

EUROPEAN



GREENTABLE

STIFTELSEN EUROPEAN GREEN TABLE

# HVEM ER -- EUROPEAN GREEN TABLE (EGT) ?

.. Stiftelsen European Green Table (EGT) har som formål å *«bidra til å øke kunnskap om og innsikt i forholdet mellom næringsliv og økonomisk aktivitet på den ene side, og miljø- og ressursforvaltning på den annen»*.

EGT tok tidlig på 1990 tallet initiativ til «Environmental Performance Indicators in Industry». Målsettingen var å operasjonalisere begrepet «bærekraftig utvikling» gjennom å gi bedriftene et verktøy for å fremskaffe konsistente data om og følge utviklingen i bedriftens miljøytelse.

EPI-prosjektet inngikk som en viktig del av den internasjonale standardiserings-prosess innen miljøledelse. Prosjektets hovedresultater inngår i dag som en bærende del av det som ble standarden for «Environmental Performance Evaluation» (ISO 14031), og som grunnlag i EU Kommisjonens arbeid med CSR og ESG.

Finansieringen av prosjektet kom fra EUs LIFE-program, deltagende bedrifter og offentlige organer, samt stiftelsen selv.

Stiftelsen ønsker nå å bidra til å belyse konsekvensene for kraftmarkedet i Troms og Finnmark av Regjeringens beslutning om å elektrifisere LNG anlegget på Melkøya og det avbøtende tiltaket («Kraftløftet»). Som et resultat av arbeidet fremmer EGT et forslag om en løsning på de utfordringer som ble avdekket.

Initiativtakerne til Stiftelsen var:

**Tron Kleivane, Hans Geelmuyden, Bernt Stilluf Karlsen, Christian Ringnes, Trygve K. Norman.**

*Kontaktperson for Melkøya-notatet er Bernt Stilluf Karlsen ([stilluf@europeangreentable.com](mailto:stilluf@europeangreentable.com))*



ET PROSJEKT INITIERT OG  
FINANSIERT AV STIFTELSEN  
EUROPEAN GREEN TABLE  
(EGT)

Kraftmarkeds-  
modellering ved Thema  
Consulting Group

# ELEKTRIFISERING AV MELKØYA LNG OG GJENNOMFØRING AV SNØHVIT FUTURE

EGT'S «MELKØYA NOTAT» : ANALYSERER KONSEKVENSENE AV REGJERINGENS BESLUTNING OM Å  
ELEKTRIFISERE MELKØYA OG DET AVBØTENDE TILTAKET («KRAFTLØFTET»),

VURDERER BESLUTNINGEN I FORHOLD TIL ALTERNATIVENE – OG LANSERER EN «TILLEGGS BESLUTNING»

Oslo, 6. februar 2024

*«.....Melkøya vedtaket er et industrielt og klimamessig kinderegg. Det bringer 13 milliarder i investeringer til en landsdel som trenger det. Det bidrar til at landsdelen får et større kraftoverskudd etter elektrifiseringen enn før og det er norgeshistoriens største klimakuttprosjekt på 850.000 tonn CO2, så bruker vi litt lengere tid og vi sier at Equinor må være forberedt på å holde gasskraftverket i drift 2 år lenger nettopp for å være trygg på at vi får nok ny fornybar kraft inn på nettet. Et godt politisk kompromiss, godt håndverk og viser at sjefen vår Jonas kan styre landet på en skikkelig og ordentlig måte og ivareta mange tanker i hodet samtidig».*  
*Jan Christian Vestre i Politisk kvarter kl 07.45 den 25 september 2023*

## Regjeringens vedtak om å elektrifisere LNG anlegget på Melkøya er usedvanlig dårlig utredet og beslutningsgrunnlaget er svakt.

Regjeringens «Kraft og Industrieløft», som erstatter Melkøyas gasskraft med fornybar energi, er urealistisk;

- 1) Tilfører ikke nok elektrisk kraft (kWh):** Ambisjon om 670MW ny vindkraft, kan gi 2,3 TWh ny kraft, men økt elektrisitetsforbruk som konsekvens av vedtaket er 3.3 TWh.
- 2) Regjeringen adresserer ikke behovet for å levere effekt (MW) og balansekraft:** Snøhvit lisensen/ Equinor har fått det de har bedt om, selv om det ikke finnes realistiske planer for å sikre Melkøyanlegget kontinuerlig drift, uten svært negative konsekvenser for annet næringsliv.
- 3) Usikkerheter knyttet til hvor raskt det er mulig å gjennomføre Regjeringens tiltak:** Prosjektet er avhengig av konsesjoner til ny vindkraft og nytt høyspenningsnett. Dette er komplisert og vil ta tid. Konsekvenser av forsinkelser er verken drøftet eller analysert av regjeringen.
- 4) Sverige og Finland trenger egen kraft, og vil neppe redde Melkøya:** Alternativer for leveranse av kraft og effekt som hydrogen og batterier for å lagre vindkraft når det ikke blåser er ikke realistisk.
- 5) Forsinkelser kan medføre lokale kraftpriser vi ikke har sett i Norge før:** Det er fare for periodevis nedstengning av annet næringsliv i Finnmark og Troms, for å kunne prioritere Melkøyas behov.

**EGT anbefaler at Stortinget pålegger Snøhvitlisensen å finne løsninger på kraft og effekt behovet**

# KART OVER TRANSMISJONS- NETTET FOR ELEKTRISITET I EUROPA OG NORDEN

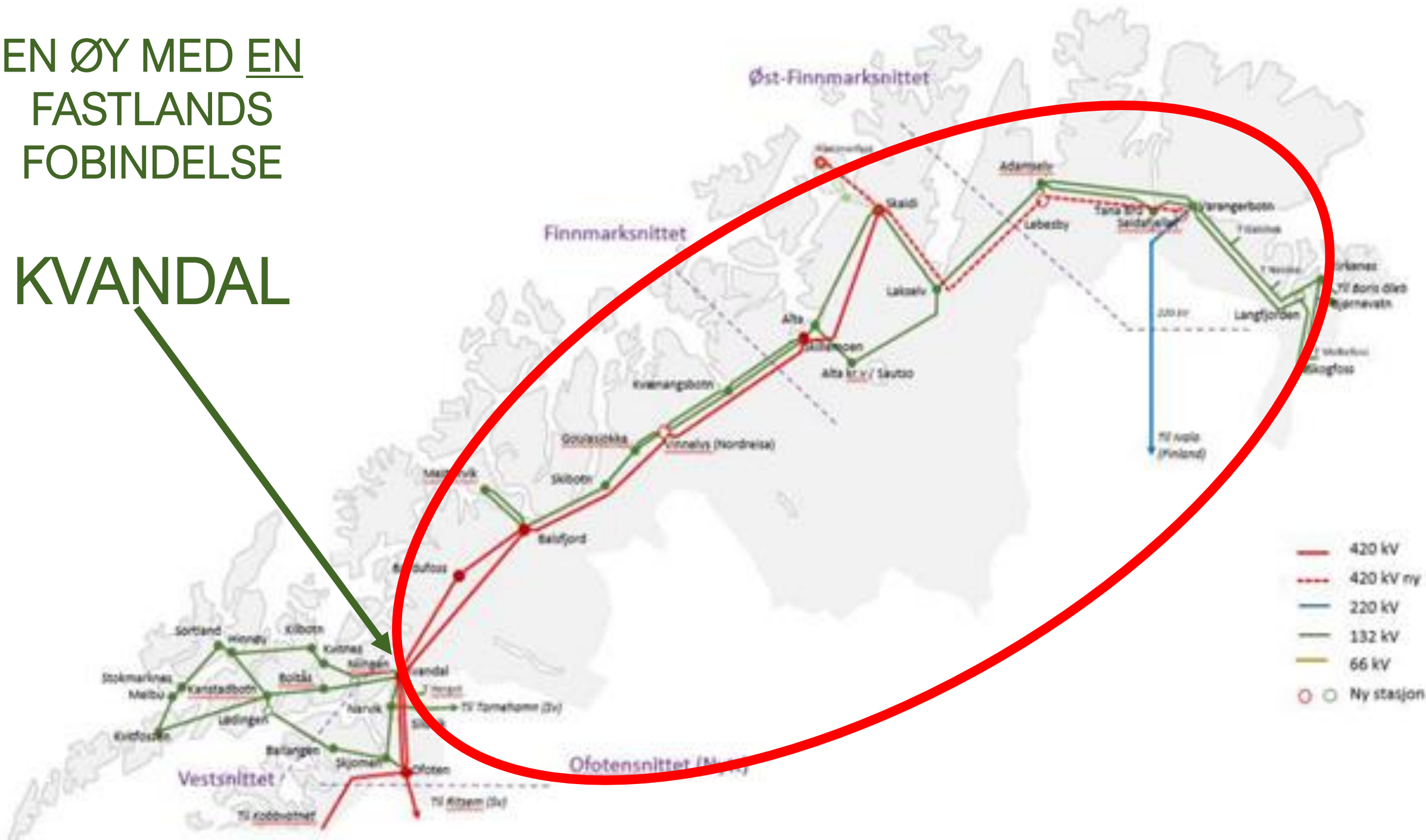
SYNLIGGJØR  
TROMS &  
FINNMARK  
«SOM EN ØY»  
YTTERST I ET  
OMFATTENDE  
KRAFTSYSTEM



...EN ØY  
SOM  
KALLES  
«OMRÅDE  
NORD»

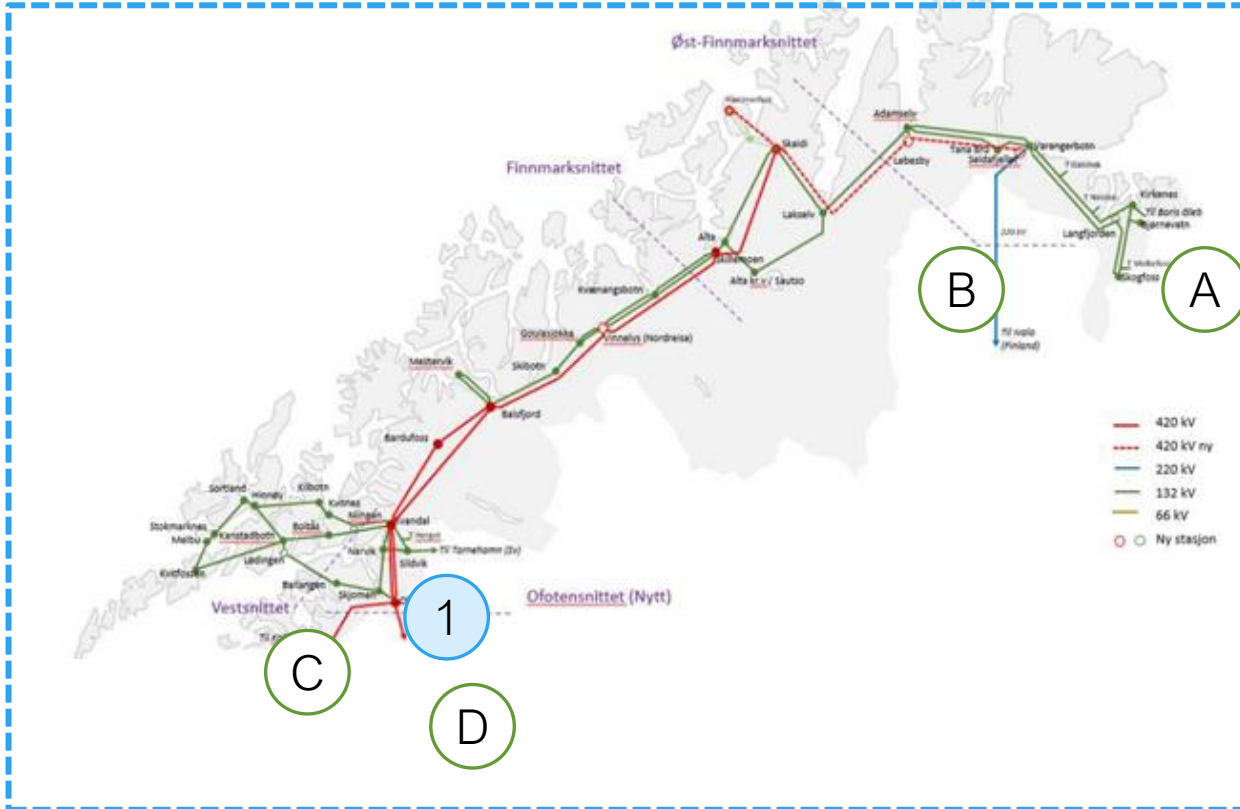
EN ØY MED EN  
FASTLANDS  
FOBINDELSE

KVANDDAL



# OFOTEN, LOFOTEN, VESTERÅLEN OG TROMS OG FINNMARK – PRIMÆRT FORSYNT VIA KRAFT-LINJENE FRA SØR..

1 «Krafflyten over «Ofoten-snittet» siste tre år har variert mellom ca. 500 MW import og tilsvarende 500 MW eksport»<sup>2</sup>.



A Kirkenes-Boris Gleb (Russland) ikke i drift.

B Begrenset kapasitet på linjen fra Finland til Øst-Finnmark (110MW satt av Fingrid)<sup>1</sup>.

C «Det er en utfordring at 420 kV forbindelsen fra Nedre Røssåga [i Nordland] til Ofoten har avbrudd lange perioder i året. Området nord for Ofoten er derfor i lange perioder ensidig forsynt (N-0) fra den sentrale forbindelsen fra Sverige, 420 kV Ofoten-Vietas-Porjus»<sup>2</sup>

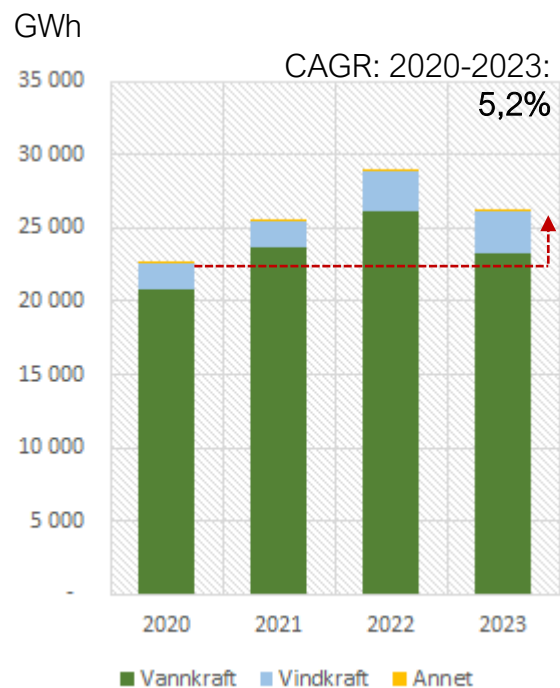
D Nord-Sverige (SE1) har i dag betydelig kraftoverskudd takket være mye vindkraftutbygging, men svakere effektbalanse. Det er imidlertid storstilte planer for ny industri i området i årene fremover (Grønt Stål, batteri, mv) som vil tære på kraft-overskuddet OG **MULIGHETENE FOR Å LEVERE EFFEKT TIL NORGE.**

DENNE MULIGHETEN – FRA SØR - GJØR AT KRAFTSITUASJONEN FRA TIME TIL TIME (SÅ LANGT) HAR VÆRT HÅNDTERBAR

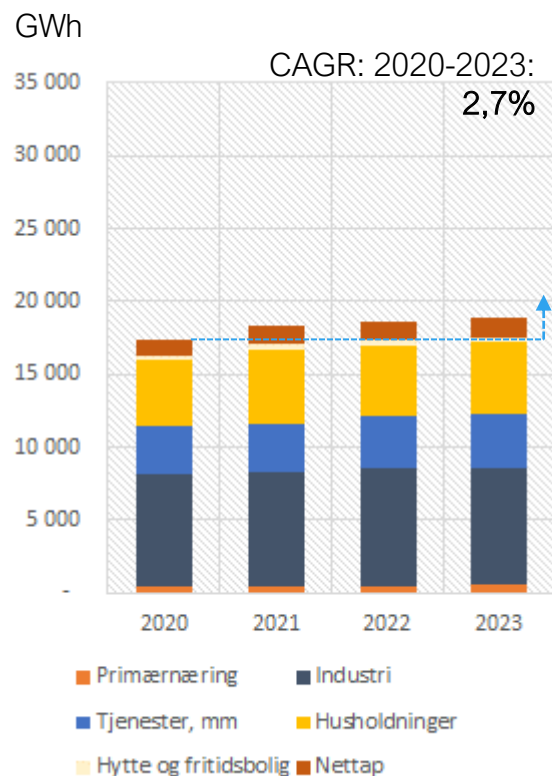
# HELE OMRÅDET NORD FOR OFOTEN ER EN DEL AV PRISOMRÅDE NO4 – OG NO4 SER BRA UT...

