
- 5** Energieffektivisering og fleksibilitet
- 6** Skatter og avgifter
 - 6.1** CO2-kompensasjon og Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)
 - 6.2** Skattesystemet for kraftproduksjon
 - 6.3** El-avgift og ENØK-paradokset
- 7** Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter
- 8** Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

(6): Skatter og avgifter

Det finnes flere rammebetingelser som påvirker utbygging av industri og kraftbruk i Trøndelag, men det er for tiden flere endringer på gang. Vi deler dette kapittelet inn i tre deler som tar for seg tre ulike faktorer.

Den eksisterende **CO2-kompensasjonsordningen** for kraftintensiv industri skal erstattes av en ny ordning. I praksis betyr det at i stedet for subsidier til industri i Norge og EU skal prisen på varer fra andre land settes høyere gjennom tariffen på importvarer som er utslippsintensiv som f.eks. sement og stål (Carbon Border Adjustment Mechanism – CBAM). Siden mekanismen fortsatt ikke er endelig definert, er det er for tidlig å si hvordan denne erstatningen vil påvirke industrien i Norge.

Skattesystemet for kraftproduksjon er et komplisert system. For tiden er det høyt skattetrykk for stor vannkraft og økende kompleksitet og skattebyrde for vindkraft. Begge effekter gjør det i utgangspunktet mindre lønnsomt å bygge slike produksjonsenheter. Dette er i strid med behovet for mer grønn kraft og er gjenstand for pågående diskusjoner. Vi gir et overblikk over de forskjellige skattene og hvordan de påvirker ulike produksjonskategorier i dag.

Det er også diskutert å innføre en provenynøytral endring i **el-avgiften**, som vil bety en økning av avgiften til kraftintensiv industri. Dette vil kunne gjøre det mindre lønnsomt med utbygging av kraftintensiv industri, samtidig som ENØK-tiltak i private hus og små næringer kan bli mindre lønnsomt.

- 1 Innføring i kraftsystemet
- 2 Status quo Trøndelag
- 3 Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag
- 4 Potensialer for ny produksjon
- 5 Energieffektivisering og fleksibilitet
- 6 Skatter og avgifter
 - 6.1 CO2-kompensasjon og Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)
 - 6.2 Skattesystemet for kraftproduksjon
 - 6.3 El-avgift og ENØK-paradokset
- 7 Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter
- 8 Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

Direkte og indirekte CO₂-kompensasjon og Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)

For å ivareta konkurranseevnen til kraftintensiv industri med industrier som ikke er underlagt EU-ETS ordningen, finnes det to forskjellige støtteordninger:

Indirekte CO₂ kompensasjon - EU åpnet for at man kan kompensere kraftintensiv industri for økte kraftpriser som følge av at strømsektoren er underlagt kvotesystemet. Formålet er å hindre at bedrifter flytter på virksomheten eller velger å investere utenfor Europa (karbonlekkasje).

Direkte CO₂ kompensasjon – Bedrifter med høye CO₂-utslipp som er konkurranseutsatt på internasjonale markeder får tildelt gratis CO₂-kvoter gjennom EU-ETS. Sektorene med høyest risiko for flytting av produksjonen til utlandet får tildelt 100% av kvotene sine. For alle andre ble tildelingen redusert gradvis fra 80% i 2013 til 30% fra og med 2020. Resten av kvotene må kjøpes gjennom auksjoner på markedet. Tildelingen er også avhengig av hvor effektivt bedriftene reduserer utslipp, målt mot de 10% beste bedriftene i den samme sektoren (benchmarking).

Den kraftintensive industrien i Norge ligger på toppen i Europa når det gjelder CO₂-kompensasjon. De neste ti årene må staten ut med 70 milliarder kroner til de norske selskapene, viser forsiktige anslag fra Miljødirektoratet.

Begge ordningene skal på sikt erstattes av en ordning for karbontoll ved EUs grenser: Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM). Her skal importører betale en avgift tilsvarende det selskaper i EU/EØS betaler i CO₂-avgift, og etter hvert skal CO₂-kompensasjonen avvikles. Mekanismen vil fases inn gradvis, ved at man de første årene kun skal rapportere mengde importerte varer og tilhørende utslipp, uten at det skal betales for sertifikater.

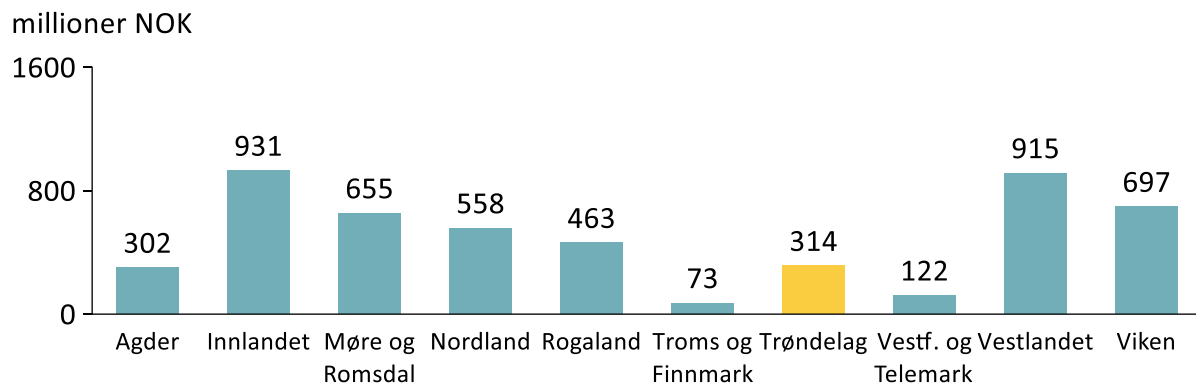
Ordnings med gratistildeling av kvoter skal gradvis erstattes mellom 2026 og 2034. CBAM skal gradvis erstatte ordningen med gratiskvoter (direkte CO₂ kompensasjon), slik at gratis tildeling til produsenter av CBAM-varer avvikles i 2034. Gratiskvotene fases ut i tråd med en CBAM-faktor som er fastsatt i det nye kvotedirektivet som trer i kraft i 2024.

Det er dog uklart hvordan bedrifter skal kompenseres som konkurrerer på internasjonale markeder som ikke er underlagt EU-ETS, da mulige kompensasjonsordninger må være forenlig med WTO-reglene. Innen 31.12.2025 skal Europakommisjonen levere en rapport som blant annet skal inneholde en vurdering av dette.

