



THEMA
CONSULTING GROUP

Offentlig

ISBN nr. 978-82-8368-079-9



Europas mest robuste, fornybare og konkurransedyktige kraftsektor

**På oppdrag fra Agder Energi, Eidsiva Energi, Hafslund
E-CO og NTE**

desember, 2020

THEMA Rapport 2020- 18

Om prosjektet**Om rapporten**

| | | | |
|--------------------|---|------------------|---|
| Prosjektnummer: | MCS-20-04 | Rapportnavn: | Europas mest robuste, fornybare og konkurransedyktige kraftsektor |
| Prosjektnavn: | Strategi for norsk kraftsektor | Rapportnummer: | 20 -18 |
| Oppdragsgiver: | Agder Energi, Eidsiva Energi, Hafslund E-CO, NTE | ISBN-nummer | 978-82-8368-080-05 |
| Prosjektleder: | Håkon Taule | Tilgjengelighet: | Offentlig |
| Prosjektdeltakere: | Berit Tennbakk Edvard Lauen Kjell Roland Torger Lien | Ferdigstilt: | |

Brief summary in English**Om THEMA Consulting Group**

| | |
|--|--|
| Øvre Vollgate 6 0158 Oslo, Norway Foretaksnummer: NO 895 144 932 www.thema.no | THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybdekunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivningserfaring, og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi, teknologi og juss. |
|--|--|

Disclaimer

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

INNHold

| | |
|---|----|
| FORORD | 3 |
| SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER | 4 |
| 1 ENERGIpolitikk I NORGE OG EU NÅR KLIMA STÅR ØVERST PÅ AGENDAEN | 6 |
| 1.1 Samfunnets mål for energisektoren endres..... | 6 |
| 1.1.1 <i>Energisektorreform for effektiv drift av et modent kraftsystem</i> | 6 |
| 1.1.2 <i>... men så kom klimaproblemet</i> | 6 |
| 1.2 EU er viktig, men nasjonalstatene har ansvaret | 7 |
| 1.3 Spotmarked og effektiv handel sikrer ikke tilstrekkelig tilgang til energi og effekt | 7 |
| 1.4 Kraftsystemet rigges for store investeringer i havvind | 10 |
| 1.5 Markedsdesign i en ideell verden, men verden er ikke ideell..... | 11 |
| 1.6 EUs utfordring: Forsynings- og leveringssikkerhet til akseptable kostnader | 13 |
| 1.7 Et eget marked for kapasitet – et mer robust system? | 13 |
| 1.8 Vannkraften som Europas grønne batteri..... | 15 |
| 1.9 EUs energipolitikk: Prøve og feile på vei mot et utslippsfritt energisystem | 16 |
| 2 VANNKRAFTEN ER PLATTFORMEN FOR Å LAGE EUROPAS BESTE ENERGISYSTEM – I NORGE! | 17 |
| 2.1 Norsk kraftsektor vil levere de laveste totalkostnadene til forbrukerne i Europa | 17 |
| 2.2 Vannkraft og sterkt kraftnett – Norges konkurransefortrinn | 17 |
| 2.3 Systemkostnadene øker vesentlig fremover i våre naboland | 18 |
| 2.4 Gapet mellom totalkostnader utvikler seg i norsk favør | 21 |
| 2.5 Fullelektrifisering og grønn vekst forutsetter mer fornybar kraft | 22 |
| 2.6 Stort potensial for ny grønn industri | 23 |
| 2.6.1 <i>Datasentre</i> | 23 |
| 2.6.2 <i>Batterier</i> | 23 |
| 2.6.3 <i>Hydrogen</i> | 24 |
| 2.7 Store muligheter for utvikling av teknologi- og nye tjenester nær forbruket | 25 |
| 2.8 Offshore vind – basis for fremtidens leverandørindustri – og vår nye kilde til økt eksport av energi og energibaserte produkter | 25 |
| 2.9 Import og oppgradering av overskuddskraft | 27 |
| 3 HVA MÅ TIL – POLITIKKEN ER VIKTIGERE ENN NOEN GANG | 28 |
| 3.1 Politikken må angi retningen | 28 |
| 3.2 Rammebetingelser for vekst og investeringer | 28 |
| 3.2.1 <i>Energisektoren</i> | 28 |
| 3.2.2 <i>Bygge grønn industri</i> | 29 |
| 3.2.3 <i>Elektrifisere – Norge kan over et par tiår elektrifisere personbilmarkedet og oppvarmingsmarkedet</i> | 29 |

3.2.4 *En industri for bygging, drift og forvaltning av vindkraft til havs* 30

FORORD

- Prosjektet har blitt gjennomført i perioden fra mars til desember 2020.
- De ansvarlige for prosjektet er Berit Tennbakk og Håkon Taule fra THEMA Consulting Group i samarbeid med Edvard Lauen, Kjell Roland og Torger Lien.
- Denne prosjektgruppen har utarbeidet underlag og notater som har blitt drøftet i en serie med workshops med ledelsen i Agder Energi, Eidsiva Energi, Hafslund E-CO og NTE
- Sammendraget i dette notatet ble oversendt Olje- og energidepartementet som innspill til varslet St.mld. De fire konsernsjefene fra kraftselskapene var avsender av innspillet.
- Kapitlene 1-3 i dette notatet er utarbeidet med bakgrunn i gjennomførte arbeidsmøter, men det er utelukkende prosjektgruppen som står ansvarlig for innholdet.

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER

Vi har grunnlag for å videreutvikle Europas mest bærekraftige kraftsystem til en varig konkurransefordel for Norge, bygge grønn industri og fullelektrifisere landet.

EU skal bygge et helt nytt kraftsystem basert på ikke-regulerbar og fornybar kraftproduksjon. Det innebærer omfattende systemkostnader for å opprettholde forsynings sikkerheten. Disse utfordringene har vi ikke i det norske kraftsystemet. Vårt vannkraftbaserte system med sesongmagasiner og turbiner med overskuddseffekt har allerede løst store deler av de utfordringene kontinentet står foran.

Skal vi lykkes i å utnytte mulighetene, må vi skape rammebetingelser for vekst i grønn industri. Det forutsetter at vi rigger kraftsystemet for vekst og fortsatt lave systemkostnader.

EUs utfordring: Skape et robust fornybart kraftsystem til akseptable kostnader

EU har som mål at utslipp av klimagasser skal fjernes fra kraftsektoren innen 2050. Det innebærer at hele dagens park av kraftverk fra fossile kilder (og kjernekraft) skal legges ned og erstattes av ikke-regulerbar sol og vind, og trolig en del grønt hydrogen. Et slikt kraftsystem har aldri blitt prøvd ut i en moderne industrinasjon, hvor **avhengigheten av pålitelig kraft er viktigere enn noen gang.**

Å sørge for tilstrekkelig forsynings sikkerhet i et slikt kraftsystem er utfordrende:

- Det er medlemslandenes ansvar å sikre at systemet er robust og velfungerende og hvert enkelt medlemsland ønsker i liten grad å gjøre seg avhengig av andre land.
- Å ivareta hensynet til nasjonal forsynings sikkerhet i medlemslandene i fremtiden forutsetter store investeringer i regulerbare teknologier som batterier, bioenergi og hydrogen som drivstoff til kraftproduksjon.
- Gjennom årstidene må det sikres at det er nok energi. På kontinentet kan det oppstå mangel på energi på vinterstid når det er vindstille i lengere perioder. Bekymringen for den energimangelen som da kan oppstå kaller tyskerne «dunkelflaute» (tilsvarer tørrår i Norge).
- Et kraftsystem basert på sol og vind, må bygge ut langt flere MW enn det som normalt brukes for å dekke forbruket på grunn av variasjon i sol- og vindforhold. I perioder med mye vind/sol, vil kraftprisene være svært lave, dette tiltar med økende andel sol- og vindkraft. Tilstrekkelig produksjonskapasitet fordrer trolig omfattende subsidier.
- Ny, svært variabel kapasitet basert på sol og vind innebærer større ubalanser og hyppigere flaskehals. Kostnadene for å balansere systemet vil øke kraftig.

Norge har historisk hatt en lavere kraftpris enn på kontinentet og det kommer vi også til å ha fremover. Kostnadene ved å sikre robusthet i et kontinentalt kraftsystem hovedsakelig basert på ikke-regulerbar kraft blir formidable. Norge har disse behovene dekket av vannkraftsystemet i dag. Forskjellen i systemkostnader kommer til å øke markant. Det gir grunnlag for en permanent konkurransefordel som bare vil styrkes framover.

Norges mulighet: Europas mest robuste og bærekraftige kraftsystem

- Norge har i dag Europas best utbyggede kraftsystem, trolig Europas laveste totale systemkostnader og åpenbart mest fornybare kraftproduksjon. Og fremover kan vi de neste par tiår bygge ut 30-50 TWh ny lønnsom vann- og vindkraft som basis for grønn industri og elektrifisering i Norge.

- Flexibiliteten i vannkraften og utenlandsforbindelsene kan i tillegg brukes til å foredle billig overskudds vindkraft fra omkringliggende land til pålitelig energi til bruk i Norge.
- Norsk vannkrafts fleksibilitet og reguleringsevne kan brukes til å videreutvikle grønn industri i hele Norge basert på en svært konkurransedyktig kraftforsyning. Vi har et sentralnett og en geografisk fordeling av vannkraften som muliggjør å lokalisere ny industri i store deler av landet. Norske kraftprodusenter har og vil inngå langsiktige avtaler med industrien til konkurransedyktige priser.
- Kraftsektoren kan bli sentral i å skape nye vekstmotorer i norsk økonomi - nye arbeidsplasser og eksportindustri – og vil være avgjørende for at Norge når klimamålene.
- Kraftprisene i Norge vil gjøre det mulig å fullelektrifisere landet før andre land i Europa, der mange vil slite med elektrifiseringen pga høye kraftpriser, og svake nett.
- For at vi skal lykkes, må det skapes stabile og forutsigbare rammevilkår for store investeringer i ny kraftproduksjon og i grønn industri. Vi har en unik mulighet til å være et attraktivt land å investere i for langsiktig verdiskaping.
- Vi må utnytte eksisterende infrastruktur best mulig og med lavest mulige kostnader forsterke nettene og ta i bruk ny teknologi slik at det er mulig å fullelektrifisere.
- På sikt vil våre havvindressurser spille en økende rolle for å sikre konkurransedyktige kraftpriser. Havvind kan sikre langsiktig tilførsel av konkurransedyktig energi til det norske systemet, bidra til å lette omstillingen i leverandørindustrien til nye markeder, og gi grunnlag for å bygge et integrert nett i Nordsjøen.

Oppsummert: *Vi har grunnlag for å videreutvikle Europas mest bærekraftige kraftsystem til en varig konkurransefordel for Norge, bygge grønn industri og fullelektrifisere landet.*

Skal vi lykkes, må vi skape rammebetingelser for vekst i grønn industri. Det forutsetter at vi rigger kraftsystemet for vekst og holder systemkostnadene nede.

1 ENERGIPOLITIKK I NORGE OG EU NÅR KLIMA STÅR ØVERST PÅ AGENDAEN

1.1 Samfunnets mål for energisektoren endres

1.1.1 Energisektorreform for effektiv drift av et modent kraftsystem

Norge var tidlig ut med omorganisering av sektoren i 1991, og vårt «energy only» (EO) spotmarked ble et forbilde i Europa.

- Formålet med reformen var å øke effektiviteten både i driften av systemet og sikre kostnadseffektive investeringer. Tanken var at vi i hovedsak hadde ferdigutbygd norsk kraftproduksjon og derfor burde legge vekt på å drive systemet billigst mulig. Et effektivt spotmarked var et virkemiddel for å få det til.
- Gjennom dereguleringen løste Norge problemene med overutbygging av kapasitet, feil rekkefølge i utbygging av ny vannkraft (ofte kom dyre prosjekter før billigere) og store geografiske prisforskjeller.
- Forsyningssikkerheten som tidligere var ivaretatt gjennom oppdekningsplikten til fylkeskraftverkene, ble overlatt til markedet. Det ble antatt at Norge i tørrår kunne importere tilstrekkelig energi fra de termiske systemene rundt oss, og at prisene som ble satt av marginalkostnad i termiske verk ville gi investeringssignaler til utbygging av ny vannkraft når behovet oppstod. I våtår kunne vi øke verdien ved å eksportere overskudd til nabolandene.

