

Notat til Omstillingskommisjonen

Fra: Børre Fossli Gradient Drilling Solutions AS

Norge som energinasjon i et europeisk perspektiv

En vurdering av norsk petroleumsnærings rolle opp mot Europas energibehov i fire kritiske sektorer, og forvaltningen av norske ressurser i lys av dette.

1. Utgangspunktet: Norge produserer energi i en skala som matcher Europas tyngste sektorer

Norge er en energinasjon. Det er ikke en honnørbetegnelse, men en kvantitativ realitet. I 2025 produserte Norge om lag 240 millioner standard kubikkmeter oljeekvivalenter petroleum, fordelt på olje, NGL, kondensat og naturgass. Omregnet til energimengde tilsvarer dette i størrelsesorden 2 400 TWh primærenergi årlig.

Naturgasseksporten alene utgjorde i 2025 om lag 1 270 TWh, som dekker rundt 30 prosent av Europas naturgassimport. I tillegg produserer Norge olje, NGL og kondensat som i energimengde tilsvarer ytterligere om lag 1 200 TWh. Det aller meste av denne energien går til det europeiske markedet.

For å gi kommisjonen et begrep om hva 2 400 TWh faktisk betyr, er det nyttig å sammenligne med det årlige energiforbruket i fire sektorer som er helt sentrale for europeisk samfunnsfunksjon i dag:

Gasskraft som balansekraft: Gasskraft utgjør ca. 18 prosent av EUs strømproduksjon, om lag **524 TWh** elektrisitet årlig (2025). På grunn av virkningsgrad i gassturbiner krever dette en brenselinnsats i naturgass på om lag 950–1 000 TWh.

Tung veitransport: Lastebiler og busser over 3,5 tonn i Europa forbruker årlig om lag **700 TWh**, i hovedsak diesel.

Maritim skipsfart: Skipsfart innenfor og til/fra Europa forbruker årlig om lag **500 TWh**, i hovedsak tungolje og marine gassoljer.

Luftfart: Europeisk lufttransport forbruker årlig om lag 520 TWh jetbrensel.

Samlet primærenergiforbruk i disse fire sektorene ligger i størrelsesorden **2 600–2 700 TWh** årlig. Norges samlede produksjon av olje, NGL, kondensat og naturgass på om lag **2 400 TWh**, er i tilnærmet samme størrelsesorden. I ren mengde produserer Norge altså omtrent like mye primærenergi som disse fire sektorene i Europa i dag forbruker av fossilt brensel.

Dette er ikke et argument om at norsk energi direkte driver disse sektorene i dag, fordi energistrømmene går gjennom markeder og er ikke sporbare på den måten. Poenget er et annet og mer grunnleggende: Norges produksjonsvolum er av en størrelsesorden som er fullstendig integrert i, og helt uunnværlig for den europeiske energibalansen i disse fire sektorene samlet.

2. Hva krever det å erstatte denne energien med utslippsfrie alternativer?

Det sentrale spørsmålet for Omstillingskommisjonen er ikke om disse fire sektorene kan elektrifiseres eller fases over til hydrogen og e-fuels, som på papiret er teknisk mulig. Spørsmålet er hvor mye primærenergi en slik overgang faktisk krever, og om denne mengden er realistisk å fremskaffe fra fornybare kilder innenfor en tidshorisont som er politisk og økonomisk forsvarlig.

Her ligger den kritiske faktoren som ofte underkommuniseres. Omdanning av elektrisk kraft til molekyler slik som hydrogen, ammoniakk eller syntetisk drivstoff (e-fuels) medfører betydelige energitap. Avhengig av prosesskjede tapes mellom 50 og 70 prosent av energien underveis fra strøm til ferdig drivstoff.

Konsekvensen er at for å erstatte de 2 600–2 700 TWh fossile energien disse fire sektorene i dag forbruker, kreves det **ikke 2 600–2 700 TWh ny utslippsfri kraftproduksjon, men i størrelsesorden 5 000–6 000 TWh**, fordi mye av denne kraften må gjennom konverteringsprosesser med store tap før den kan brukes i skip, fly og tungtransport.

