



INNSPILL TIL ENERGIMELDINGEN:

Kraftutveksling med Europa mot 2050

13. august 2014

Innhold

Om prosjektet	2
Sekretariat og faggruppen.....	3
Fremgangsmåte og prosess.....	4
Sammendrag.....	5
1 Markedsutviklingen	7
1.1 Innledning	7
1.2 Markedsutviklingen i EU frem mot 2050	7
1.3 EUs behov for lagring, fleksibilitet og back-up	7
2 Verdiskapingspotensialet.....	8
2.1 Verdiskaping knyttet til handel på kablene.....	8
2.1.1 Verdiskaping gjennom kraftutveksling.....	9
2.1.2 Verdiskaping basert på ulike tidsprodukter	9
2.1.3 Hvem ser verdiskaping på kabelen?.....	10
2.1.4 Verdiskaping basert på vannkraftens egenskaper	11
2.1.5 Tilgang til kapasitet på kabelen er viktig for økt verdiskaping	12
2.1.6 Betydningen av fordeling mellom lokale/nasjonale aktører for verdiskapingen	13
2.2 Økt verdiskaping i kraftkrevende industri	13
2.3 Verdiskaping knyttet til utbygging av fornybar kraft for eksport	14
3 Norges handlingsrom.....	14
3.1 Kraftutveksling/kabler.....	15
3.2 Forbruk	15
3.3 Produksjon	16
3.4 Internasjonale rammebetingelser	16
3.5 Nasjonale rammebetingelser	17
4 Interessentanalyse	18
4.1 Vertskommuner	18
4.2 Kraftprodusenter.....	19
4.3 Industribedrifter	20
4.4 Miljøvernorganisasjoner.....	21
4.5 Kundene på andre siden av kabelen	21
5 Konkrete anbefalinger og nødvendige rammebetingelser	22
5.1 Hovedanbefalinger til norske myndigheter	22
5.2 Generelle anbefalinger	24

Om prosjektet

Gjennom Regionplan Agder 2020 har et samlet Agder stilt seg bak vurderingen om at økt satsning på kraftutveksling med resten av Europa både kan være klimavennlig og skape muligheter for ny nasjonal og regional verdiskaping (Norge som grønt batteri). Dette samsvarer med regjeringsplattformen (Sundvollen-erklæringen) der det heter at; «Omleggingen av energiforsyningen i Europa gir store muligheter for verdiskaping i Norge basert på våre energiresurser. Vi må utnytte mulighetene dette gir oss, både når det gjelder eksport av energi og produkter fra norsk industri»¹. Det er med andre ord bred regional og nasjonal enighet om at en skal utnytte de verdiskapingsmulighetene som økt kraftutveksling kan gi.

For å hente ut det fulle verdiskapingspotensialet som ligger i kraftutveksling er det imidlertid behov for en aktiv politikk og avstemte rammevilkår. På bakgrunn av dette har den politiske samordningsgruppa (PSG) for Regionplan Agder 2020 gitt et mandat til å utarbeide et innspill til regjeringens kommende energimelding med konkrete anbefalinger til norske myndigheter om hvordan en skal sikre ny verdiskaping basert på kraftutveksling frem mot 2050. Selv om prosjektet har et langsiktig perspektiv skal anbefalingene først og fremst fokusere på konkrete handlinger på kort sikt.

Samtidig som dette prosjektet hovedsakelig ser på muligheter for ny regional og nasjonal verdiskaping, har klimaaspektet også stått sentralt. I den norske debatten har det lenge vært diskutert hvilken effekt kraftutveksling faktisk har på nasjonale og globale klimautslipp, innenfor rammene av et europeisk kvoteregime. Samtidig synes det ikke å være noen motsetning mellom verdiskaping og klima når det gjelder kraftutveksling. Tvert imot legges det til grunn for anbefalingene at den viktigste driveren for en grønn omstilling i EU er en offensiv klimapolitikk basert på «forurensere betaler prinsippet», noe som vil øke verdiskapingspotensialet for norske fornybare ressurser. Økt kraftutveksling kan derfor bygge opp under regjeringens egen klimamålsetting om at; «en ambisiøs politikk nasjonalt må bidra til å redusere utslippene globalt»²

De siste årene er det skrevet en rekke rapporter og analyser om kraftutveksling mellom Norge og EU. Analysen som ligger til grunn for anbefalingene i dette innspillet (se appendix) baserer seg derfor i stor grad på eksisterende underlag, men også en del egne vurderinger.

¹ Sundvollen erklæringen Kap 14 Olje og energi

² Sundvollen erklæringen Kap 13 Miljø og klima

Mandat

Den politiske samordningsgruppa (PSG) har gitt følgende mandat:

1. Det skal utarbeides et innspill til regjeringens kommende energimelding med konkrete anbefalinger til norske myndigheter til hvordan en skal sikre ny verdiskaping basert på kraftutveksling frem mot 2050
2. Anbefalingene skal se energiforsyning, klimautfordringen og næringspolitikk i sammenheng
3. Innspillet skal ta som utgangspunkt at Europa når målene slik de er beskrevet i EUs Energy- og Carbon Roadmap 2050, der tilnærmet all kraftproduksjon kommer fra fornybare eller lavutslippskilder
4. Innspillet skal vurdere Norges handlingsalternativer og hvordan Norge kan posisjonere seg for nasjonal verdiskaping basert på økt kraftutveksling med Europa
5. Innspillet skal vurdere hvilke rammebetingelser/virkemidler som må være på plass for å få mest mulig verdiskaping i Norge, samtidig som behovet for god naturforvaltning blir ivarettatt
6. Innspillet skal få frem hvordan viktige interessenter som kommuner, kraftprodusenter, industri, miljøvernorganisasjoner etc. ser på kraftutveksling
7. En bredt sammensatt faggruppe vil gi innspill til arbeidet
8. ADAPT Consulting er ansvarlig for å skrive innspillet og står faglig ansvarlig for analysen som ligger til grunn for anbefalingene
9. Innspillet skal presenteres under Arendalsuka 2014
10. Det vises for øvrig til anbudsforespørsel fra PSG