1.1.2 ... men så kom klimaproblemet

Men det var før klima kom øverst på dagsorden. Med klima ble det i hele Europa etablert utslippsmål fra kraftsektoren. EU satte mål for utbygging av fornybar energi for å oppnå utslippsmålene som var bindende på medlemslandsnivå. Fra et mål om å sette sammen parken av kraftproduksjonsanlegg på billigste måte på tvers av Europa, ble oppgaven å styre teknologivalg uavhengig av kostnader. Valg av teknologi i kraftproduksjon ble flyttet fra markedet til politikken.

- EUs mål er frem til 2050 å bygge om hele kraftsystemet fra et termisk, kull- og kjernekraftbasert og MW-beskranket system, til et fornybart energisystem. Det innebærer investeringer av et omfang og kompleksitet vi ikke før har sett.
- Målsettingene for kraftsektoren i Europa er i dag motsatt av det som var målet for markedsreformen i Norge i 1991. I stedet for å optimalisere driften av et ferdig utbygd system, skal Europa tvert om bygge et helt nytt kraftsystem som krever gigantiske investeringer.
- Det nye systemet på kontinentet har helt andre egenskaper enn det gamle. Et system basert på vind- og solenergi kan sammenliknes med egenskapene til et vannkraftsystem basert på elvekraft. Et system basert på ikke-regulerbar kraft reiser helt nye utfordringer med å sikre robustheten i systemet, både for kortsiktig leveringssikkerhet og langsiktig forsyningssikkerhet i form av energimangel i perioder.
- Med økende andel fornybar energi i systemet vil nødvendigvis også antall MW i forhold til forbruket øke for å sikre at det kan produseres nok energi i perioder med lite vind og sol. Det innebærer også at det oftere vil være overproduksjon og lengre perioder med svært lave priser i spotmarkedet. Prisvariasjonene øker.

Organisering i markeder og monopoler er ikke mål i seg selv, men virkemidler for å nå overordnede mål. Energisektorreform for å øke effektiviteten er blitt sekundært i forhold til å nå utslippsmål. Klimamålene innebærer at systemet må rigges for store investeringer i hele kjeden fra produksjon til forbruker. Dette illustreres godt av EUs nylig fremlagte strategier for havvind og hydrogen.

1.2 EU er viktig, men nasjonalstatene har ansvaret

EU har siden tidlig på 1990-tallet arbeidet med å etablere et felles indre energimarked. På mange områder er man kommet langt med å lage felles regler og rammebetingelsene for utforming av både marked og infrastruktur i medlemslandene og for handel over landegrensene. I kraftmarkedet er det å sørge for fysisk balanse mellom produksjon og forbruk på hvert tidspunkt et kollektivt gode, dvs hele systemet rammes hvis det ikke er balanse.

- Ansvaret for kortsiktig (leveringssikkerhet) og langsiktig balanse (forsyningssikkerhet) ligger entydig hos medlemslandene. Det er til syvende og sist et nasjonalt politisk ansvar å sikre at kraftsystemet fungerer og er robust.
- For å ivareta hensynet til robusthet i hele systemet, sørger man med reguleringer, påbud og subsidier for at det bygges nok produksjonskapasitet på kort og lang sikt. Eksisterende termisk verk legges ikke ned dersom dette truer systemets stabilitet. Og samtidig må det bygges tilstrekkelig overførings- og distribusjonskapasitet.
- Når man skal opprettholde kontinuerlig balanse samtidig som hele systemet bygges om, oppstår det ofte konflikter. Mellom klimahensyn og robusthet i systemet på den ene siden, og andre politiske mål som ønsket om å begrense konkurransevridende subsidier til næringslivet («state aid») eller hensynet til effektiv konkurranse i spotmarkedet på den andre. Lærdommen så langt er at i slike målkonflikter er klimamålene viktigst og robustheten i kraftsystemet et absolutt krav. Det fører til at man samtidig har subsidiert utbygging av ny fornybar produksjon og gammel produksjonskapasitet for å opprettholde forsyningssikkerheten.
- Å opprettholde systemets kvalitet vil bli dyrt og føre til høye sluttbrukerpriser som også reiser vanskelige avveininger av fordelingsmessig karakter overfor velgerne og i forhold til konkurranseevnen for næringslivet.

Skal medlemslandene nå sine utslippsmål, kreves en langsiktig og fundamental ombygging av kraftsystemet mot et system vi ikke har sett før og i dag ikke kan beskrive i detalj. Denne prosessen må nødvendigvis preges av et ovenfra og ned-perspektiv med mye «prøving og feiling», og med en pragmatisk bruk av reguleringer, støtteordninger og marked. Det eksisterer i dag ingen «grand plan» for kraftsystemet på kontinentet i 2050. Og målet – null klimautslipp – må og vil trumfe andre hensyn på veien skal man lykkes.

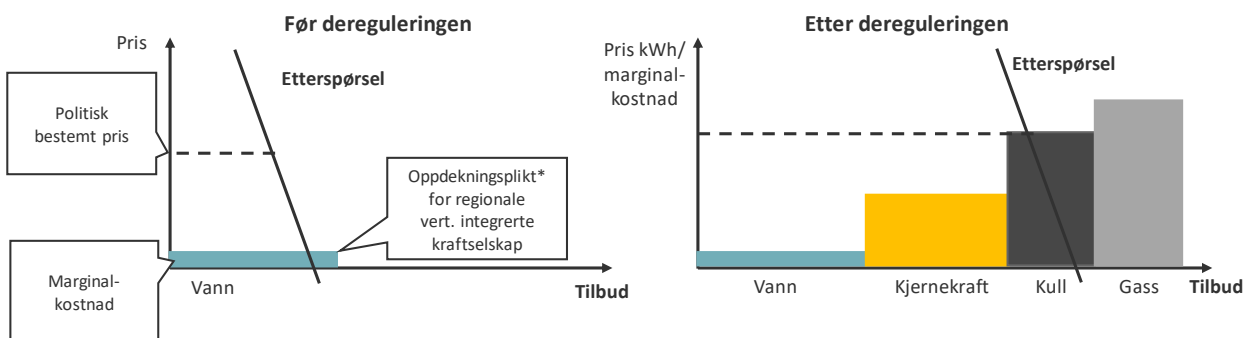
Det vi kan forholde oss til i dag er de beslutningene som må tas de neste ti årene, og bare her ligger det fra EUs side store ambisjoner om utbygging av havvind, hydrogen og infrastruktur knyttet til transport og lagring av disse energibærerne. For å gjennomføre strategiene må det gjøres viktige avveininger mellom markeds- og støttebaserte ordninger som vil få stor betydning for verdien av den norske kraftproduksjonen, måten vi bygger ut og drifter kraftsystemet på og framtida til norsk olje- og gassproduksjon.

1.3 Spotmarked og effektiv handel sikrer ikke tilstrekkelig tilgang til energi og effekt

Norge laget i 1991 et rent energimarked (EO) uten oppdekningsplikt (ansvar for forsyningssikkerhet hos kraftleverandørene). Den gangen var forutsetningen at vi var omgitt av land med mye termisk produksjon som kunne gi oss tilstrekkelig forsyningssikkerhet uten et eget marked som sikret at det ble bygget nok kapasitet. Nå innebærer omleggingen av energisystemet på kontinentet en massiv subsidiering og overkapasitet som endrer prisbildet radikalt.

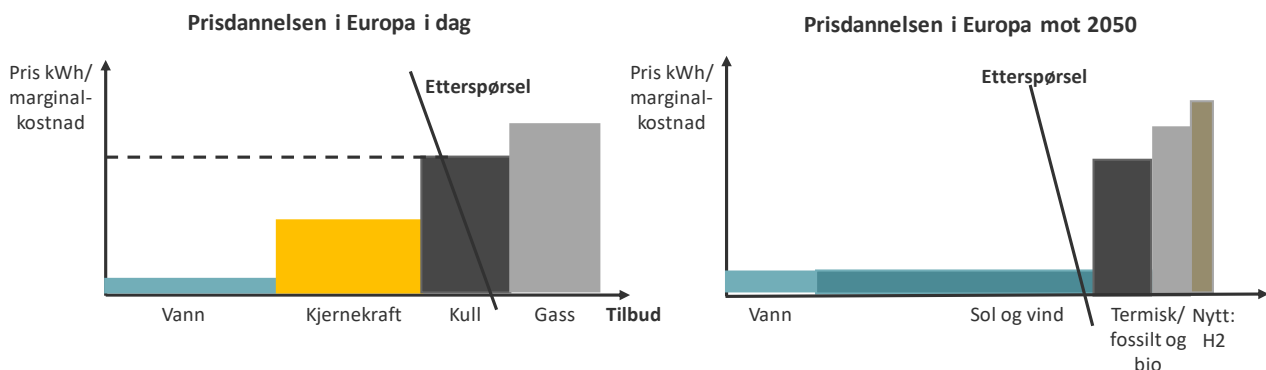
- Fordi vi var omgitt av land med mye termisk kapasitet, ville det i tørrår være mulig å importere nok energi. På en måte kan man si at for Norge ble prislappen for å ivareta forsyningssikkerheten lavere etter åpning av markedene over grensene.¹
- Prisdannelsen før og etter dereguleringen er vist i Figur 1. Langs den horisontale akse vises forskjellige produksjonsteknologier og tilhørende produksjonskapasitet (bredden på søylene). Høyden på søylene viser marginalkostnaden per produksjonsteknologi. Dette gir en tilbudskurve. Prisen fastsettes der etterspørselskurven krysser tilbudskurven.
- Før dereguleringen var tankegangen at man gjennom oppdeckningsplikt og politisk bestemte priser som sikret kostnadsdekning gjorde at norsk vannkraft kunne drives i økonomisk balanse. Etter dereguleringen ble prisene satt av termiske verk i våre nordiske naboland som illustrert til høyre i figuren.

Figur 1: Prisdannelsen før og etter dereguleringen i Norge



- EUs klimapolitikk innebærer at vi ikke lenger vil være omgitt av land med nok energi til enhver tid. I stedet er Europa i ferd med å bli et kontinent basert på helt væravhengig, fornybar energi – men uten vannmagasiner! Denne utviklingen er vist i Figur 2.
- En utvikling i en retning hvor vi ikke lenger er omgitt av land med nok energi til enhver tid, kan på lang sikt også utfordre forsyningssikkerheten i Norge. Vi vet ennå ikke om det kommer andre former for energi som hydrogen og bioenergi som kan ta over for den rollen termisk energi har i prisdannelsen i dag.

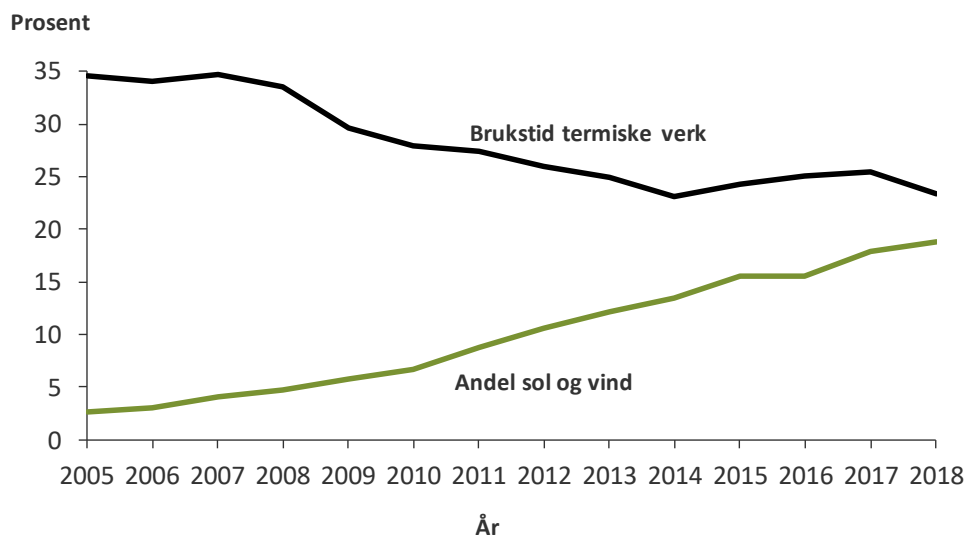
Figur 2: Prisdannelsen i Europa nå og mot 2050



¹ Se NVEs notat 1 (08/2018 – notat om kraftpriser uten handelsmuligheter

- Valg av teknologi ved utbygging av ny kraft styres av klimahensyn gjennom reguleringer og subsidier, og ikke av markedet. Samtidig går antall driftstimer for de termiske verkene ned som vist i Figur 3.
- Andelen fornybar energi utfordrer leverings- og forsyningsikkerheten. For å sikre tilstrekkelig kapasitet har en rekke land innført kapasitetsmarkeder med hovedformål å subsidiere opprettholdelsen av termisk kapasitet som back-up når det blåser lite. De termiske verkene setter derfor fremdeles prisene (brenselspriser og kvotepriser vil fortsatt en tid bety mye for spotprisen), men økende andel fornybar energi medvirker til stadig lengere og hyppigere perioder med svært lave (til og med negative) priser.