Til sammenligning produserte hele EU i 2025 om lag **1 330 TWh** strøm fra fornybare kilder totalt, til alle formål, alle sektorer. Gapet mellom dagens fornybarproduksjon og det som ville kreves for å erstatte bare disse fire sektorene, er på flere tusen TWh. Dette er ikke et spørsmål om politisk vilje eller finansiering alene, men om en endring i industriell skala som ikke har et historisk sidestykke innenfor den tidshorisonten EUs mål forutsetter.

3. Konsekvens: Det europeiske markedet for norsk energi vil vedvare

Gitt skalaen i punkt 2, er det rimelig å legge til grunn at gasskraft, tung veitransport, skipsfart og luftfart i Europa i overskuelig fremtid vil fortsette å være avhengige av betydelige mengder fossilt brensel, selv i scenarioer der EU når sine offisielle delmål for fornybarandel innen kraftsektoren.

Norsk gass har en særlig rolle her. I en situasjon der russisk gass er falt bort og europeisk egenproduksjon er fallende, er norsk gass en av få stabile og pålitelige kilder igjen. Etterspørselen etter denne typen energi vil ikke falle bort i takt med EUs offisielle 2040- og 2050-mål, fordi de fysiske alternativene til stor del ikke vil være bygget ut i den skalaen som kreves.

4. Ressursgrunnlaget: Norge har produsert om lag halvparten

Dette bringer oss til forvaltningsspørsmålet. Sokkeldirektoratets egne anslag viser at Norge har produsert og levert om lag halvparten av de totale ressursene på norsk sokkel, og at om lag 25 prosent av gjenværende olje- og gassressurser ennå ikke er funnet.

Norge har produsert petroleum i underkant av 60 år. Med uendret eller noe redusert årlig produksjonstempo har sokkelen et fysisk ressursgrunnlag som kan vare i flere tiår til, sannsynligvis i størrelsesorden 50–75 år, avhengig av utvinningsgrad og nye funn.

Forvaltningsspørsmålet for kommisjonen er derfor ikke om Norge skal avvikle petroleumsnæringen, men i hvilket tempo de gjenværende ressursene skal

utvinnes. En villet, brå nedbygging av næringen, i troen på at det europeiske markedet forsvinner innen kort tid, er basert på en antakelse om etterspørselsbortfall som ikke er underbygget av de fysiske realitetene i punkt 1–3.

5. Kompetansespørsmålet: Hva skjer hvis næringen legges ned for en periode?

Norsk petroleumsnæring er ikke primært en råvarenæring, den er en ingeniørdrevet kompetansenæring. Subsea-systemer, reservoarteknologi, boreteknologi, prosessanlegg og produksjonsoptimalisering under ekstreme forhold representerer noe av verdens mest avanserte teknologimiljøer, bygget opp over flere generasjoner.

Det argumenteres ofte med at denne kompetansen kan overføres direkte til havvind. Dette bør nyanseres. Havvind er i langt større grad preget av storskala, lavmargin serieproduksjon av standardiserte komponenter slik som turbiner, generatorer og kraftelektronikk, der en stor andel av komponentene i dag produseres utenfor Norge i industriell skala. Den delen av næringskjeden der norsk leverandørindustri har en naturlig rolle innenfor havvind, er i hovedsak fundamentet og understell. Norsk maritim sektor har god innpass og markedsandel innen konstruksjon og vedlikehold av havvindparker, og dette vil bestå uavhengig av om Norge selv satser på havvind i stor skala.

Petroleumsnæringens kjernekompetanse innen reservoar, subsea, boring og prosess er derimot ikke overførbart på samme måte. Hvis denne kompetansen forvitrer som følge av en periode med lav aktivitet, er det ikke en reversibel prosess. Fagmiljøene, utdanningsløpene og leverandørkjedene som er bygget opp over tiår, kan ikke gjenopprettes på kort varsel.

6. Konsekvenser for kraftsystemet og fastlandsindustrien

Et ytterligere element kommisjonen bør vurdere, er hvordan en storstilt satsing på ny, uregulerbar kraftproduksjon, i praksis vindkraft, herunder havvind, vil påvirke forutsetningene for eksisterende norsk industri.