Alle tall er ex. Melkøya og annen termisk produksjon/forbruk

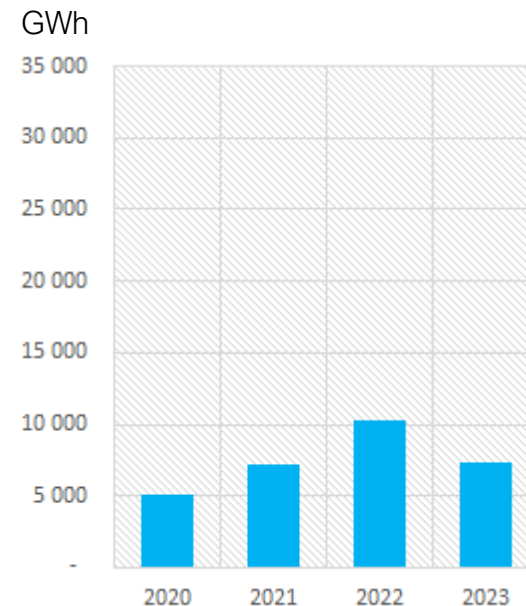
EN HØY ANDEL VANNKRAFT, NORD-NORSK VÆR OG NOE NY VINDKRAFT FORKLARER KRAFT-PRODUKSJONEN I ÅRENE 2020-2023..



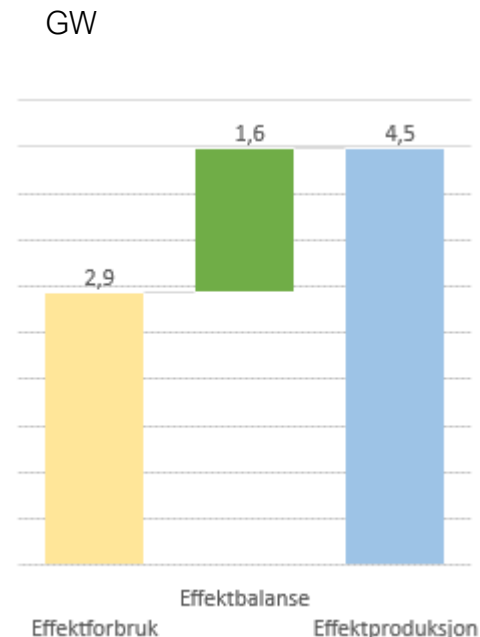
...SOM, KOMBINERT MED BEGRENSET VEKST I FORBRUKET..



...HAR GITT NO4 ET ATTRAKTIVT KRAFTOVERSKUDD...



...OG EN STERK EFFEKTBALANSE



Kilder: Elhub: forbruk, produksjon, nettap; For Melkøya: SSB, tabell 10314 (Hammerfest) og Norsk Utslipp: Hammerfest LNG. Effektbalanse: Estimert basert på Regionale kraftsystemutredninger for RKSU områdene 18-22, per 2021.



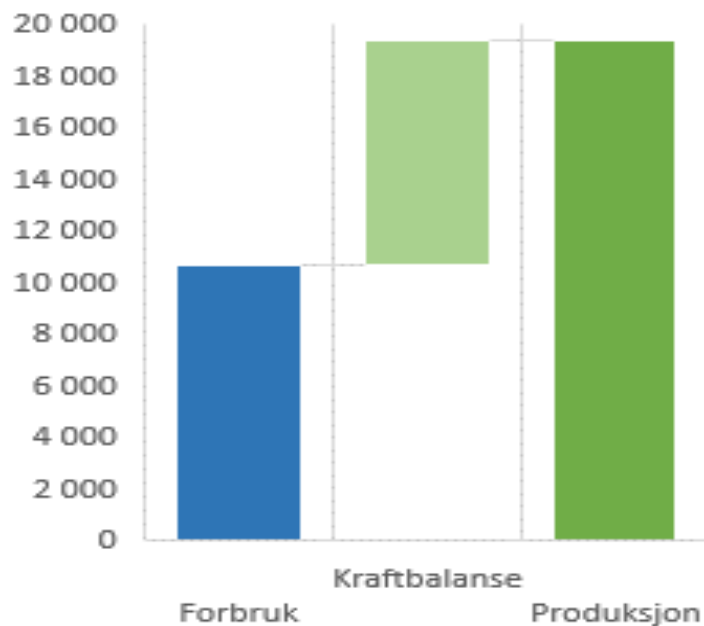
# KRAFT- BALANSE

FORDELT PER  
FYLKE Tall i GWh.  
Snitt 2019-2022

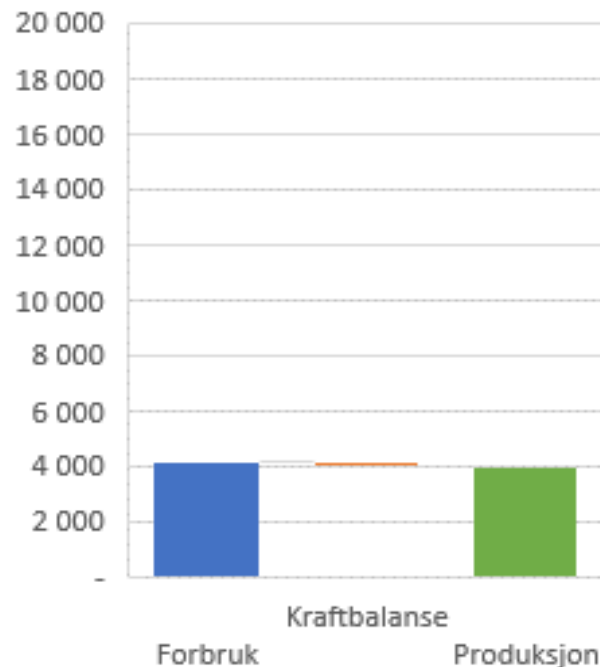
Kilder: SSB tabell 10314  
(forbruk); Elhub – nettap;  
NVE databaser: vann- og  
vindkraft

Vann- og  
vindkraft

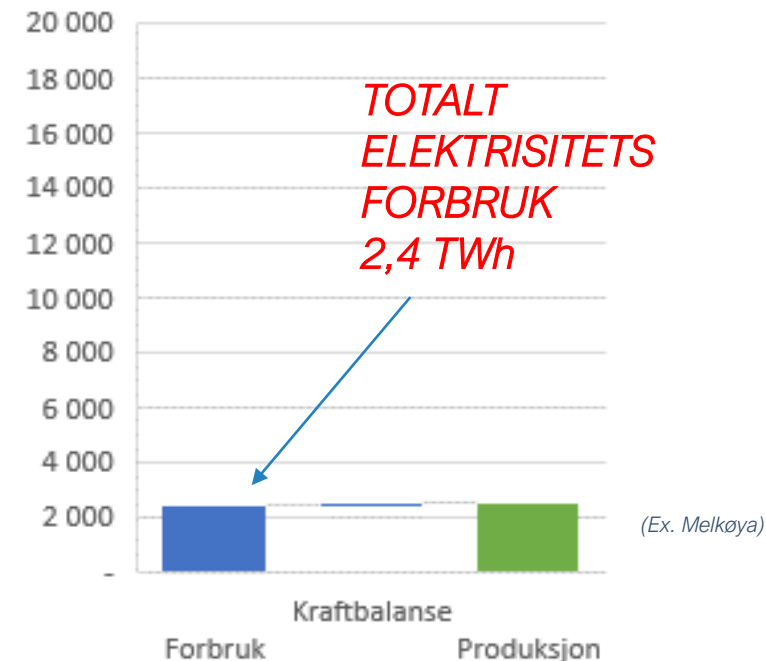
## NORDLAND



## TROMS



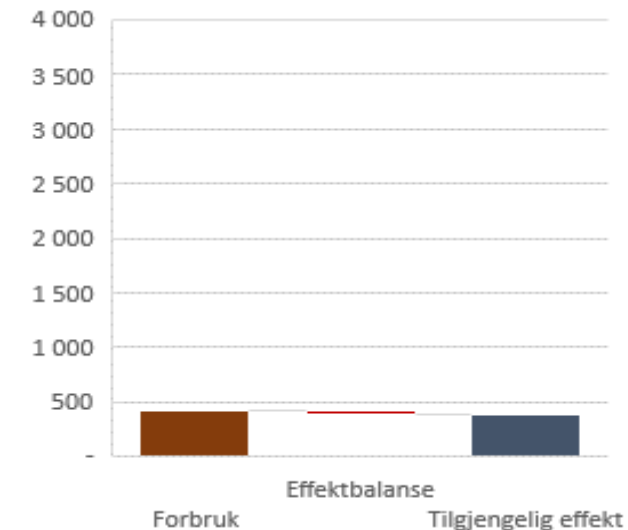
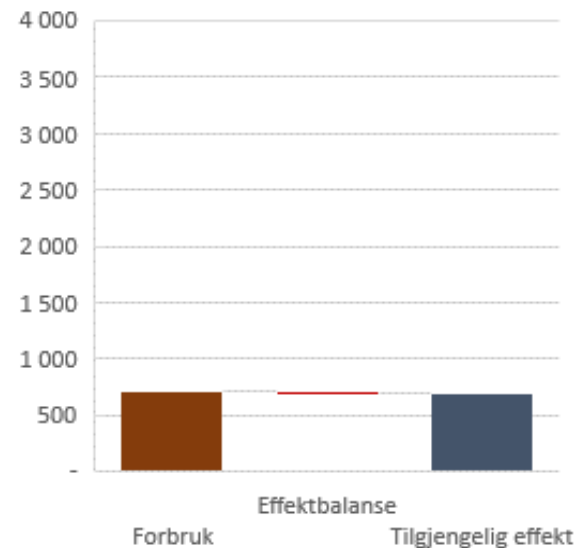
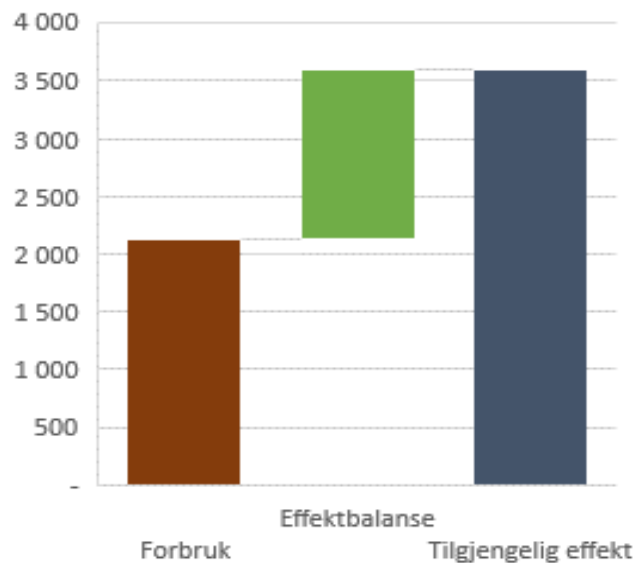
## FINNMARK



# EFFEKT- BALANSE

FORDELT PER  
FYLKE

Tall i MW per 2021  
Kilde: «Regionale  
kraftsystemutredninger  
2022-2041» for RKSU  
områdene 18-22



Melkøya  
3.600.000.000  
kWh

0,9 km<sup>2</sup>

Totalt forbruk  
2.400.000.000 kWh

I FINNMARK

45 755 km<sup>2</sup>  
74.129 innbyggere

- 420 kV
- - - 420 kV ny
- 220 kV
- 132 kV
- 66 kV
- ○ Ny stasjon

# ELEKTRIFISERING AV MELØYA OG GJENNOMFØRING AV SNØHVIT FUTURE VIL KREVE

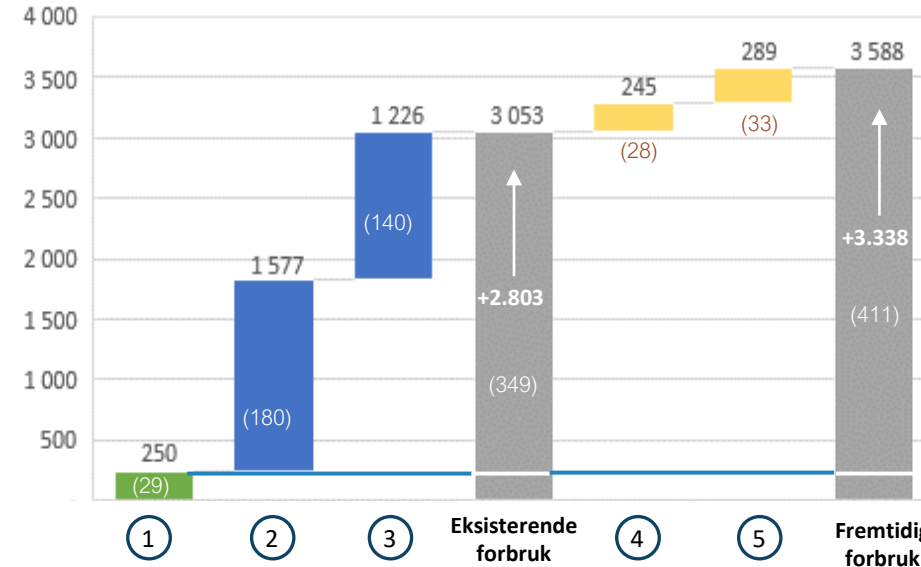
3.338 GWh

OG

381 MW

# MER ELEKTRISK KRAFT OG EFFEKT FRA NETTET ENN I DAG

DAGENS OG PLANLAGT ENERGIFORBRUK VED MELKØYA SOM SKAL FULL-ELEKTRIFISERES FRA 2030  
Tall i GWh med (MW)<sup>1</sup>



ELEKTRIFISERING AV MELKØYA INNEBÆRER EN NETTO ØKNING I KRAFT FRA STRØMNETTET PÅ 2.800 GWh (320MW) FOR Å ERSTATTE DAGENS GASSKRAFTVERK.

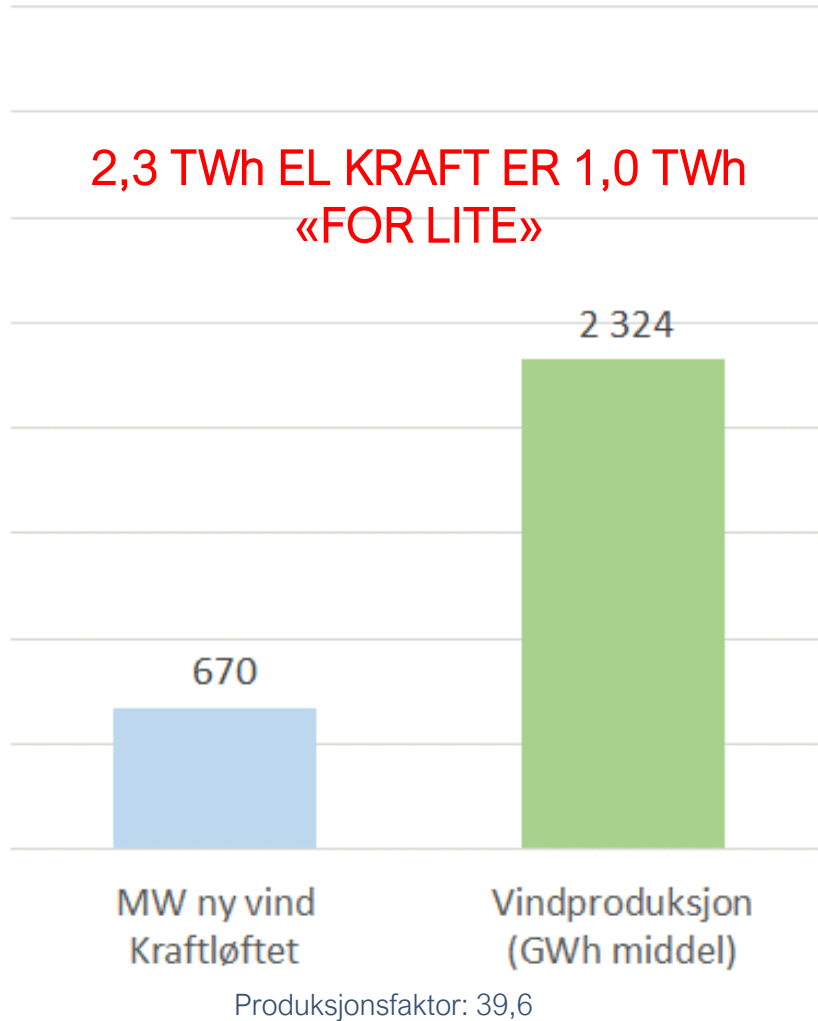
DET VIL KREVES YTTERLIGER 534 GWh (61MW) FOR Å MULIGGJØRE NØDVENDIGE TILTAK SOM ØKER ANLEGGETS LEVETID (Snøhvit Future og bunnkompresjon).