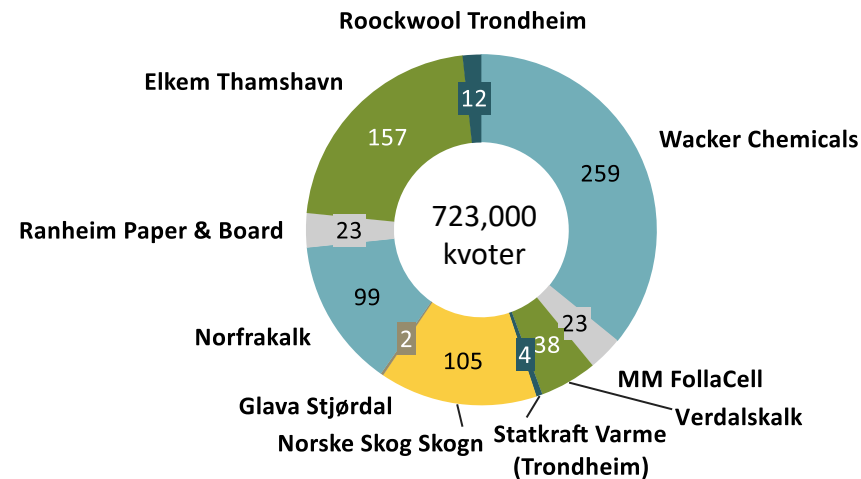
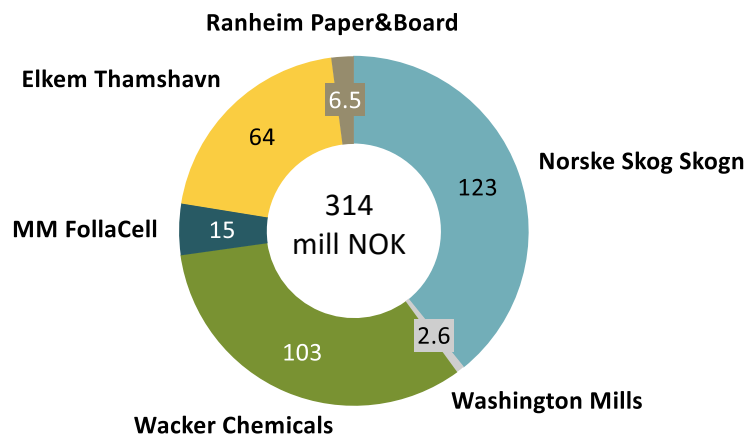
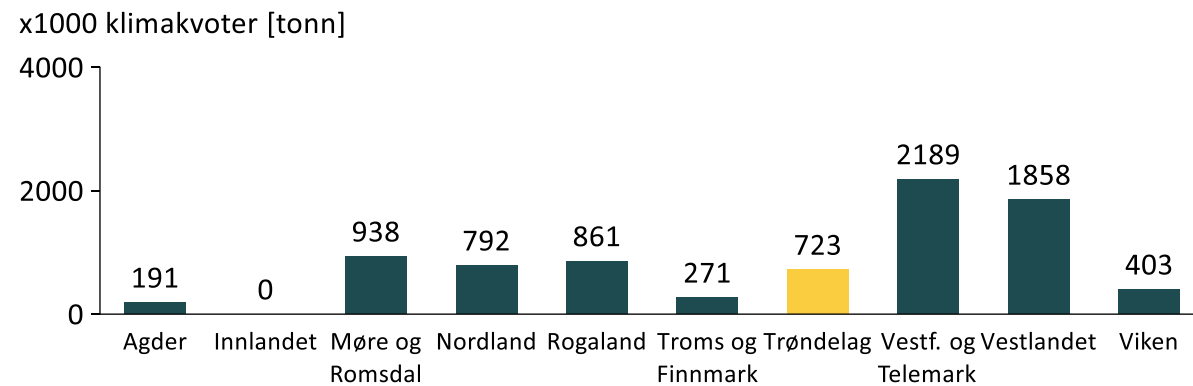
Det blir for tiden vurdert i Finansdepartementet om CBAM-ordningen er bindene som følge av EØS-avtalen. Praktisk sett vil Norge måtte følge CBAM-ordningen uansett, siden alt annet vil resultere i en avslutning av Norges deltagelse i EU-ETS-ordningen.

CO2-kompensasjon i Trøndelag i 2021: 314 millioner NOK i indirekte kompensasjon, 723 tusen tonn tildelte klimakvoter

Indirekte CO2-kompensasjon (finansiell støtte)



Direkte CO2-kompensasjon (gratiskvoter)



- 1** Innføring i kraftsystemet
- 2** Status quo Trøndelag
- 3** Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag
- 4** Potensialer for ny produksjon
- 5** Energieffektivisering og fleksibilitet
- 6** Skatter og avgifter
 - 6.1** CO2-kompensasjon og Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)
 - 6.2** Skattesystemet for kraftproduksjon
 - 6.3** El-avgift og ENØK-paradokset
- 7** Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter
- 8** Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

Oversikt over skattesystemet for kraftproduksjon: Komplisert system og høyt skattetrykk for stor vannkraft, økende kompleksitet og skattebyrde for vindkraft

	Vindkraft landbasert	Vannkraft > 10 MVA	Vannkraft < 10 MVA	Havvind	Solkraft
Overskuddsskatt til staten	22%	22% av overskudd, særskilte avskrivningsregler	22%, særskilte avskrivningsregler	22%	22%
Grunnrenteskatt til staten	Nei, men foreslått fra 2024 etter mønster av stor vannkraft med 40% effektiv sats, deler av skatten til kommunesektoren	45% av grunnrenteinntekt (effektiv sats, nominell sats 57,7%)	Nei	Nei	Nei
Naturressursskatt til kommuner og fylker	Nei, men foreslått fra 2024 etter mønster av stor vannkraft	Ja, 1,3 øre/kWh av siste 7 års gjennomsnittsproduksjon, samordnes med selskapsskatten	Nei	Nei	Nei
Eiendomsskatt til kommuner	Inntil 0,7% av takstverdi (fastsatt av kommunen)	Inntil 0,7% av formuesverdi som beregnes etter særskilte regler, innenfor gulv/tak	Inntil 0,7% av skattemessig verdi	Antas inntil 0,7% for anlegg på land	Inntil 0,7% av takstverdi
Konsesjonskraft og – avgifter til kommuner (konsesjonskraft også til fylker på visse vilkår)	Nei	Ja, 10 prosent av produksjonen i konsesjonskraft til selvkost (OED-pris 2019: 11,77 øre/kWh) Konsesjonsavgifter tilsvarer ca. 0,6 øre/kWh på landsbasis	Nei, med enkelte unntak	Nei	Nei
Produksjonsavgift til kommuner	2 øre/kWh	Nei	Nei	Nei	Nei
Høyprisbidrag til staten (skal fases ut innen utgangen av 2024)	Ja, 23% av inntekter over 70 øre/kWh	Ja, 23% av inntekter over 70 øre/kWh	Ja, 23% av inntekter over 70 øre/kWh	Nei	Nei

Skattesystemet har store konsekvenser for fordelingen av verdiene i kraftproduksjon og incentivene til å investere