Sekretariat og faggruppen

Fylkeskommunene i Agder (prosjekteier) har gjennom en anbudsprosess engasjert ADAPT Consulting til å skrive innspillet til energimeldingen og analysen som ligger til grunn for anbefalingene (se appendix). ADAPT har også fungert som sekretariat for prosjektet. Fra ADAPT har Jørgen Festervoll (prosjektleder), Andreas Aamodt og Arne Festervoll vært involvert. Trond Kristiansen fra Vest-Agder Fylkeskommune har fulgt opp og ledet prosjektet på vegne av Fylkeskommunene.

Fylkeskommunene har også etablert en bredt sammensatt faggruppe. En viktig del av prosjektet har vært involveringen av denne faggruppen som er sammensatt av aktører fra viktige nasjonale interessenter. Faggruppens innspill har gjort det mulig å komme frem til anbefalinger som ser energiforsyning, klima og næringspolitikk i sammenheng. Gjennom møter og diskusjoner har interessentenes ulike synspunkter og vurderinger kommet frem, og en har sett at det er mulig å utforme innspill som kan få bred støtte. Det understrekes likevel at faggruppen ikke står ansvarlig for innholdet. I faggruppen har følgende eksperter deltatt:

- Øyvind Stakkeland – Agder Energi
- Gaute Tjørhom – Sira Kvina
- Atle Harby – Sintef/Cedren
- Alexander Arnesen – Elkem
- Siri Hall Arnøy – Zero
- Oddmund Ljosland – Åseral Kommune
- Jørgen Tjørhom - Listerrådet

Fylkeskommunene og ADAPT ønsker å rette en stor takk til faggruppen som har kommet med en rekke verdifulle innspill og synspunkter.

Fremgangsmåte og prosess

Arbeidet med å komme frem til de konkrete anbefalingene har vært en lang prosess. Utgangspunktet har vært en analyse av den antatte markedsutviklingen i EU frem mot 2050, og hvilke behov denne utviklingen skaper. Videre har en sett på de ulike alternativene EU har for å dekke disse behovene. En har også vurdert hvilke verdiskapingsmuligheter kraftutveksling åpner for, og hvilket handlingsrom Norge har for å utnytte disse mulighetene. I tillegg har en søkt å gi en overordnet oppsummering av de ulike interessentenes synspunkter på kraftutveksling. Arbeidsprosessen er vist i Figur 1 under.

Figur 1: Arbeidsprosess



Sammendrag

Hovedfunnene fra analysearbeidet som anbefalingene i dette innspillet bygger på er listet opp under:

Hva skjer? - Markedsutviklingen

- EU går mot et tilnærmet karbonnøytralt kraftsystem i 2050
- Økt variabel fornybar kraftproduksjon i EU vil utløse behov for:
 - Lagring/økt forbruk ved overskudd av kraft i perioder med mye vind/sol
 - Fleksibilitet - rask opp-/nedregulering ved hurtige endringer i sol/vindproduksjonen (herunder systemtjenester)
 - Back-up når solen ikke skinner og vinden ikke blåser
- Etterspørselen etter disse produktene vil trolig være større enn det Norge kan tenkes å tilby frem mot 2050
- Norges kraftsystem er godt rustet til å dekke EUs behov (se gjennomgang i appendixet)

Norges/ EUs handlingsrom

- EU kan velge mellom en rekke alternative løsninger for å dekke behovet for lagring/fleksibilitet/back-up. EUs handlingsrom må derfor ansees som betydelig, i alle fall på sikt (se gjennomgang i appendixet). Norge og norsk vannkraft er kun én av løsningene for EU. Norske myndigheter og aktører må derfor jobbe aktivt med å selge og posisjonere norske ressurser i forhold til EU
- Norges ressursgrunnlag gir Norge store muligheter for ny verdiskaping. Samtidig styres handlingsrommet i stor grad av internasjonale rammebetingelser og EUs energi- og klimapolitikk. En aktiv politikk mot EU er derfor nødvendig
- Det er blitt identifisert en rekke tiltak norske myndigheter kan iverksette innenfor følgende tre handlingsområder:
 - Kraftutveksling
 - Forbruk
 - Produksjon
- Gode nasjonale rammebetingelser er en forutsetning for å lykkes med ny verdiskaping

Interessentene

- Kommunene, som er vertskap for utbygginger i tilknytning til økt kraftutveksling (herunder pumpekraft etc.) er opptatt av å få ta del i den økte verdiskapingen
- For vertskommunene er det også viktig å avveie lokale naturinngrep opp mot globale klimautslipp. For kommunene er det et mål å få mest mulig verdiskaping og klimareduksjoner for minst mulig naturinngrep
- Kraftkrevende industri er opptatt av at kostnadsveksten som følger av nasjonal nettutbygging ved økt utvekslingskapasitet og fornybarutbygging ikke ødelegger konkurranseevnen til industrien

- Kraftprodusentene er på sin side opptatt av å få full tilgang til markedene i EU. Økt kraftutvekslingskapasitet er en forutsetning for dette.