- |     | Dagens løsning  | Elektrifisert  |
|-----|---|--|
| ①   | Strøm fra nettet<br>Statnett opplyser at Melkøya bruker mellom 30 og 50 MW på hverdage for å redusere CO2 utslipp. Et snitt på 40 MW fem dager i uken gir et forbruk fra nett på 250 GWh per år.  | → Strøm fra 132kV-linjen er antatt videreført også ved full-elektrifisering (kan eventuelt suppleres fra den nye 420kV-linjen)   |
| ②   | Egenproduksjon av strøm<br>Det er installert 5 gassturbiner, hver med en effekt på 45 MW. 4 av disse brukes i normal drift hvilket gir 180MW eller 1.577 GWh. Inklusive strøm fra nettet er forbruket ca. 1.827 GWh.                            | → I stedet for gassturbiner skal hele strømbehovet til anlegget på 1.827 GWh trekkes fra strømmettet. Korrigert for det som allerede trekkes gir dette en netto økning på 1.577 GWh. |
| ③   | Egen varmeproduksjon<br>Varmegjenvinning fra gassturbinene dekker varmebehovet på 140MW eller 1.226 GWh per år.   | → Det installeres 6 el-kjeler på 28MW hver, hvorav 5 benyttes og en er i reserve, noe som totalt gir 140MW og 1.226 GWh i forbruk.   |
| ④ ⑤ | Fremtidig forbruk<br>For å øke levetiden på LNG-anlegget er det behov for gasskompresjon (Snøhvit Future: 28MW, 245 GWh) og havbunnkompresjon (inntil 33MW, 289 GWh), totalt inntil 534 GWh som bare delvis kan dekkes av dagens gasskraftverk. | → Uendret behov, bare med den forskjell at alt kraftbehovet må leveres fra strømmettet   |

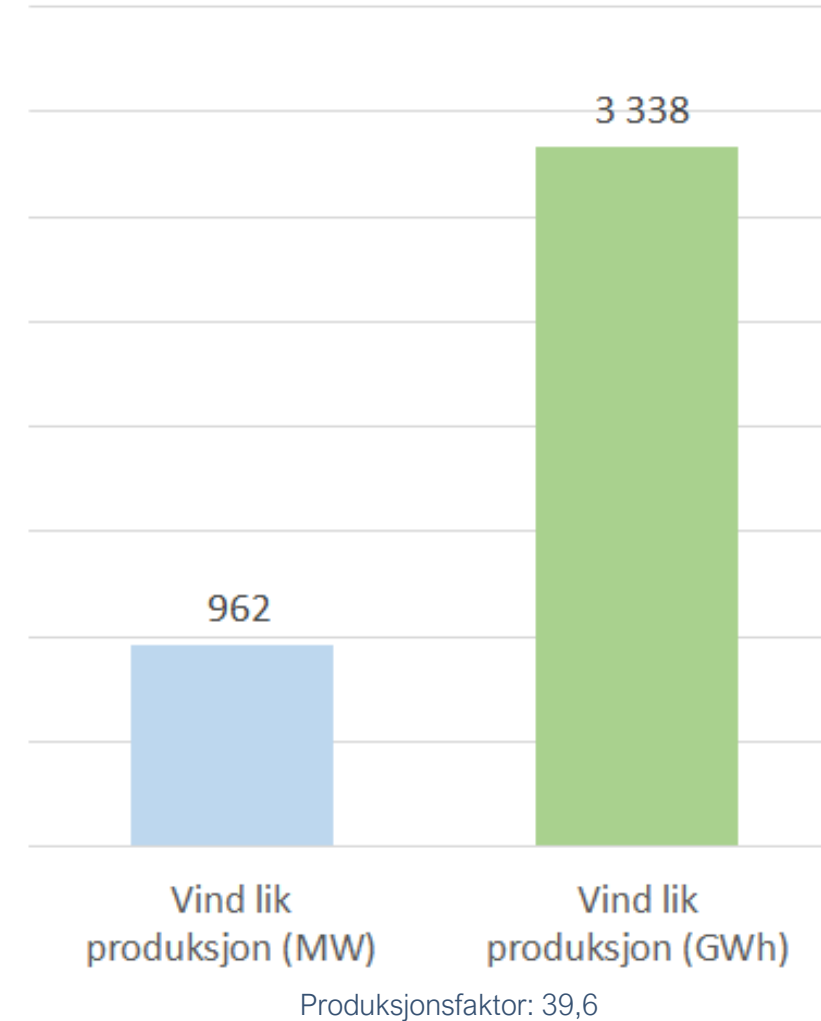
<sup>1</sup> Kilder Vedrørende godkjenning av endret plan for Snøhvitfeltet og Hammerfest LNG, Vedlegg, OED; Norske Utslipp: Hammerfest LNG

# HVA INNEBÆRER REGJERINGENS KRAFT «LØFTE» PÅ 670 MW MED NY FORNYBAR VINDKRAFT?

KRAFTLØFTET PÅ 670 MW



KRAFTLØFTET BURDE VÆRT PÅ ca 962 MW



Produksjonsfaktor vindkraft i Finnmark: Gj.sn av produksjonsfaktor for ny vindkraft i områder som NVE har ansett som egnet **39,6%**.

Formel for beregning av årlig produksjon:  $\text{Installert ytelse (MW)} \times 8.760 \text{ timer i året} \times \text{produksjonsfaktor} = \text{MWh el-produksjon per år (}/1.000 = \text{GWh)}$ .

## SLIK OMTALETE VESTRE REGJERINGENS VEDTAK OM MELKØYA: DET ER FEIL – DET ENGASJERTE EGT

«.....Melkøya vedtaket er et industrielt og klimamessig kinderegg. Det bringer 13 milliarder i investeringer til en landsdel som trenger det. **Det bidrar til at landsdelen får et større kraftoverskudd etter elektrifiseringen enn før** og det er norgeshistoriens største klimakuttprosjekt på 850.000 tonn CO<sub>2</sub>, så bruker vi litt lengere tid og vi sier at Equinor må være forberedt på å holde gasskraftverket i drift 2 år lenger nettopp for å være trygg på at vi får nok ny fornybar kraft inn på nettet. Et godt politisk kompromiss, godt håndverk og viser at sjefen vår Jonas kan styre landet på en skikkelig og ordentlig måte og ivareta mange tanker i hodet samtidig».

*Jan Christian Vestre i Politisk kvarter kl 07.45 den 25 september 2023*

# TILBAKE TIL SAKEN: DET ER SELVSAGT POSITIVT FOR FINNMARKINGENE AT REGJERINGENS BESLUTNING OM Å ELEKTRIFISERE MELKØYA...

Målnettet til Statnett for området Nord inneholder nye kraftlinjer både internt i området og mellom området Nord og sørover, inklusive en oppgradering av linjen mellom Øst-Finnmark og Finland.

Internt i Finnmark er det i første omgang 3 linjer som er søkt/konsesjonsgitt:

- ① **Skaidi – Hyggevatn** (Hammerfest) på 420kV som vil ha en kapasitet på ca 760MW, noe som er tilstrekkelig til å sikre kapasitet til både Melkøya og øvrig planlagt forbruksøkning i Hammerfest. Konsesjon gitt.
- ② **Skaidi – Lebesby** på 420kV bygges for å kunne **håndtere økt vindkraftproduksjon** og sikre bedre forsyningssikkerhet til Øst-Finnmark. Konsesjon søkt 2020. Antatt gitt 2024. Ferdig 4-7 år etter konsesjon.
- ③ **Lebesby –Seidafjellet** (Varangerbotn) på 420kV bygges primært for å sikre **forsyningssikkerheten** ettersom det er begrenset med planlagt nytt forbruk og vindkraftproduksjon øst for Lebesby. Konsesjon søkt 2021. Antatt gitt 2026. Ferdig 3-6 år etter konsesjon.

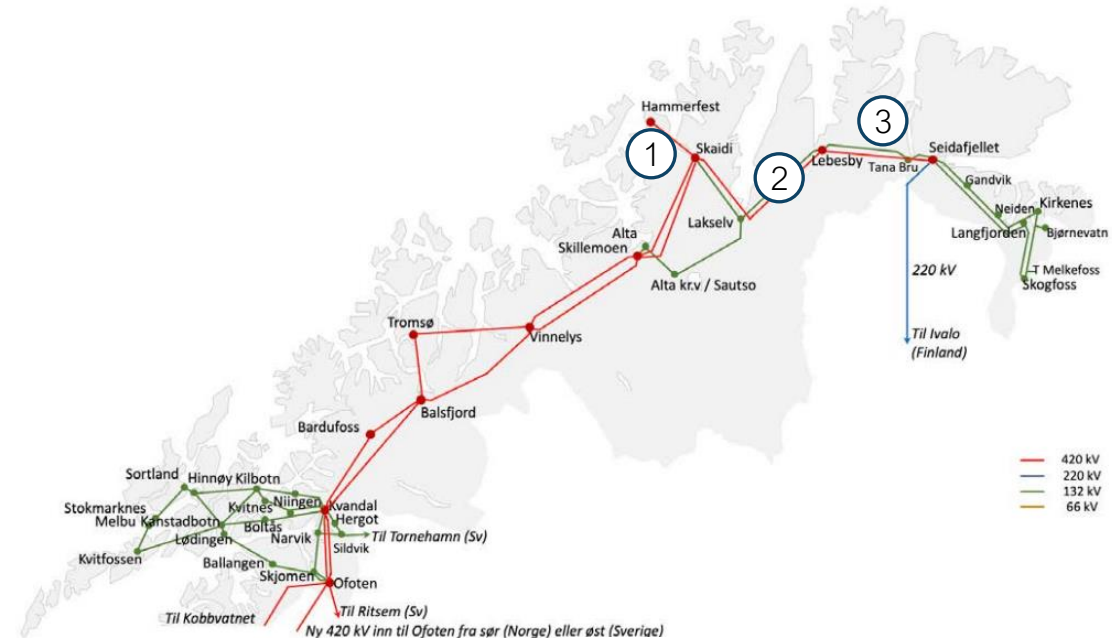
Totale investeringer er beregnet – i 2022 kroner – til:

Nye 420kV linjer	km	Status	Investeringer (NOKm)
Skaidi til Hyggevatn (Hammerfest)	54	Konsesjon	1.800 - 2.300
Skaidi til Lebesby	131	Søkt konsesjon 2020	1.550 - 1.740
Lebesby til Seidafjellet (Varangerbotn)	74	Søkt konsesjon 2021	1.510 - 1.750
Internt i Finnmark			4.860 - 5.790

*I de analysene EGT har lagt til grunn for kraftutviklingen i Finnmark og Troms, er det forutsatt at Statnett greier å realisere gjennomføringen av sitt målnett, uten vesentlige forsinkelser eller «forstyrrelser».*

## MÅLNETTET FOR «OMRÅDET NORD» FREM MOT 2040

Kilde: Områdeplan Nord, Statnett september 2022



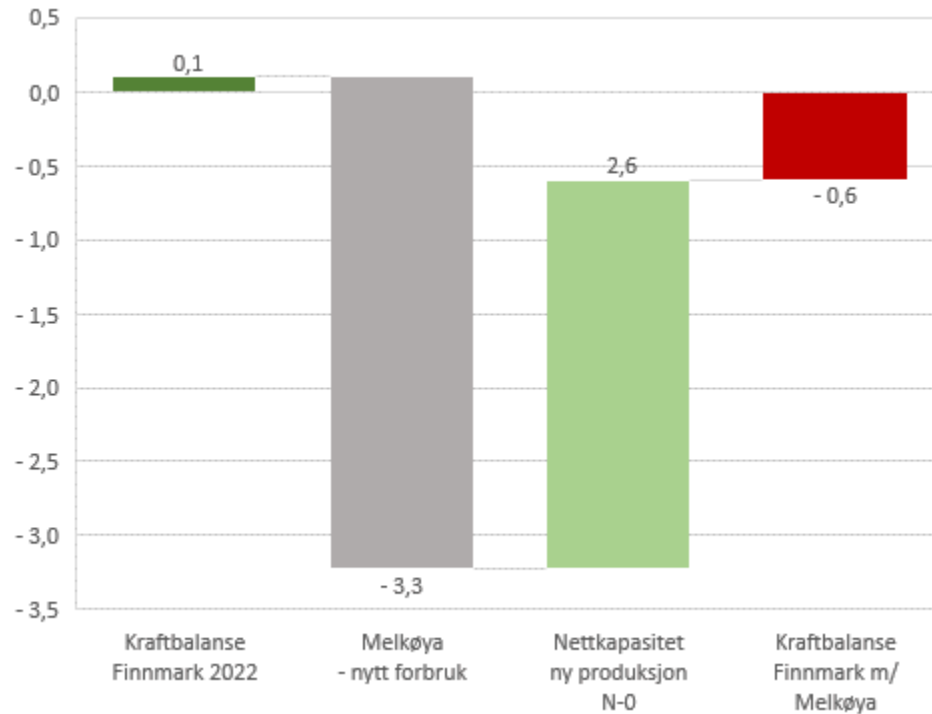
...HAR SATT FART PÅ OPPGRADERINGEN FRA SKAIDI TIL VARANGERBOTN SLIK AT DET BLIR 420KV LINJER HELE VEIEN FRA OFOTEN I SØR

# Statnett om situasjonen: «Overføringskapasiteten inn til område Nord har frem til nå vært tilstrekkelig, men ved økende forbruk og vesentlig endring av kraftbalansen vil det bli kapasitetsbegrensninger inn mot Ofoten fra sør/øst»

## FAKTA ER:

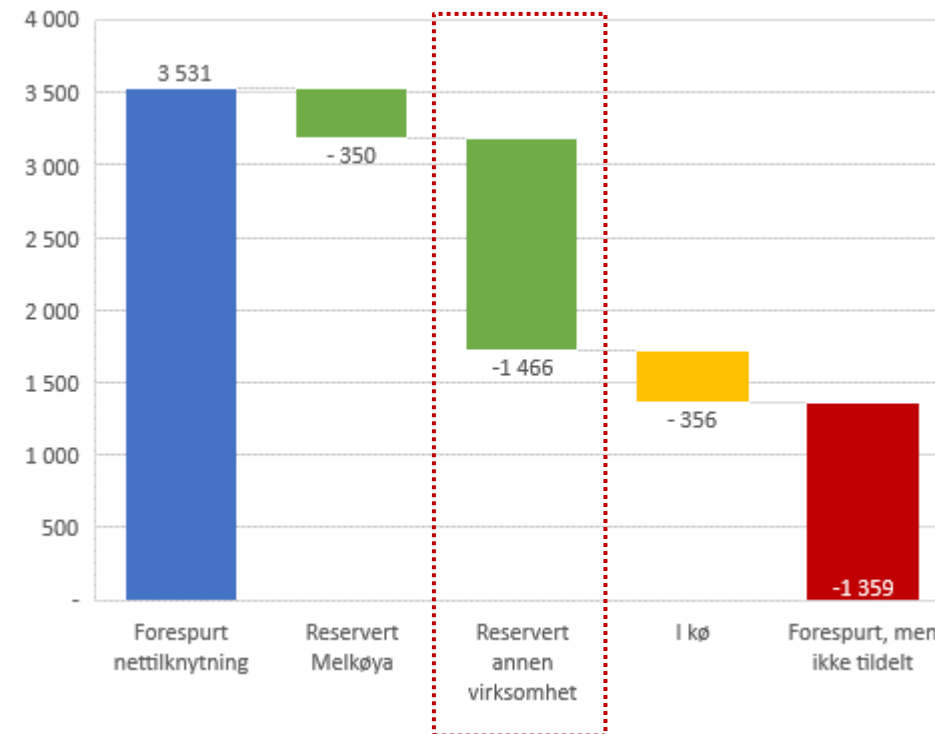
KRAFTBALANSEN I FINNMARK VIL SVEKKES TIL TROSS FOR NY FORNYBAR KRAFTPRODUKSJON

Tall i TWh for Finnmark



OG, HVA SKJER MED KRAFTBALANSEN NÅR ØVRIGE BEDRIFTER SOM HAR FÅTT RESERVERT NETT ELLER STÅR I KØ I OMRÅDET NORD FOR OFOTEN KOBLES PÅ?

Tall i MW for området Nord (dvs. Vesterålen, Ofoten, Troms og Finnmark) per 24 januar 2024



.. FOR HVOR ER EGENTLIG «KRAFT- OG INDUSTRILOFTET» FOR FINNMARK?

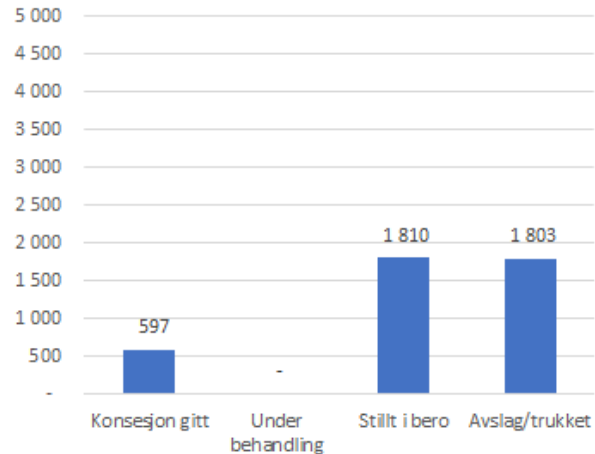
Kilder: Nettkapasitet i Finnmark: Tilleggssøknad 420 kV Skaidi-Lebesby og tilleggsutredninger i saken, Statnett, 12.6.2023, side 44-45.  
 Nettilknytninger: Statnett.no: forespørsler og reserverasjoner i nettet, 24 januar 2024

# LIKELEDES ER DET, OM DET SKULLE BYGGES NY VINDKRAFT I NORD-NORGE, I FINNMARK VI FINNER AT DET «TEKNISK SETT» SKULLE VÆRE MULIG MED 670MW NY VINDKRAFT

VINDPROSJEKTER: STATUS (FØR NVEs KRAFTLØFTE INITIATIV I NOVEMBER 2023)

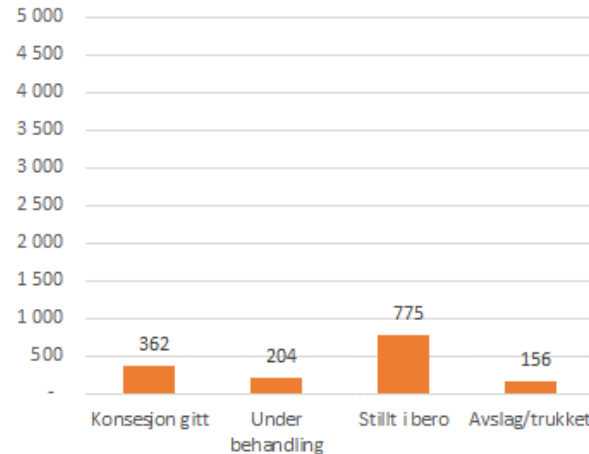
Alle tall i MW installert ytelse. Kilde: NVE Vindkraft. Status per oktober 2023

## NORDLAND



Ingen prosjekter er under behandling, men 1.810 MW stilt i bero av søker, hvorav 1.450MW er relatert til havvind hvor prosessen vil kunne igangsettes igjen. 1.803 MW har fått avslag eller er trukket av initiativtaker.