Figur 3: Andel sol- og vindproduksjon øker og brukstiden for termiske verk går ned i EU (Prosent av el-produksjon)



Kilde: Kilde: EU statistics, brukstiden (capacity factor) for solkraft er rundt 13% og for vind 24%

- I lengre perioder med lite vind (i Tyskland kalt «dunkelflaute», i Norge er parallellen tørrår), trengs teknologi som kan lagre betydelige mengder energi.
- Den massive subsidieringen av fornybar kraft i Europa – uten at CO2-kvotemarkedet har blitt justert for dette – har ført til vesentlig lavere kraftpriser. Kombinasjonen med fornybarutbygging og subsidiering av gammel, termisk kapasitet har ført til at norsk vannkraft får stadig dårligere betalt for eksport over utenlandskablene.
- EUs mål er karbonnøytralitet i alle sektorer innen 2050. Utenom kjernekraft, er alternativene vann-, vind- og solkraft. Nesten all ny energiproduksjon er uregulerbar. Europa blir gradvis mer lik Norge, men uten vannmagasiner (eller utenlandsforbindelser til land som fortsatt har termisk produksjon).
- På sikt er planen å investere i batterier, bioenergi og hydrogen, og teknologi som kan styre energiforbruket hos den enkelte forbruker. Kraftproduksjon fra hydrogen/ammoniakk under topplast og lav fornybarproduksjon vil da igjen kunne klarere spotprisen på et høyt nivå og slik sett erstatte termiske kraftkilder som prissetter. I tillegg vil kraftforbruk til hydrogenproduksjon sette et gulv på kraftprisene. Hydrogenproduksjonen er meget fleksibel, og sammen med økt fleksibilitet på annen kraftteterspørsel, vil dette også kunne være med å klarere spotmarkedene på et høyere nivå og begrense omfanget av «null-priser» i spotmarkedet.

Resultatet av økningen i subsidiert fornybarproduksjon og kapasitetsmekanismer er samlet at prissettingen flyttes nedover i merit order og antall timer med lav/null-pris styrt av sol- og vindkraft øker. Alle land eksporterer i perioder med mye vind sitt energioverskudd for å øke brukstiden til priser langt under kostnadene ved å bygge ny kraftproduksjon. Tilsvarende er prisen i perioder med lite sol- og vindkraftproduksjon lavere enn produksjonsvariasjonen ellers ville tilsi i markedet, som følge av subsidiert termisk kapasitet og lave kvotepriser. I sum er spotmarkedet blitt et kortsiktig dumpingmarked.

1.4 Kraftsystemet rigges for store investeringer i havvind

EUs mål er at det skal bygges ut 300 GW havvind (som tilsvarer rundt 1200 TWh) innen 2050 – i tillegg til landbasert vind og sol. I UK er målet 100+ GW havvind som kommer i tillegg. Om lag halvparten av denne kapasiteten vil sannsynligvis komme i Nordsjøen. Disse enorme energimengdene vil dermed landes i nærheten av våre utenlandskabler og ofte langt unna lasttyngdepunktene. Begrensninger i overføringskapasiteten over land i Europa får stor betydning for kraftprisene norsk vannkraft møter ved landingsstedene.

- Jo mer havvind som bygges ut i Nordsjøen uten en tilsvarende utbygging av transmisjonskapasitet til lasttyngdepunktene på kontinentet, desto lengre perioder får vi med nullpriser i andre enden av våre utenlandsforbindelser.
- Disse effektene kan motvirkes av at det bygges ut lagrings- og transportkapasitet, og/eller at det etableres tilstrekkelig nytt forbruk i Norge/Norden.
- Preiseffektene blir betydelige dersom utbyggingen av transportkapasiteten for energi fra Nordsjøområdet ned til de store forbruksområdene i Tyskland ikke kommer på plass. Det er to aktuelle måter å transportere kraften på, enten gjennom ledningsnettet eller som grønt hydrogen langs vei og bane, på skip eller i rør.
- Det er krevende å bygge ut sentralnettlinjer generelt, og det gjelder ikke minst gjennom Tyskland. Det er planlagt/under utbygging fire likestrømforbindelser fra vindkraftområdene i Nord-Tyskland ned til forbruksområdene i sør. Disse kraftledningene over land er så dyre at det ikke er realistisk at den kraften som bygges ut til havs kan transporteres fram til forbruksområdene i UK og på Kontinentet som strøm.
- Det legges derfor planer for omfattende produksjon av grønt hydrogen fra havvind når kraften er billig, bla fordi overføringskapasiteten begrenser tilgangen til markedet eller etterspørselen er lav.
- I tillegg er det en utvikling i retning av «energiøyer» og «hybrid assets», som i praksis består av å koble sammen forskjellige havvindanlegg innenfor og mellom land. Slike energiøyer vil typisk ha elektrisk forbindelse til to eller flere land. Det vil gradvis skape et masket nett i Nordsjøen.
- Et slikt masket nett vil i praksis være det samme som å bygge flere mellomlandsforbindelser. Det gir en utjevnende effekt på prisene gjennom å redusere prisforskjellene mellom land og redusere prissvingene i hvert land.
- Etableringen av et masket nett vil føre til stor omfordeling av inntektene mellom offshore vindaktører og TSO-ene (flaskehalsinntekter) og mellom TSO-er i ulike land. Omfordelingsutfordringen må løses både regulatorisk og politisk for å gjøre investeringer i offshore vind kommersielt mulig.
- Et første eksempel ser man på Kriegers Flak, hvor danske og tyske myndigheter har koplet sammen sine havvindparker på hver side av landegrensen. Det har utløst en diskusjon om hvordan markedsadgangen for vindkraftparker skal reguleres. Hovedspørsmålet er om

transmisjonskapasiteten på kabelen skal følge regelen om at kapasiteten skal være tilgjengelig mellom budområdene, eller om vindparkene skal ha forkjørsrett.

Perspektivene mot 2030 er som følger: Kapasitetsmarkedene holder liv i eksisterende termisk kapasitet. Mange land (spesielt Tyskland) vil bruke reguleringer og store subsidier til å starte introduksjonen av hydrogen, og det vil satses stort på havvind i Nordsjøen. Konsekvensen vil bli økende overskuddskapasitet ved landingsstedene på kontinentet pga begrenset overføringskapasitet til lasttyngdepunktene. Leveringssikkerheten stresses mer i takt med økende fornybarandel (mot 50% - 70% - 90%), og den store fornybarandelen vil skape et økende overskudd av energi og stadig lengre perioder med priser nær null i andre enden av våre utenlandskabler.

Boks 1: Utbygging av offshore vind og infrastruktur reiser viktige fordelingsmessige spørsmål – mellom infrastruktur og vindparker, og mellom TSO-er i ulike land.

Når en havvindpark er koplet til ett land gjennom en radialforbindelse, vil all kraft vindparken selger bli priset til prisen i dette landet. Hvem som betaler for kabelen inn til land er likevel viktig, vindparken eller TSO-en.

Når en havvindpark koples sammen med to (eller flere land) med kabler som tilsvarer produksjonskapasiteten på havvindparken, og kablene er koblet til spotmarkedene i hvert land, vil kraften strømme mot det landet som har høyest pris. Da vil TSO-ene innkassere prisdifferansen - flaskehalsinntektene. Og havvindparken vil få prisen i landet med lavest pris. Dersom havvindparken derimot selv eier kablene til land, vil havvindparken få flaskehalsinntektene.

I en rapport til EU-kommisjonen har Thema regnet ut at flaskehalsinntektene kan redusere vindkraftparkens inntekter med 2-12 prosent. Eksemplet illustrerer at regulatoriske forhold har fordelingsmessige virkninger. For kommersielle investorer i havvindparker, må slike forhold avklares i avtaler med TSO-ene før investering.

I EUs havvindstrategi drøftes hvordan man kan kompensere investorene. Man kan subsidiere vind ved å rulle kostnadene ved kabler inn i sentralnettstariffen, eller man kan la vindparkene eie kablene. I Themas rapport drøftes en modell der vindparkene får en prisdifferansekontrakt (CfD) som vil garantere eksempelvis tysk pris uavhengig av hva som er spotprisen til havs.

Hvordan dette håndteres blir viktig for utbyggingstakten for havvind, og på sikt avgjørende for hvordan man bygger ut et masket nett og hvordan TSO-ene har incentiver til å koble sammen systemene over landegrensene.

1.5 Markedsdesign i en ideell verden, men verden er ikke ideell

Markedsdesign er den måten myndighetene har organisert og regulert engrosmarkedet for kraft og grenseflaten mellom markedet og monopolfunksjonene. Spørsmålet er hvilket markedsdesign som ville vært mest tjenlig for norsk vannkraft og norske interesser.

- Det norske idealet har siden 1991 vært omtrent som følger: Et velfungerende engrosmarked for energi uten subsidier og med like konkurranseforhold på tvers av teknologier sammen med et marked for CO2-kvoter, åpen handel over utenlandsforbindelsene basert på prisforskjeller og med prisområder bestemt av fysiske flaskehals i nettet. Et slikt marked ville gitt vannkraften gode priser (og signal om vannverdiene for å styre magasinene) og en effektiv utnyttelse av den samlede produksjonsparken i Europa.

- Når energisystemet skal rigges for store investeringer i ny nett- og produksjonskapasitet, må spotmarkedet (Energy Only) suppleres av et velfungerende marked for kapasitet på tvers av landegrensene styrt av hensynet til å ivareta leverings- og forsyningssikkerhet, dvs sikre tilstrekkelig kapasitet både i driftsøyeblikket og gjennom sesongen (dvs. ivareta tørrår i Norge og «dunkelflaute» i Tyskland/kontinentet).

Modellen med et effektivt Energy Only-marked er aldri blitt gjennomført i EU og det er ikke enighet om hvordan et marked som sikrer forsyningssikkerhet skal utformes.

- Nasjonalstatene har ansvar for egen forsyningssikkerhet og gjør (selvsagt) det på en måte som ivaretar egne interesser, som vi nylig har sett i Tyskland med kapasitetsfastsettelsen på Nordlink-kabelen og i Sverige med stengningen av Haslesnippet.
- Spotmarkedet for energi, der norsk vannkraft deltar over utenlandsforbindelsene, er blitt et dumpingmarked der (store deler av) konkurrentenes faste kostnader dekkes utenfor markedet ved subsidier eller på annet vis, og der det ikke betales for vår fleksibilitet som er viktig for forsyningssikkerheten.
- Kapasitetsmarkedene er ulikt utformet i ulike land (strategiske reserver, kapasitetsmarkeder). Systemene er designet for å dekke kortsiktig fleksibilitet gjennom å subsidiere eksisterende fossil kapasitet i hjemlandet.
- Batterier vil betales av systemoperatør eller subsidieres inn i systemet. Hittil er det ikke laget ordninger som håndterer knapphet gjennom sesongen. Og hverken spotmarkedet eller kapasitetsmarkedene er tenkt å gi markedsmessige incentiver til investeringer for å ta neste skritt; hydrogen.

Dagens markedsdesign er bygd på et produksjonssystem som snart ikke lenger vil eksistere! Forskere (se boks nr 2) argumenterer for at dagens «energy only» markedsdesign neppe vil være tilstrekkelig den dagen systemet nærmer seg 100 % ikke-regulerbar kraft. Markedsdesignet må utvikles og legges om, og i omstillingsprosessen mot et fornybart system vil staten spille en langt mer aktiv rolle enn vi tenkte i 1991.

Boks 2: Et system dominert av ikke-regulerbar kraft trenger et nytt markedsdesign – og veien dit trenger en aktiv stat

Organiseringen av et fornybart Europa skaper behov for en ny måte å organisere markedet på. I en artikkel fra professor David Newbery (1) reises spørsmålet om unbundlingen da er fornuftig og hvordan investorene i ikke-regulerbar kapasitet skal få dekket kapitalkostnadene utenfor EO markedet:

«A radically different future design may emerge via experimentation and the evolution of new technologies. A genuine market in low-carbon electricity may require a degree of financial and ownership integration between retailers and generators that is very different from the today's high degree of separation. It may also require very different contractual relationships between electricity consumers and retailers, which ensure the financing of long-term investments at reasonable cost and reflect the more distributed nature of generation. The ability and willingness of governments to let the private sector deliver such solutions will vary. This suggests the emergence of wider variation in the degree of government control of the electricity sector than was established by the single market project in the mid-2000s.»