Verdiskapingsmulighetene

- Utbygging av fornybar kraft i Norge for eksport, subsidiert av norske strømforbrukere bidrar i liten grad til samlet norsk verdiskaping
- Betalingsviljen for energi (kWh) i EU er og vil trolig bli redusert i årene som kommer. Det betyr at verdiskapingen basert på norske fornybare ressurser i større grad må komme gjennom innenlandsk forbruk og ikke netto-eksport
- Ny kraftkrevende industri i Norge vil kunne være en viktig videreforedler av norske fornybare ressurser og samtidig øke muligheten for import av billig kraft om sommeren.
- Bortfall av industri vil kunne påføre det norske kraftsystemet store ekstrakostnader og gi redusert verdiskaping. Det er derfor viktig å ivareta den industrien som allerede eksisterer
- Norsk vannkraft har fire egenskaper som potensielt kan selges (se kapittel 2):
 - Energi (kWh)
 - Effekt (kW)
 - Evne; rask opp/ned regulering og start/stopp
 - Type, fornybar grønn energi
- Mer variabel fornybar kraft vil kreve mer fleksibilitet i kraftsystemet. Mye tyder derfor på at det ligger mer verdi i å selge norsk vannkrafts fleksible evner enn utelukkende å basere verdiskapingen på eksport/import av energi i day-ahead markedet
- For å sikre størst mulig verdiskaping på kabelen, er det viktig at det tidsproduktet (termin, day-ahead, intra-day eller balansetjenester) som har høyest betalingsvilje får tilgang på kapasiteten

Basert på disse observasjonene og vurderingene har en kommet frem til følgende tre konkrete hovedanbefalinger som kan bidra til ny verdiskaping basert på kraftutveksling:

1. Norge må aktivt selge og posisjonere norske ressurser i forhold til EU
2. Norske fornybare ressurser må i større grad brukes i Norge
3. Eksisterende, regulerbare ressurser må videreutvikles først

I tillegg gis følgende seks generelle anbefalinger:

1. Samfunnsøkonomisk lønnsomme utenlandskabler må bygges ut
2. Det må tilrettelegges for nye handelsløsninger over kablene
3. Norge bør vektlegge balanse mellom produksjon, forbruk og kraftutveksling
4. Norge må jobbe for en offensiv klimapolitikk der forurenser betaler
5. Norges energi- og klimamål bør tallfestes, og det bør etableres milepæler og kontrollstasjoner
6. Vertskommuner må få ta del i verdiskapingen og utbyggingen av lokale ressurser

1 Markedsutviklingen

1.1 Innledning

Anbefalingene som er kommet frem i dette prosjektet baserer seg blant annet på en analyse av markedsutviklingen i EU frem mot 2050. Videre har en sett på de behovene som oppstår som følge av denne utviklingen og hvilke alternative løsninger EU har for å dekke disse behovene. Det er også gitt en kort beskrivelse av det norske kraftsystemet og hvordan dette passer inn i en europeisk sammenheng. Analysen er samlet i et eget appendix. I dette kapittelet gis et utdrag fra deler av denne analysen.

1.2 Markedsutviklingen i EU frem mot 2050

I henhold til prosjektmandatet er det lagt til grunn at EU vil gå mot en karbonnøytral kraftsektor i 2050, slik det er beskrevet i EUs Energy- og Carbon Roadmap 2050. En karbonnøytral europeisk kraftsektor kan oppnås gjennom en rekke ulike kombinasjoner av fornybar kraft, lagring, kjernekraft, fossile anlegg med CCS, etc, i tillegg til mer effektiv energibruk. Det er ikke likegyldig for Norge, EU og kraftselskapene hvilket av disse scenariene som faktisk blir realisert. Konsekvensene for markedsdesign, økonomien for eksisterende anlegg, fremtiden for kjernekraften og behovet for CCS vil alle bli sterkt påvirket av hvilket scenario som slår til. Den fremtidige energimiksen i EU vil også påvirke det norske/nordiske kraftmarkedet, enten det bygges flere kabler eller ikke. For verdiskaping basert på økt kraftutveksling med EU er det imidlertid to faktorer som er spesielt viktige:

1. At det blir bygget store mengder ny variabel og fornybar produksjon med tilhørende behov for lagring/fleksibilitet/back-up i EU. Denne utviklingen synes å være robust ved at den inngår i alle scenariene som dette prosjektet legger til grunn for anbefalingene.
2. At det blir ført en offensiv klimapolitikk basert på «forurensen betaler prinsippet»³, som igjen vil gi høyere karbonpriser og dermed øke verdien av norske fornybare ressurser.

1.3 EUs behov for lagring, fleksibilitet og back-up

EUs overgang til et mer fornybart kraftsystem innebærer at EU vil ha behov for:

- Lagring/økt forbruk ved overskudd av kraft i perioder med mye vind/sol
- Fleksibilitet - rask opp-/nedregulering ved hurtige endringer i sol/vindproduksjonen (herunder systemtjenester)

³ På kort sikt fordrer dette en innstramming av EUs kvotehandelssystem. De negative effektene en slik innstramming vil kunne få for industrien (karbonlekkasje) kan kompenseres gjennom andre ordninger (slik som dagens CO₂-kompensasjonsordning).

- Back-up når solen ikke skinner og vinden ikke blåser over lengre perioder

Norge har med sin unike reguleringsevne og fornybare ressurser et komparativt fortrinn for å dekke EUs behov. Norge kan derfor bli en viktig leverandør til EU. Videre er det mye som tyder på at EUs behov/etterspørsel er større enn det det vil være rimelig å anta at Norge vil kunne/ønske å levere innen 2050.