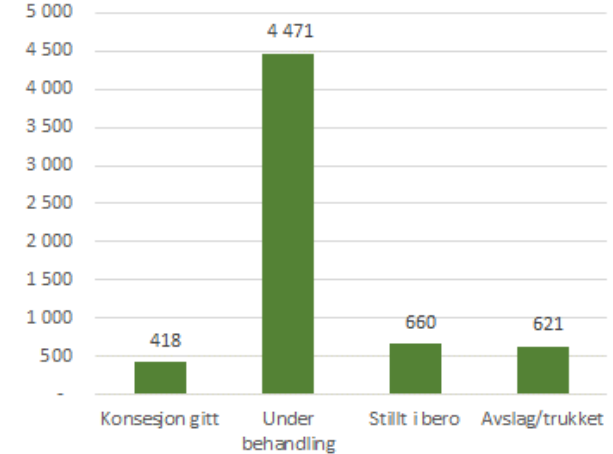
## TROMS



Kun ett prosjekt på 204 MW er under behandling i Troms, mens ett prosjekt på 775 MW er stilt i bero. Prosjekter tilsvarende 156 MW har fått avslag eller er trukket fra prosess.

*roms Kraft har nylig foreslått å bygge 28 vindturbiner, som kan gi 174 MW installert effekt for hele vindkraft-verket og en årlig kraftproduksjon på om lag 500 GW, uten at det vakte begeistring hos vertskommunen Balsfjord (prosjektet er i en utredningsfase og inngår derfor ikke i oversikten vist i figuren).*

## FINNMARK



Finnmark har den største porteføljen av nye prosjekter og den største effekten (4.471 MW) til behandling hos NVE.

Totalt 660 MW, fordelt på 4 prosjekter er stilt i bero, mens 621 MW har fått avslag eller er trukket fra behandling



# MEN DET HJELPER LITE MED MASSIV INTERESSE FOR Å BYGGE NY VINDKRAFT NÅR DET KUN ER KAPASITETET FOR 760 MW NY VINDKRAFT (OG MERK DETTE: PÅ N-0 NIVÅ) I MÅLNETTET...

## STATUS BEHANDLING AV NYE VINDKRAFTPROSJEKTER

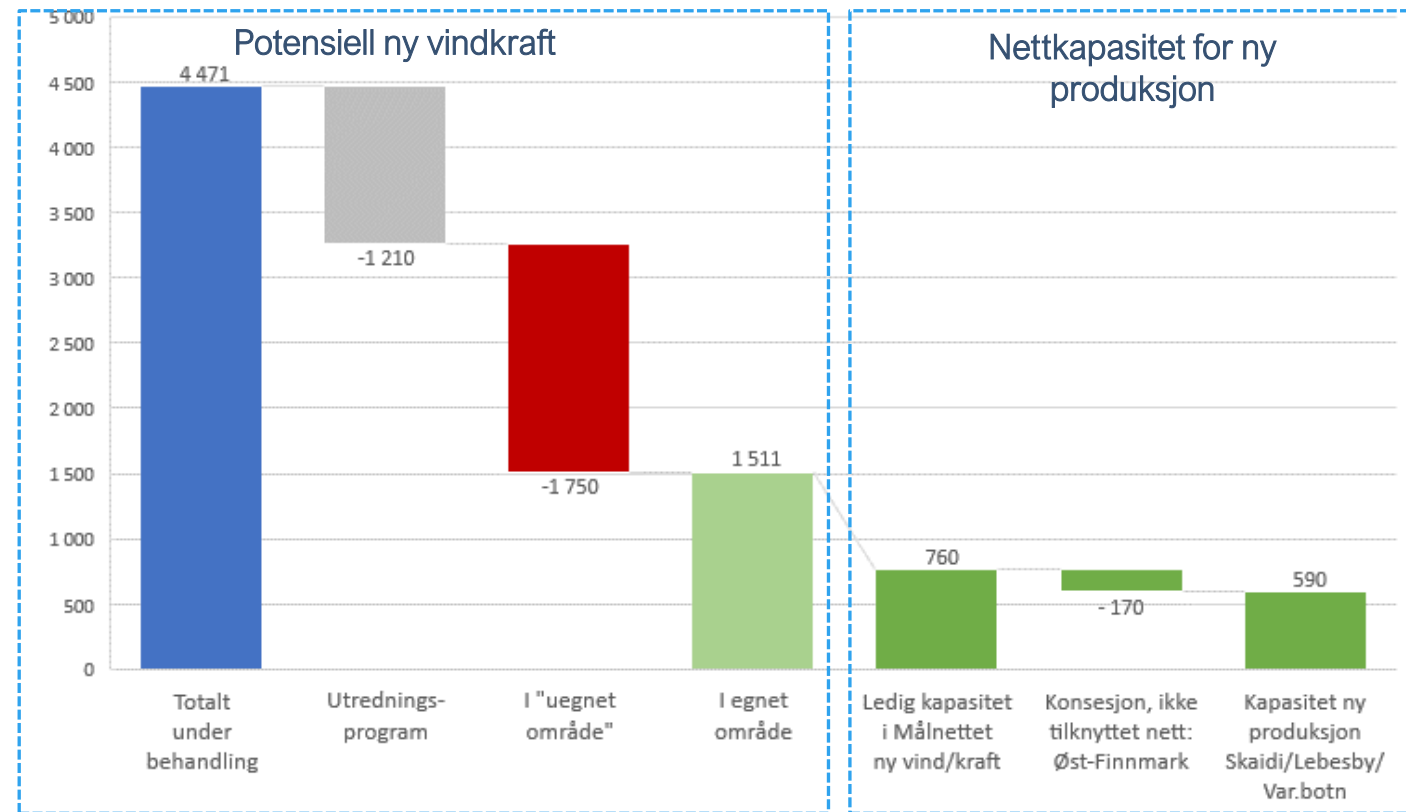
- Samlet vurdering av alle nye vindkraft initiativ
- Ny frist: 22 april 2024 for innsendelse av formelle meldinger
- Utredningsprogram på høring i august 2024
- Endelig beslutning?

Merk:

- Ettersom kapasiteten til ny kraftproduksjon er på N-0 nivå vil også forbruket av kraften være det
- Ettersom nettet ikke er statisk vil det være en dynamikk mellom vekst i forbruk og mulighet for tilknytning av ny produksjon.

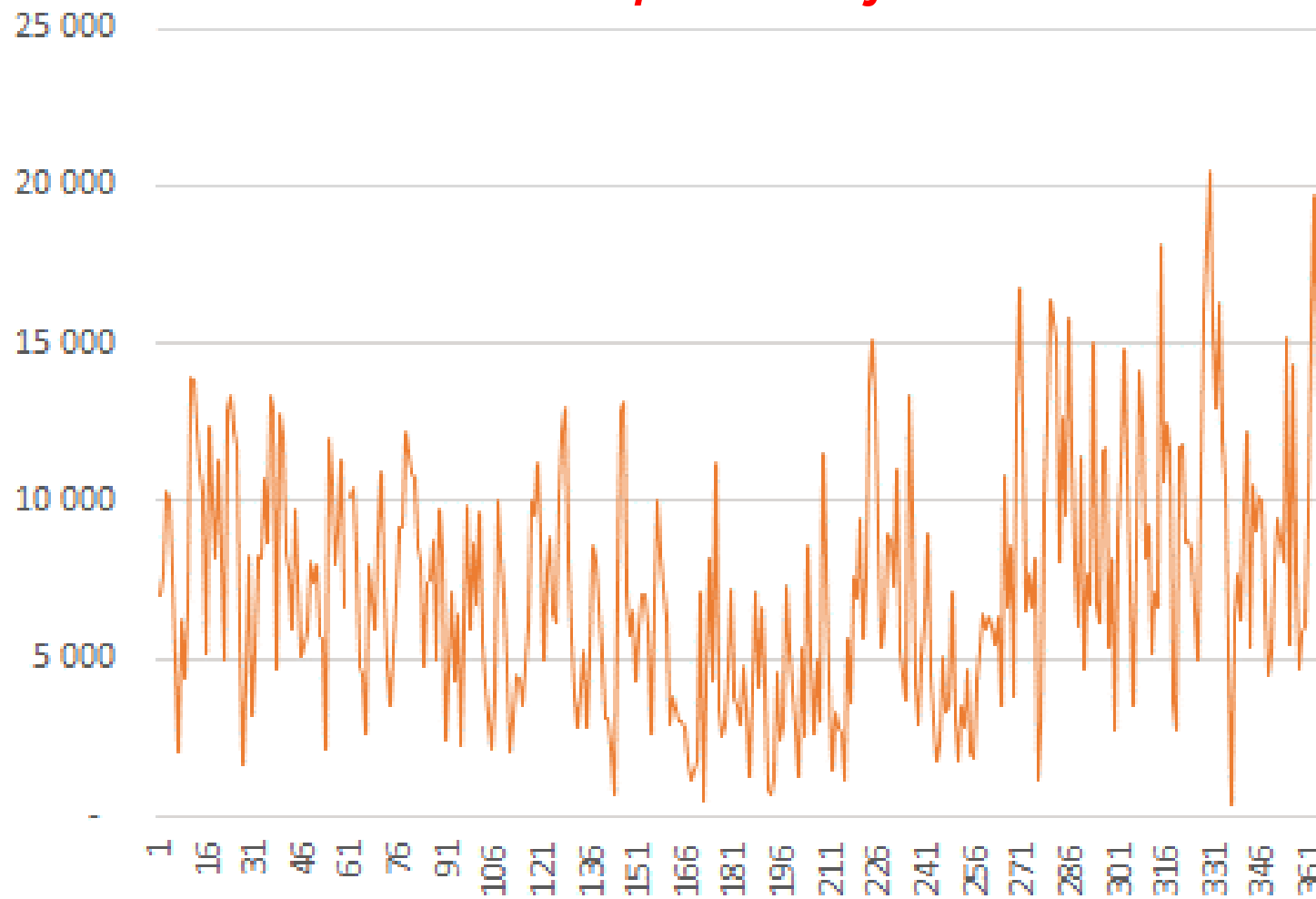
NYE VINDKRAFTPROSJEKT ER I ULIKE FASE AV MODENHET OG LOKALISERING I FORHOLD TIL EGNET/UEGNEDE OMRÅDER

Alle tall i MW. Status før NVE sitt «kraftløft initiativ». Totalt innmeldt er nå ca 9.000 MW



...HVORAV 170 MW HELT ØST I FINNMARK ALLEREDE HAR KONSESJON MEN IKKE ER TILKNYTTET PGA. MANGLENDE NETTKAPASITET

# Daglig vindkraftproduksjon

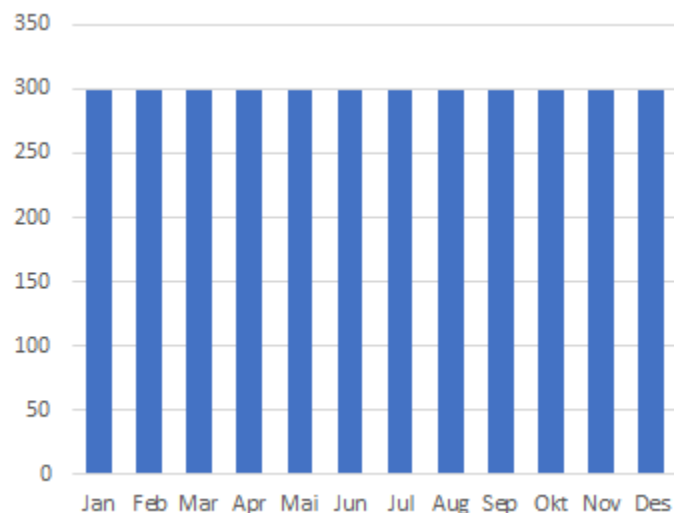


Tall i MWh per dag i 2022 for NO4.  
Kilde: elhub.no

# ALLE UTREDNINGER KONKLUDERER MED AT DET GRØNNE SKIFTE FORUTSETTER MYE NY [VIND]KRAFTPRODUKSJON...

INDUSTRI, HERUNDER MELKØYA, ER AVHENGIG AV JEVN STRØMFORSYNING 24/7 – 365 DAGER I ÅRET.

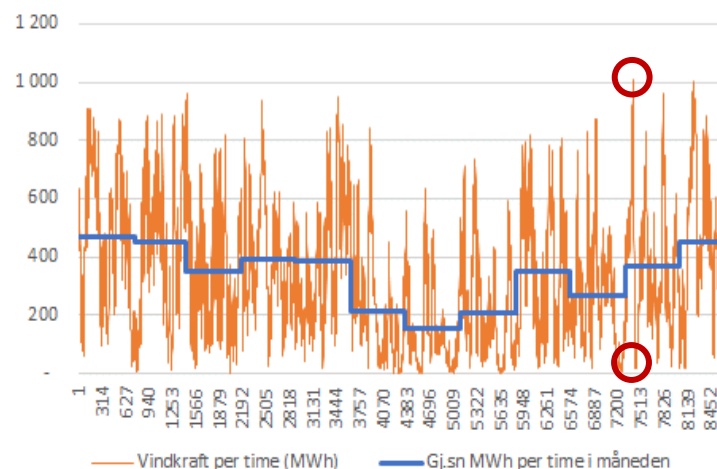
Tall i GWh. ILLUSTRATIV PROFIL



Forbruksprofilen vil kunne variere noe basert på tidspunkt for og frekvens av vedlikehold.

HVA HADDE SKJEDD DERSOM EN FORUTSETNING FOR ELEKTRIFISERING VAR AT MELKØYA UTELUKKENDE SKULLE FORSYNES AV VINDKRAFT?

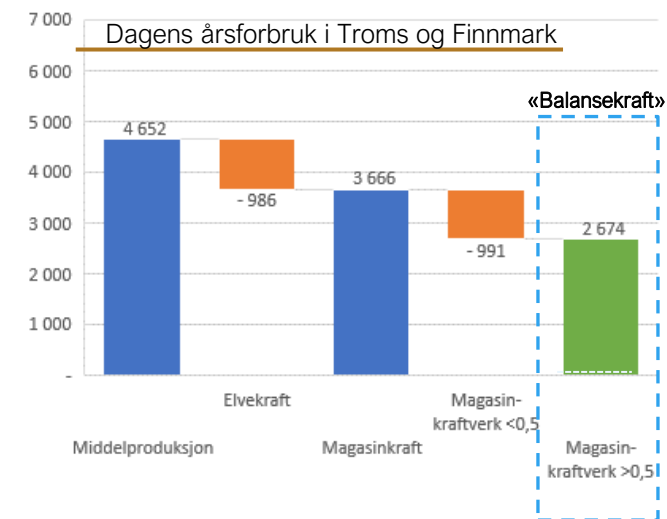
Tall i MWh. Vindkraftproduksjon per time i NO4, år 2023  
Total produksjon: 2,95 TWh.