Norsk kraftintensiv industri slik som Hydro, Elkem, Yara og Eramet med flere, er sentrale eksempler og har historisk hatt et konkurransefortrinn nettopp fordi norsk kraftforsyning har vært stabil, forutsigbar og rimelig, basert på regulerbar vannkraft. Ny uregulerbar kraftproduksjon i stor skala innebærer økt prisvolatilitet og økte krav til nettkapasitet for å håndtere svingende produksjon.

Samtidig er det nye, raskt voksende forbruket i Norge, særlig datasenterindustri i sin natur avhengig av grunnlast: stabil effekt tilgjengelig 24 timer i døgnet, hele året. Dette behovet kan ikke dekkes av vindkraft alene. Det er derfor en reell risiko for at en politikk som ensidig prioriterer utbygging av vindkraft, verken løser det nye forbrukets behov for grunnlast, eller bevarer det stabile kraftgrunnlaget som eksisterende fastlandsindustri er avhengig av.

7. Det norske kraftparadokset, sammendrag og løsning

Norge er en energinasjon som går mot underskudd på elektrisk kraft (energi) og effekt. Det er ikke en selvmotsigelse, men en direkte konsekvens av at 49% av norsk energiforbruk allerede er elektrifisert, som er blant det høyeste i verden, samt at den

gjenværende halvdelen nå har som mål å bli elektrifisert. Vannkraften er i det vesentlige utbygd, landvind er politisk uaktuelt i stor skala, sol er sesongavhengig og havvind er foreløpig dramatisk dyrere enn markedet er villig til å betale uten subsidiering.

Det som har drevet økt kraftforbruk i Norge de siste 20 årene er nesten utelukkende kraft fra land til petroleum (i dag ca. 11,5 TWh) og det som vil drive det fremover, er hovedsak (+50%) grunnlast til datasentre. Det vil si stabil effekt 24 timer i døgnet. Elektrifisering av sokkelen, datasentre og KI-infrastruktur kan ikke drives på strøm som bare er tilgjengelig når vinden blåser. Å dekke dette behovet med uregulerbar vindkraft løser ikke problemet, men det forsterker prisvolatiliteten, belaster nettet ytterligere, og svekker vannkraftens verdi som Europas regulerbare balanseressurs.

Løsningen er beskrevet i vedlegg E til dette notatet. Privatfinansierte flytende gasskraftverk med integrert CCS, samlokalisert med storforbrukerne som utløser behovet, kan levere stabil grunnlast uten å belaste fellesnettet, uten statlige subsidier, og med utgangspunkt i den kompetansen norsk petroleumsnæring allerede besitter. CCS er i dag bedriftsøkonomisk rasjonelt. CO₂-avgiften og ETS-kvotepriisen til sammen overstiger kostnadene ved karbonfangst og lagring. Dette er ikke et nytt statlig prestisjeanlegg, men det er en industriell forretningsmodell, og det er den norske ingeniørlogikken fra Rjukan og Odda nå anvendt på 2030-tallet. Ny ren kraft basert på egne ressurser, kompetanse, lang erfaring og naturgitte geologiske formasjoner.

8. Oppsummering og anbefaling:

Forvaltningsprinsippet for gjenværende ressurser er kommisjonens viktigste valg

Sokkeldirektoratets egne anslag viser at om lag halvparten av de totale ressursene på norsk sokkel gjenstår og at 25% av det ennå ikke er funnet. Det sentrale spørsmålet for kommisjonen er derfor ikke *om* norsk petroleumsnæring skal videreutvikles, men *hvordan* de gjenværende ressursene forvaltes over tid, og i hvilket tempo.

Norsk petroleumsnæring er en europeisk næring. Norge er ikke en ekstern leverandør til et marked som kan velge å se bort fra oss, men vi er integrert i europeisk energiforsyning på et nivå som gjør norske og europeiske interesser i stor grad sammenfallende. I den geopolitiske situasjonen verden befinner seg i, der energisikkerhet har fått en helt annen vekt enn for bare få år tilbake, har Norge et medansvar for å forvalte denne posisjonen på en måte som tjener både norske og europeiske langsiktige interesser, ikke kun kortsiktig norsk inntektsmaksimering.