2 Verdiskapingspotensialet

Verdiskaping basert på kraftutveksling oppstår når verdien av de produktene vi selger (direkte eller indirekte) er større enn verdien av ressursene som benyttes, herunder kostnader ved kablene og naturinngrep. Basert på markedsutviklingen i EU og de behov denne markedsutviklingen vil skape, har man i dette kapitlet forsøkt å beskrive hvordan verdier kan skapes gjennom kraftutveksling nå og i fremtiden. Hensikten har ikke vært å presentere en fasit for optimal verdiskaping med tilhørende regulatoriske og handelsmessige løsninger. Målet har i stedet vært å understreke betydningen av at regulatoriske og handelsmessige rammebetingelser i alle fall ikke må legge begrensninger på den potensielle verdiskapingen i fremtiden.

Vurderingen av mulig verdiskaping gjennom kraftutveksling er i dette kapitlet delt i tre deler:

1. Verdiskaping knyttet til handel på kablene («grønt batteri»)
2. Økt verdiskaping i kraftkrevende industri gjennom kraftkontrakter basert på avtaler mellom norske og europeiske kraftaktører som sikrer tilgang på den billige overskuddskraften og opprettholder betalingsevnen for norskprodusert kraft
3. Økt verdiskaping knyttet til utbygging av fornybar energi i Norge til eksport

2.1 Verdiskaping knyttet til handel på kablene

Verdiskapingen som kan knyttes direkte til kablene kan kategoriseres i to deler:

1. Bedriftsøkonomisk
 - a. Flaskehalsinntekter fra day-ahead markedet
 - b. (Flaskehals)-inntekter fra intra-day markedet (Elbas)
 - c. Inntekter fra handel med systemtjenester
 - d. Inntekter fra salg av kapasitet i terminmarkedet
 - e. Eventuelt andre inntekter som betaling for deltakelse i kapasitetsmarkeder
2. Samfunnsøkonomisk
 - a. Endringer i produsent- og konsumentoverskuddet
 - b. Økt forsyningssikkerhet
 - c. Eventuelle klimaeffekter

d. Mer velfungerende elektrisitetmarked

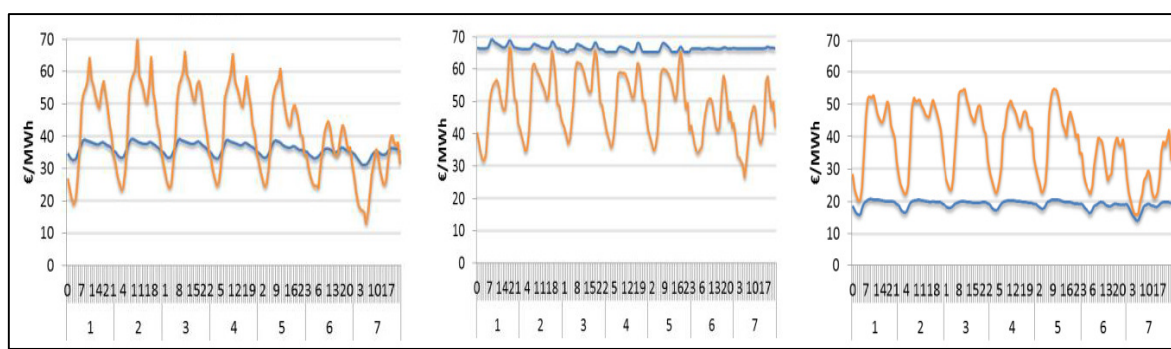
I forbindelse med Tysklands- og Englands-kabelen har Statnett beregnet de bedriftsøkonomiske flaskehalsinntektene til 21,7 mrd NOK for de to kablene, mens det samfunnsøkonomiske produsent- og konsumentoverskuddet er anslått til 18,2 mrd NOK. Kablene skaper med andre ord store verdier både bedrifts- og samfunnsøkonomisk. I det videre er det likevel valgt å fokusere på de bedriftsøkonomiske verdiene knyttet til selve handelen på kablene.

2.1.1 Verdiskaping gjennom kraftutveksling

Verdiskaping gjennom kraftutveksling skjer ved å handle på prisforskjeller (prisarbitrasje) mellom to markeder. Ved å handle i spotmarkedet (day-ahead) vil en kabel mellom Norge og et typisk termisk system som Tyskland primært skapt verdier på følgende tre scenarier (jf. Figur 2 under):

1. Prisforskjeller over dagen (typisk eksport på dag og import på natt)
2. Perioder med konstant import, typisk i tørrår og i vintersesjonen
3. Perioder med konstant eksport for eksempel om sommeren

Figur 2: Ulike scenarier for utveksling (Kilde: Statnett)

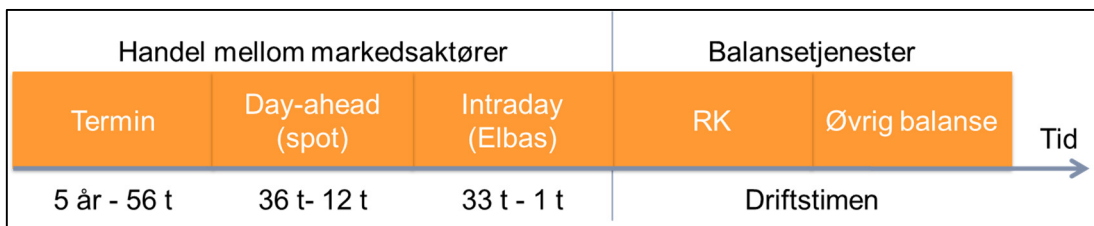


2.1.2 Verdiskaping basert på ulike tidsprodukter

Verdiskaping gjennom kraftutveksling trenger imidlertid ikke bare skje gjennom prisforskjeller i spotmarkedet (day-ahead). Handel over kabelen kan skje innenfor alle fire tidsprodukter (jf. Figur 3 under)