Maksimum: 5.nov kl 6-7: 1.010 MWh (time)  
Minimum samme måned skjedde dagen etter:  
6.nov kl 22-23: 18 MWh (time)  
Min i % av maks i november 2023: 1,7%

DET ER ALLEREDE I DAG MANGEL PÅ «BALANSEKRAFT» I TROMS OG FINNMARK

Tall i GWh. Middelproduksjon vannkraft Troms og Finnmark.  
Forbruk: 2022



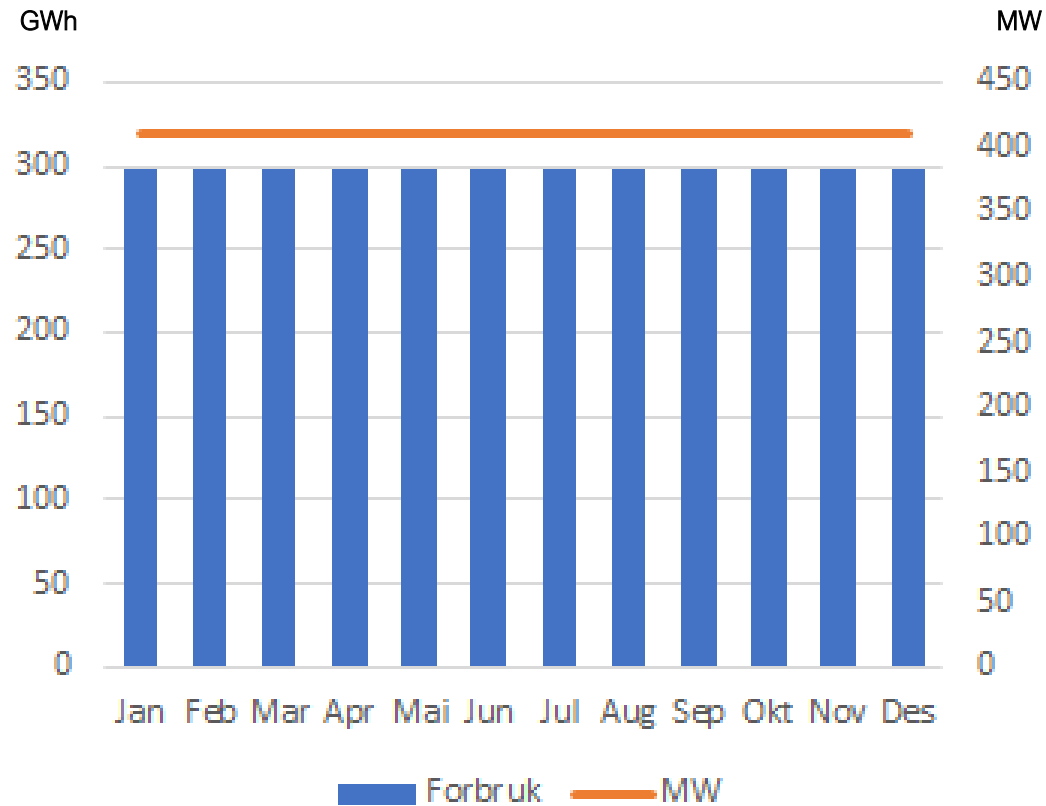
NVE definerer kraftverk med *størst mulighet* til å produsere når behovet er der som «magasin-kraftverk hvor summen av eget og alle oppstrøms magasinvolument delt på midlere årstilsig for et kraftverk er større enn 0,5».

.. MEN, HVA MED «KVALITETEN» PÅ DENNE NYE FORNYBARE KRAFTEN?

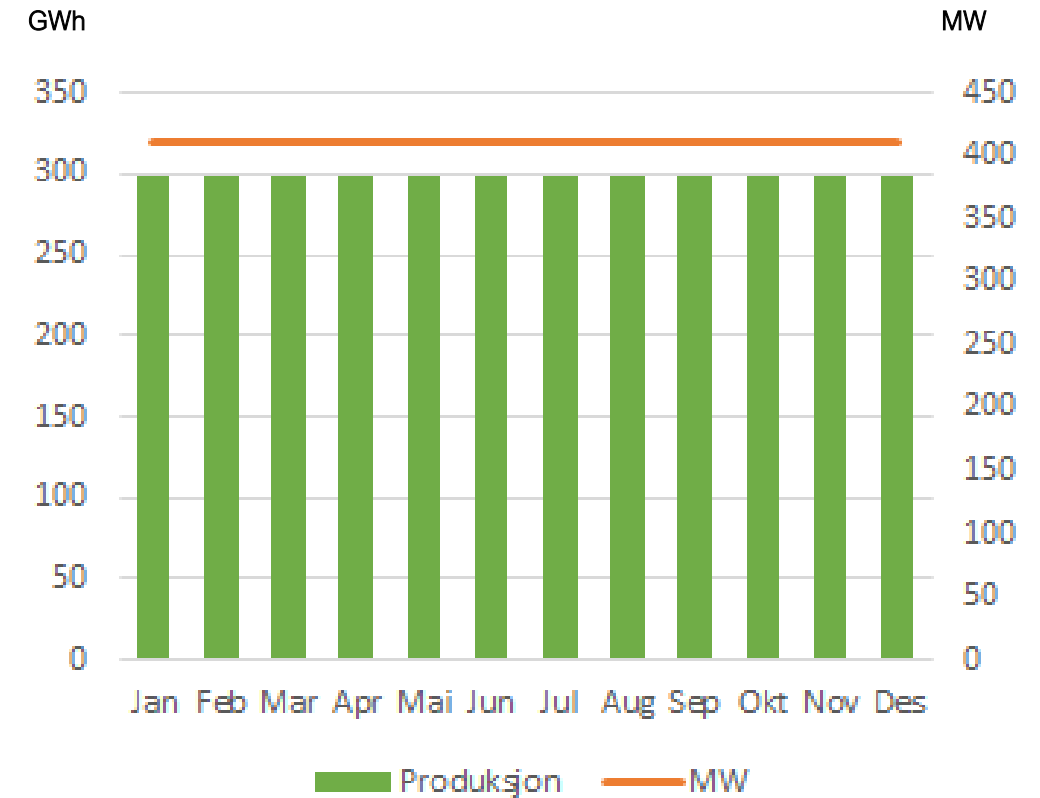
Kilder: Elhub: Vindkraftproduksjon 2022. NVE: «Hvor stor andel av vannkraften i Norge er fleksibel?», 1/2023. Middelproduksjon: NVE database over norske vannkraftverk.

# DER SOM MAN SKAL TA REGJERINGENS LØFTE OM LIKE MYE NY KRAFTPRODUKSJON SOM MELKØYA FORBRUKER PÅ ALVOR..

## FORBRUKSPROFIL MELKØYA



## KRAFTPRODUKSJONSPROFIL MED SAMME KVALITET (PRODUSJONSFAKTOR) SOM MELKØYA SITT FORBRUK



...SÅ MÅ NY PRODUKSJON OGSÅ HA SAMME PRODUKSJONSFAKTOR SOM MELKØYA SITT FORBRUK

# «SELVFØLGELIGHETER».....FORBRUKSPROFILER OG PRODUKSJONSPROFILER

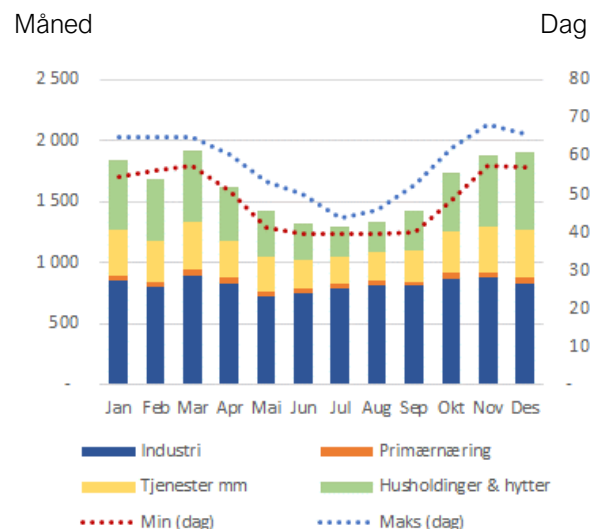
MW = ytelse/effekt

MWh = ytelse x tidsperiode

1 GWh = 1.000 MWh = 1.000 kWh

## FORBRUK – PROFIL PER MÅNED

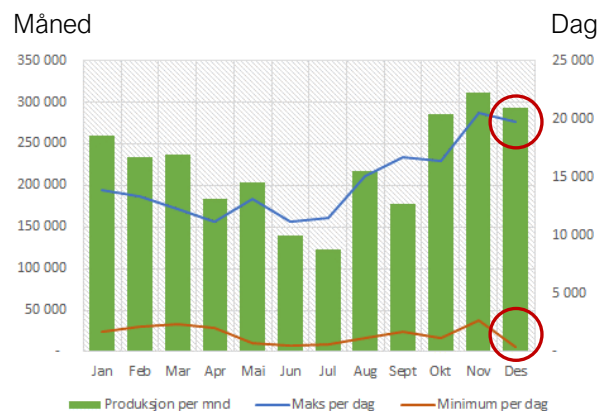
Tall i GWh for NO4 i 2023



Forbruket varierer fra time til time, dag til dag og måned til måned. Husholdninger har størst daglig variasjon (min i % av maks: 51% i starten av juni pga. kaldt vær), mens industri – til tross for variasjon fra måned til måned – har et relativt konstant forbruk innad i måneden (min i % av maks: 77% den 17 mai).

## VINDKRAFTPRODUKSJON – PROFIL PER MÅNED

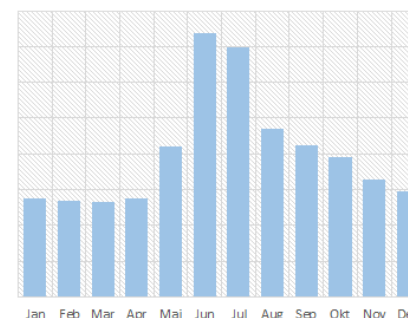
Tall i MWh for NO4 i 2022



Profil på månedsbasis som ligner forbruksprofil, men:  
Minimum desember: 359 MWh (dag)  
Maksimum desember: 19.741 MWh (dag)  
**Min i % av maks: 1,82% (dag) og 0,6% (time)**

## ELVEKRAFTPRODUKSJON – PROFIL PER MÅNED

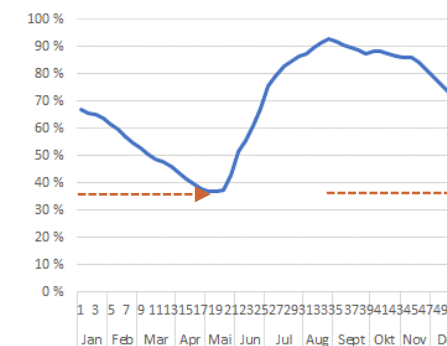
Tall i GWh



**Produserer aller mest når forbruket er på sitt laveste = eksport eller «innestengt kraft»**

## MAGASINKRAFTVERK – PROFIL PER MÅNED

Fyllingsgrad %



**Større magasinkraftverk bidrar med «balansekraft» og «effekt» for å dekke differansen mellom forbruk og øvrig produksjon/import time for time.**

# POTENSIALET FOR NY VANNKRAFTPRODUKSJON I TROMS OG FINNMARK ER BEGRENSET

De fleste vassdrag som egner seg til vannproduksjon er allerede utbygd.

Oversikten fra NVE. For Finnmark er det kun prosjekter med et potensiale på 24 GWh og da med mindre enn 10MW installert ytelse.

For Troms er potensialet noe større, med totalt 237 GWh ny produksjon. Prosjektene er små (mindre enn 10MW ytelse) og vil gi begrenset effektbidrag.

**Merknad:** NVE etterlyste nye prosjekter i tilknytning til «kraftløftet» for Finnmark. Resultatet for vannkraft, varslet innen fristen 17 oktober 2023, var 3 mulige prosjekter på til sammen ca. 475 GWh<sup>2</sup>. Disse prosjektene er ennå ikke tatt inn i NVE sin oversikt over «alle øvrige initiativ». Tabellen viser status hos NVE per 30 januar 2024.

«Alle monner drar», men faktum består: Troms og Finnmark vil kunne få betydelige utfordringer med å balansere en økende mengde vindkraft.

## MULIG NY VANNKRAFTPRODUKSJON

Kilde: NVE. Status for ny vannkraftproduksjon per **30. januar 2024**

ØVRIGE INITIATIV (utover dagens produksjon)			STATUS PER 30.01.2024		
FYLKE	Trøndelag (NO4)	Nordland	Troms	Finnmark	NO4 totalt
<b>Forventet middelproduksjon (GWh)</b>					
Kraftverk med mindre enn 10MW ytelse	38	396	237	24	695
Kraftverk med mer enn 10MW ytelse	-	327	-	-	327
<b>TOTALT: POTENSIELL NY VANNKRAFT (GWh)</b>	<b>38</b>	<b>723</b>	<b>237</b>	<b>24</b>	<b>1 022</b>
<b>Installert ytelse (MW)</b>					
Kraftverk med mindre enn 10MW ytelse	12	119	89	9	229
Kraftverk med mer enn 10MW ytelse	-	132	-	-	132
<b>TOTALT: POTENSIELL NY VANNKRAFT (MW)</b>	<b>12</b>	<b>251</b>	<b>89</b>	<b>9</b>	<b>361</b>
<b>Produksjonsfaktor (middelproduksjon)</b>					
Kraftverk med mindre enn 10MW ytelse	36,7 %	38,0 %	30,3 %	30,9 %	34,6 %
Kraftverk med mer enn 10MW ytelse		28,2 %			28,2 %

Merknad Det er ingen vesentlige endringer i NVEs oversikt over «øvrige» initiativ per 30.jan 2024 sammenlignet med oversikten som EGT lagde per 22 okt. 2023. Se «NVE Vannkraft» for underlagsdata.

# NORD-SVERIGE ER I UMIDDELBAR GEOGRAFISK NÆRHET TIL TROMS OG FINNMARK (OG HELE NO4)

Nord-Sverige (SE1) vil gå fra et betydelig kraftoverskudd i dag til balanse i 2030.

«Grønt stål» prosjektet, (LKAB, Hybrit og GreenSteel), har et foreløpig estimert behov for elektrisk kraft på hhv. 20, 13 og 12 TWh – totalt 45 TWh. Dette behovet er, som for Melkøya, stort sett konstant over døgnet.

Utfordringen for Troms og Finnmark blir ikke bare om Nord-Sverige kan levere kraft, men mer et spørsmål om Nord-Sverige har et *effekt-overskudd* på de tidspunktene det er behov for å balansere vindkraftproduksjonen og forbruket i Troms og Finnmark.

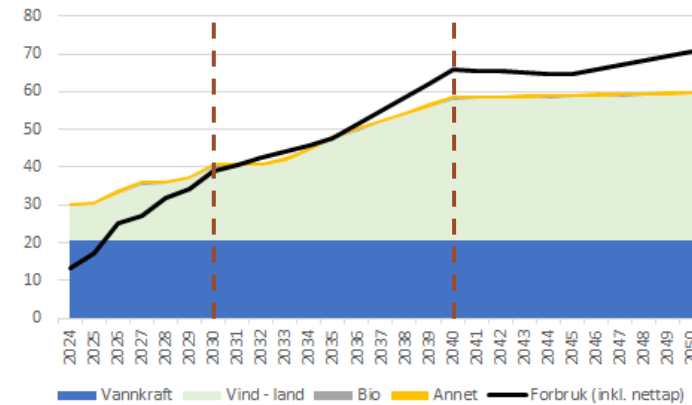
Skulle vise seg vanskelig å bygge en supplerende 420kV linje fra Ofoten til Ritsem vil handelsbegrensingen på 700MW import fra Sverige i seg selv kunne bli en utfordring.

## KRAFTSITUASJONEN I PRISOMRÅDE SE1 (NORD-SVERIGE)

(Kilde: Thema, Nordic Market Outlook, september 2023)

Forbruk og produksjon: SE1

TWh,



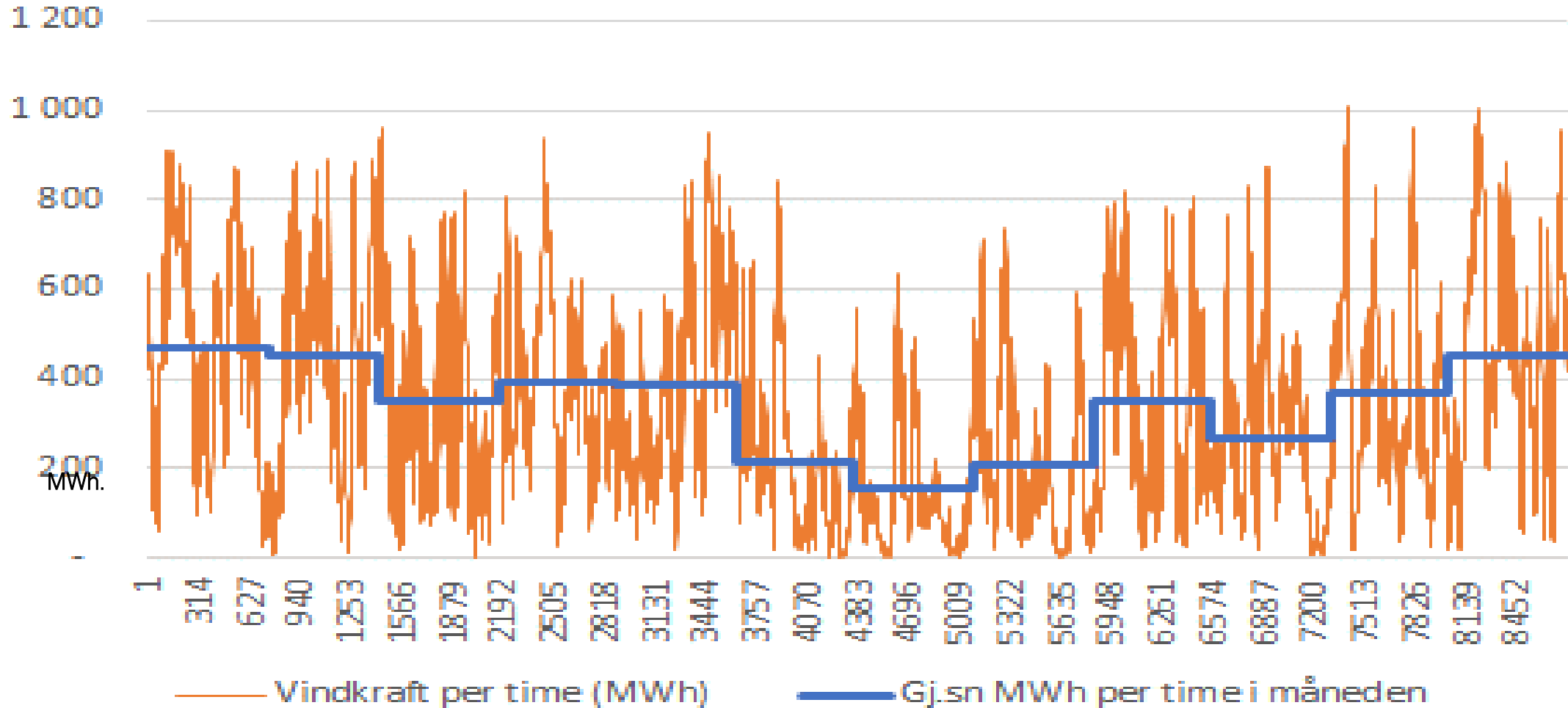
Sverige «redder» ikke Melkøya. Det gjør heller ikke Finland