(1) David Newbery et al "Market design for a high-renewables European electricity system", Cambridge, 2017

1.6 EUs utfordring: Forsynings- og leveringssikkerhet til akseptable kostnader

I et moderne samfunn er avhengigheten av kraftsystemet fundamental. Med økende elektrifisering øker sårbarheten og behovet for å sikre at kraftsystemet er robust. Kraftsystemets fysiske behov for balanse mellom produksjon og forbruk på ethvert tidspunkt krever reguleringer og inngrep, og vil ikke sikres av markedet.

- På kort sikt kreves at produksjonsparken reguleres opp og ned i tråd med forbruket, og at det finnes back-up kapasitet som tar seg av uventede utkoblinger av produksjon eller overføringslinjer, og sørger for at kvaliteten (frekvensen) er innenfor små marginer.
- Leveringssikkerhet kan med ikke-regulerbar kraftproduksjon løses med batterier, forbruksfleksibilitet, bioenergi og hydrogen som drivstoff i reservekraftverk.
- Gjennom årstidene må det tilsvarende sikres at det er nok energi (forsyningssikkerhet). På kontinentet, typisk i Sør-Tyskland, kan det oppstå mangel på energi på vinterstid når det ligger høytrykk over Kontinentet, det er vindstille med sola lavt på himmelen og kaldt, og derfor stort kraftforbruk. Når man slutter å subsidiere eksisterende termisk kapasitet for å håndtere dette, kan bare store lager med bioenergi og hydrogen løse forsyningssikkerheten gjennom en «dunkelflaute».
- Både for å ivareta leverings- og forsyningssikkerheten kan IKT-løsninger som styrer forbruket bak forbrukernes målere bidra til å redusere problemene. Da må det etableres markeder og insentiver for at kraftleverandørene skal kunne finne det forretningsmessig interessant å utvikle forretningsmodeller for å optimalisere kundenes forbruk.

Elektrifisering og endringer i kraftforbruket og omleggingen av produksjonsparken innebærer at markedet må balanseres på nye måter og i økende grad på forbrukssiden. Det krever nye markedsløsninger, at ny teknologi tas i bruk og at det utvikles nye forretningsmodeller. En nøkkelutfordring blir å utnytte nye løsninger for å balansere systemet og samtidig holde kostnadene nede.

1.7 Et eget marked for kapasitet – et mer robust system?

En fundamental forskjell mellom det norske og det tyske kraftsystemet er at vi har magasinkapasitet og stor fleksibel produksjonsevne i vannkraftturbinene. Tyskland skal omstille fra et termisk system med stor reguleringsevne til et ikke-regulerbart fornybart system. Det eneste vi med sikkerhet kan si, er at de systemtjenestene som skal til for å lage et robust system blir dyre. Å gjøre store investeringer i fleksible produksjonsanlegg basert på nullutslippsdrivstoff er neppe kommersielt mulig i et system utelukkende basert på energiprisning i spotmarkedet. Slike anlegg får kort og svært variabel driftstid fra år til år, og å investere her vil innebære stor kommersiell risiko forsterket av den regulatoriske risikoen i et kraftsystem preget av kontinuerlig endring og prøving-og-feiling.

Siden innføringen av EO-markedet har bekymring for om markedet er robust (leverings- og forsyningssikkerheten) vært økende i flere land. I utgangspunktet gir elmarkedsreguleringen det enkelte land ansvaret for å følge med på utviklingen i forsyningssikkerheten, og for å komme med nødvendige tiltak. Det er åpnet for at medlemslandene kan søke om å etablere offentlig administrerte kapasitetsmarkeder og strategiske reserver for en begrenset periode, forutsatt at andre tiltak er prøvd først. Kapasitetsmekanismene er i hovedsak designet for å løse problemet med den kortsiktige leveringssikkerheten.

- Et eget marked for salg av kapasitet til systemoperatøren kan sikre leveringssikkerheten i dagens system med mye gammel nedbetalt termisk kapasitet som kan holdes i live. Når man nærmer seg klimamålene mot 2050, er denne kapasiteten nedlagt. Ingen medlemsland legger i dag til grunn at investeringer i batterier, hydrogen og andre nye teknologier kan overlates til markedet alene. Dette må systemoperatøren (TSO-en) ta ansvar for å sikre gjennom subsidier og reguleringer, og selv dekke kostnadene.

- Medlemslandene har i dagens system valgt ulike modeller for å sikre at det alltid er tilstrekkelig kapasitet. Sverige, Finland og Tyskland har strategiske reserver, Storbritannia en sentralisert kapasitetsauksjon mens Frankrike bruker et system med desentralisert kapasitetsauksjoner.
- Robustheten i systemet blir krevende å håndtere når andelen ny fornybar energi nærmer seg 100%. Her kunne norsk vannkraft og utenlandsforbindelser spilt en rolle som grønt batteri.
- Vannkraft med magasiner er den eneste fornybare teknologien som i dag i noe omfang kan levere pålitelig og forutsigbar kraft i mer langvarige knapphetssituasjoner, men det finnes ikke mekanismer eller noe marked som betaler for denne egenskapen utover det forskjellen i spotprisene gir. Som nevnt over, subsidiertes opprettholdelse av så mye termisk kapasitet at prisene i toppplasttimene blir vesentlig lavere enn de ellers ville ha vært. Norske kraftprodusenter har imidlertid ikke tilgang til slike subsidier i form av kapasitetsbetaling.
- I praksis får likevel landene vi har kabler til leveringssikkerhet fra det norske vannkraftsystemet gjennom selve energiutvekslingen. Handelen over utvekslingskablene vil levere langvarig full kapasitet i dunkelflaute-situasjoner fra norske vannmagasiner. Selv om toppplasttimene er lavere betalt enn de ville vært i et rent markedsbasert system, er det likevel det beste alternativet norske kraftprodusenter har i dag.

Det enkelte land har ansvaret for forsyningsikkerheten, og for å komme med nødvendige tiltak. Det er åpnet for å lage offentlig administrerte kapasitetsmarkeder. Medlemslandene har i dagens system valgt ulike subsidieregimer for å sikre at det alltid er tilstrekkelig kapasitet. Den subsidierte opprettholdelsen av termisk kapasitet medfører at prisene i toppplasttimer blir lavere enn den ellers ville vært. Norske kraftprodusenter har i dag ikke tilgang til slike subsidier i form av kapasitetsbetaling, selv om vi i prinsippet har tilgang til slike markeder i land vi har elektrisk forbindelse med.

Boks 3: TSO-ene – et redskap for å ivareta nasjonale interesser

Det finnes ingen enkle faglige svar på hvordan reguleringsregimer bør settes opp innenfor et land og ulike valg har fordelingsmessige konsekvenser for ulike aktører. Tilsvarende er det mellom land: Hvordan prisområder defineres innenfor et land og hvordan man håndterer knapphet i nettet har fordelingsmessige konsekvenser mellom land.

Vi har det siste året sett to eksempler på hvordan TSO-en i land vi har sterke elektriske forbindelser med, ensidig har redusert sin importkapasitet (dvs. eksport fra Norge). Begrunnelsen er interne flaskehalsen i eget nett, og de facto prioritering av eget lands kraftproduksjon på bekostning av norske vannkraftprodusenter. Dette er i utgangspunktet forbudt innenfor EU/EØS-området, men det finnes unntak som det i praksis er umulig å overprøve for eksportlandets aktører.

Sverige reduserte i sommer kapasiteten på forbindelsen (Haslesnippet) til Norge med det resultat at kraftprisene i Norge falt til langt under det som var prisen i Sverige. Det har vært reist spørsmål om den faglige begrunnelsen hos Svenska Kraftnät holder mål.

HVDC-forbindelsen mellom Norge og Tyskland kom i drift i desember 2020 – etter at den har vært planlagt i over 20 år. Allerede for et år siden annonserte Tyskland at den ville få begrenset importkapasitet – fordi det var en ny mellomlandsforbindelse. Fram til 2025 skal kapasitetsutnyttelsen gradvis trappes opp til 70%. Utgangsverdien bestemmes av historisk kapasitetsutnyttelse. Siden kabelen er ny, har Tyskland satt utgangsverdien til 0% (i 2021). Det betyr at de forbeholder seg retten til å stenge kabelen i enkelttimer det første året. Men det er en nedre grense – i timer der de ikke har kapasitetsproblemer internt, vil de gi mer kapasitet til markedet. Det vil også gjelde når garantert minstekapasitet på 70% er nådd i 2025.

Beslutningen om å begrense importkapasiteten er delvis forklart ved at Tyskland av politiske grunner har valgt å ha bare et prisområde i hele landet på tross av at dette strider med hovedprinsippet i EUs markedsmodell. Tyskland har fått unntak fra kravet om å innføre prisområder internt med henvisning til at de skal bygge ned flaskehalsene de neste årene.

Ingen protesterte mot begrensningene i importkapasiteten: Ikke OED, ikke NVE/RME og ikke Statnett.

1.8 Vannkraften som Europas grønne batteri

Fortellingen om norsk energisektor har lenge vært at med den fornybare vannkraften i bunn kan vi bli Europas grønne batteri: bygge ut gode vindkraftressurser og kostnadseffektiv oppgradering/utbygging av vannkraft for eksport og i tillegg bruke reguleringssevnen i vannkraften til å lette innfasing av mer ikke-regulerbar vind- og solkraft på kontinentet.

I dag kan vi konstatere at dette ikke har latt seg gjøre fordi spotmarkedet er blitt et dumpingmarked med konkurranse på svært ulike betingelser, og de systemansvarlige i ulike medlemsland i praksis ikke har betalingsvilje for den norske reguleringssevnen. Årsakene til dette er i hovedsak tre:

- Ansvar for forsyningssikkerhet og den fysiske kontrollen med systemet er nasjonal, og enkeltland ønsker ikke å gjøre den fysiske styringen og kontrollen avhengig av andre land. Tilsvarende er det usikkert om det vil være politisk akseptabelt i Norge at norske aktører inngikk kontrakter med utenlandske aktører om slike leveranser i en anstrengt kraftsituasjon i Norge. Utover såkalte kapasitetsmarkeder – som er designet for å opprettholde egen termisk kapasitet av hensyn til den kortsiktige leveringssikkerheten – er tenkningen at dette må løses nasjonalt og hovedsakelig gjennom reguleringer, subsidier og pålegg.
- Den delen av handelen som skjer over landegrensene er basert på kortsiktig driftsoptimalisering i spotmarkedet. Og fordi ny fornybar kapasitet subsidieres og eksisterende termisk kapasitet blir betalt for å ivareta forsyningssikkerheten, er

spotmarkedet, der norske aktører må dekke inn alle sine kostnader for å skape lønnsomhet i nye investeringer, blitt et dumpingmarked for overskuddskapasitet.

- Siden det er staten som har ansvaret for forsyningssikkerheten, har ikke enkeltaktører insentiver til å inngå kontrakter med norske aktører om å kjøpe forsyningssikkerhet.

I sum innebærer dette at det ikke eksisterer et marked der norsk vannkraft får betalt for fleksibilitet og forsyningssikkerhet til priser i nærheten av alternativkostnaden i utlandet, og at konkurrentene i spotmarkedet i stor grad får dekket sine faste kostnader på andre måter enn gjennom spotprisen.

Spotmarkedet er blitt et dumpingmarked der konkurransen ikke skjer på like vilkår.

1.9 EUs energipolitikk: Prøve og feile på vei mot et utslippsfritt energisystem

Det er ingen i dag som vet hvordan fremtidens bærekraftige kraftsystem kommer til å se ut, eller hvilke teknologier og markedsløsninger som vil vinne frem. Et nesten 100% vind- og solenergibasert system i en moderne industrinasjon som for eksempel Tyskland, har ikke vært prøvd ut tidligere.

Det vi vet, er at

- veien mot null klimautslipp blir veien styrt av klimahensyn som ofte overstyrer markedet,
- det framover kommer til å bli en «prøve og feile»-politikk hvor nasjonalstatenes ansvar for forsyningssikkerhet og egne næringsinteresser vil være førende, og
- spotmarkedet blir mindre viktig for den prisen forbrukerne betaler og de investeringer som gjøres.

For Norge er det å bygge ut ny kraft for eksport (vind eller vannkraft) problematisk fordi vi ikke konkurrerer på like vilkår i andre enden av kablene, det er ikke «level playing field» - likebehandling - mellom teknologier eller aktører i ulike land.