Det avgjørende forvaltningsprinsippet er skillet mellom nåverdimaksimering og ressursmaksimering. Et høyt produksjonstempo gir høyest kontantstrøm på kort sikt, men etterlater større restvolumer i bakken som vanskelig kan bli utvunnet senere. Et balansert og forlenget tempo gir lavere nåverdi isolert sett, men høyere total utvinningsgrad og lengre levetid for kompetanse, infrastruktur og leverandørkjeder. Norge har, i kraft av Oljefondets størrelse, ikke et akutt behov for maksimal kontantstrøm i dag. Det er derfor ressursmaksimering over tid, ikke nødvendigvis profittmaksimering på kort sikt som bør være kommisjonens forvaltningsprinsipp.

På denne bakgrunn anbefaler notatet at kommisjonen legger følgende forvaltningsprinsipper til grunn:

At det europeiske markedet for norsk olje og gass vil bestå i et lengre tidsperspektiv enn det som ofte forutsettes i politiske framskrivninger, som følge av de fysiske og industrielle realitetene beskrevet ovenfor, og som følge av Europas egen håndtering av sine klimamål gjennom 2025 og inn i 2026 (se Vedlegg A).

At forvaltningen av norske petroleumsressurser bør baseres på en langsiktig strategi for utvinningstempo og maksimering av ressursgrunnlaget, ikke kortsiktig profittmaksimering, der målet er å forlenge produksjonsperioden i et perspektiv på 50 til 75 år (se Vedlegg B).

At en brå nedbygging av petroleumsnæringen innebærer en irreversibel risiko for tap av nasjonal kjernekompetanse, som ikke kan gjenbrukes i andre næringer eller gjenoppbygges på kort varsel dersom forutsetningene endrer seg (se Vedlegg C og D).

At utbygging av ny, uregulerbar kraftproduksjon vurderes opp mot konsekvensene for nettstabilitet, prisvolatilitet og konkurransekraften til eksisterende kraftintensiv fastlandsindustri, og at det nye grunnlastbehovet adresseres gjennom samlokalisering av produksjon og forbruk (se Vedlegg E).

En forvaltningslinje basert på maksimal ressursutnyttelse over tid, snarere enn maksimal kortsiktig avkastning, representerer etter dette notatets vurdering det realistiske og ansvarlige handlingsrommet for kommisjonens videre arbeid.

Vedlegg

Vedlegg A: EUs klimamål er under press fra innsiden, situasjonen i 2025/2026

Et premiss i den norske omstillingsdebatten er at EUs klimamål er fastlagt, forpliktende og vil bli fulgt opp i tråd med opprinnelig tidsplan. Utviklingen gjennom 2025 og inn i 2026 tegner et annet bilde.

EU-kommisjonen la i juli 2025 frem forslag om 90% utslippskutt innen 2040 sammenlignet med 1990-nivå. Forslaget møtte umiddelbar og bred motstand fra unionens tyngste medlemsland. Tyskland, Frankrike og Italia krevde at beslutningen skulle heves til toppmøtenivå i Det europeiske råd, der det kreves enstemmighet, i motsetning til kvalifisert flertall på ministernivå. Dette var et bevisst grep fra de største medlemslandene for å gi seg selv vetorett over et mål de fant for ambisiøst.

Konsekvensen var at EU ikke klarte å melde inn sitt nasjonale klimabidrag til FN innen fristen i september 2025, første gang Unionen ikke har levert i tide på en slik forpliktelse. Da et kompromiss endelig kom på plass mot slutten av 2025, var resultatet et svekket mål, ved en åpning for at opptil 3% av kuttet kan dekkes gjennom internasjonale klimakvoter, og en nødbremsmekanisme fremforhandlet av Frankrike som kan redusere det samlede målet med ytterligere tre prosentpoeng.