NORTHVOLT  
BATTERIFABRIKK  
3 TWh,



# HVORDAN SKAL EFFEKTBEHOVET DEKKES – HVILKE KONSEKVENSER VIL ELEKTRIFISERINGEN AV MELKØYA HA FOR:

- KRAFTPRIS, BEHOV FOR FORBRUKSTILPASNING, OG KRAFTBALANSEN





# MER (UFORUTSIGBAR) VINDKRAFT KREVER MER TILGANG PÅ EFFEKT – ALTERNATIVER SOM ER VURDERT

	A Vind til H2 til lager til ny strøm	B Gasskraft med/uten CCS		C Batterilagring	D Atomkraft
	Vindkraft med H2 lagring som konverters til strøm ved behov	Beredskapsproduksjon fra eksisterende anlegg på Melkøya uten CCS	Nytt skipsbasert gasskraftverk plassert «innaskjærs» ved Melkøya, med CCS	Etablere nye stasjonære batteri for å dekke effekt	Nytt atomkraftverk
<b>Fordeler</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kun fornybare kilder involvert i hele verdikjeden (vind &amp; H2)</li> <li>Konvertert H2 til strøm vil kunne dekke effektbehov i de timene hvor behovet er størst om vinteren.</li> <li>H2 kan lagres over lang tid</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kan bruke eksisterende kraftanlegg (uten store nye investeringer)</li> <li>Mindre behov for naturinngrep til ny vindkraftproduksjon i Finnmark</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kan kobles rett på trafostasjon på Hyggevatn (eller Melkøya sin nye trafo)</li> <li>Stabil kraft- og effektproduksjon dersom definert som «grunnlast»</li> <li>Mindre behov for naturinngrep i Finnmark</li> <li>Kan levere 410 MW raskt (2029)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fornybar vindkraft kan lagres på batteri til behovet er der. Kan fungere dersom behovet er begrenset (omfang og tid)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kan lokaliseres nært forbruk i Hammerfest</li> <li>Stabil kraft- og effektproduksjon (grunnlast)</li> <li>Mindre behov for naturinngrep</li> </ul>
<b>Utfordringer</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Betydelig energitap i verdikjeden</li> <li>Vindkraftproduksjonen må økes vesentlig for å gi samme mengde levert kraft til strømmettet</li> <li>Krav til salgspris for strøm vil være vesentlig over både LCOE for vindkraft og vannkraft</li> <li>Innkjøpsprisen for kraft må være meget lav.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fortsatt utslipp av CO2. Mengde avhengig av bruk.</li> <li>Beredskapsproduksjon fra gasskraftverk har historisk vist seg å være kostbart (ref. Mongstad, Tjeldbergodden/ Nyhamna – både «stand-by» og i drift.)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fortsatt mindre utslipp av CO2 (5% ved 95% fangst lik 40.000 tonn CO2)</li> <li>Har en høyere LCOE enn både landbasert vind- og vannkraft, dog avhengig av prisen på gass.</li> <li>Må få aksept for anvende «innelåst gass» til et samfunnsnyttig prosjekt.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tilgang til batterier kan være en utfordring – avhengig av omfang og behov som skal dekkes.</li> <li>Fremdeles svært kostbart målt i NOK/kWh</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Håndtering av rest-avfall</li> <li>Større miljømessige konsekvenser dersom noe går galt (utslipp)</li> <li>Usikre kostnadsanslag</li> </ul>
<b>Formål</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dekke effekt topper</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dekke effekt topper og økning i kraft/ effektbehov frem til 2033</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dekke basis behov for kraft og effekt (grunnlast)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dekke effekt-topper</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Dekke basis behov for kraft og effekt (grunnlast)</li> </ul>
<b>Klar til 2030?</b>	Ja, gitt vindkraftkonsesjoner	Ja (avtalt)	Ja	Ja	Nei

Beregning av nytteverdi og lønnsomhet er utfordrende ettersom den avhenger av hvordan de ulike alternativene benyttes. Batterier (og lagret H2) kan for eksempel brukes til (1) unngå investeringer i strømmettet, (2) redusert strømpris ved reduksjon av effekttopper, (3) arbitrasje ved å lade batteriet når prisene er lave og selge når prisene er høye (inkludert det å delta i balansemarkedet), og/eller (4) som frekvensstøtte i strømmettet. I dette notatet er det primært gjort et forsøk på å beregne hvor mye hvert alternativ vil kunne koste i form av levert strøm (øre/kWh - LCOE).

# BEREGNET KOSTNAD FOR ULIKE ALTERNATIVER FOR EN BEDRE KRAFT- OG EFFEKTBALANSE

67øre/kWh  
før gass-  
kostnad

Alternativ A

VINDKRAFT MED HYDROGEN2STRØM	3,54 NOK/kWh
Installert ytelse H2 produksjon	40,5 MW
Utnyttelse	se drift
Effektivitet elektrolyse	65,1 %
Effektivitet brenselcelle	55,0 %
Effektivitet omformer	95 %
<b>Capex</b>	
Elektrolyse	303 NOKm
Kompresjon & lagring	131 NOKm
Brenselcelle & omformer	110 NOKm
<b>Totalt</b>	<b>545 NOKm</b>
<b>Drift</b>	
Driftstimer (6 mnd, 12 timer)	2 190 oktober - mars, produksjon H2 12 timer, H2 til strøm 12 timer
Kraftpris vindkraft	0,44 NOK/kWh
<i>Ordinære drifts og vedlikeholdskostnader</i>	Strømforbruk/tap
H2 produksjon (inkl. nettleie)	1,03 NOKm 88 651 MWh
Kompresjon	0,16 NOKm 5 770 MWh
Brenselcelle og omformer	0,30 NOKm 27 551 MWh
<b>Kostnader før strømkostnad</b>	<b>1,50 NOKm</b>
Strømkostnad - H2 & komprimering	41,64 NOKm
Tap i brenselcelle og omformer	12,15 NOKm
<b>Beregning av kostnad</b>	
Kapitalkostnad	1,71 NOK/kWh
Driftskostnad	0,05 NOK/kWh
<b>Kostnader før strømkostnad</b>	<b>1,76 NOK/kWh</b>
Strømkostnad H2 & komprimering	1,38 NOK/kWh
Tap i brenselcelle & omformer	0,40 NOK/kWh
<b>Totalt kostnad</b>	<b>3,54 NOK/kWh</b>

Alternativ B

GASSKRAFTVERK MED CCS	1,38 NOK/kWh
Installert ytelse	450 MW
Brukt i CCS & til drift	45 MWh
Utnyttelse	100 %
Leverert strøm	3 548 GWh
<b>Capex</b>	
Gasskraftverk	3 978 NOKm
CCS, utstyr/infrastruktur CO2 lagring	3 859 NOKm
Flåte, annen infrastruktur	3 339 NOKm
<b>Totalt</b>	<b>11 176 NOKm</b>
<b>Drift</b>	
Energiforbruk	0,77 mrd Sm3
	8 560 GWh
Gasspris	3,3 NOK/Sm3 0,30 NOK/kWh
Gasskostnad	2 542 NOKm
Driftskostnad	670 NOKm
CO2 kostnad - utslipp	196 NOKm 2 410 NOK/ton CO2
CO2 lagring /driftskostnad	444 NOKm 214 NOK/ton CO2
CO2 fangst	95 %
<b>Beregning av kostnad</b>	
Kapitalkostnad	0,30 NOK/kWh
Driftskostnad	0,19 NOK/kWh
Kostnad CO2 fangst & lagring	0,18 NOK/kWh
<b>Kostnader før gasskostnad</b>	<b>0,67 NOK/kWh</b>
Gasskostnad	0,72 NOK/kWh
<b>Totalt kostnad</b>	<b>1,38 NOK/kWh</b>

Alternativ C

BATTERILAGRING	2,27 NOK/kWh
Installert ytelse	200 MW
Lagringskapasitet (4 timer)	800 MWh
Effektivitet	90 % DC - AC; AC-DC
Leverert strøm	720 MWh
<b>Capex</b>	
Batteri & stack	1 219 NOKm
AD/DC konverter, styring, mv	1 187 NOKm
<b>Fullt installert og klar til bruk</b>	<b>2 405 NOKm</b>
<b>Drift</b>	
Leveringstimer per år	720 timer (lading/utlading 1 x per dag; oktober - mars)
Total input	144 000 MWh - per år
Total output	129 600 MWh - per år
<i>Effekt levert</i>	<i>200 MW over 4 timer</i>
<b>Driftskostnader</b>	
Driftskostnader	3,4 NOKm
Tapskostnader	6,4 NOKm
<b>Beregning av kostnad</b>	
Kapitalkostnad	1,75 NOK/kWh
Driftskostnad	0,03 NOK/kWh
Tapskostnad	0,05 NOK/kWh
<b>Totale kostnader - Batteri</b>	<b>1,83 NOK/kWh</b>
Kostnad vindkraft - levering	0,44 NOK/kWh
<b>Totalt kostnad</b>	<b>2,27 NOK/kWh</b>

## VI TRENGER EN KRAFTMARKEDSMODELL

Det som kjennetegner modellen som er brukt er bl.a følgende:

**Detaljerte  
produksjonsprofiler**

Modellen har produksjonsprofiler for alle typer kraftproduksjon, herunder magasinkraft, elvekraft, vindkraft, solkraft, termisk, osv.

**Vindprofiler**

Modellen inneholder detaljerte normerte vindprofiler (hvor mye det blåser i gitte geografiske områder på et bestemt tidspunkt), basert på historiske data

**Overførings-kapasitet i  
nett**

Modellen håndterer overføringskapasiteten mellom de ulike prisområdene, men er ikke en «nettsystem modell».

**Forbruksprofiler**

Modellen inneholder forbruksprofiler på ulikt type forbruk, det være seg husholdninger og større kraftkrevende industri, mfl.

**Prisprognoser**

Basert på blant annet ovenstående kan det lages kraftprisprognoser per år. For enkelte av årene utarbeides prognoser på timenivå.

**Tilgang til Thema's kraftmarkedsmodell har vært avgjørende for å kunne analysere kraftsituasjonen i Troms og Finnmark på en konsistent måte frem mot 2030 og 2040. Arbeidet har gitt økt innsikt og forståelse for dynamikken som eksisterer i kraftsystemet.**

# SCENARIER KAN HJELPE OSS Å FORSTÅ «UTFALLSROMMET» KNYTTET TIL EN BELSUTNING. EGT UTVIKLET 3 SCENARIER VED HJELP AV THEMA CONSULTING SIN MARKEDSKRAFTMODELL. MODELLEN BLE TILPASSET SOM FØLGER:

**NO4 ble delt i to prisområder: NO6 (omfatter fylkene Troms og Finnmark) og nytt NO4 (resterende NO4)**

**Nye «flaskehals» ble definert: 500MW og 700MW import / eksport**

**Større kapasitet i kraftnettet**

Mellomland-forbindelsen til Russland satt til null

Tidspunkt for elektrifisering av Melkøya i modell

Prisområdet NO4 ble delt i 2, med et nytt NO6 bestående av fylkene Troms og Finnmark. Årsaken til valg av fylke og ikke Statnett sin definisjon av «området Nord» var at dette muliggjorde bruk av offentlig tilgjengelig historisk statistikk over forbruk, samtidig som NVE sine databaser for vann- og vindkraftproduksjon lar seg organisere etter fylke.

*Kan vi stole på at det er kraft- og effekt tilgjengelig når Norge og områdene rundt oss allerede har eller går mot et effektunderskudd (ref: NVE og Statnett sine analyser)?*

EGT har for *simuleringsformål* satt **import og eksport kapasiteten** mellom NO6 og NO4 /SE1 til **500MW som basis**, med en variant på 700MW for å vurdere konsekvensen av en slik import/eksport begrensning. Disse «flaskehalsene» skal ikke oppfattes som Statnett sitt syn på hva som er overføringskapasiteten inn til området, men heller reflektere en situasjon hvor kraft- og effekt bidrag fra områdene sør/sør-øst for Troms og Finnmark er begrenset.

Kapasiteten på **760MW** ny [vind]kraftproduksjon i Finnmark er av EGT økt til **1.180 MW**. Dette med bakgrunn i at en ny 420 kV linje mellom Skaidi og Lebesby som foreløpig ikke ligger i Statnett sitt målnett for 2040 vil kunne øke kapasiteten med ytterligere 7-800MW<sup>1</sup>.

Statnett har satt kapasiteten på mellomlandsforbindelsen Kirkenes til Boris Gleb i Russland på 50MW til null i 2022. Statnett opplyser at selv om linjen historisk har vært viktig er den nå sjelden i bruk. EGT vurderer at denne ikke vil bli tatt i bruk igjen i scenarioperioden (frem til og med år 2040).

EGTs modell forutsetter at Melkøya elektrifiseres med kraft fra land per 1.1.2030 (i praksis fra sommeren 2030).

<sup>1</sup> Kilde: Nettkapasitet i Finnmark: Tilleggssøknad 420 kV Skaidi-Lebesby og tilleggsutredninger i saken, Statnett, 12.6.2023, side 45

## DE 3 SCENARIENE ER:

**ALLE 3 SCENARIENE ANTAR AT MELKØYA ELEKTRIFISERES FRA 2030. FORBRUKSVEKST UTOVER MELKØYA ER MARGINAL.**

EGT Kraftløftet	<b>EGT Kraftløftet:</b> I dette scenariet dekkes økt forbruk av ny vindkraft og noe ny vannkraft. Frem mot 2030 etableres det ny fornybar kraftproduksjon på 540MW, som er litt lavere enn Regjeringens kraftløfte på 670MW. Mellom 2030 og 2040 bygges det ut ytterligere 640 MW vindkraft (totalt hele perioden ca. 1.180MW/4.087GWh). Dette scenariet er slik EGT vurderer det <b>en god tilnærmingen for å se konsekvensene av Regjeringens «kraftløfte», inkl en svært aktiv vindkraftutbygging etter 2030.</b>
EGT Gass	<b>EGT Gass:</b> I dette scenariet blir <b>konsekvensen av elektrifiseringene av Melkøya på Troms og Finnmark sin marginale kraft- og effektbalanse «nullet ut»</b> ved at det kommer et nytt gasskraftverk med CCS lokalisert i nærheten av Melkøya, med en levert ytelse på 410MW i 2030 (tilsvarer det totale estimerte behovet på Melkøya inkludert trykkstøtte). Det etableres minimalt med ny fornybar (vind) produksjon for å dekke øvrig forbruksvekst, men enda et nytt gasskraftverk med CCS på 410MW settes i drift i 2040.
EGT TTT	<b>EGT TTT:</b> (Ting Tar Tid) Dette scenariet reflekterer at <b>etablering av ny landbasert vindkraftproduksjon er krevende og kan bli omstridt. Det samme gjelder bygging av nye kraftlinjer.</b> Sannsynligheten for at Ting-Tar-Tid er derfor alltid tilstede. Av den grunn er det antatt en begrenset vekst i ny kraftproduksjon frem mot 2030 (398GWh fra vind- vannkraft), som økes med ytterligere 1.409GWh frem mot 2040.
Scenario varianter:	EGT Kraftløfte er modellert med både 500MW og 700MW import/eksport. Disse to variantene simuleres deretter for et scenario hvor driften av gasskraftverket på Melkøya fortsetter på ubestemt tid, med tilhørende CO2 utslipp.

Alle scenariene er basert på «normalår». For å forstå hva dette betyr er det også sett på konsekvensene av tørr- og våtår. (Ikke med i denne muntlige versjonen av «Notatet».)

## TRE ULIKE SCENARIER FOR UTVIKLING AV KRAFTSITUASJONEN I TROMS OG FINNMARK



SCENARIENE VISER DE ULIKE UTFORDRINGER  
TROMS OG FINNMARK STÅR OVERFOR ETTER  
MELKØYA BESLUTNINGEN – AVHENGIG AV HVA  
SOM BESLUTTES VIDERE FREMOVER, ELLER  
IKKE.