Vertskommuner og -fylker

- Vertskommunene i Trøndelag får betydelige inntekter
 - Eiendomsskatt: 100-120 mill. kr/år (anslag basert på nasjonalt snitt)
 - Konesjonskraft: Ca. 0,5 TWh/år, (anslag basert på nasjonalt snitt), verdien avhenger av markedsprisene på kraft
 - Konesjonsavgifter: Ca. 5 mill. år (anslag basert på nasjonalt snitt)
 - Naturressursskatt ca. 85 mill./år brutto (inngår i inntektsutjevningen)
- Trøndelag fylkeskommunes inntekter fra naturressursskatt på vannkraft ca. 15 mill. kr/år brutto (inngår i inntektsutjevningen)
- Naturressursskatt fra vindkraft kan gi ca. 10 mill. kr/år gitt dagens produksjon i fylket
- Trøndelag fylkeskommune får også inntekter fra overskytende konesjonskraft
 - 2010-2017: Snitt 20 mill. pr. år ifølge THEMA-analyse for Kraftfylka

Eierkommuner og -fylker

- Staten tar en stor andel av avkastningen i vannkraftproduksjonen
 - Marginalskatt på 67 prosent gjennom selskapsskatten og grunnrenteskatten for stor vannkraft
 - I tillegg får vertskommunene en betydelig andel gjennom eiendomsskatt og konesjonskraft spesielt
- Vil trolig få lignende situasjon for vindkraft på sikt gitt at grunnrenteskatt innføres som planlagt
 - Marginalskatt på 62 prosent med foreslått grunnrenteskatt på 40 prosent effektivt

Investorer i kraftproduksjon

- Grunnrenteskatten for vannkraft er i seg selv nøytral etter omleggingen til kontantstrømskatt fra 2021, men usikkerhet pga. endringer i skattesatser
 - Eiendomsskatt og konesjonskraft påvirker imidlertid også incentivene negativt (NOU 2019:16)
- Diskusjonen om grunnrenteskatt for vindkraft har skapt usikkerhet blant offentlige og private investorer
 - Forslaget fra regjeringen oppfattes ikke som nøytralt pga.
 - I tillegg pekes det på store verdioverføringer og konkursrisiko i eksisterende verk
- Høyprisbidraget vil i liten grad påvirke investeringene gitt at det er midlertidig og fases ut innen kort tid i tråd med politiske signaler høsten 2022
 - Men bidrar til en generell oppfatning av usikkerhet om rammevilkår blant investorer

- 1** Innføring i kraftsystemet
- 2** Status quo Trøndelag
- 3** Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag
- 4** Potensialer for ny produksjon
- 5** Energieffektivisering og fleksibilitet
- 6** Skatter og avgifter
 - 6.1** CO2-kompensasjon og Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)
 - 6.2** Skattesystemet for kraftproduksjon
 - 6.3** El-avgift og ENØK-paradokset
- 7** Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter
- 8** Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

Skatteutvalget foreslo en provenynøytral endring i elavgiften. Forslaget er lite sannsynlig per dags dato, siden dette medfører til dels store konsekvenser til kraftintensiv industri.

Forslag fra Skatteutvalget (2022:20)

- Lik sats for all næringsvirksomhet gir næringsaktører like insentiver til energieffektivisering uavhengig av hvilken sektor de tilhører. I dag er enkelte næringer (kraftintensive industriprosesser mv.) fritatt for avgift, enkelte næringer (øvrige industri) har redusert sats på 0,546 øre/kWh, og øvrige næringer er ilagt alminnelig sats. Utvalget kan ikke se at det er faglige argumenter for å forskjellsbehandle ulike typer næringer. Utvalget anbefaler en provenynøytral omlegging der all næringsvirksomhet og offentlig forvaltning ilegges en sats på om lag 4,5 øre/kWh.
- Økning i / etablering av elavgift for kraftintensive og øvrige industrier vil gi ekstra kostnader og kan derfor virke negativt for utbygging av ny kraftintensiv/øvrige industri. Kan derimot virke positivt for øvrige næring som per i dag er ilagt alminnelig sats.

Ingen endring i el-avgift i denne stortingsperioden

- Finansdepartementet har varslet om at det ikke blir store skattereformer denne stortingsperioden. Det er derfor lite sannsynlig at en slik endring i el-avgiften kommer med det første.
- Motargumentene er at konsekvensene på lønnsomheten til kraftintensiv industri ville bli for store og at konkurransevnen ville svekkes for sterkt.
- I tillegg kan det argumenteres for at forslaget ville føre til det såkalte ENØK-paradokset. Med lavere elavgift blir ENØK-tiltak i private hus og små næringer mindre lønnsomme. Forslaget virker derfor mot hensikten om å øke energieffektiviteten.

- 1** Innføring i kraftsystemet
- 2** Status quo Trøndelag
- 3** Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag
- 4** Potensialer for ny produksjon
- 5** Energieffektivisering og fleksibilitet
- 6** Skatter og avgifter
- 7** Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter
- 7.1** Samfunnsmessig aksept
- 7.2** Naturvern og arealdisponering
- 7.3** Kompetansebehov i kraftbransjen
- 8** Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

(7): Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter

Dette kapitlet samler temaer der andres interesser er berørt av utbygging av kraftsystemet og må tas hensyn til. Avveging mellom ulike interesser, krav og rettigheter er ofte veldig vanskelig og fører til dilemmaer som må løses. I dette kapitlet beskriver vi de mest aktuelle dilemmaene.

Samfunnsmessig aksept av store utbyggingsprosjekter omfatter en rekke forskjellige faktorer. Deres relevans kan variere fra land til land, sted til sted og prosjekt til prosjekt. Spesielt aktuelt er hensynet til urfolks rettigheter, særlig i sammenheng med konflikten rundt vindkraftparkene på Fosen. Dagens praksis med å tillate utbygging i reindriftsområder før gyldigheten av konsesjonen er rettskraftig avgjort er utfordret av Høyesteretten og et mindretall i energikommisjonen ønsker å utrede om denne praksisen skal opphøre.

I tillegg er utbygging av kraft og nett ofte korrelert med inngrep i naturen og forsyning med nok fornybar kraft må avveies mot arealbruk og naturmangfoldet.

En annen problemstilling er tilgangen på arbeidskraft. Omstillingen i energibransjen i Trøndelag vil kreve tilgang på ny kompetanse, og forårsaker vekst av sysselsetting innen denne bransjen. Spørsmålet er om kompetansen kan utvikles lokalt og om tilgang på arbeidskraft vil øke i takt med veksten i etterspørsel.