Bildet er ikke et bilde av en union samlet om en ambisiøs og forpliktende kurs. Det er et bilde av dyp splittelse mellom Polen, Ungarn og Tsjekkia på den ene siden og Danmark, Sverige, Spania og Nederland på den andre. Tysk industri har offentlig uttalt at klimamålene ikke er realistiske.

Det rasjonelle utgangspunktet for Omstillingskommisjonen er derfor følgende:

EUs formelle klimamål for 2040 og 2050 er politiske ambisjoner under kontinuerlig forhandling, ikke fastlåste utfall. De siste 12 månedene har vist en klar retning mot svekkede mål, forsinkede tidsplaner og økt bruk av fleksible mekanismer. En norsk politikk som baserer seg på at disse målene vil bli realisert som opprinnelig formulert og innenfor opprinnelig tidsplan, bygger på et premiss som Europa selv i økende grad fraviker.

Vedlegg B: Verdipotensialet ved en forlenget og balansert utvinningsstrategi

2025 i tall: Statens netto kontantstrøm fra petroleumsvirksomheten var i 2025 om lag 664 milliarder kroner. Investeringene i petroleumsindustrien var samme år om lag 272 milliarder kroner, tilsvarende 23% av Norges samlede investeringer. Oljefondet hadde ved utgangen av 2025 en markedsverdi på om lag 21 300 milliarder kroner, tilsvarende nesten fire ganger Norges BNP og om lag 3,8 millioner kroner per registrert person i Norge. Siden starten har fondet mottatt en netto tilførsel på 5 420 milliarder kroner fra petroleumsvirksomheten.

Ressursgrunnlaget: Søkeldirektoratets egne anslag viser at Norge har produsert og levert om lag halvparten av de totale ressursene på norsk sokkel, og at om lag 25% av gjenværende ressurser ennå ikke er funnet. Produksjonen nådde sin topp allerede i 2001, og har siden i hovedsak blitt holdt oppe gjennom nye funn og feltutvidelser.

Maksimering av ressursgrunnlag versus nåverdi: Et høyt produksjonstempo gir høyest nåverdi (NPV) for det enkelte prosjekt, men medfører at reservoartrykket faller raskere, brønner stenges tidligere, og en større andel av de fysiske ressursene i bakken aldri blir utvunnet. Et lavere og mer balansert produksjonstempo gir lavere nåverdi isolert sett, men høyere total utvinningsgrad over tid. Det er ikke raske penger inn i et allerede stort oljefond som bør være premisset. Norge har allerede tilstrekkelig kapital. Målet bør være å maksimere verdien av ressursene i undergrunnen over tid.

Illustrasjon av skala: Dersom man kun som en illustrasjon av størrelsesorden legger til grunn en gradvis avtagende produksjonsprofil der den årlige kontantstrømmen i gjennomsnitt utgjør en tredjedel til halvparten av 2025-nivået over 50 til 75 år, vil den akkumulerte verdien representere et betydelig mangfold av Oljefondets nåværende størrelse på 21 300 milliarder kroner. Det konkrete tallet avhenger av variabler ingen kan forutsi, men størrelsesordenen illustrerer hvorfor en forlenget tidshorisont er prinsipielt viktig, også fra et rent verdiskapingsperspektiv.

Vedlegg C: Vindkraft og petroleum er ikke sammenlignbare størrelser

Ressursgrunnlag og verdi: Petroleumsressursene på norsk sokkel er en avgrenset, men ennå langt fra uttømt fysisk ressurs med en dokumentert markedsverdi. Vindkraft er ikke en ressurs i samme forstand og vind er ikke en begrenset eller eid ressurs, og verdien av vindkraftproduksjon er fullstendig avhengig av kraftmarkedets prisdannelse ned til minutter og enkelttime, samt av offentlige støtteordninger.

Inntektsmodell: Petroleumsnæringen genererer uten subsidier en netto kontantstrøm til staten på over 600 milliarder kroner årlig. Ny havvind er i dag ikke lønnsom uten betydelig offentlig støtte til etablering, og er eksponert for kannibaliseringseffekten, det vil si at kraftpriser faller nettopp når produksjonen er høy.