## EGT KRAFTLØFTE: PRODUKSJON, FORBRUK OG KRAFTBALANSE

Tall i TWh

Scenario	Område	Faktor	Status	Endring	2030	Endring	2040
EGT Kraftløftet	NO6	Vannkraft	4,7	0,4	5,0	0,5	5,5
		Vindkraft	1,8	1,5	3,3	2,6	5,9
		Gasskraft m/CCS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Annet	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Produksjon</b>			<b>6,5</b>	<b>1,9</b>	<b>8,3</b>	<b>3,1</b>	<b>11,4</b>
		Melkøya	0,3	3,3	3,6	0,0	3,6
		Annet forbruk	6,3	0,3	6,6	0,2	6,8
<b>Forbruk</b>			<b>6,5</b>	<b>3,6</b>	<b>10,2</b>	<b>0,2</b>	<b>10,4</b>
<b>Kraftbalanse</b>			<b>-0,1</b>	<b>-1,8</b>	<b>-1,8</b>	<b>2,9</b>	<b>1,0</b>

FORBRUK UTOVER MELKØYA ER KUN ANTATT Å ØKE MED 0,5 TWh FREM TIL 2040. DENNE ØKNINGEN STÅR I KONTRAST TIL *ESTIMERTE «INDUSTRI» FORBRUK* BASERT PÅ RESERVERT NETTILKNYTNING UTOVER MELKØYA PÅ 1.466 MW, ELLER 8,5-10,5 TWh (EGT ESTIMAT)

## EGT GASS: PRODUKSJON, FORBRUK OG KRAFTBALANSE

Tall i TWh

Scenario	Område	Faktor	Status	Endring	2030	Endring	2040
EGT Gass	NO6	Vannkraft	4,7	0,4	5,0	0,2	5,2
		Vindkraft	1,8	0,0	1,8	0,6	2,5
		Gasskraft m/CCS	0,0	3,4	3,4	3,4	6,8
		Annet	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		<b>Produksjon</b>	<b>6,5</b>	<b>3,8</b>	<b>10,3</b>	<b>4,3</b>	<b>14,5</b>
		Melkøya	0,3	3,3	3,6	0,0	3,6
		Annet forbruk	6,3	0,4	6,7	0,1	6,8
		<b>Forbruk</b>	<b>6,5</b>	<b>3,7</b>	<b>10,3</b>	<b>0,1</b>	<b>10,4</b>
		<b>Kraftbalanse</b>	<b>-0,1</b>	<b>0,1</b>	<b>-0,0</b>	<b>4,1</b>	<b>4,1</b>

GASSKRAFTVERKET MED CCS ER BASSERT PÅ EN FLYTENDE LØSNING (SKIP UTEN SVIVEL OG MOTOR) SOM BYGGES I UTLANDET OG SLEPES TIL MELKØYA HVOR DET FORANKRES OG UTNYTTER MULIGHETENE FOR CO2 INJEKSJON I SNØHVITRESERVOARET ELLER TILKNYTTETE AQUIFERER.



DE 3 SCENARIENE:

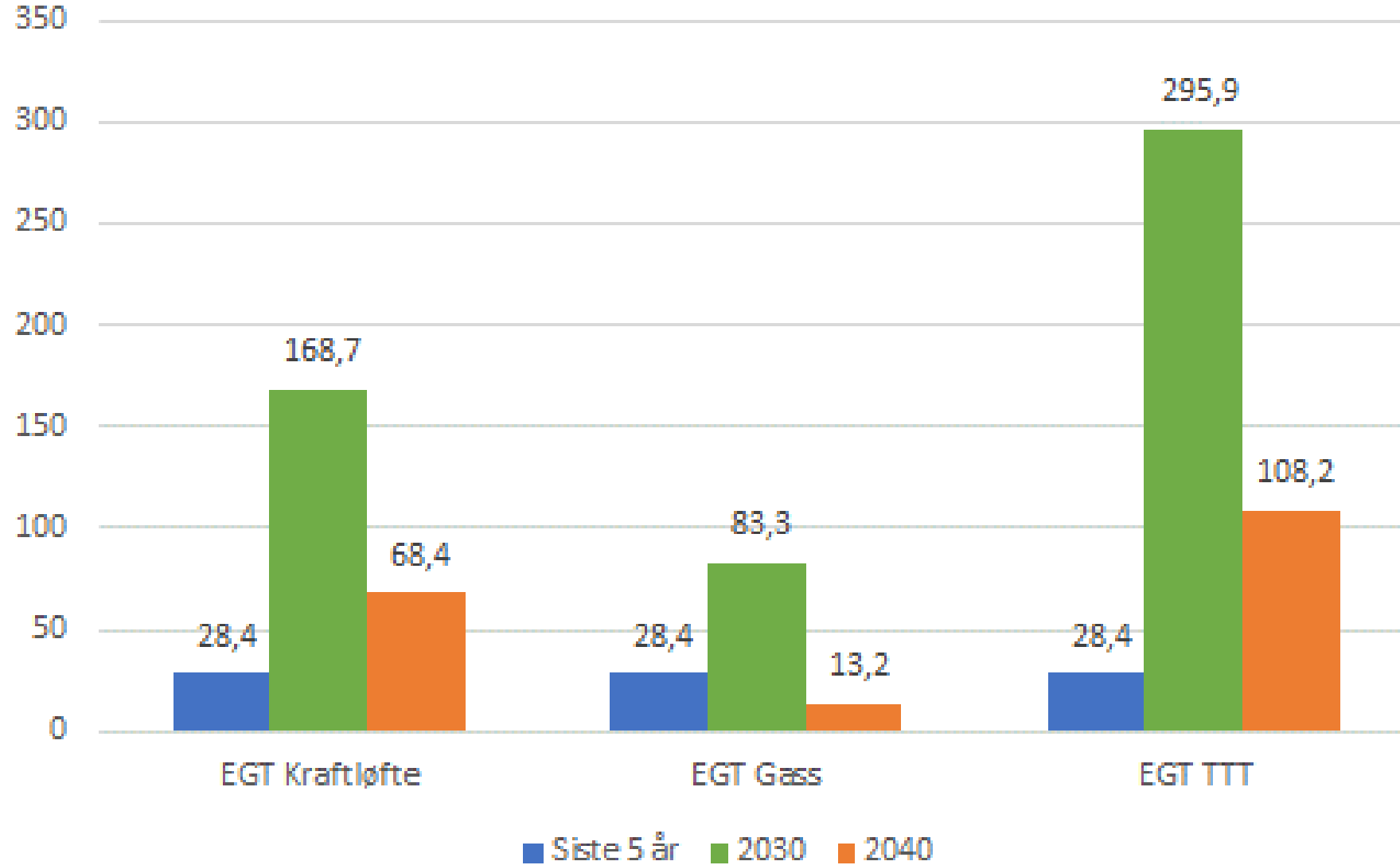
## EGT TTT (TING-TAR-TID): PRODUKSJON, FORBRUK OG KRAFTBALANSE

Tall i TWh

Scenario	Område	Faktor	Status	Endring	2030	Endring	2040
EGT TTT	NO6	Vannkraft	4,7	0,4	5,0	0,5	5,5
		Vindkraft	1,8	0,0	1,8	0,9	2,7
		Gasskraft m/CCS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		Annet	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
		<b>Produksjon</b>	<b>6,5</b>	<b>0,4</b>	<b>6,9</b>	<b>1,4</b>	<b>8,3</b>
		Melkøya	0,3	3,3	3,6	0,0	3,6
		Annet forbruk	6,3	0,2	6,5	0,2	6,8
		<b>Forbruk</b>	<b>6,5</b>	<b>3,6</b>	<b>10,1</b>	<b>0,2</b>	<b>10,4</b>
		<b>Kraftbalanse</b>	<b>-0,1</b>	<b>-3,2</b>	<b>-3,3</b>	<b>1,2</b>	<b>-2,1</b>

MOTSTANDEN MOT UTBYGGING AV VINDKRAFT SOM KAN BIDRA MED MER KRAFT INNEN 2030/2033 BLIR SÅ STERK AT DET BLIR IGANGSATT LITE NY VINDKRAFT. FRAMFØRING AV KRAFTLINJER MØTER SAMME UTFORDRINGER. INGEN HAR FORBEREDT BACK UP LØSNINGER.

# ÅRLIGE (gjennomsnittlige) KRAFTPRISER



Merknad: Historiske priser er nominelle, mens 2030/2040 prisene er realpriser (2023 kroner). 2030/2040 prisene er omregnet fra euro til NOK med kurs 10,45 (gj.sn siste to år)

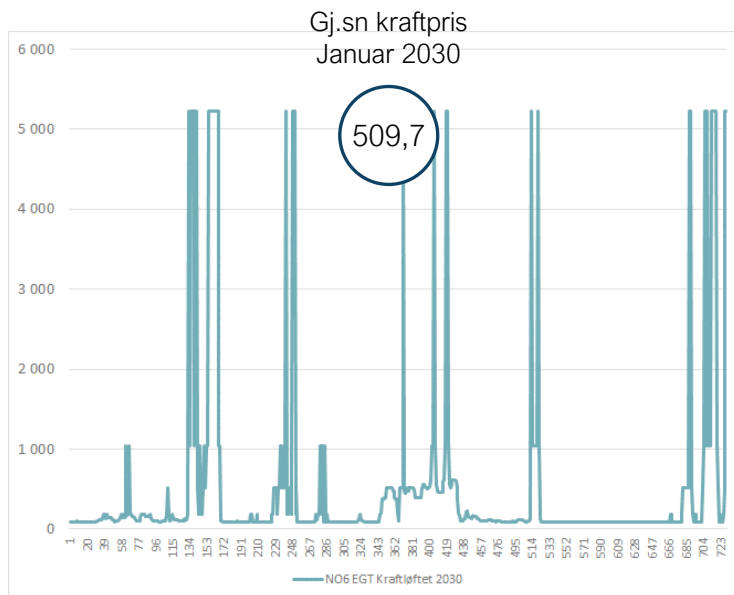
Basert på notat utarbeidet av stiftelsen European Green Table, 2024

# KRAFTPRISENE I NO6 VIL SOM «NORMALT» KUNNE VARIERE BETYDELIG, SPESIELT I VINTERHALVÅRET

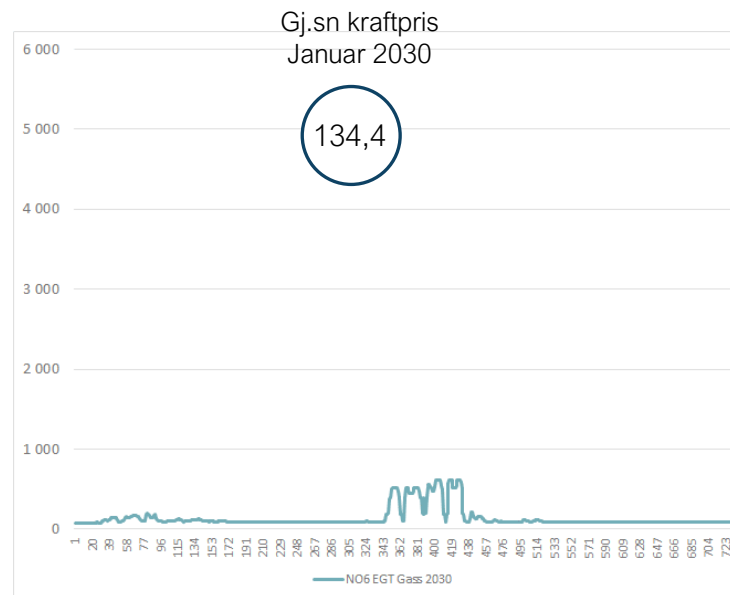
Kraftpriser i øre/kWh

Makspris i modell: 5.225 øre/kWh (52,25 kroner/kWh)

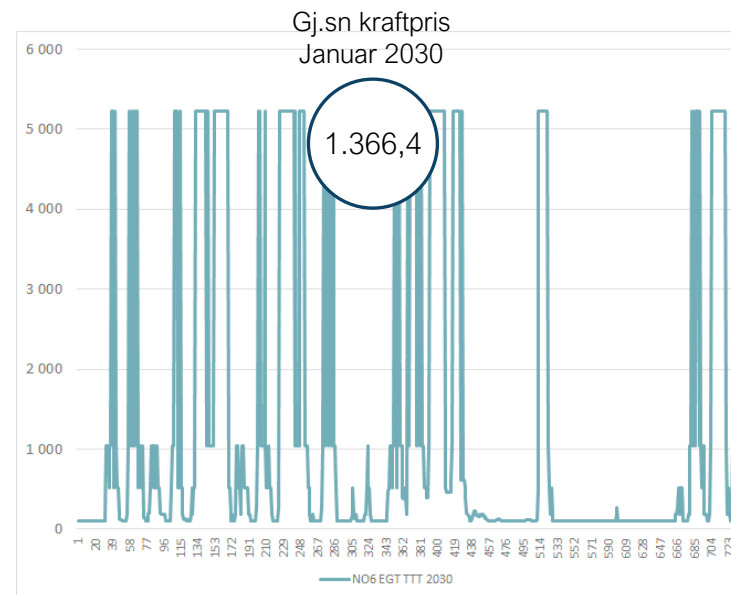
EGT KRAFTLØFTE: ÅR 2030



EGT GASS: ÅR 2030



EGT TTT: ÅR 2030



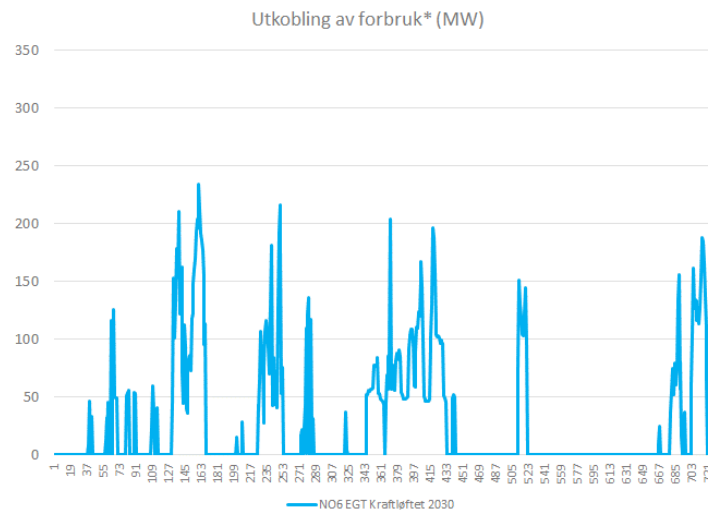
**DERSOM EGT KRAFTLØFTE ELLER EGT TTT SLÅR TIL KAN VI TRYGT FASTSLÅ AT «KRAFTPRISFORDELEN» FOR TROMS OG FINNMARK ER OVER FOR DENNE GANG**

# DE HØYESTE KRAFTPRISENE SOM VISES PÅ FORRIGE SIDE SKYLDES AT DET OPPSTÅR EN UBALANSE MELLOM «ØNSKET FORBRUK» OG TILGJENGELIG KRAFTPRODUKSJON/IMPORT, NOE SOM FREMTVINGER EN TILPASNING FRA FORBRUKSSIDEN.