- Termin – Kan handles fra 5 år til 56 timer før selve handelsdagen/drifstimen og brukes til langsiktig sikring av kraft (kan i prinsippet handles innenfor alle tidsprodukter)
- Day-ahead – Krafthandel 12-36 timer før selve drifstimen. Day-ahead omtales også som spotmarkedet
- Intra-day – Krafthandel 1-33 timer før selve drifstimen og brukes av aktørene for å handle seg i balanse for eksempel dersom vindprognosene endrer seg. Intra-day omtales på den nordiske kraftbørsen som Elbas markedet. I Tyskland er det mulig å handle seg i balanse frem til 15 minutter før drifstimen.
- Balansetjenester – Styres av TSOene (Statnett) for å sikre momentan balanse i selve drifstimen.

Figur 3: Ulike tidsprodukter



For å sikre størst mulig verdiskaping på kabelen, er det viktig at det tidsproduktet som har høyest betalingsvilje får løpende tilgang på kapasiteten. I dag finnes det ikke en sømløs handelsløsning som tildeler kapasitet til det tidsproduktet som til enhver tid har høyest betalingsvilje.

I dag kan norske kraftselskaper riktignok handle i intra-day over kablene, men kun dersom det er ledig kapasitet som ikke er brukt eller dersom handelen skjer i motsatt retning av kraftflyten i spotmarkedet. I dagens intra-day marked sitter kraftselskapene igjen med hele gevinsten av handelen (det betales ikke for kapasiteten). I dette markedet blir aktørene dermed direkte eksponert for europeiske kraftselskapers villighet til å betale for fleksibilitet nærmere driftstimen.

Med stadig mer vær-avhengig variabel produksjon er det mye som taler for at fleksibilitet nærmere driftstimen blir mer etterspurt og dermed dyrere i fremtiden. Intra-day markedet kan derfor bli stadig mer interessant for norske aktører. Hvis vind- og solprodusenter i fremtiden blir stilt overfor høye balansekostnader dersom de ikke lever når solen ikke skinner og vinden ikke blåser som planlagt kan de være interessert i å betale for at norske kraftprodusenter står som kortsiktig back-up. I et slikt marked kan en se for seg at betalingsviljen for kapasitet til bruk i intra-day markedet kan bli større enn for day-ahead enten i kortere eller lengre perioder. I et slikt tilfelle må kapasiteten tildeles intra-day markedet.

2.1.3 Hvem ser verdiskaping på kabelen?

Med dagens lovgivning er det i prinsippet kun Statnett som kan bygge, eie og drive utenlandskabler. Siden Statnett tar all risiko, mottar de også verdiskapingen gjennom differanse-/flaskehalsinntektene⁴ fra kjøp/salg av kraft. Hovedsakelig skaper Statnett verdier ved å kjøpe/selge kraft i spotmarkedet (day-ahead). I tillegg blir noe kapasitet på kabelen dedikert til kjøp og salg av balansetjenester. I tillegg arbeider Statnett og de andre TSOene/børsene med å få til et handelssystem for intra-day markedet over kablene.

Siden Statnett mottar flaskehalsinntekten, vil norske kraftprodusenter kun oppleve kablene til Tyskland og UK som 2800 MW økt forbruk eller produksjon i markedet i en gitt time. Dette er viktig å forstå, fordi det innebærer at det er likegyldig for norske kraftprodusenter om prisen i Tyskland

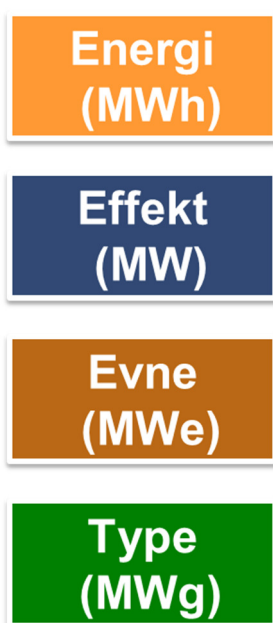
⁴ Flaskehalsinntekter er prisforskjellen mellom markedene i hver ende av kabelen. Statnett kan for eksempel kjøpe billig kraft i Norge og selge den dyrere i Tyskland over kabelen. Statnett sitter da igjen med differansen mellom Norsk og Tysk pris.

er 6000 €/MWh eller 60 €/MWh dersom prisen i Norge er 40 €/MWh, kraften flyter i samme retning og har samme effekt på det norske/nordiske kraftmarkedet uansett. I følge Statnett vil handelen over de planlagte kablene til Tyskland og England kun løfte kraftprisen i Norge med 2,5-4 øre/kWh. Det er altså ikke snakk om å «importere» Tyske eller Engelske priser før kabelkapasiteten til EU er betydelig større.

2.1.4 Verdiskaping basert på vannkraftens egenskaper

Norsk vannkraft har i utgangspunktet fire egenskaper som det kan være mulig å tjene penger på (jf Figur 4 under).