Kompetanseprofil: Petroleumsnæringens kjernekompetanse er ingeniørdrevet skreddersøm innen reservoarteknologi, subsea-systemer, boreteknologi og prosessanlegg. Vindkraftens verdikjede er preget av storskala, standardisert serieproduksjon med lave marginer, der en betydelig andel av komponentene produseres utenfor Norge. Disse er ikke substituerbare næringer.

Konsekvens: Å behandle olje og gass og vindkraft som to substituerbare kategorier der den ene gradvis erstattes av den andre i takt med politiske mål, undervurderer både hvor forskjellige næringene er i sin økonomiske logikk, og hvor lite av petroleumsnæringens opparbeidede verdi som faktisk er overførbar til vindkraft i praksis.

Vedlegg D: Storbritannia som kontrollgruppe og hva en styrt avvikling faktisk fører til

De to landene har utvunnet fra samme geologiske basseng, Nordsjøen, men har ført fundamentalt forskjellig politikk og resultatene er nå godt dokumentert.

Produksjonsutvikling: Britisk produksjon har falt med om lag 75% siden år 2000. Oljeproduksjonen er mer enn halvert de siste fem årene alene, fra om lag 1,1 millioner fat/dag i 2020 til om lag 474 000 fat/dag i 2025, det laveste nivået siden produksjonen startet. Norsk produksjon øker i 2026 med om lag 500 000 fat oljeekvivalenter/dag fra seks nye prosjekter.

Politisk vedtak om utfasing: Storbritannia har lovfestet forbud mot nye lisenser for olje- og gassutvinning. Eksisterende felt fortsetter sin naturlige nedgang, men erstatningsporteføljen forsvinner.

Konsekvens er import og paradoks: Storbritannia er nå netto importør av både råolje og oljeprodukter. LNG importert fra USA, Qatar eller Australia har et betydelig høyere klimaavtrykk enn gass produsert hjemme, på grunn av energiintensive nedkjølings- og gjenoppvarmingsprosesser samt transport og mellomlagring. Et utvinningsforbud som fører til økt LNG-import kan paradoksalt nok øke konsumbaserte utslipp, selv om innenlandske utvinningstall faller.

Implikasjon for kommisjonen: Storbritannia representerer det nærmeste tilgjengelige eksperimentet på hva en styrt avvikling faktisk fører til i praksis. Resultatet er ikke redusert globalt forbruk av olje og gass, men det er en overføring av produksjon, arbeidsplasser, skatteinntekter og investeringskapital til andre produsentland, herunder Norge, samt økt eksponering mot importerte energikilder med høyere klimaavtrykk og høyere pris.

Vedlegg E: Det norske kraftparadokset og en løsning som bruker Norges egne fortrinn

Dette vedlegget utdyper seksjon 7 i notatet og presenterer en konkret løsning slik at at Norge kan opprettholde sitt kraft og effekt overskudd også i nær fremtid.

Hva slags kraft ny etterspørsel faktisk trenger

Det som har drevet økt kraftforbruk i Norge de siste 20 årene, og det som vil drive det fremover, er nesten utelukkende grunnlast, det vil si stabil effekt 24 timer i døgnet, 365 dager i året. Elektrifisering av norsk sokkel via kraft fra land, datasentre og KI-infrastruktur har én felles egenskap, de kan ikke drives på strøm som bare er tilgjengelig når vinden blåser. En produksjonsplattform trenger effekt kontinuerlig. Et datasenter med 99,98% oppetidskrav kan ikke tolerere timer uten kraft.

Vindkraft, verken land- eller havbasert kan levere grunnlast. Med en kapasitetsfaktor på 35–37% for landvind, produserer disse anleggene mest når prisen er lavest og minst når behovet er størst. Å bygge massivt med uregulerbar produksjon for å dekke et grunnlastbehov løser ikke problemet, men det forsterker prisvolatiliteten og belaster et allerede sprengt nett ytterligere, fordi distribuert vindkraft langt fra forbrukeren krever **mer nettkapasitet, ikke mindre**.