Skala i figurer: MW

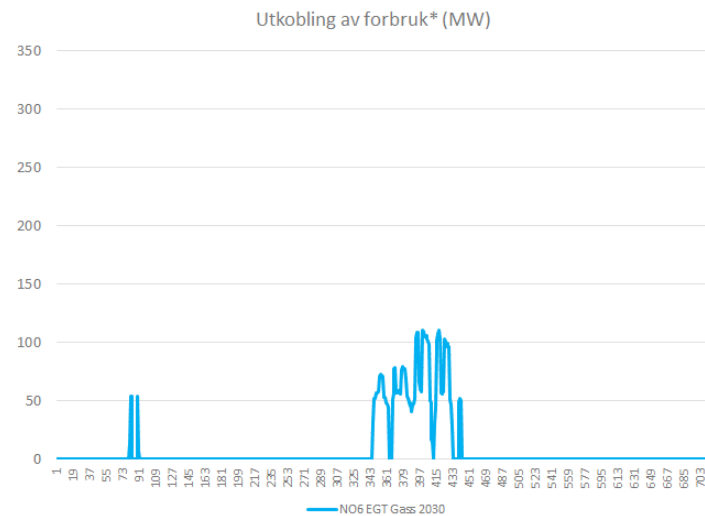
## EGT KRAFTLØFTE: ÅR 2030

Januar



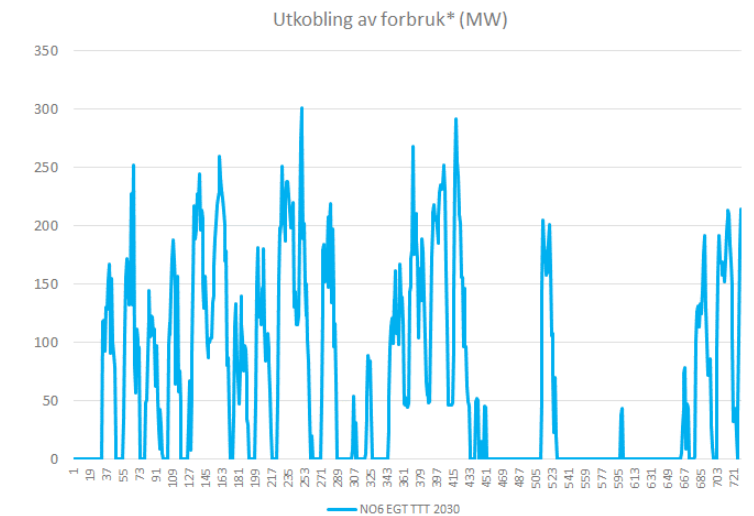
## EGT GASS: ÅR 2030

Januar



## EGT TTT: ÅR 2030

Januar



244 timer

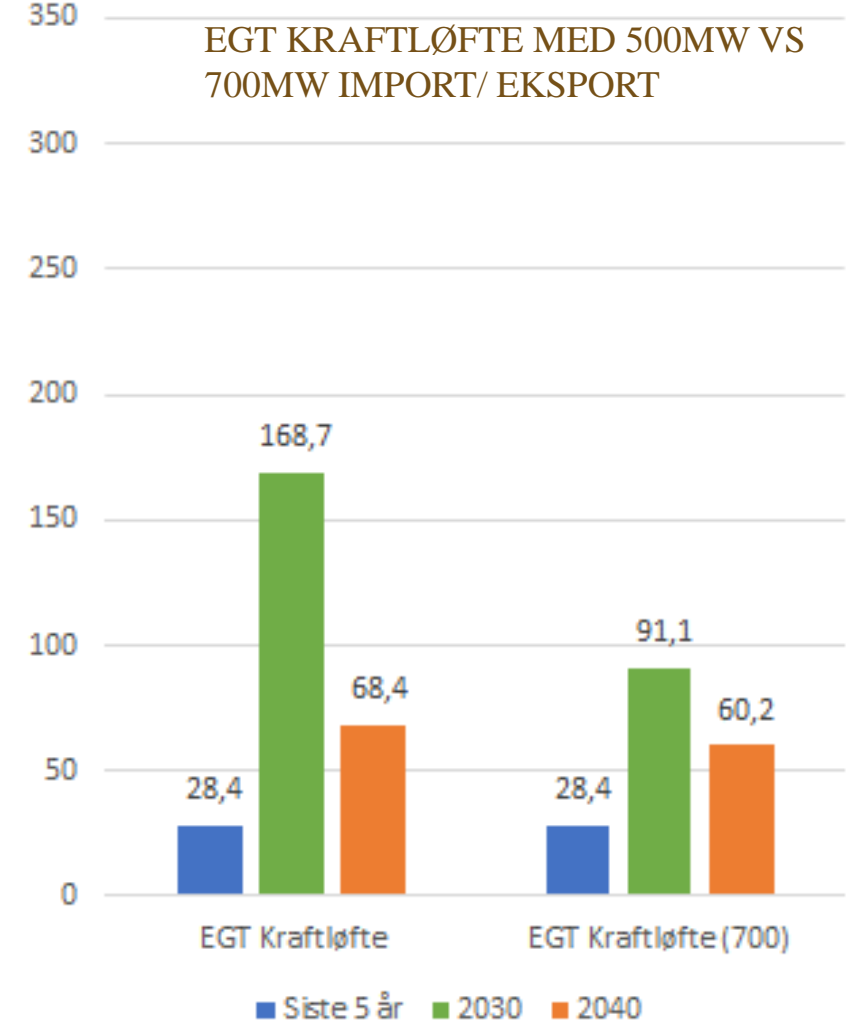
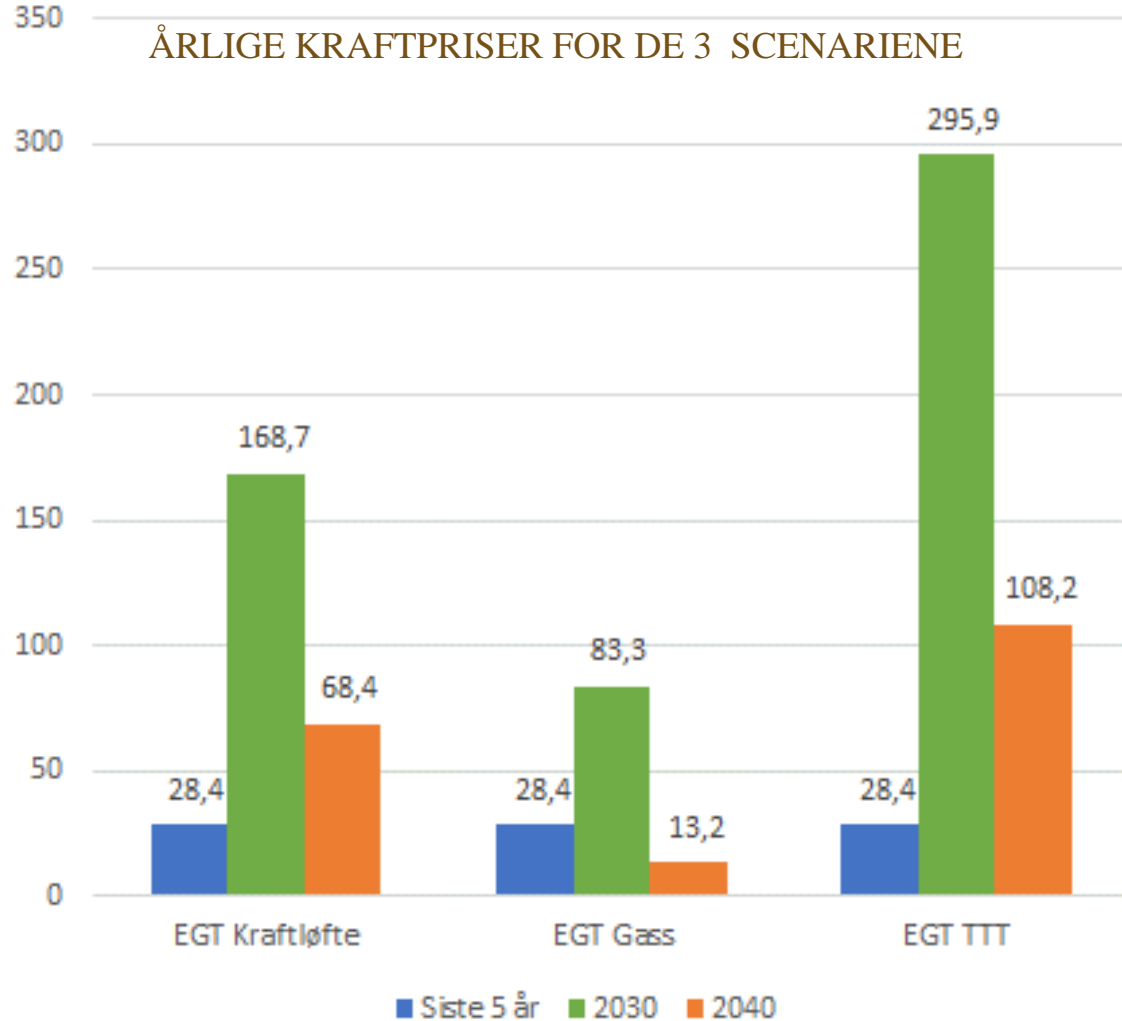
91 timer

383 timer

Antall timer i januar med behov for å «tilpasse forbruk» i forhold til tilgjengelig produksjon/import

I TILLEGG TIL AT DET ER SNAKK OM GANSKE MANGE TIMER FOR NOEN AV SCENARIENE: TIDSPUNKTET HVOR BEHOVET OPPSTÅR ER OFTE MELLOM 07:00-09:00 OG 15:00-19:00

# KRAFTPRISENE I NO6 VIL I STOR GRAD PÅVIRKES AV HVILKET SCENARIO SOM MATERIALISERER SEG, HVOR MYE «IMPORTBISTAND» SOM ER TILGJENGELIG



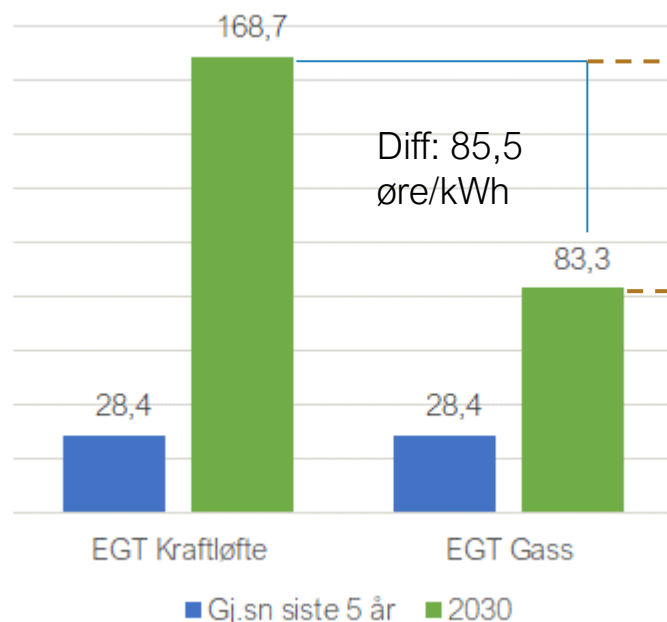
Kraftpriser i øre/kWh

# KONSEKVENSER

## EGT KRAFTLØFTE VS. EGT GASS: HVOR ELEKTRISITETS FORBRUKET PÅ MELKØYA DEKKES AV SNØHVIT LISENSSEN

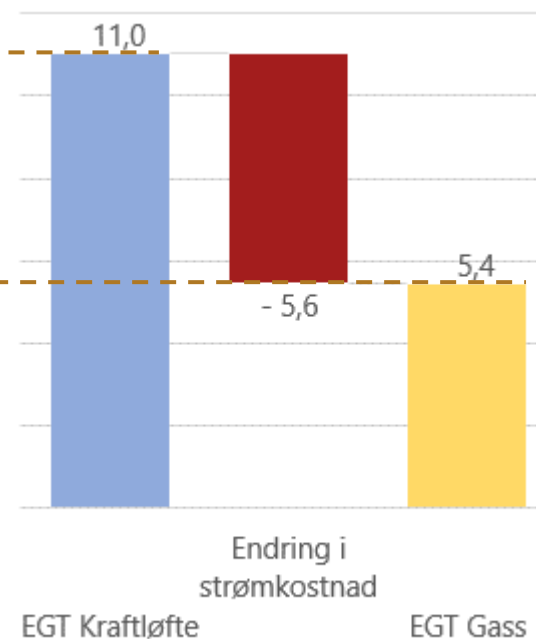
### KRAFTPRISER: EGT KRAFTLØFTE VS. EGT GASS

Kraftpriser i øre/kWh



### STRØMKOSTNAD FOR HUSHOLDNINGER, OG ANNEN VIRKSOMHET I TROMS OG FINNMARK I 2030

Basert på forbruk 2022



FOR HUSHOLDNINGENE, INDUSTRI OG TJENESTEYTERE I TROMS OG FINNMARK ER FORSKJELLEN MELLOM DE TO SCENARIENE I ÅR 2030:

**5,6 MILLIARDER KRONER I LAVERE STRØMKOSTNADER pr ÅR**  
**DERSOM SNØHVIT-LISENSEN LØSER SITT EGET BEHOV FOR ELEKTRISK KRAFT.**

«.....Melkøya vedtaket er et industrielt og klimamessig kinderegg.....»

«Et godt politisk kompromiss, godt håndverk og viser at **sjefen vår Jonas kan** styre landet på en skikkelig og ordentlig måte og **ivareta mange tanker i hodet samtidig**».

*Jan Christian Vestre i Politisk kvarter kl 07.45 den 25 september 2023*

*Neste side – En tanke til*

Stiftelsen European Green Table





Sammenlignet med de mulige priser på kraft som fremkommer i «EGT Kraftløftet» og «EGT TTT», kan dette vise seg å bli en «billig» og mindre konfliktfylt fremtid.

Deltagerne i Snøhvit lisensen hadde sterke innvendinger mot å etablere CO2 fangst på Melkøya med CO2 lagring i Snøhvitfeltet. Samtidig var behovet for elektrifisering og reduksjon av CO2 utslipp så stort at det alene kanskje kunne forsvare «midlertidig» å bringe kraftsituasjonen i Troms og Finnmark i ubalanse (slik dette notatet underbygger at vil skje).

## EGT trekker i retning av at en løsning kunne være å legge et nytt flytende gasskraftverk med CCS innaskjærs ved Melkøya, med 410 MW effekt. Fordelene med dette alternativet er flere, herunder:

- Statnett får tid til å slutføre planlagte oppgraderinger fra Skaidi til Hammerfest og fra Skaidi til Varangerbotn;
- Ny kraftproduksjonen på 410 MW effekt ville «Nullstille» kraftsituasjonen i Finnmark ved at det nå vil være både tid og plass i strømmettet til en gradvis innfasing av ny (vind) produksjon og forbruk;
- Det vil ikke bli behov for raskt å etablere landbasert vindkraftutbygging i sårbare naturområder og områder med betydelig potensiale for konflikt med lokale beiteområder, kulturarv, mv., ettersom 3,6TWh nå håndteres av gasskraftverk med CCS;
- Det vil ikke være behov for å holde gasskraftverket på Melkøya i beredskap – en både kostbar og miljømessig dårlig løsning;
- Overføringskapasiteten inn/ut av området nord for Ofoten vil være tilstrekkelig til å håndtere en viss vekst i forbruket i Troms og Finnmark;

Produksjon av strøm fra et gasskraftverk med CCS vil kunne ha en høyere produksjonskostnad enn strøm produsert fra vann- og vindkraft. Denne kostnaden bør imidlertid kunne være håndterbar:

**Deltakere i Snøhvit lisensen (og andre lisenser som tenkes å benytte Melkøya til LNG produksjon) dekker i fellesskap kostnadene for ny strømproduksjon ; (Hvem skal ellers dekke den?)**

- Prisen på gass som forbrukes kan i sin helhet avtales mellom deltakerne i lisensen og dermed strømprisen;
- Melkøya er «fullbooket» frem til 2040. Den gassen som Melkøya sparer ved å elektrifisere vil uansett ikke kunne produseres og selges før etter denne dato. Den gassen som gasskraftverket vil bruke kan heller ikke selges før tidligst etter 2040.
- Infrastruktur for håndtering av CO2 som fanges ved det nye gasskraftverket finnes allerede eller kan etableres ved det CO2 lagringsopplegget som allerede eksisterer i området.



# STORTINGET KAN TA «GREP»



---

## Innst. 237 S

(2013–2014)

Innstilling til Stortinget  
fra energi- og miljøkomiteen

Dokument 8:58 S (2013–2014)

---

Målsettingen med EGT's «Notat» har vært å stimulere Regjeringen til å legge frem et forslag til Stortinget. Forslaget skal kreve at Snøhvit-lisensen tilrettelegger for et flytende gasskraftverk ved Melkøya. Gasskraftverket med CCS skal sikre elektrisk kraft og effekt til Finnmark.

Stortinget har tidligere «overstyrt» både Equinor (Statoil) og Regjeringen. Oljeselskapene ønsket i 2013-2014 å bygge ut Johan Sverdrup feltet i Nordsjøen med gassturbiner på plattformene (for kraft- og varmebehovet), med ditto utslipp av CO2. Regjeringen sluttet seg til dette.

På dette tidspunktet var det en forventning om et betydelig overskudd i den norske kraftbalansen. En fornuftig anvendelse av kraft overskuddet var å sørge for at det ledet til reduserte CO2 utslipp.

**Stortinget gjorde vedtak som ba Regjeringen stille krav om bruk av «kraft fra land» i plan for utbygging og drift i hele Johan Sverdrup området.**

*«.....Melkøya vedtaket er et industrielt og klimamessig kinderegg.....»*

*Kanskje det.....MEN, DET FAGLIGE GRUNNLAGET FOR BESLUTNINGEN  
OM Å ELEKTRIFISERE LNG ANLEGGET PÅ MELKØYA FREMSTÅR SOM  
LIKE DÅRLIG SOM TIDSPUNKTET FOR Å OFFENTLIGGJØRE  
BESLUTNINGEN.*



EUROPEAN



GREENTABLE

STIFTELSEN EUROPEAN GREEN TABLE

## ETTERORD...

### **NORSK GASS ER «GRØNN» OG VIKTIG FOR EUROPA'S ENERGIOMSTILLING, MEN I NORGE ?**

Gasskraft er den beste regulerbare kraften vi har  
Trond Austrheim, Equinor, paneldebatt på Arendalsuka 2023:

- Equinor tror at gasskraft med karbonfangst og -lagring (CCS) kan ha en viktig rolle i den fremtidige energimiksen i Norge. Gasskraft har opplagt mange fordeler
- Dette er en ressurs som vi har i dag. Vi kan benytte den kompetansen vi har i dag. Den kan komme raskt på plass
- Hvis vi legger til grunn at vi får et økt behov for elektrisitet i Norge i fremtiden, så kan vi ikke bare fylle det med fornybar uregulerbar kraft. Det må gå hånd i hånd med regulerbar kraft. Og gasskraft har tradisjonelt sett vært den beste regulerbare kraften vi har.
- Hvis vi skal øke forbruket fremover, så må vi tenke på hvordan vi får **balansekraften** inn i systemet. Vi må ha mer kraft og mer effekt
- Hvis vi bygger gasskraft, så må den være tilgjengelig, sånn at den kan utnyttes. Så enten så må du **ha en stabil forbruker, som er dønn stabil, i veldig lang tid fremover**. Eller så må du kunne koble den mot nettet, sånn at det kan være med å balansere

Hvis du tar en investering på gasskraft, og du skal ha CCS, så *dobles prisen*. Så da er du nødt til å utnytte det, så **gasskraftverket må gå nesten hele tiden**.