- 1** Innføring i kraftsystemet
- 2** Status quo Trøndelag
- 3** Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag
- 4** Potensialer for ny produksjon
- 5** Energieffektivisering og fleksibilitet
- 6** Skatter og avgifter
- 7** Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter
 - 7.1** Samfunnsmessig aksept
 - 7.2** Naturvern og arealdisponering
 - 7.3** Kompetansebehov i kraftbransjen
- 8** Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

Faktorer for samfunnsmessig aksept

Samfunnsmessig aksept i forbindelse med energiprojekter er definert som hvordan ulike samfunnsinteresser forholder seg til et foreslått eller eksisterende prosjekt.

Leiren et al. har definert 34 ulike faktorer som kan påvirke samfunnsmessig aksept av vindkraftprosjekter på land (Energikommisjonen bruker en lignende kategorisering, men med et mindre antall – 14 – faktorer).

Tabellen til høyre viser alle 34 faktorene med indikasjon om studien fant en positiv (grønn sirkel), negativ (rød sirkel) eller ingen tydelig effekt i Norge. Totalt 10 faktorer har potensielt negativ påvirkning, og 13 har potensielt positiv påvirkning.

Faktorene med sterkest negativ effekt var

- **(1) Prosjektstørrelse** – jo flere og større turbiner, jo mer negativ
- **(2) Synlighet**
- **(6,7) Negativ påvirkning på miljøet** – både fysisk og på biodiversitet.

Den faktoren med størst positiv effekt var

- **(11) Bidrag til lokal verdiskaping og arbeidsplasser.**

Table 1. Acceptance factors covered in the stakeholder survey.

Acceptance Factor Category	Acceptance Factors	No.
Technical characteristics of project	The size of modern projects (e.g., number of turbines and turbine height)	1 ●
	The visibility of wind turbines	2 ●
	The distance of wind turbines from residential areas	3 ●
	Grid infrastructure improvement	4
	Other infrastructure improvement (e.g., transport and communications)	5
Impacts on Environment	Physical environment (e.g., landscape, protected areas, increased traffic)	6 ●
	Biodiversity and wildlife	7 ●
	GHG emissions	8 ●
Impacts on Economy	Tourism sector	9 ●
	Agricultural sector	10
	Local profits and income (e.g., jobs, tax, local added value generation)	11 ●
	Individuals' economy (e.g., electricity prices, landowners' income, property value)	12 ●
	Distribution of benefits and costs between actors within the community	13
	Distribution of benefits and costs between communities hosting wind power and other communities	14
	The degree of local ownership of the plants	15 ●
Impacts on Society	Health and well-being (e.g., electromagnetic frequencies, shadow flicker, noise)	16 ●
	Quality of life (e.g., recreational opportunities)	17 ●
Context		
Market	Regional (or national) share of renewables in the electricity sector	18
	Energy demand (e.g., exporter/importer of electricity, security of supply)	19 ●
Planning & permitting process	Opportunities for informal/formal participation and consultation in the planning and permitting process	20 ●
	Information about projects and the transparency of the permitting process	21 ●
	Trust in processes	22 ●
	Trust in information	23 ●
Governance & regulatory framework	National/regional/local targets	24
	National/regional/local plans	25
	National/regional/local policies: taxation	26 ●
	National/regional/local policies: financial support schemes	27 ●
Trust in key actors	Trust in national decision-makers	28 ●
	Trust in regional/local decision-makers	29 ●
	Trust in investors	30
Individual characteristics	Socio-cultural values (e.g., equal rights, entrepreneurialism)	31
	Sense of place, self-identity, place attachment	32 ●
	Discourse on wind energy in the public sphere/media	33
	Political climate for wind energy development	34 ●

Økt samfunnsmessig aksept innebærer å forsterke positive effekter og redusere negative effekter

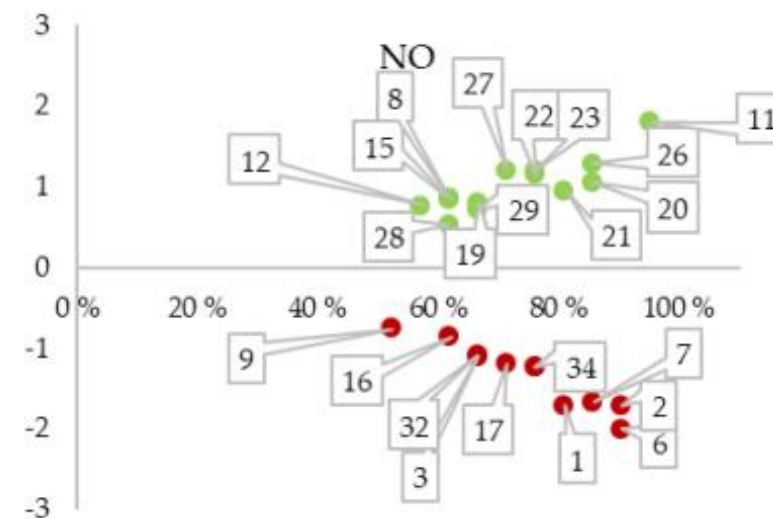
Lokale forhold er viktig og størrelsen på effektene varierer fra sted til sted

Studier viser at direkte kunnskap og kjennskap til vindenergi gjør folk mer positivt innstilt. Den positive virkningen av erfaring kan imidlertid avløses av skepsis dersom folk føler at vindenergiutbyggingen har nådd et metningspunkt i deres område. I tillegg tyder undersøkelsen på at folk er mer opptatt av vindenergiutvikling i rekreasjonsområdene deres (f.eks. der de har hytte eller går tur), enn der de bor.

Stedsfølelse, egenidentitet og stedstilknytning (akseptfaktor 32) er en større barriere i Midt-Norge enn i andre regioner.

Vindparker som eies av lokale interessenter (f.eks. bønder, grunneiere, enkeltpersoner, kommune) nyter ofte høyere aksept enn kommersielle mer anonyme utviklere. Lokalt eierskap bidrar til å styrke lokal identifikasjon med vindparkene og genererer lokal/regional merverdi (i form av inntekt/profitt, skatteinntekter, arbeidsplasser).

Resultater for Norge i detalj



Urfolks rettigheter er særlig sterkt vernet gjennom internasjonale konvensjoner

FNs konvensjon om sivile og politiske rettigheter og ILO-Konvensjonen om urfolks rettigheter* innebærer blant annet at staten har særlige forpliktelser til å sikre samenes rettigheter til naturressursutnyttelse, mulighet til å bevare og utvikle sitt språk, kultur og samfunnsliv samt rett til å bli konsultert i relevante saker.

Et Mindretall i Energikommisjonen

...viser til at forhåndstiltredelse, eller tillatelse til å starte utbygging før en konsesjons gyldighet er endelig avgjort, er vanlig praksis i utbyggingsaker. Dette gjelder også i reindriftsområder, der utbygginger kan komme i konflikt med FNs konvensjon om sivile og politiske rettigheter.