Det kontraintuitive, men logisk konsistente argumentet er dette; mer vindkraft for å dekke ny norsk grunnlast betyr at norsk regulerbar vannkraft må brukes hjemme akkurat når europeiske priser er høyest. Norsk og britisk/dansk havvind opererer i omtrentlig samme vindregime og de produserer mest samtidig, altså når europeiske kraftpriser er lavest. Vannkraften tvinges da til å dekke eget forbruk i vindstille perioder, og er ikke tilgjengelig for eksport akkurat når Europa trenger den og betaler best for den. Resultatet er at vindkraft for å dekke norsk grunnlast svekker, ikke styrker Norges rolle som et grønt batteri for Europa.

Gasskraft med CCS: Norges komparative fortrinn

Privatfinansierte flytende gasskraftverk med integrert karbonfangst og lagring (CCS), plassert i nær tilknytning til de storforbrukerne som utløser kraftbehovet, er løsningen dette notatet støtter. Prinsippet er industrielt enkelt: den som trenger kraften, skaffer den. Ingen nettbelastning for andre. Ingen statlig finansiering. Kostnadsrisiko hos aktøren, ikke hos samfunnet.

Dette er ikke et nytt og uprøvd konsept, men det er kjernen i det norske industrielle DNA. Da Norge ble en industrinasjon på begynnelsen av 1900-tallet, ble kraft og forbruk samlokalisert fordi det ikke fantes noe nett å snakke om. Hydro ammoniakfabrikk basert på Birkeland metoden, ble bygget i Rjukan fordi det var der vannfallet var. Det vi nå foreslår er den samme logikken, anvendt på 2030-tallet med ny teknologi.

Norge har unike forutsetninger for å lykkes med nettopp denne løsningen:

Geologisk egnethet for CCS: Norsk sokkel har svært gode geologiske formasjoner for permanent CO₂-lagring. Sleipner-prosjektet har lagret CO₂ siden 1996 tilsvarende nesten 30 år med dokumentert, sikker lagring. Northern Lights-prosjektet er i drift. Lagringskapasiteten på norsk sokkel er den største i Europa.

Teknologisk kompetanse: Mongstad-testsenteret er i verdenstoppen innen CCS-teknologi. Norske ingeniørmiljøer har unik erfaring med prosessdesign, CO₂-injeksjon og reservoarovervåking som er skreddersydd kompetanse der norske ingeniører er sterkest og mest konkurransedyktige internasjonalt.

Infrastruktur som kan gjenbrukes: Plattformen og felt som nærmer seg slutten av sin produksjonslevetid kan konverteres til lagrings-hubber for karbonlagring og være en direkte forlengelse av offshore-næringens levetid og kompetanse.

CCS er nå bedriftsøkonomisk rasjonelt: CO₂-avgiften og ETS-kvotepreisen til sammen overstiger i dag kostnadene ved karbonfangst og lagring for et optimalt dimensjonert gasskraftverk. Aktøren velger CCS fordi det er billigere enn å betale avgiften, ikke fordi staten subsidierer det. Dette er en vesentlig forskjell fra alle tidligere CCS-prosjekter i Norge.

Volumargumentet: CCS trenger store CO₂-strømmer for å kommersialiseres

Et element som ofte undervurderes i CCS-debatten er at lagringsinfrastrukturen, det vil si rørledninger, kompresjon, injeksjonsbrønner, etc., er kostnadsdrevet av kapitalinvesteringer som fordeles over volum. Et slikt flytende gasskraftverk på 500 MW med CO₂-fangst vil tilføre over 1,6 millioner tonn CO₂ per år til lagringsinfrastrukturen, ca. fire ganger volumene fra Heidelberg Materials sitt anlegg i Brevik, som er det største enkeltprosjektet i Langskip-programmet. Store volumer gjør hele verdikjeden mer lønnsom, og Norges posisjon som CCS-nasjon styrkes av nettopp slike ankerfester og ved at det fjerner CO₂ utslippet fra Norsk gass permanent.