Figur 4: Vannkraftens fire egenskaper (Kilde: ADAPT)



- Energi (MWh); siden Statnett i dag får differanse-/flaskehalsinntekten ved kjøp/salg av energi over kabelen, vil salg av energi først få effekt for norske kraftprodusenter ved netto-eksport gjennom at prisene i Norge/Norden vil gå opp.
- Effekt (MW); handler om muligheten eller potensialet for å levere energi. I et kapasitetsmarked kan man for eksempel få betalt for å stille kapasitet tilgjengelig (dersom det er behov) per MW i tillegg til å få betalt for å levere energi (kWh). Produsenter kan dermed få betalt for effekt uten å levere energi. For en kabel kunne dette i ytterste konsekvens innebære at noen var villige til å betale for at kabelen på 1400 MW stod klar til bruk, uten at det noen gang gikk energi (kWh) på kabelen.
- Evne (MWe); er et annet og mindre brukt begrep som belyser det faktum at en MW og en MW ikke nødvendigvis er det samme. Å kjøpe en MW (effekt) fra et kullkraftverk eller et vannkraftverk er fundamentalt forskjellig. Dette skyldes ulike start/stopp tider og priser, samt evnen til å endre produksjonen raskt (rampingen). En MW vannkraft er derfor betydelig mer

verdifull enn en MW kullkraft fordi den er mye mer fleksibel og kan brukes til å endre produksjon på kort varsel tett opptil selve driftstimen (for eksempel i intra-day markedet)

- Type (MWq): sier noe om kraftens miljøegenskaper. Norsk vannkraft er en fornybar og grønn ressurs og kan få betalt for dette, enten direkte gjennom ordninger som opprinnelsesgarantier, eller indirekte gjennom økt fortjeneste ved høyere kraftpriser som følge av høye kvotepriser.

Av de fire egenskapene vil salg av energi, i betydningen å bygge ut et overskudd av fornybar kraft for eksport trolig være den minst lønnsomme med den utviklingen vi ser i Europa. Derimot kan import av billig overskuddskraft og lagring (enten direkte via pumpekraft eller indirekte ved å nedjustere egen produksjon) med påfølgende eksport i dyrere timer bli en viktig forretningsmodell for fremtidige kabler. Salg av effekt for langsiktig back-up (når solen ikke skinner og vinden ikke blåser) eller kortsiktig back-up/fleksibilitet for å håndtere kortsiktige svingninger gjennom kjøp og salg i intra-day markedet kan også bli et svært interessant produkt i fremtiden. Norge må arbeide aktivt for at markedsdesign og handelsløsninger både i Norge og EU sørger for at norsk vannkraft får betalt for alle fire egenskaper.

2.1.5 Tilgang til kapasitet på kabelen er viktig for økt verdiskaping

Statnett har per i dag ingen planer om å selge langsiktige kapasitets- eller transmisjonsrettigheter på Tysklands- og Englands-kabelen. Samtidig utelukker Statnett heller ikke denne muligheten. En slik mulighet vil kunne være viktig for økt verdiskaping.

Dersom norske kraftselskaper får mulighet til å kjøpe kapasitet, for eksempel gjennom finansielle transmisjonsrettigheter, kan de gå ut i de europeiske markedene å teste betalingsvilligheten for norske produkter. Målet er å se om det er mulig å inngå mer langsiktige kraftavtaler med europeiske kraftaktører som både gir god økonomi for kraftselskapene og samtidig betaler for kabelen enten gjennom differanseinntekter eller kapasitetsbetalinger. På denne måten kan økonomien i kabelen sikres allerede før den bygges. Slike avtaler kan også organiseres slik at de sikrer tilgang på billig overskuddskraft, noe som igjen kan danne grunnlag for konkurransedyktige kraftkontrakter for norsk industri. Det er ikke gitt at det er mulig å komme til enighet om denne type kontrakter, men det vil man heller ikke vite før ordinære markedsaktører får muligheten til å teste det i markedet. Det fordrer tilgang på kapasitet i kabelen.

En kan også se for seg at norske aktører i fremtiden vil inngå langsiktige kontrakter med europeiske aktører for leveranse av kortsiktig fleksibilitet i intra-day markedet. Europeiske aktører vil da kunne sikre sine egne leveranser dersom vinden ikke blåser eller solen ikke skinner gjennom fleksibel norsk vannkraft. For at slike kontrakter skal være interessante må de europeiske aktørene faktisk bære den fulle kostnaden for ubalanser. I tillegg må denne kostnaden være betydelig høyere i EU enn i Norge. Dersom dette blir tilfellet kan salg av kapasitet dedikert til intra-day markedet i enkelte perioder gi høyere betalingsvilje enn salg av kapasitet til spotmarkedet (day-ahead). Reservasjon av kapasitet til intra-day markedet kan i prinsippet føre til at det i perioder ikke går

kraft på kabelen da denne kapasiteten blir reservert for å kunne håndtere kortsiktige svingninger på kabelen. Samtidig vil dette kunne gi større inntekter enn om det gikk kraft på kabelen. Hvorvidt dette faktisk blir tilfellet gjenstår å se, men muligheten bør ikke begrenses hverken regulatorisk eller handelsmessig.

2.1.6 Betydningen av fordeling mellom lokale/nasjonale aktører for verdiskapingen

Verdiskapingen som følge av økt kraftutveksling og utbygging av effekt-/pumpekraft kan påvirkes av fordelingen av risiko/naturinngrep og fortjeneste mellom ulike lokale/nasjonale aktører. Blant annet må en vurdere fordelingen mellom kommuner/regioner og stat/nasjonalt slik at tiltak som skaper verdi for Norge totalt sett ikke blir stanset lokalt fordi en ikke får ta del i verdiskapingen.