Fosen-dommen viser at praksisen med å tillate utbygging i reindriftsområder før gyldigheten av konsesjonen er rettskraftig avgjort, er problematisk.

*Det bør utredes nærmere om denne praksisen bør opphøre, slik NIM** anbefaler.*

Slik praksis vil gjøre at man må få en tydeligere og ryddigere prosess som kan redusere konfliktnivået og dermed gi kortere/mer effektive prosesser.

*ILO – International Labour Organization

**NIM Norges Institutt for menneskerettigheter.

Eksempler på konflikter mellom energiinfrastruktur og samiske interesser: Fosen og Raggovidda

Vindparkutbyggingen på Fosen

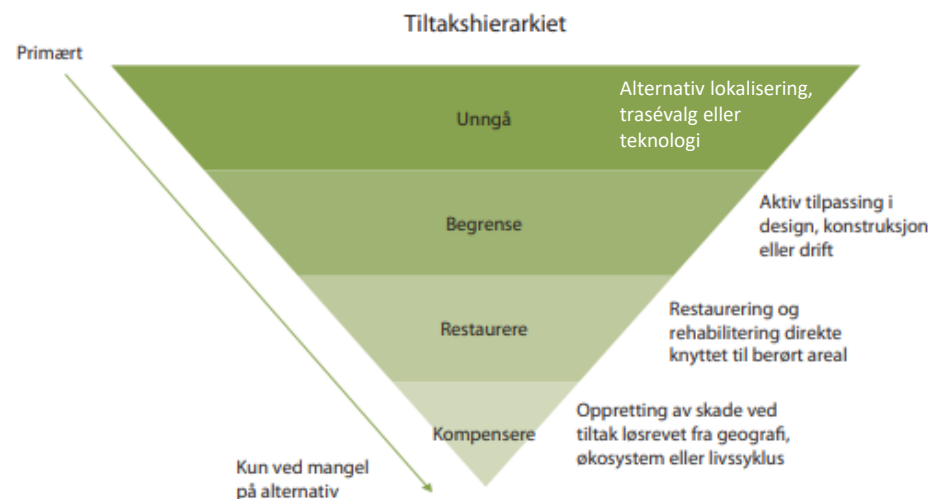
- Det ble gitt utbyggingstillatelse (med avbøtende tiltak) til tross for klager, noe som ofte er gjeldende praksis.
- Myndighetene stolte på at domstolene ville avgjøre retts sakene til fordel for utbyggerne.
- Tiltakshierarkiet som definert av Miljødirektoratet ble ikke fulgt i prosessen.

Vindparkutbyggingen på Raggovidda

- Vindparken var i drift fra 2014.
- Det var mye kommunikasjon mellom utbygger og lokal samebefolkning.
- Tredje del av vindparken blir flyttet etter kommunikasjon med reindriftnæringen.
- Til tross for mye kommunikasjon, sier leder for Reinbeitedistrikt 7 at de har sett endrede atferdsmønstre hos reinen og at de ville protestert mer dersom de hadde visst mer om konsekvensene av vindparkutbyggingen.

Fremover

- Etter mye oppmerksomhet rundt Fosen-saken, opplever reindriften at myndighetene er mer lydhøre for deres synspunkter.
- Det er i dag 39 pågående konfliktsaker der Sametinget har innsigelser, eller der utbygging og virksomhet påvirker urfolks rettigheter på en negativ måte.
- Det er gjort forskning på virkninger av vindkraft og kraftledninger på tamrein. Studiet konkluderer med at vindkraftverkene «antakelig er negative på en regional skala».
- En utfordring er at det er summen av inngrep/belastning som skal være avgjørende - dvs. at hvorvidt en kraftutbygging er akseptabel, kommer an på alle andre inngrep i området, ikke kun samenes rettigheter.



- 1** Innføring i kraftsystemet
- 2** Status quo Trøndelag
- 3** Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag
- 4** Potensialer for ny produksjon
- 5** Energieffektivisering og fleksibilitet
- 6** Skatter og avgifter
- 7** Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter
 - 7.1** Samfunnsmessig aksept
 - 7.2** Naturvern og arealdisponering
 - 7.3** Kompetansebehov i kraftbransjen
- 8** Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

Revisjon av konsesjoner: Vanndirektivet kan begrense produksjon i eldre norske vannkraftverk.

Vanndirektivet skal sikre beskyttelse og bærekraftig bruk av vann, gjennom helhetlig og samordnet forvaltning på tvers av sektorer. En vesentlig begrensning for produksjon av vannkraft er minstevannføringen, som er et sentralt avbøtende tiltak for vassdragsmiljøet og andre berørte interesser i regulerte vassdrag.

EUs rammedirektiv for vann (2000/60/EF) gir føringer for en helhetlig vannforvaltning i Europa. Vanndirektivet er en del av EØS-avtalen og dermed bindende for Norge. Vannforskriften fra 2007 innførte vanndirektivet i norsk rett, og er hjemlet i plan- og bygningsloven, forurensningsloven, vannressursloven og naturmangfoldloven.

I reviderte konsesjoner (vilkårsrevisjoner) kan det stilles krav om minstevannføring i regulerte vassdrag, krav om miljøtilpasset driftsvannføring eller restriksjoner for minste fyllingsnivå i vannmagasiner. Slike restriksjoner vil medføre at produksjonen i anleggene reduseres.

I en rapport fra 2013, utarbeidet av NVE og Miljødirektoratet, ble det laget en prioritering av 430 konsesjonssaker i til sammen 187 norske vassdrag. Prioriteringen tok utgangspunkt i nasjonalt viktige og prioriterte miljøtemaer i samsvar med OEDs retningslinjer for revisjon av konsesjonsvilkår. 103 av vassdragene er prioriterte og 50 av disse igjen fikk høy prioritet. 17 vassdrag i Trøndelag ble undersøkt og 6 fikk høy prioritet. Anslått krafttap på aktuelle strekninger i de prioriterte vassdragene **er 85-220 GWh/år, som utgjør ca. 1-3 % av samlet produksjon i regionen.**

NVE påpeker imidlertid at det reelle tapet kan bli betydelig lavere enn anslått fordi rapporten det er lagt standardiserte modeller til grunn for å beregne krafttap.

Hvor mye produksjon som er berørt, avhenger de lokale vassdragsforholdene.