Og fordi EUs klimamål fører til at energisystemet står fremfor en fundamental ombygging med mye prøving og feiling, medfører dette at en eksportstrategi mot Europa skaper dramatisk høyere politisk risiko for norske kommersielle aktører enn vi er vant til. Dette er ikke fordi EU ikke ønsker å handle eller samarbeide med oss, men fordi omstillingen av energisystemet for å nå utslippsmålene i 2050, skaper store utfordringer som heller ikke EU har løsningen på – i dag!

2 VANNKRAFTEN ER PLATTFORMEN FOR Å LAGE EUROPAS BESTE ENERGISYSTEM – I NORGE!

2.1 Norsk kraftsektor vil levere de laveste totalkostnadene til forbrukerne i Europa

Europakommisjonen la i desember 2019 frem EUs grønne vekststrategi – Grønn giv. Strategien innebærer en heving av EUs mål for utslippskutt fra 40 prosent til 55 prosent innen 2030, og netto nullutslipp innen 2050. Dette betyr at i 2030 må andelen utslippsfri kraft i den europeiske kraftproduksjonen økes fra 32% og opp mot 40%.

- Et slikt mål innebærer grunnleggende fysiske endringer i kraftsystemet. Store deler av kraftforbruket må baseres på fornybare energikilder. I tillegg til en storstilt utskifting av produksjonsparken, så skal også store deler av annen fossilt energibruk gjøres utslippsfri. Målene innebærer en storstilt utbygging av havvind og en satsing på hydrogenproduksjon. Ved at store deler av kraftproduksjonen ikke lenger foregår nær forbruket, men i langt større grad vil foregå usentralt og geografisk langt fra forbruket, innebærer det også store investeringer i infrastruktur.
- Omstillingen av energisystemet får også konsekvenser for det norske kraftsystemet. Den norske Klimaloven innebærer at Norge skal legge seg på linje med EUs utslippsmål, noe som innebærer at Norge også har økt 55 prosent utslippskutt innen 2030. Klimaloven sier videre at Norge skal bli et «lavutslippssamfunn» i 2050. Dette innebærer at utslippene skal reduseres med 80-95 prosent.
- Elektrifiseringstiltakene som er foreslått i Klimakur, fører til en betydelig opptrapping av aktivitetsnivået i kraftsektoren. Et stort antall aktører har allerede startet elektrifiseringen, noe som selvsagt fører til en rask økning i kraftforbruket. Etablering av grønt næringsliv vil fremover bidra til en ytterligere økning i etterspørselen.
- Flere nettkunder viser også interesse for å produsere sin egen strøm gjennom desentral solkraft. Samtidig øker kraftproduksjonen ved etablering av nye vindparker og oppgradering av eksisterende vannkraft. Samlet sett vil det også medføre omfattende investeringer i transmisjons- og distribusjonsnett Norge.

Omleggingen av kraftsystemet blir omfattende i Norge, men på langt nær så kostnadskrevende som den omstillingen som skjer i Europa, som i tillegg til å elektrifisere også skal bygge om stasjonær bruk (oppvarming, industri mm) av fossile energi til å bli fornybart.

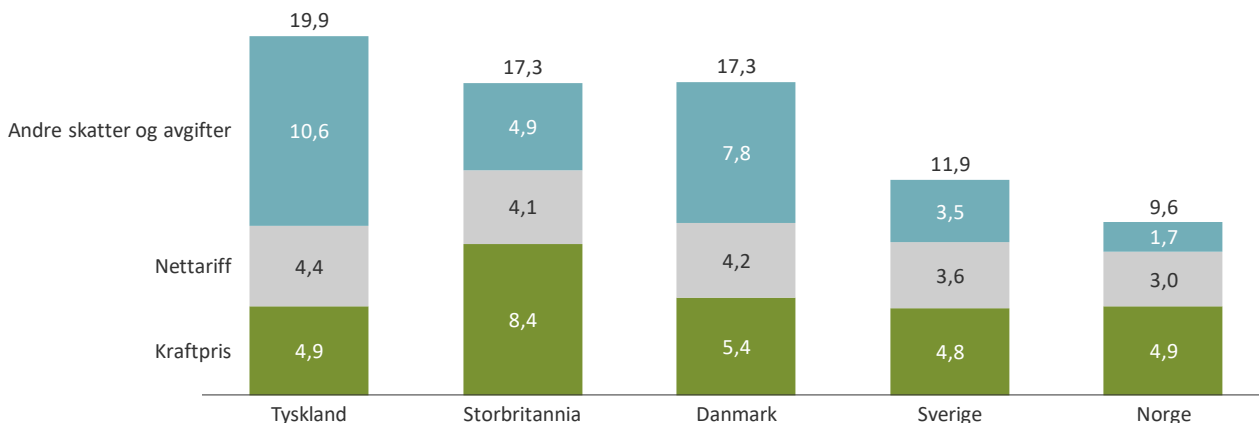
2.2 Vannkraft og sterkt kraftnett – Norges konkurransefortrinn

Det er særlig to forhold som gjør at det norske kraftsystemet gir oss et konkurransemessig forsprang sammenlignet med andre land. Det første er vannkraften og det andre er at vi allerede har et godt og robust utbygget kraftnett som historisk var nødvendig for å ta vannkraften i bruk over hele landet.

- Vannkraften har vært og er ryggraden i det norske kraftsystemet. Vannkraften har en rekke unike egenskaper som gjør det norske kraftsystemet svært konkurransedyktig; den er kostnadseffektiv, tilnærmet utslippsfri og fleksibel. Vannkraftens fleksibilitet bidrar til en høy og stabil forsyningssikkerhet pga magasinene.
- Det norske kraftnettet er godt utbygd og robust over hele landet og til alle forbrukere. Årsaken til at vi har et såpass godt utbygd kraftnett er at det var nødvendig for å ta vannkraften spredd over hele landet i bruk. Og det ga grunnlag for at vi også bruker strøm til oppvarming, noe som også forutsatte sterke distribusjonsnett.

- Det innebærer at vi nå har gode forutsetninger for å ta i bruk elektrisitet på nye områder som for eksempel elektrifisering av transport. Nettet er mange steder sterkt nok til å håndtere at husholdningene kan lade biler hjemme. I de fleste andre land i Europa er ikke det tilfelle.
- Figuren under viser strømkostnadene for norske forbrukere sammenlignet med andre land. Norge har de laveste totalkostnadene til sluttbrukere. Avgiftsnivået er langt høyere utenfor Norge. Mens andre land subsidierer omleggingen av energisektoren gjennom avgifter på strømforbruket, er avgiftene i Norge fiskale; de finansierer velferden.

Figur 4: Store variasjoner i strømprisen for næringsvirksomhet mellom land EUR cent/KWh, 2019



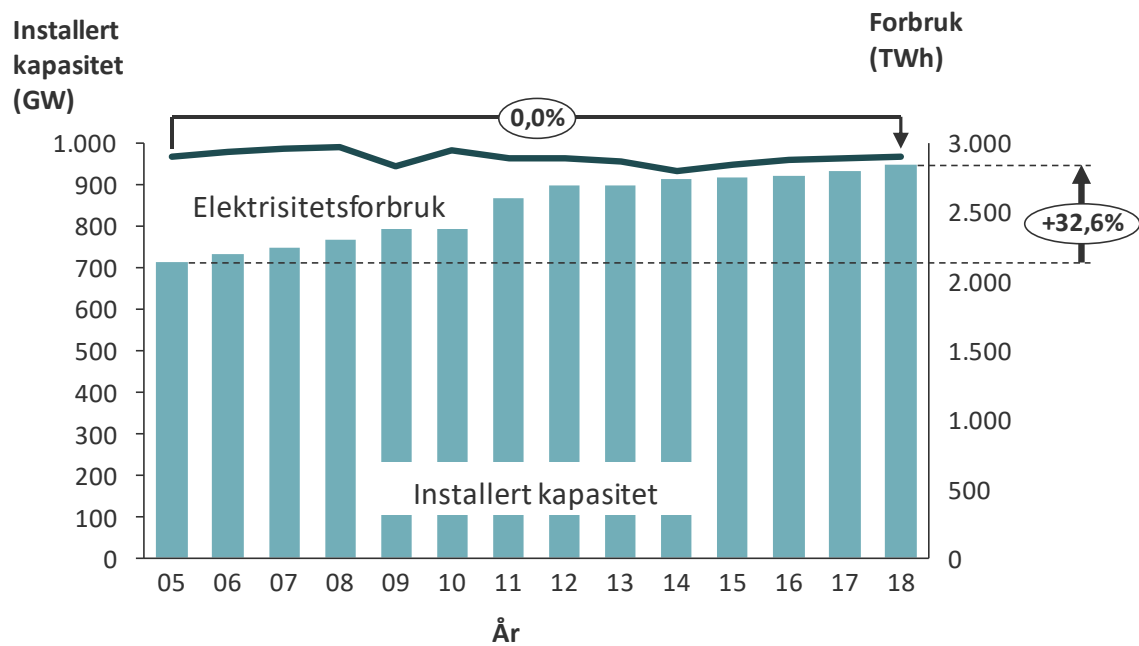
Kilde: Eurostat nrg pc (andre skatter og avgifter er ekskl. mva)

Norge har trolig de laveste nettariiffene og kraftpriskostnadene til sluttbrukere i Europa. I tillegg er avgiftene i hovedsak fiskale, mens skatter og avgifter i Europa i hovedsak finansierer omstillingen av energisystemet.

2.3 Systemkostnadene øker vesentlig fremover i våre naboland

I Europa bygges det opp et stort overskudd av installert kapasitet basert på ny og subsidiert fornybar energi, samtidig som de termiske verkene ikke tas ut samme takt. Som Figur 5 viser, økte installert kapasitet (MW) med 33% fra 2005 til 2018 uten at samlet elforbruk økte i EU. Dette er bare starten.

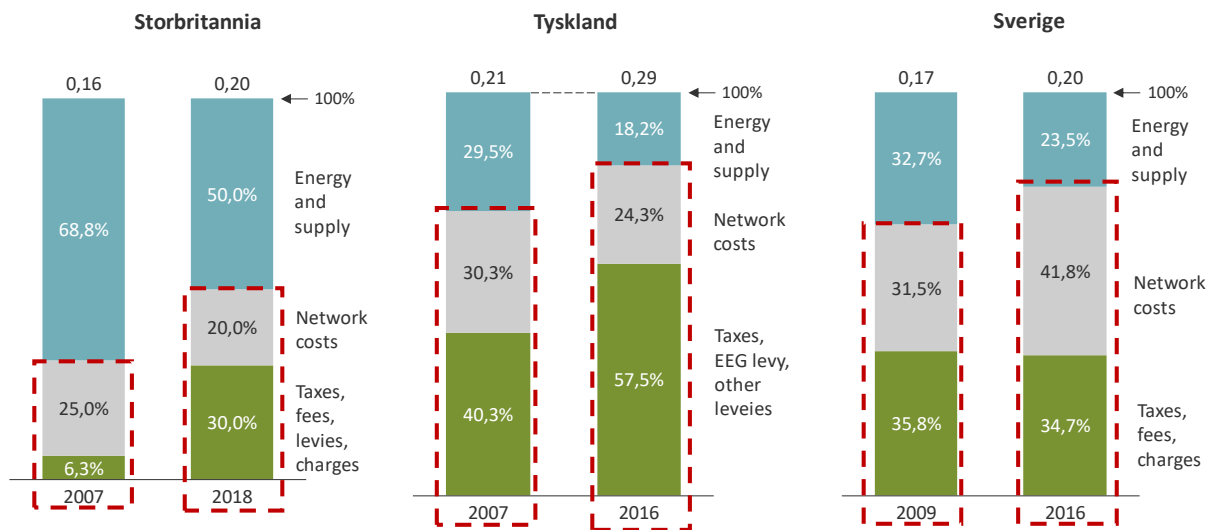
Figur 5 | EU øker installert kapasitet langt sterkere enn elektrisitetsforbruket
(GW, TWh, EU28)



Kilde: EU statistics

- Årsaken til at de termiske verkene ikke tas ut til tross for at brukstiden går ned, er leverings- og forsyningssikkerheten. Andre kilder til fleksibilitet enn konvensjonelle termiske verk for å ivareta forsyningssikkerheten er i dag ikke på plass. For å sikre tilstrekkelig kapasitet har en rekke land innført kapasitetsmarkeder som i praksis subsidierer opprettholdelse av egen termisk kapasitet.
- Omfanget av den uregulerte fornybarkraften betyr at sentralnettselskapene må kjøpe inn stadig mer systemtjenester for å holde systemet i balanse. Systemkostnadene har økt kraftig de senere årene og vil fortsette å øke med økende andel sol- og vindkraft.
- Økte systemkostnader og kostnader for å subsidiere fornybar energi veltes over på forbrukerne i form av økende strømreregning. I strømreregningen utgjør paradoksalt nok prisen for selve kraften en stadig mindre andel som illustrert i Figur 6.