2.2 Økt verdiskaping i kraftkrevende industri

Norsk kraftkrevende industri bidrar allerede i dag til betydelig «krafteksport» basert på norske fornybare ressurser. Mens gjennomsnittlig krafteksport på mellomlandsforbindelsene siste 10 år har ligget på om lag 3,2 TWh, har kraftkrevende industri i samme periode eksporter ti ganger så mye kraft i «fast form». Industrien har i tillegg et jevnt forbruk gjennom året og bidrar på den måten til å øke muligheten for kraftimport om sommeren. I tillegg bidrar kraftkrevende industri til stabilitet i det norske kraftsystemet, noe som reduserer Statnetts kostnader knyttet til systemtjenester. Økt aktivitet i kraftkrevende industri er derfor en ønsket utvikling. Samtidig må myndighetene legge til rette for at den industrien vi allerede har opprettholdes.

Med dette som utgangspunkt er det derfor viktig at kostnadsveksten som følger av nasjonal nettutbygging ved økt utvekslingskapasitet og fornybarutbygging ikke ødelegger konkurranseevnen til industrien. Til nå har tariffsystemet vært «levelig» for industrien, men kostnadsøkninger vil kunne skape problemer. Dersom økte nettkostnader skulle bidra til redusert industriforbruk, vil det kunne påføre det norske kraftsystemet betydelige ekstrakostnader og redusert verdiskaping. For det første vil kraftprisene trolig falle kraftig og dermed ødelegge store verdier hos kraftprodusentene (som riktignok kan kompenseres gjennom økt eksport på lang sikt). Samtidig vil det medføre betydelige investeringer både i regional- og sentralnettet for å få ut kraft som ellers vil bli innesperret.

En viktig forutsetning for å sikre verdiskapingen i kraftkrevende industri er langsiktig tilgang på kraft til konkurransedyktige priser. Når Norge knytter seg til EU gjennom økt kraftutveksling, vil en kunne få tilgang på billig kraft i en del timer med mye sol/vind. I kombinasjon med finansielle transmisjonsrettigheter gir dette en mulighet for at norske kraftaktører klarer å inngå bilaterale og gjerne langsiktige avtaler med kraftaktører i EU som sikre Norge tilgang på denne billige kraften. I kombinasjon med egen kraft kan dette gi grunnlag for nye langsiktige industrikraftkontrakter.

2.3 Verdiskaping knyttet til utbygging av fornybar kraft for eksport

Økt kraftutveksling åpner et større marked for norske kraftaktører. Med dagens overskudd av fornybar kraft i Norge er dette viktig for kraftselskapene fordi det muliggjør eksport av overskuddet, noe som igjen fører til noe høyere priser enn det ellers ville vært. Med økt innslag av fornybar kraft i EU vil imidlertid betalingsviljen for energi (spesielt i perioder med mye vind og sol) være lavere i fremtiden enn det vi ser i dag. Mye tyder derfor på at en i økende grad må basere verdiskapingen på norske fornybare ressurser på eget forbruk, herunder i kraftkrevende industri.

Dersom norske aktører skal skape verdier gjennom å bygge ut ytterligere fornybar kraft til eksport, må enten den nordiske kraftprisen være slik at det gjør utbygging lønnsomt, alternativt at norske kraftaktører får tilgang til subsidier fra andre land, som i kombinasjon med den nordiske markedsprisen gjør utbygging lønnsom. Utbygging av fornybar kraft i Norge for eksport, subsidiert av norske strømforbrukere, bidrar i liten grad til samlet norsk verdiskaping.

Både kraftselskapene i prosjektets faggruppe og flere studier antyder at det er det norske kraftsystemets fleksibilitet, i betydningen evnen til å levere en kW når som helst med rask start/stopp, opp/ned regulering, som vil gi de største gevinstene i fremtiden og altså ikke netto salg av kWh. For eksempel kan Norge ta imot og lagre et europeisk overskuddskraft i timer med mye vind/sol for deretter å selge det tilbake som back-up.

3 Norges handlingsrom

Norges tilgang på fornybare ressurser og fleksibel vannkraft gir Norge en unik mulighet for ny verdiskaping basert på kraftutveksling. Videre synes det klart at EUs etterspørselen etter norske fornybare ressurser og fleksibilitet trolig vil kunne være større enn det som vil være akseptabelt å bygge ut fra et norsk perspektiv. Dette er en viktig observasjon fordi det innebærer at Norge må foreta prioriteringer. For eksempel vil utbygging av uregulerbar kraftproduksjon i Norge for eksport (overproduksjon i forhold til eget normalt forbruk) binde opp fleksibilitet som ellers kunne vært solgt til aktører i EU. Utfordringen ligger derfor i å finne balansen mellom verdiskaping og næringsutvikling, forsyningssikkerhet og klima/natur/miljø. Videre er gode og avstemte nasjonale rammebetingelser knyttet til nett, skatt, konsesjonsbehandling etc. en forutsetning for å hente ut verdiskapingspotensialet.

Samtidig som Norge har mange muligheter, styres Norges faktiske handlingsrom i stadig større grad av EUs energi- og klimapolitikk. Norges evne til å posisjonere seg og selge sine løsninger til EU, samt å få etablert rammebetingelser i EU som gjør det mulig å hente ut disse verdiene er derfor avgjørende.

I dette kapittelet gis det en rekke eksempler på tiltak norske myndigheter kan iverksette innenfor tre primære «handlingsområder» for å hente ut ny verdiskaping:

1. Kabler/kraftutveksling
2. Forbruk
3. Produksjon

I tillegg gis det eksempler på hvordan nasjonale og internasjonale rammebetingelser påvirker handlingsrommet.