Dagens regelverk gir staten og kommunene hovedansvaret for arealdisponering

Staten

- Konsesjonsmyndighet for ny kraftproduksjon, fjernvarme, anleggs- og områdekonsesjoner for nettvirksomhet etter energiloven
 - NVE som konsesjonsmyndighet utenom store kraftledningssaker der OED er myndighet, OED er klageinstans for NVEs vedtak
- Vannkraftverk krever konsesjon etter flere lovverk avhengig av type kraftverk og vannressurser
 - Vannfallrettighetsloven, vassdragsreguleringsloven og vannressursloven for vannkraft
 - Kongen i statsråd som konsesjonsmyndighet for installasjoner over 10 MW, men NVE står for saksforberedelsene

Kommunenes ansvar

- Kommunene kan vedta tilknytningsplikt for konsesjonsgitte fjernvarmeanlegg etter plan- og bygningsloven
- Nettanlegg i distribusjonsnettet iht. områdekonsesjon kan ikke etableres i strid med kommunale arealplaner
- Lovforslag til behandling pr. mai 2023 om endringer i energiloven og plan- og bygningsloven
 - Forslaget innebærer at det bare kan søkes konsesjon for vindkraft hvor kommunene har avklart at det kan bygges vindkraft (gjennom områderegulering)
 - Foreslår også å oppheve statens mulighet til å gi endelig konsesjon via statlig arealplan og i praksis overkjøre kommunens områderegulering.

Fylkeskommunen har begrenset myndighet innen arealplanlegging

- Fylkeskommunen er regional planmyndighet
 - Vedtar regional planstrategi i hver fylkestingsperiode (fire år) som beskriver viktige utviklingstrekk og planspørsmål i regionen
 - Til regionale planer som gir retningslinjer for arealbruk kan fylkestinget vedta en såkalt regional planbestemmelse, som er et juridisk bindende vedtak, for å sikre at kommunene ikke vedtar arealbruk som er i strid med planen
 - Eksempelvis kan bestemmelsen legge restriksjoner på hvor det kan bygges ut vindkraft
 - Utover regionale planbestemmelser er de regionale planene ikke juridisk bindende
- I dagens regelverk kan fylkeskommunen (eventuelt i samarbeid med NVE) utarbeide regionale planer for vindkraft som vedtas av fylkestinget og som senere følges opp gjennom arealplanleggingen i kommunene og i konsesjonsbehandlingen
- Forslag til endringer i konsesjonsprosessene for vindkraft gir ingen endringer i fylkeskommunens rolle
- Uenighet mellom kommuner (eller andre involverte parter) i plansaker håndteres av Olje- og energidepartementet, som også er klageinstans for enkeltvedtak
 - Fylkeskommunen (og statsforvalteren) kan imidlertid ha en meklerrolle ved uenighet
 - Departementet kan også pålegge fylker og kommuner å samarbeide om planarbeid

- 1** Innføring i kraftsystemet
- 2** Status quo Trøndelag
- 3** Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag
- 4** Potensialer for ny produksjon
- 5** Energieffektivisering og fleksibilitet
- 6** Skatter og avgifter
- 7** Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter
 - 7.1** Samfunnsmessig aksept
 - 7.2** Naturvern og arealdisponering
 - 7.3** Kompetansebehov i kraftbransjen
- 8** Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

Over tid har veksten i befolkningen i aldersgruppen 20-66 år vært forholdsvis lik veksten i den totale sysselsettingen. Men dekker kompetansene behovet?

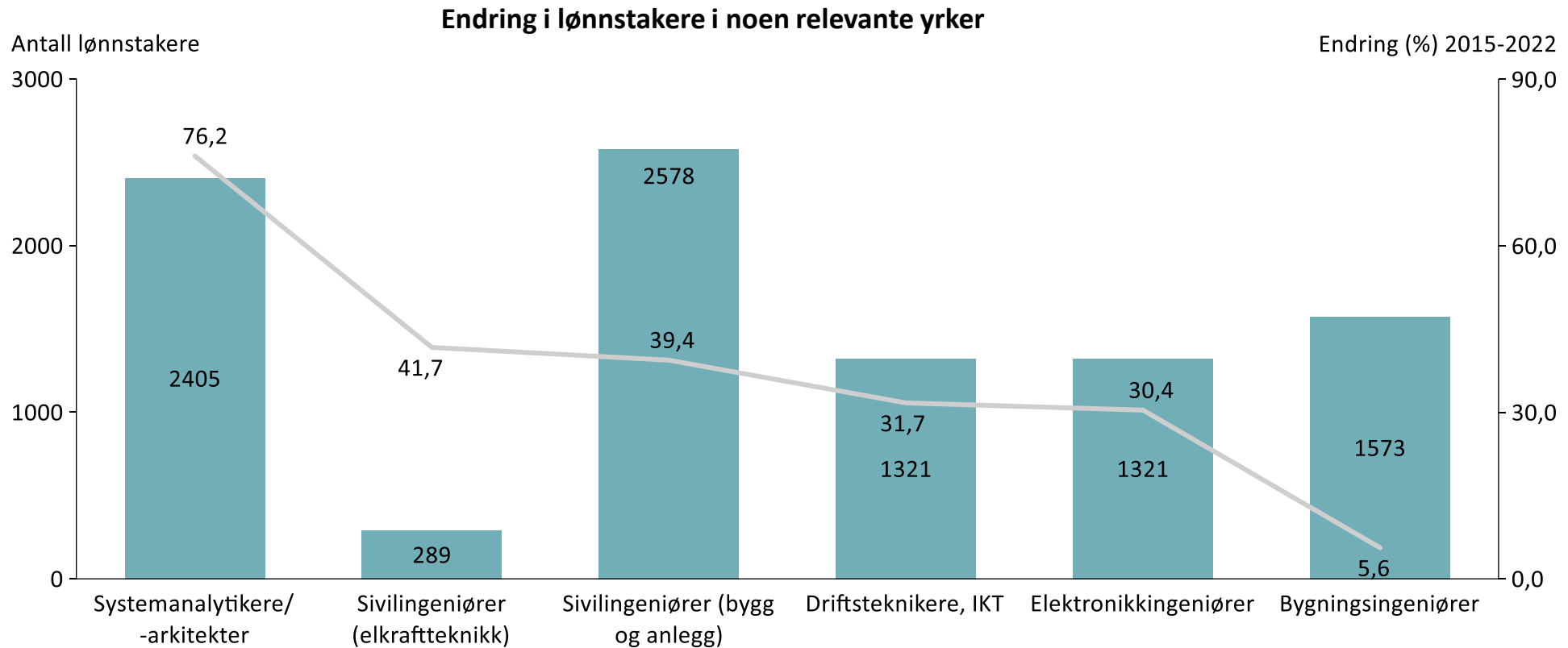
Omstillingen i energibransjen setter store krav til kompetanseutvikling innen støttefunksjoner som f.eks. lederutvikling og endringsledelse, forretningsutvikling og innovasjon, bærekraft, IT og digitalisering og innkjøp og kontraktsoppfølging. Rask teknologiutvikling vil i tillegg kreve fleksibilitet og endringsvilje fra arbeidstakerne.