Norge som energileverandør til Europa: Noen vil hevde at dersom Norge bruker noe av gassen selv til å produsere strøm til eget forbruk, vil dette redusere gasseksporten til Europa. I seg selv er dette en rett antagelse, men sett i bildet av total energieksport blir det liten eller ingen forskjell. Norsk magasinert vannkraft blir i dag eksportert til Europa når de trenger kraft som mest, det vil si når solen ikke skinner eller vinden blåser. Dersom vi ikke erstatter den nye etterspørselen med samme type kraft, men med eksempelvis vindkraft i omtrent samme vindfelt som i våre naboland, må vi bruke den overskuddskraften fra vannkraft selv, og eksporten vil dermed reduseres. I så måte er dette et 0-sums spill.

Konkrete anbefalinger

Rekkefølgekrav for nye storforbrukere (over 100 MW) : Nye aktører med stort kraftbehov pålegges å etablere eller kontraktfeste egen kraftproduksjon i nær tilknytning til forbruket før nettilknytning innvilges. Dette følger prinsippet USA allerede har innført for datasenterindustrien.

Teknologinøytrale konsesjonsrammer: Konsesjonsregelverket må ikke diskriminere mot alternativ ren kraftproduksjon, herunder flytende gasskraft med CCS. Teknologivalget bør ligge hos aktøren som trenger kraften. Det eneste kravet bør være at strømproduksjonen er 'ren' og bærekraftig (FN's definisjon av bærekraft!).

Fast-track for nettilknytning av dedikert nærproduksjon: Vilklårene for kraftproduksjon i direkte tilknytning til storforbrukere bør klargjøres, slik at overskudd

kan mates inn på regionalnettet etter Energiloven §17 uten unødig byråkratisk friksjon.

Et helhetlig CCS-program som inkluderer gasskraft: Gassnova og Enova bør få utvidet mandat til å støtte CO₂-fangst i kraftproduksjon, og industrien, forskningsinstitusjoner og academia bør mobiliseres for å videreutvikle hele verdikjeden.

Privatfinansierte flytende gasskraftanlegg med integrert CCS kan etter planene være operative tidlig på 2030-tallet, uten statlige subsidier og uten 10–15 års nettutbygging. Det er sannsynligvis den eneste løsningen som møter nye forbrukeres grunnlastbehov innenfor en realistisk tidshorisont, og som samtidig bruker den kompetansen norsk petroleumsnæring har bygget opp, i stedet for å avvike den.

Gasskraft med CCS er dessuten en brovei: når små modulære kjernekraftverk modnes og faller i pris, kan gasskraften erstattes fra rundt 2040–2050 og anleggene flyttes til andre geografiske områder med behov.

ⁱ Begrepet “bærekraft” ble lansert i Brundtlandskommisjonens FN rapport, **Vår felles framtid**, i 1987. Her defineres bærekraft som “utvikling som imøtekommer dagens behov uten å ødelegge mulighetene for at kommende generasjoner skal få dekket sine behov”.

Rapporten presenterte også en tredelt forståelse av bærekraft, inndelt i økonomiske, sosiale og miljømessige dimensjoner.

Under toppmøtet “World Summit on Social Development” i 1995 ble det i forståelsen av bærekraft lagt vekt på at “økonomisk utvikling, sosial utvikling og miljøvern samvirker og forsterker hverandre gjensidig”.

For bærekraft i elektrisk kraftproduksjon, handler det om mer enn bare fornybar energi. **Fornybar energi er derfor ikke automatisk bærekraftig**, men det dreier seg om hvordan vi produserer, distribuerer og forbruker elektrisitet på en måte som er miljømessig forsvarlig, økonomisk levedyktig og sosialt rettferdig, både nå og for framtidige generasjoner.

Bærekraftig elektrisk kraft er kraftproduksjon og bruk som:

- Ikke ødelegger naturen, bidrar til reduserte klimagassutslipp og minimerer forurensning.
- Er økonomisk gjennomførbar og gir rimelig tilgang til strøm for folk og næringsliv.
- Respekterer lokalsamfunn, urfolk og biodiversitet, og tar hensyn til samfunnsmessige og etiske (sosiale) faktorer.