Figur 6: Strømprisen utgjør en stadig mindre andel av regninga

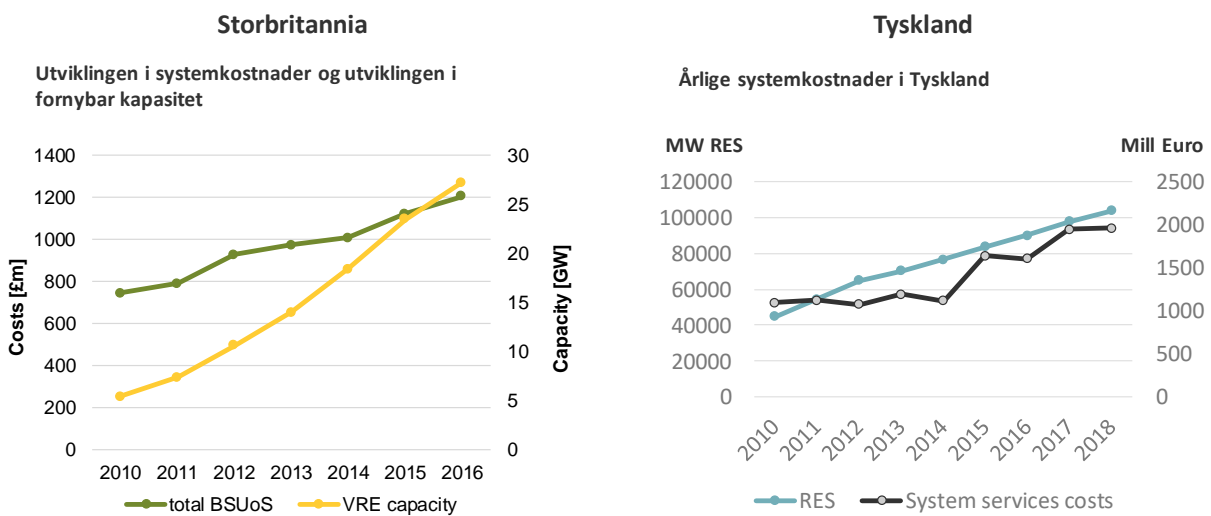


Note: Årlige strømpriser til en husholdning med årlig bruk mellom 2500—5000 kWh (Euro/kWhh)

Kilde: THEMA (2020): REMAP Workingpaper Electricity market developments and key policy changes 2007-2016

- I Storbritannia, Tyskland og Sverige har det vært en omfattende utbygging av ikke-regulerbar fornybar energi de siste årene. Utbyggingen av fornybar kapasitet har medvirket til stadig økende systemkostnader som illustrert i Figur 7.

Figur 7: Systemkostnadene øker med andelen ikke-regulerbar fornybar produksjon



Kilde: THEMA (2020): REMAP Working paper Electricity market developments and key policy changes 2007-2016

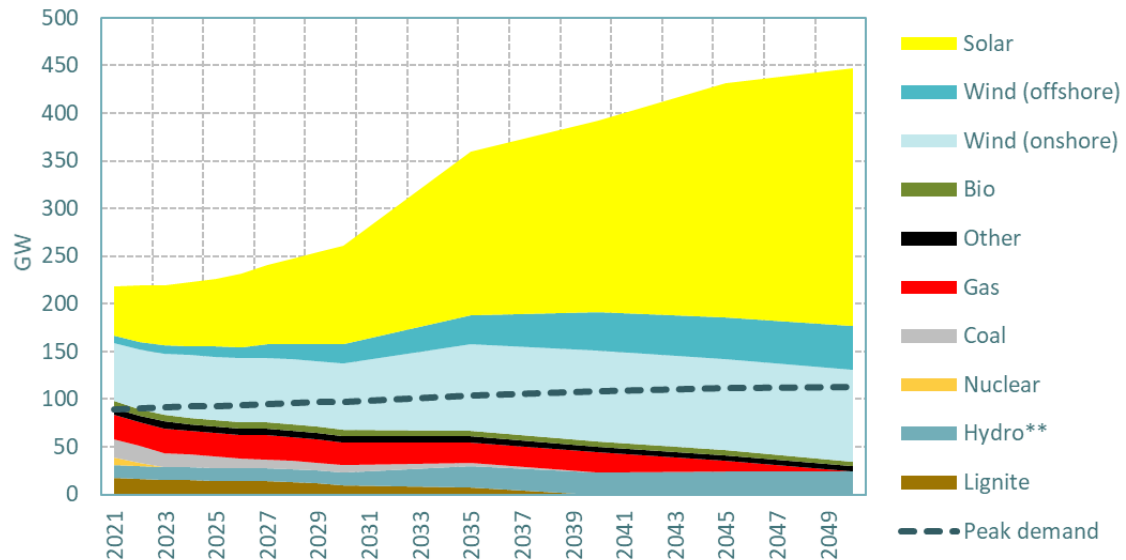
Note: BSUos – Balancing services use of system, VRE – Variable renewable energy, RES – Renewable energy sources

Utbygging av en økende andel ikke-regulerbar energi betyr at behovet for systemtjenester til å holde balansen i systemet stadig øker. I tillegg bruker landene kapasitetsbetaling for å opprettholde termisk kapasitet som kan trykke forsyningssikkerheten. Resultatet er en kraftig oppbygging av installert kapasitet og økte totalkostnader til forbrukerne.

2.4 Gapet mellom total kostnader utvikler seg i norsk favør

Figur 8 nedenfor viser et anslag for hvordan det tyske kraftsystemet må endres for å nå 2050-målene. Installert kapasitet øker kraftig sammenlignet med etterspørselen som følge av at brukstiden er lavere i sol- og vindkraft enn i termiske kraftverk, og ikke minst enn i norsk vannkraft. Mens forbrukstoppen utgjør rundt 40 % av installert kapasitet i 2020, vil den utgjøre knapt 25% i 2050. Det betyr at bare ¼ av fornybarkapasiteten vil være i produksjon under topplast.

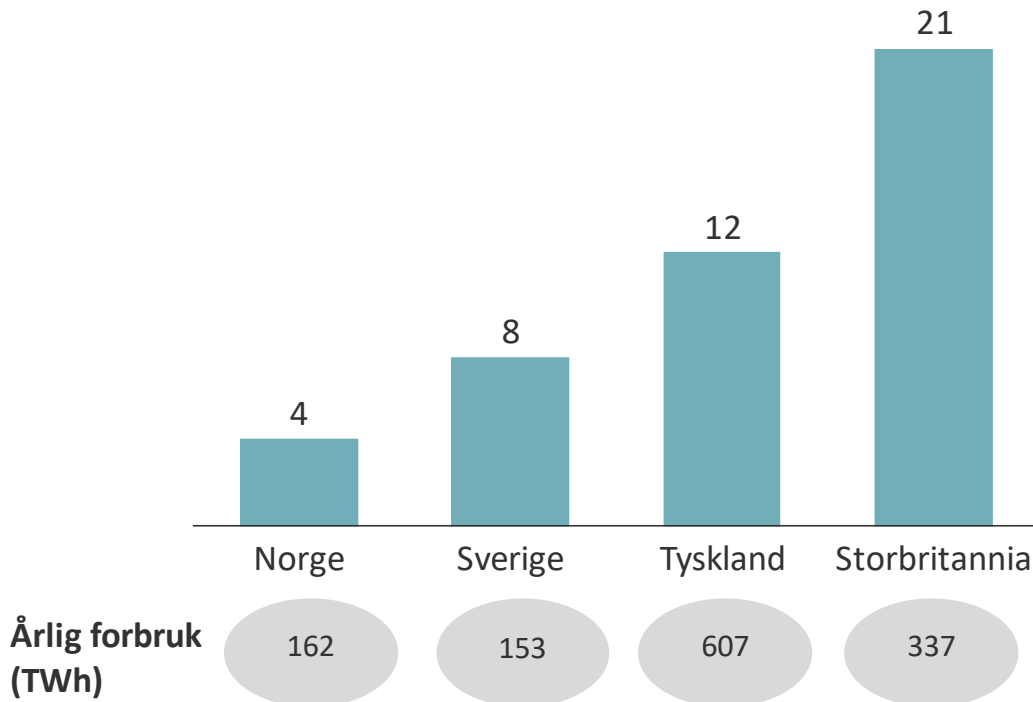
Figur 8: Kraftig økning i installert kapasitet forventet i Tyskland (GW)



Kilde: Thema Consulting Group, Best guess scenario

Norsk kraftsektor må også omstilles, men står på langt nær overfor de samme omstillingskostnadene.

- Vi har gjort et anslag for samlede kostnader i kraftsystemet som kreves for å nå målene for innfasing av fornybar kraftproduksjon i Storbritannia, Tyskland, Sverige og Norge.
- Anslaget er summen av investeringskostnader (kapitalkostnader) for ny sol- og vindkapasitet og batterier, samt nett- og balanseringskostnadene den nye produksjonskapasiteten medfører.
- Utgangspunktet for estimatet er kapasitetsutviklingen i THEMAs Best Guess scenario som forutsetter at EUs klimamål for 2030 nås.
- Kostnadsestimatene for nett- og balanseringskostnader er hentet fra Agora Energiwendes rapport «The Integration Costs of Wind and Solar Power». Rapporten er basert på en gjennomgang av en rekke europeiske studier av kostnadene ved å integrere ny sol- og vindkapasitet. Rapporten gir et anslag på representative gjennomsnittskostnader for nett og balansering ved integrasjon av sol- og vindkapasitet.
- Anslagene er naturligvis usikre og får ikke med seg de samlede systemkostnader. Vi har f.eks. ikke tatt hensyn til at produksjonskostnadene er lavere i et fornybart system. Vi mener likevel anslaget illustrerer den betydelige forskjellen i kostnader ved å integrere store volumer fornybar produksjon i ulike land. Kostnadsøkningen i Norge er halvparten av kostnadsøkningen i Sverige og enda mer markert lavere enn i Tyskland og Storbritannia. Det er fordi vi starter med et fornybart kraftsystem der størstedelen av kostnadene fremover består av reinvesteringer i vann- og vindkraft.

Figur 9: Økte kostnader i systemet mot 2030 (EUR/MWh)

Kilde: THEMA Consulting Group

Norge har alle forutsetninger for å holde prisene til industri og husholdninger langt lavere enn i resten av Europa. Gapet i total kostnader vil øke fremover og styrke norsk konkurranseevne.

2.5 Fullelektrifisering og grønn vekst forutsetter mer fornybar kraft

Vi har Europas mest konkurransedyktige kraftsystem i dag, og mye tyder på at fordelene vil forsterkes i årene som kommer. Skikker vi oss vel, vil konkurransestyrken forbedres og vi kan legge til rette for en fullelektrifisering av samfunnet og bygging av ny grønn industri. Det gir store muligheter for langsiktig verdiskaping samtidig som vi når klimamålene.

- Elektrifisering av transportsektoren, industrien, petroleumssektoren, landbruket og en lang rekke andre næringer medfører økt strømforbruk. Det gjelder eksisterende industrivirksomhet som leverer materialer som aluminium, magnesium og ferroprodukter som både er produsert mer bærekraftig her hjemme enn andre steder, men også har egenskaper (lett vekt, gjenbrukbar) som gjør produktene bærekraftig i bruk. I tillegg planlegges ny kraftintensiv industri, bl.a. batteri- og hydrogenproduksjon og datasentre.
- NVE anslår at vi i 2020 har et overskudd på kraftbalansen i Norge på 19 TWh i et normalår. NVE og Statnett har nylig lagt frem prognoser som synliggjør hva som kan komme av økt forbruk bare frem til 2030 om vi lykkes i den grønne omstillingen (Tabell 1).

Tabell 1: Prognoser for økt energibruk til 2030 (TWh)

| Endring i forbruk 2020 til 2030 | Statnett | NVE |
|--|----------|-----|
| <i>Elektrifisering av norsk sokkel</i> | 10,5 | 6 |
| <i>Industri og datasentre</i> | 16,5 | 8 |
| <i>Næring</i> | 4 | |
| <i>Transport</i> | 7 | 7 |
| <i>Husholdninger/bygninger</i> | -5 | -1 |
| <i>Sum</i> | 33 | 22 |

- For å lykkes med fullelektrifisering og etablering av ny, grønn industri vil vi på tross av et allerede sterkt nett allikevel trenge mer nett på alle nivåer. Elektrifisering av ferger og annen transport, petroleumsindustri på land og offshore, etablering av ny grønn næring og avkarbonisering av eksisterende næring utfordrer nettkapasiteten i mange områder. Særlig aktuell er denne problemstillingen langs kysten fra sør til nord.