Kompetansebehovsutvalget skal levere sin hovedrapport innen 1. juni 2023. I en temarapport stiller utvalget Grønn omstilling på lik linje med andre megatrender som digitalisering og globalisering. Tilgang til nødvendig kompetanse blir trukket frem som et mulig hinder for omstillingsprosessene. Allerede i dag opplever mange bedrifter vanskeligheter med å få tak i relevant kompetanse. Dette gjelder blant annet energi, sirkulær- og bioøkonomi, hydrogen, solenergi og karbonfangst og –lagring.

Kraftintensiv virksomhet og ny, grønn industri trenger både arbeidstakere med høyere utdanning og spesialiserte fagarbeidere. Mens den første gruppen vanligvis viser høy vilje til å flytte til steder med attraktive arbeidsplasser, må den siste gruppen utdannes mest lokalt.

Trøndelag opplever vekst innen yrker som er viktige for energiomstillingen

Teknologimiljøene i Trondheim og Steinkjer er en stor fordel for Trøndelag. I de siste årene har antall arbeidere i yrkene som er relevant for omstillingen økt jevnt. Samtidig må utdanningsløp moderniseres og tilpasses til den økende takten i teknologiutviklingen. Særlig eksperter / arbeidskraft med høyere utdanning på IKT-området vil bli ettertraktet og trønderske bedrifter vil stå i konkurranse med både nasjonale og internasjonale konkurrenter.



- 1 **Innføring i kraftsystemet**
- 2 **Status quo Trøndelag**
- 3 **Framskrivinger på kraftmarkedet, energi- og effektforbruk og nettkapasitet i Trøndelag**
- 4 **Potensialer for ny produksjon**
- 5 **Energieffektivisering og fleksibilitet**
- 6 **Skatter og avgifter**
- 7 **Samfunnsmessige dilemmaer og andre aspekter**
- 8 **Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune**

(8): Mulighetsrom for Trøndelag fylkeskommune

Etter en gjennomgang av de ulike aspektene ved energisystemet, tar det siste kapittelet for seg mulighetsrommet til Trøndelag fylkeskommune og kommunene.

Fylkeskommunen har i kraft av sine mange roller mulighet til å påvirke utviklingen i Trøndelag. De er samfunnsutvikler, eier, forvalter og tjenesteleverandør, og har også rolle som myndighet, pådriver og innkjøper. Gjennom disse kan de påvirke utvikling innen transport og bygge- og anleggsbransjen, samt utvikling av teknologi, og legge føringer for energiltak.

Kommunene er del av flere prosesser som er viktige for energiomstillingen. Særlig arealplanlegging og avsetting av arealer til formål som fornybar produksjon og energistasjoner er viktige aspekter ved kommunenes rolle. I tillegg skal statens mulighet å overta planmyndigheten falle bort. Dette vil gi kommunene vetorett når det gjelder utbygging av vindkraft på land.

Fylkeskommunen har et handlingsrom både i kraft av sine formelle oppgaver og som aktør i ulike prosesser

Formelle oppgaver

Fylkeskommunen er en samfunnsutvikler

- Gi strategisk retning til samfunnsutviklingen, mobilisere privat sektor, kulturliv og lokalsamfunn, samt samordne og koordinere offentlig innsats og virkemiddelbruk.

Fylkeskommunen er eier, forvalter og tjenesteleverandør:

- Kollektivtransport: Bruke fylkeskommunens rolle som tjenesteleverandør til å sikre omstilling og bestille kapasitet i nettet tidlig. Sikre etablering av ladeinfrastruktur, og bestille nettanlegg i tide fremfor å overlate det til kollektivoperatør.
- Egen bygningsmasse: Sikre gode løsninger i egne bygg.
- Eier av fylkesveier: Legge til rette for lademuligheter og tomter satt av for lading, biogass og hydrogen.
- Videregående opplæring og etter- og videre utdanning : Legge til rette for at næringsliv og myndigheter får tilgang på den rette kompetansen.

Fylkeskommunen som myndighet:

- Arealdisponering: Bidra til koordinering mellom ulike aktører gjennom regionale planer – kommuner skal ta hensyn til fylkeskommunenes regionale planer.
 - Trøndelag fylkeskommune har en Regional plan for arealbruk som gir innsigelsesmyndighet.
- Påvirke sentrale myndigheter gjennom riktige kanaler

Aktør i ulike prosesser

- Identifisere behov for endringer i reguleringer og andre virkemidler
- Støtte til næringsutvikling – opplæring, samferdsel
- Ulike støtteordninger
- Mobilisere og skape et felles mål for Trøndelag – noe som innbyggere, kommuner, næringsaktører står bak og jobber mot

Mulighetsrommet i de ulike rollene til fylkeskommunen

Fylkeskommunens rolle som myndighet

Fylkeskommunen har myndighet innen planforvaltning, vannforvaltning og kulturminner etter Plan- og bygningsloven og annet lovverk.

Fylkeskommunen legger føringer for energiltak i Regional plan for arealbruk. NVE skal ta hensyn til (men er ikke bundet til) regionale planer, og de regionale planene er også veiledende for kommuner og skal bli tatt hensyn til når de planlegger arealdisponering.

Fylkeskommunen er vannregionmyndighet gjennom Vannforskriften, som er viktig med tanke på vannkraftutbygging og oppgradering.

Fylkeskommunen kan altså påvirke gjennom Regional plan for arealbruk og Regional plan for vannforvaltning.

Fylkeskommunens rolle som pådriver

Fylkeskommunen har en pådriverrolle, og er blant annet samspillsaktør, nettverksbygger og kunnskapsmegler. Viktige bidrag er innen kunnskapsutvikling, men også gjennom økonomiske virkemidler.

Fylkeskommunen kan styrke kunnskapsgrunnet om energiomstilling og -effektivisering, og ta særlig stilling til energisituasjonen i fordeling av regionale utviklingsmidler og forskningsmidler.

Fylkeskommunen kan mobilisere ulike aktører i kraft av samfunnsutviklerrollen.

Fylkeskommunen kan påvirke gjennom økonomiske virkemidler, mobilisering og kunnskapsdeling.

Fylkeskommunens rolle som innkjøper

Fylkeskommunen har en rolle som innkjøper av varer og tjenester, og kan gjennom denne rollen påvirke teknologiutvikling som er viktig for energiomstillingen.

Fylkeskommunen kan gjennom innkjøp av varer og tjenester påvirke teknologiutvikling.

Mulighetsrommet i de ulike rollene til fylkeskommunen

Fylkeskommunens rolle som eier og forvalter

Fylkeskommunene er eier og forvalter av fylkesveier, kollektivtransport og en stor eiendomsmasse. De kan etterspørre løsninger som både utfordrer og utvikler lokale næringsaktører.

Fylkeskommunen kan bruke sine bygg til produksjon av fornybar energi gjennom bruk av solcellepanel og sørge for at nye skoler bygges som plussenergihus. Videre kan de bidra til fokus og satsing på energieffektivisering i bygge- og anleggsbransjen.