Norge har gode forutsetninger for å fullelektrifisere samfunnet raskere og mer kostnadseffektivt enn andre land. Men også i Norge vil det kreve betydelige investeringer å legge til rette for elektrifisering og nye næringer som kan gi langsiktig verdiskaping.

2.6 Stort potensial for ny grønn industri

Muligheten til å ta i bruk stabil kraft fra konkurransedyktig vannkraft la historisk grunnlaget for utbyggingen av den kraftintensive industrien.

- Den internasjonale energi- og klimapolitikken medfører krav til reduserte utslipp i all økonomisk aktivitet, og varer og tjenester med lavt karbonavtrykk vil etterspørres i økende grad. Utslippsfri norsk vannkraft gjør at produkter fra norsk industri allerede har svært lave karbonavtrykk sammenlignet med tilsvarende produkter produsert med fossil kraft.
- Det er særlig tre nye områder som peker seg ut for grønn industrivekst: etablering av datasentre, og batteri- og hydrogenproduksjon.

2.6.1 Datasentre

- Verden trenger å øke datasenterkapasiteten i tråd med den økende digitaliseringen av samfunnet. Å lagre og behandle data er energikrevende prosesser. Datasentre er kraftintensiv virksomhet og står anslagsvis for en prosent av det samlede globale kraftforbruket.²
- Det er betydelige planer om å etablere store datasentre blant annet i Agder, på Jæren og i Telemark. Men det er også en lang rekke mindre datasentre som ønskes etablert spredd over hele landet.

2.6.2 Batterier

- Den globale etterspørselen etter batterier er forventet å vokse fra omtrent 200 GWh i dag til omtrent 2800 GWh i 2030.³ Batteriutviklingen var tidligere drevet av utviklingen i bærbare

² Masanet et al. (2020) - [Recalibrating global data center energy-use estimates](#)

³ NHO Grønne Elektriske verdikjeder (2020)

PC'er og mobiltelefoner, men er nå i langt større grad drevet av elektrifisering av transportsektoren og som back-up i kraftsystemet.

- Produksjon av batterier inkluderer prosessering av råvarer, komponentproduksjon, celleproduksjon, sammensetning, integrasjon og resirkulering. Norge har forutsetninger for å være konkurransedyktig langs flere deler av verdikjeden. Det pekes fra næringslivet særlig på områdene knyttet til prosessering av råvarer, sammensetning og integrasjon og resirkulering og storskala battericelleproduksjon.
- Norges konkurransefordel ved storskala batteriproduksjon er ikke minst knyttet til konkurransedyktige tariffen for strøm. For tiden er flere norske initiativ i gang med å se på mulighetene for storskala batteriproduksjon, bl.a. Freyr, Morrow og et samarbeid mellom Panasonic, Hydro og Equinor.

2.6.3 Hydrogen

- Økt bruk av hydrogen anses av mange som nødvendig for å oppnå klimamålene. Hydrogen kan kutte utslipp i anvendelser der elektrifisering ikke er mulig eller er mindre kostnadseffektiv. Den kan også spille godt sammen med kraftsystemet ved at den kan produseres i overskuddssituasjoner og forbrukes i underskuddssituasjoner. Hydrogen kan dermed hjelpe til med å trygge forsyningssikkerheten i Europa.
- Etablering av vindkraft på land, og ikke minst til havs, gjør at den produserte energien må transporteres mye lenger enn før. Storskala energitransport over lange avstander gjøres enklere og billigere ved å transformere kraften til hydrogen (evt ammoniakk o.l.) tett på der kraften produseres. Denne energiformen er også vesentlige enklere å lagre – noe som er viktig for forsyningssikkerheten – i tillegg til at kraften uansett må omformes til hydrogen eller andre gasser for å kunne avkarbonisere tungtransport, luftfart og en rekke industrisektorer.
- Det har medført at mange land har ambisiøse mål om innføring av hydrogen. Både EU og enkeltland (særlig Tyskland og Nederland) investerer store summer i å effektivisere elektrolyseprosessen. Tyskland annonserte nylig at de skal bruke 9 mrd. EUR til teknologiutvikling, hvorav 2 mrd. EUR til etablering av hydrogenproduksjon utenfor Tyskland.
- I tillegg har stadig flere aktører lansert planer om produksjon og bruk av hydrogen/ammoniakk, deriblant Statkraft, LKAB (Sverige) og Yara.
- Hydrogenteknologi er tilgjengelig i dag, og det pågår et stort arbeid for å effektivisere denne teknologien. En viktig kostnadskomponent er energi, men det er fortsatt vesentlig dyrere å lage grønt enn blått hydrogen. Felles er at spennet og usikkerheten i kostnadsoverslagene er stort.
- Norge har mange sterke punkter i nettet i Sør-Norge. Her kan det lokaliseres storskala hydrogen-/ammoniakkproduksjon uten store ekstrakostnader. Hydrogenproduksjon i Norge (basert på elektrolyse) har konkurransefortrinn sammenliknet med de fleste alternative lokasjoner på kontinentet, både mht energikostnad og brukstid. Det er grunn til å vente vesentlig reduksjon i investeringskostnader og økt energieffektivitet fram mot 2030.

Norsk kraftbransje kan tilby langsiktige kontrakter basert på 100 prosent fornybar energi til konkurransedyktige priser og dermed gjøre Norge til et attraktivt lokaliseringssted for grønn industri.

2.7 Store muligheter for utvikling av teknologi- og nye tjenester nær forbruket

Norge ligger langt fremme innenfor elektrifisering også i global målestokk. Og vårt felles, integrerte nordiske kraftmarked er en god plattform for utvikling og testing av nye løsninger.

- For å holde total kostnadene nede er det viktig å utvikle og ta bruk ny teknologi og verktøy for å optimalisere bruken av infrastrukturen. Gjennom å være et foregangsland i å ta i bruk nye verktøy kan vi i tillegg til å opprettholde et kostnadseffektivt kraftsystem også bidra til å utvikle nye leverandører med internasjonale markedspotensialer.
- Det er særlig innenfor områdene nett- og markedsoptimalisering, samt smart lading av bilparken hvor Norge har muligheter til å hevde seg internasjonalt i et raskt voksende marked.⁴
- Nettooptimalisering handler om integrering av systemer og løsninger som tilgjengeliggjør data fra ulike systemer og sensorer som gir økt datamengde og nye analysemuligheter. Vi har et godt utgangspunkt gjennom nisjeposisjoner innen sensorer fra olje- og gassnæringen, vi har vært tidlig ute med smarte strømmålere og vi er langt fremme i etableringen av 5G kommunikasjonsnettverk. I tillegg satser norsk kraftbransje betydelig ressurser på å digitalisere kraftsystemet. Til sammen gir dette en god basis for å utvikle en leverandørindustri som kan ta markedsandeler internasjonalt.
- Markedsoptimalisering omfatter formidling av langsiktige kommersielle kraftkontrakter, aggregering og forvaltning av produksjon og av fleksibelt forbruk. I tillegg kommer leveranser av systemer og tjenester til disse aktivitetene. Norge har en solid kompetanse innen forvaltning av porteføljer i kraftmarkedet og er tidlig ute innen aggregering av fleksibilitet og etablering av effektive markedsplasser for distribuert fleksibilitet (Eks. Nodes).
- Smart lading av biler omfatter optimalisering og systeminfrastruktur. Optimalisering dreier seg om styringsplattformer for sakte- og hurtiglading i flerbrukeranlegg, inkludert en optimal utnyttelse av kraftsystemet. Systeminfrastruktur dreier seg om styring av større flåter av kjøretøy og ladeutstyr for å optimere energibruk og lading, softwareløsninger til overvåking av ladenettverk og betalingsløsninger. På disse områdene har Norge vært tidlig ute og er posisjonert til å ta internasjonale markedsandeler.

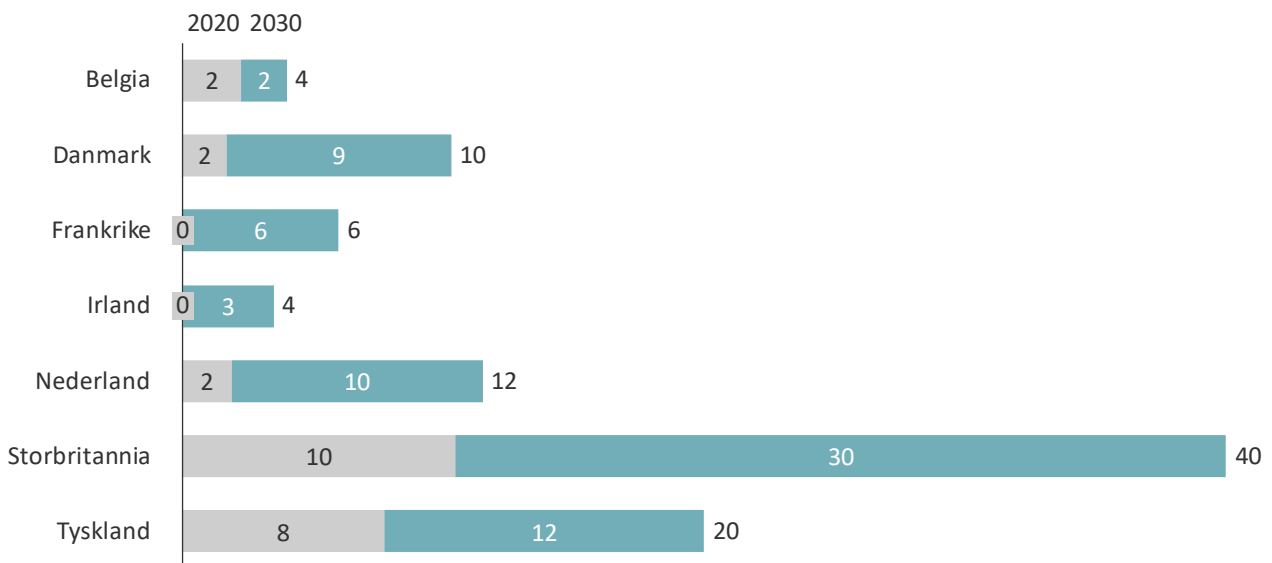
Ved å bygge en leverandørindustri med utgangspunkt i hjemmemarkedet, kan vi både effektivisere kraftsystemet og -forbruket, og samtidig bygge en leverandørindustri med internasjonale konkurranseevne.

2.8 Offshore vind – basis for fremtidens leverandørindustri – og vår nye kilde til økt eksport av energi og energibaserte produkter

Havvind er i dag den mest aktuelle fornybare teknologien til å produsere store mengder fornybar kraft i Europa. Nye konsesjoner til utbyggingen av landbasert vind begrenses av arealbegrensninger og folkelig motstand, og solceller har begrenset potensial.

- I landene rundt Nordsjøbassenget er det bygd 20 GW havvind i de senere årene. Planene for 2030 innebærer en samlet økning til 70–80 GW, slik at totalt installert havvindkapasitet kommer opp i rundt 90–100 GW (samlet for UK, EU og Norge) som vist i Figur 10. EUs mål er å øke havbasert kraftproduksjon til 300 GW i 2050.

⁴ Se NHOs prosjekt: Grønne elektriske verdikjeder

Figur 10: Kraftig økning i installert kapasitet av havvind mot 2030 (GW)

Kilde: Guidehouse, WindEurope, Rystad Energy

- Den bunnfaste havvinden er en mer moden teknologi enn flytende havvind. Kostnadsreduksjonen så langt har vært betydelig. Det er tre hovedårsaker til kostnadsfallet; større havvindparker, større turbiner og skjerpet konkurranse mellom leverandører (auksjoner).
- Norge har mye og relevant kompetanse fra både olje og gass- og maritim industri som er anvendbar i utviklingen av havvind. Norske leverandører har anslagsvis en markedsandel på 3 til 5 prosent⁵, som er oppnådd uten en målrettet satsing.
- Verdikjeden knyttet til havvind omfatter produksjon av komponenter, FEED (front end engineering design), EPCI (engineering, procurement, construction and installation), maritime tjenester i forbindelse med gjennomføring og drift, vedlikehold, design og bygging av offhore fartøy mm.
- Det er særlig innenfor flytende havvind hvor norsk leverandører et godt posisjonert. Den internasjonale konkurransen innenfor bunnfast havvind er sterkere.
- Norge kan konkurrere internasjonalt i deler av verdikjeden der det er krav til høy ingeniørkompetanse og risikostyring. Næringslivet peker særlig på produksjon av kabler, design og konstruksjon av installasjons- og driftsfartøy, digitale tjenester til drift og vedlikehold og EPCI-tjenester.
- EUs langsiktige ambisjoner om å bygge inntil 300 GW offshore vind vil starte på medlemslandenes egne kontinentalsokler, men over tid blir det behov for å bevege seg lenger ut i havet. Norsk sokkel med sine gode vindressurser og nærhet til Europa er neste steg.
- I Norge er det naturlig å starte med bunnfaste og/eller flytende vindparker for eksport i sør der havdybden er på 50-70 m og ligger i skjæringspunktet mellom å være for dypt til bunnfast vind og for grunt til å bruke eksisterende teknologi for flytende vind. Lenger nord, på Utsira med havdyp rundt 250 m, er flytende vind det eneste alternativ, og her kan produksjonen

⁵ NHO: Grønne elektriske verdikjeder

brukes til å elektrifisere olje og gassvirksomheten i dette området. Over tid vil systemene bygges sammen med kabler nord-sør for å binde sammen olje- og gassfelt, og over tid kabler til Norge, kontinentet og UK.

Det er en naturlig ambisjon å utvikle en sterk leverandørindustri mot flytende vind, og et hjemmemarked ved å elektrifisere av olje- og gassfeltene. På sikt kan offshore vind bli en betydelig industri med langsiktig verdiskaping for Norge som delvis kompensere for bortfallet av olje- og gasseksporten, og som er grunnlaget for en permanent leverandørindustri som driver og fornyer vindparkene.

2.9 Import og oppgradering av overskuddskraft

Med overskuddskapasiteten som bygges opp i Europa og lagringskapasiteten i norske vannmagasiner, har vi mulighet til å øke verdiskapingen basert på foredling av kraft både gjennom vekst i lønnsom kraftintensiv industri og gjennom import av billig overskuddskraft. Mens overskuddsproduksjon i Europa ellers må lagres i dyre lagringsmedium, som batterier eller hydrogen, eller spilles, kan vi bruke den til norsk verdiskaping.

- Her er tanken den samme som i visjonen «Norge som grønt batteri for Europa», bare at dette skjer i Norge. Vi importerer den uregulerbare overskuddskraften fra den store mengden fornybare MW som i perioder ikke kan brukes lokalt i Nordsjøen og i EU/UK, og oppgraderer kvaliteten på denne kraften ved å regulere ned vannkraften i samme perioder.
- Til forskjell fra grønt batteri, gir dette grunnlag for verdiskaping og elektrifisering i Norge.
- Medlemslandene i EU bygger ut nasjonale kraftsystemer og dimensjonerer dem for å sikre at deres eget system er robust. Det medfører, som forklart over, at det bygges betydelig mer MW enn det som tilsvarer forbruket når det blåser mye/er mye sol.
- Ved å importere denne kraften kan vi utnytte og få betalt for tidligere tiders bygging av magasiner og turbiner fullt ut. Oppgradering av ikke-regulerbar (eller tilfeldig) kraft til leveranser 8760 timer til ny industri og alminnelig forsyning, kan skape store verdier med marginale investeringer.
- Verdiene som skapes ved vannkraftens samspill med ikke-regulerbar fornybar energi på kontinentet får vi ikke betalt (alternativkostnaden) for ved ren energiutveksling slik markedene nå er organisert. I et Europa der alle land har overskudd på MW i perioder og ønsker å eksportere energi, er det lite meningsfylt for Norge å subsidiere ny vind- og vannkraft for eksport til dette «dumpingmarkedet».
- Men flytter vi lasten i systemet slik at Norge på sikt blir netto importør i energitermer, fortsatt basert på energiutveksling, kan verdiene fra vannkraftsystemet skapes og beholdes i Norge.

Ved å bruke vannkraftens store fleksibilitet som «grønt batteri» mot det norske markedet, kan det skapes store verdier ved fortsatt energiutveksling på kablene og samtidig bygge grønn industri og elektrifisere for å nå klimamålene.

3 HVA MÅ TIL – POLITIKKEN ER VIKTIGERE ENN NOEN GANG

3.1 Politikken må angi retningen

Norsk energipolitikk har siden 1991 i store trekk vært innrettet mot å drifte energisystemet på en effektiv og markedsbasert måte. Vårt forhold til EU har de senere år medvirket til at vi innførte grønne sertifikater for å stimulere utbygging av landbasert vindkraft. Det var starten på vekst i fornybar energiproduksjon.

Skal vi lykkes med å bygge Europas mest robuste fornybare energisystem som understøtter grønn industrivekst og elektrifisering, må vi trappe opp ambisjonene: Vi må skape politisk forståelse og støtte til vekst av mer ny energiproduksjon på kommersielt grunnlag og nødvendig utbygging av infrastrukturen, samtidig som vi legger til rette for etablering av ny grønn, kraftintensiv industri.

Viktige elementer er å videreutvikle rammebetingelsene for kraftsektoren, inkludert fokus på systemkostnader og å legge til rette for å øke kraftproduksjonen vesentlig. Videre er det viktig å utvikle rammebetingelsene for å bygge grønn industri, fullelektrifisere og legge forholdene til rette for bygging, drift og forvaltning av vindkraft til havs.

3.2 Rammebetingelser for vekst og investeringer

Norge må sette seg mål om å bli et attraktivt land for å investere i langsiktig grønn verdiskaping – både i energi- og industriektoren. Det norske virkemiddelapparatet - Innovasjon Norge, Enova, Siva, Forskningsrådet - må styrke sine roller som partnere i industriutviklingen. Myndighetene, fra departement via direktorater og ned til kommunalt nivå, må videreutvikles som løsningsorienterte medspillere.

3.2.1 Energisektoren

Fokus på systemkostnader

- En økning av energiforbruket vil kreve en fortsatt oppgradering av overføringsnett – både på høyspent og lavere spenningsnivå. Men vi må planlegge for vekst for å få lavest mulig nett- og systemkostnader.
- For å holde systemkostnadene nede er det viktig at både ny kraftproduksjon og større utbygging av eksisterende og ny industri lokaliseres med minst mulig nettutbygging. Det blir viktig å utvikle rammevilkår for infrastruktur og regulering av vindkraft til havs, som tar hensyn til nettet på land for å holde de totale systemkostnadene nede og samtidig legger til rette for utbygging av havvind.
- Investorer i ny grønn industri må lett få tilgang til informasjon om nettforhold og ha incentiver til å lokalisere industrien der nettet gjør det mulig, og der det finnes regulerte eller regulerbare tomter.

Langsiktig plan for å legge til rette for å øke kraftproduksjonen til 180-200 TWh

- Det må legges til rette for videre oppgradering og utbygging av vannkraft og landbasert vindkraft på kommersielt grunnlag i tillegg til satsing på havvind.
- Godkjennelsesprosessene for kraftutbygging må gjøres mer effektive, gi kortere behandlingstid og det må tilrettelegges for hurtigbehandling av enkle oppgraderinger og mindre prosjekter.
- Skattesystemet må vurderes i lys av det nye behovet. Mange effektiviseringstiltak i eksisterende kraftverk kan ved en omlegging av skattesystemet bli lønnsomme.

3.2.2 Bygge grønn industri

Norge har alle muligheter til å bli et attraktivt sted å lokalisere langsiktige og kapitalintensive investeringer i ny grønn industri. Vi kan ikke alltid ha de beste rammebetingelsene på alle områder, men vi kan samlet sett være godt i tet. Vår posisjon på kraftleveranser gir oss et varig forsprang, men vi må passe på at det ikke spises opp av andre forhold.

- Norske kraftprodusenter tilbyr allerede i dag langsiktige kraftkontrakter til fornybar industri som er konkurransedyktige i europeisk sammenheng.
- Alle kraftmarkedsanalyser vi har vurdert tilsier at den fysiske spotprisen vil være gjennomgående lavere i Norge enn i resten av Europa. Dette danner grunnlaget for at prisene i langsiktige kraftkontrakter fortsatt vil ligge lavere enn hos våre konkurrenter. I tillegg vil også omstillingskostnadene (nett- og systemkostnader ved fornybaromleggingen) være vesentlig lavere i Norge.
- Hydrogen kan erstatte naturgass og fossil energi i tungtransport og mange industriprosesser (kunstgjødsel, stål osv). Tilgang til hydrogen blir derfor viktig for å utvikle og avkarbonisere eksisterende industri og for å etablere ny industri basert på fornybar hydrogen.
- Hydrogenproduksjon er meget kraftkrevende, og gjennom konkurransedyktige kostnader til energi vil Norge være meget velegnet for hydrogenproduksjon (elektrolyse). Dette kan gjøres både for eksport og for nye norske verdikjeder der hydrogen inngår.
- Hydrogenproduksjon ute i Nordsjøen basert på havvind kan også være en mulighet for norsk industri, både med tanke på produksjon av hydrogen og bruk av denne på land i Norge
- One stop shop – Invest in Norway – må rustes opp og følge investorer gjennom virkemiddelapparatet.
- Hele virkemiddelapparatet – Innovasjon Norge, Enova, Siva, Forskningsrådet, Katapult sentrene – må rigges for vekst og utvikle arbeidsmåter tilpasset etablering av ny storskala grønn industri.
- Det må bli enkelt å få informasjon om hvor ny industri kan og bør lokaliseres i nettet.
- Det må legges til rette med regulerte tomtearealer, og prosedyrene ved regulering av nye industriarealer må strømlinjeformes for å redusere ledetiden.
- Der det er mulig må det også legges til rette for et hjemmemarked – ikke minst hydrogen og havvind.

3.2.3 Elektrifisere – Norge kan over et par tiår elektrifisere personbilmarkedet og oppvarmingsmarkedet

Manglende nettkapasitet kan være til hinder for ønsket elektrifisering og næringsutvikling. Det tar lang tid å få på plass store nettanlegg og investeringskostnadene er betydelige. For å nå klimamålene gjennom elektrifisering bør det utvikles en elektrifiseringsstrategi for å sikre nok nett i tide og til lavest mulig kostnad.

- Overgangen til et elektrisk veitransportsystem krever ladestasjoner. Ferges og kystgående skipstrafikk må over på elektrisk drift eller hydrogen. Dette krever også

ladestasjoner eller elektrolysører, understøttet av nettkapasitet, som i mange tilfeller må utvides og oppgraderes.

- Behandlingstid for byggegodkjennelser vil være avgjørende for hastigheten i nettutbygging, og dermed for elektrifiseringen.
- Bruken av all energi kan effektiviseres ved å legge til rette for utvikling av ny teknologi for å styre energibruken bak forbrukernes målere.
- Det er et betydelig markedspotensial knyttet til å utvikle produkter og tjenester som kan benyttes i fullelektrifiseringen.
- Hele virkemiddelapparatet må rigges for å utvikle og bygge en internasjonalt konkurransedyktig leverandørindustri med utgangspunkt i hjemmemarkedet. Det krever målrettet FOUoI innsats, og vilje og insentiver for aktørene til å prøve ut nye løsninger og forretningsmodeller og en eksportstrategi.

3.2.4 En industri for bygging, drift og forvaltning av vindkraft til havs

Norge har i dag en verdensledende industri for komplekse installasjoner for olje- og gassindustrien til havs. Det politiske virkemidlene må innrettes på en slik måte at denne industrien raskest mulig tilpasses det voksende havvindmarkedet i Nordsjøen, Asia og i andre deler av verden.

- Styrke satsingen på teknologiutvikling mot offshore vind, ikke minst Katapultsentrene for uttesting og nettverksbygging rundt ny teknologi (Sustainable energy Norwegian Katapult Centre og Ocean Innovation Norwegian Katapult Centre)
- Utvikle plan for elektrifisering av olje- og gassvirksomheten inkludert nord-sør skinne for å binde sammen plattformene i et DC-nett.
- Utvikle en eksportstrategi for hele leverandørkjeden bak offshore vind

* * * * *

Vi har grunnlag for å videreutvikle Europas mest bærekraftige kraftsystem til en varig konkurransefordel for Norge og derfor bygge lønnsom grønn industri og fullelektrifisere landet.

EU skal bygge et helt nytt kraftsystem basert på ikke-regulerbar og fornybar kraftproduksjon. Det innebærer omfattende systemkostnader for å opprettholde forsyningssikkerheten. Disse utfordringene har vi ikke i det norske kraftsystemet. Vårt vannkraftbaserte system med sesongmagasiner og turbiner med overskuddseffekt har allerede løst store deler av de utfordringene kontinentet står foran.

Skal vi lykkes i å utnytte mulighetene, må vi skape rammebetingelser for vekst i grønn industri. Det forutsetter at vi rigger kraftsystemet for vekst og fortsatt lave systemkostnader.