Rollen som eier innen kollektivtrafikk gjør at fylkeskommunen kan legge til rette for en overgang fra fossilt til utslippsfritt drivstoff.

Fylkeskommunen kan påvirke utviklingen i bygge- og anleggsbransjen, både eksisterende og nye bygg, i tillegg til å sette kursen for utvikling innen veiteknologi og kollektivtransport.

Fylkeskommunens rolle som tjenesteleverandør

Fylkeskommunen er tjenesteleverandør av utdanning, bibliotek tjenester, tannhelse og samferdsel. Særlig rollen innen utdanning og samferdsel gir mulighet til påvirkning.

Innen utdanning kan det legges til rette for læreplaner med økt fokus på klima og energi, og at det fokuseres på energi også innen høyere yrkesfaglig utdanning.

Innen samferdsel kan det utvikles gode kollektivknutepunkt for å legge til rette for økt kollektivtransport og elektrifisering av kollektivtransporten.

Fylkeskommunen kan påvirke gjennom deres ansvar for innhold og fokus innen utdanning, samt utvikling innen kollektivtransporten.

Kommunene i Trøndelag har en viktig rolle i energiomstillingen

Tema	Beskrivelse av kommunenes rolle
Avfall og deponi	Setter krav til kildesortering, gjenbruke energi fra avfall
Innkjøper	Sette krav til fossilfrie byggetjenester, omstille egen drift til fossilfri
Eier	Redusere energibruk i egne bygg, etablere fornybar produksjon på egne bygg (sol). Påvirke gjennom kommunenes eierskap i Trønderenergi og NTE
Påvirker	Pådriver for etablering av biogass anlegg, pådriver for energiutveksling mellom industribedrifter og pådriver for mer fornybar energi til industrien. Støtteordninger for blant annet ladeinfrastruktur. Informasjon til innbyggerne
Kommunikasjon/informasjon	Generelt gjennom kommunens informasjonskanaler, direkte gjennom barnehager og skoler
Varme	Krav om tilknytningplikt til fjernvarme, benytte fjernvarme andre nullutslippsløsninger i egne bygg
Kravstiller	Stille krav til utbyggere om klimavennlige løsninger og sette krav til effektivt energibruk
Jordbruk/areal	Målrettede tiltak mot landbruket, stanse arealbruksendringer, legge til rette for areal for fornybar produksjon. Legge til rette for areal for lading. Etablere gode langsiktige arealplaner som gir gode energi- og klimaløsninger
CO2-fangst	Pådriver for karbonfangst på egne anlegg, tilrettelegge for areal for lagring (mellom lagre) av CO2
Sjøfart	Sette av areal i planer til lading/fylling av klimavennlige løsninger
Planlegger	Arealplanlegging som legger til rette for etablering av fornybare energikilder
Veitransport	Sette av areal til energistasjoner, sette krav til ladeløsninger i bygg
Forvalter av plan og bygningsloven	Lovforslag til behandling pr. mai 2023 om endringer i energiloven og plan- og bygningsloven. Forslaget innebærer at det bare kan søkes konsesjon for vindkraft hvor kommunene har avklart at det kan bygges vindkraft (gjennom områderegulering). Foreslår også opphevelse av muligheten for staten til å gi endelig konsesjon via statlig arealplan

Kommuner skal få vetorett om utbygging av vindparker på deres arealer. Da blir det enda viktigere å involvere kommunene i store utbyggingsprosjekter som vindkraftparker.

Dagens plan- og bygningslov gir kommunene en delegert myndighet til å fatte arealplanvedtak. Samtidig har statlige myndigheter innsigelsesrett til kommunale planer, og kan overta rollen som planmyndighet.

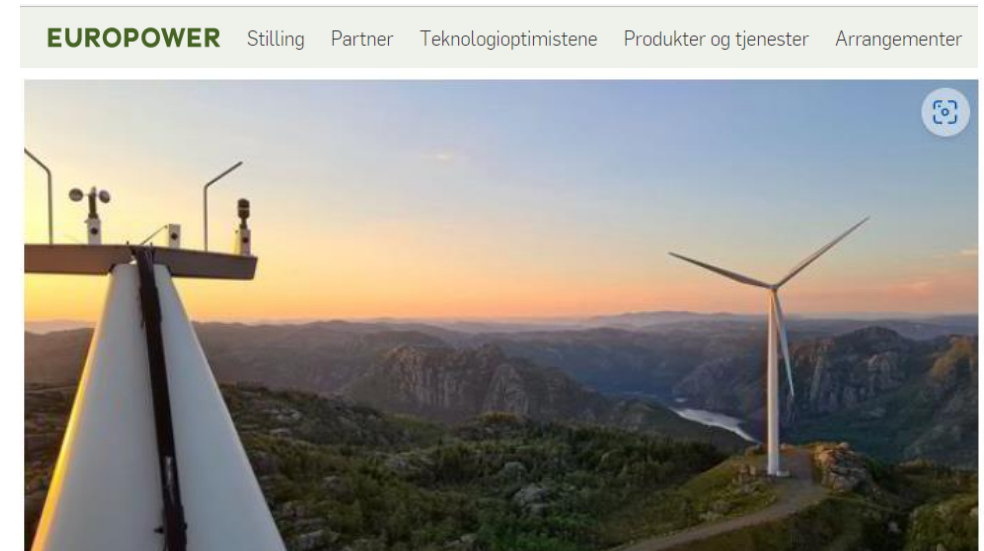
I et lovforslag som ligger til behandling pr. mai 2023 om endringer i energiloven og plan- og bygningsloven skal det bare kunne søkes konsesjon for vindkraft hvor kommunene har avklart at det kan bygges vindkraft (gjennom områderegulering), og det foreslås å oppheve statens mulighet til å gi endelig konsesjon via statlig arealplan (jfr. kapittel 7.2).

De facto er det allerede i dag umulig å bygge vindkraft mot kommunenes vedtak.

12.05.2023 | kl. 08:34 FORNYBAR

Skogvind fikk nei til utredning av ny vindmøllepark i Trøndelag

– Vi var tydelige på at det ikke var aktuelt nå, sier ordfører Ole Morten Balstad.



Et halvt år etter at pausen ble avblåst: Nesten ingen kommuner vil ha vindkraft på land

I april erklærte regjeringen at vindkraftpausen på land var over. Så langt er det lite som tyder på det.

1. november 2022 4:01 | OPPDATERT 4. november 2022 10:37



THEMA

CONSULTING GROUP

Naviger trygt gjennom energiomstillingen

Kontaktpersoner THEMA:

Robert Seguin: robert.seguin@thema.no

Ingvild Eng Holck: ingvild.holck@thema.no

Gorm Lunde: gorm.lunde@thema.no