3.1 Kraftutveksling/kabler

Myndighetene har et viktig ansvar for å legge til rette for økt kraftutveksling og sørge for at verdiskapingspotensialet blir utnyttet fullt ut. Nye mellomlandsforbindelser krever riktignok en partner i andre enden, men Norge har likevel store muligheter til å posisjonere seg i dette markedet. Norske myndigheter kan blant annet:

- Aktivt selge inn norsk fleksibilitet og kraftutveksling som en foretrukken løsning for EU
- Forhandle med andre lands myndigheter om stabile rammebetingelser for kablene (for eksempel innpass i kapasitetsmarkeder og en viss beskyttelse mot endringer i nasjonale rammebetingelser)
- Åpne opp reglene for kabeleierskap (private vs offentlig gjennom Statnett)
- Åpne opp for nye handelsløsninger på kabelen, herunder regler for salg av finansielle og fysiske transmisjonrettigheter
- Sørge for raske konsesjonsprosesser
- Muliggjøre nødvendige oppgraderinger av innenlandsk nett
- Påvirke Statnetts styring av kabelen (ramping rates, tilgjengelig kapasitet til intra-day og systemtjenester)

3.2 Forbruk

Myndighetene kan påvirke forbruket i Norge på flere måter (ikke uttømmende):

- Energieffektivisering
- Tilrettelegging for økt/opprettholdt forbruk i eksisterende industri
- Tilrettelegging for økt forbruk i ny industri (f.eks. datahaller)
- Elektrifisering av stasjonært forbruk (primært utfasing av oljefyr og muligheter for bruk av elektrisitet i nye bygg)
- Elektrifisering av transportsektoren
- Elektrifisering av olje- og gass-sektoren
- Økt fleksibilitet i sluttbrukerleddet
- Pumpekraft

Forbruket spiller inn på kraftutveksling på flere måter:

- Økt forbruk gir økt mulighet til å importere kraft i perioder med kontinentalt kraftoverskudd
- Økt industrielt forbruk med jevnt brukstid er spesielt viktig fordi det gir økt mulighet for import i sommermånedene
- Økt sluttbrukerfleksibilitet kan være en komplementær løsning til fleksibilitet i produksjon, spesielt for å avhjelpe systemdriften nasjonalt
- Økt innenlandsk forbruk gir økt verdiskaping i Norge basert på norske ressurser
- Redusert innenlandsk forbruk gir økt behov og mulighet for eksport av fornybar energi

3.3 Produksjon

Myndighetene kan gjennom regulering, konsesjonsarbeid og støttereimer påvirke produksjonen i Norge på flere måter (ikke uttømmende):

- Økt utbyggingen av fornybar energi
 - a. Regulerbar (vannkraft med magasin)
 - b. Uregulerbar (småkraft, vind, sol etc.)
- Økt effektkapasitet i eksisterende anlegg
- Pumpekraftverk
- Økt magasinkapasitet
- Distribuert produksjon

3.4 Internasjonale rammebetingelser

Som sagt styres Norges handlingsrom i stadig større grad av EUs energi- og klimapolitikk, blant annet gjennom følgende EU-direktiver:

- Bygningsenergidirektivet
- Fornybardirektivet
- Vanndirektivet
- Kvotedirektivet og EUs kvotehandelssystem (ETS)

El-sertifikatordningen med Sverige kom blant annet som et resultat av EUs fornybardirektiv, der Norge fikk et krav om 67,5 % fornybarandel innen 2020. EUs vanndirektiv får i tillegg konsekvenser for norsk vannkraftproduksjon med et potensielt bortfall av produksjon på flere TWh. EUs arbeid med 2030-rammeverket vil også i stor grad påvirke norsk energi- og klimapolitikk etter 2020.

I tillegg til Direktivene er det en rekke andre regelverk og ordninger som også påvirker Norges handlingsrom slik som:

- Felles regler for transmisjonsnett og mellomlandsforbindelser (Grid Codes)
- Den tredje El-markedspakken
- Støttereimer for fornybar kraft
- CO2-kompensasjon for kraftkrevende industri
- Innføringen av kapasitetsmekanismer

Norges mulighet for ny verdiskaping forutsetter derfor at myndighetene arbeider aktivt mot EU for å påvirke de rammebetingelsene og markedsløsningene som velges slik at Norges nasjonale handlingsrom ikke begrenses. Blant annet er det viktig at norske myndigheter jobber for at det etableres internasjonale løsninger (for eksempel knyttet til kapasitet og fleksibilitet), fremfor særegne nasjonale løsninger. På samme måte er man avhengig av at Norge ikke lager særnorske regler, men i stedet sørger for at det norske regelverket i størst mulig grad er knyttet opp mot de europeiske systemene/reguleringene, slik som EUs kvotehandelssystem (ETS).

3.5 Nasjonale rammebetingelser

Gode og avstemte nasjonale rammebetingelser knyttet til skatt, nett-tilgang, konsesjonsbehandling etc. er også en forutsetning for å kunne hente ut verdiskapingspotensialet. I dag bidrar for eksempel grunnrenteskatten til at det i mange tilfeller er mer lønnsomt å bygge ut småkraftverk enn å utvide og oppgradere eksisterende anlegg, til tross for at dette trolig vil gi mindre naturinngrep og mer verdifull fleksibilitet. Skattesystemet er også utformet slik at kommuner kan oppleve et skattetap dersom det etableres pumpekraft i tilknytning til eksisterende produksjon. På den måten kan det bli vanskelig å få kommunene til å akseptere klimamessig gode løsninger som samtidig bidrar til betydelig økt verdiskaping. Myndighetene må derfor se på hvordan totaliteten av regulering, konsesjonsinstituttet, støttereimer og skatteregler spiller sammen slik at man faktisk oppnår verdiskapingspotensialet og ikke ender med en rekke sub-optimale løsninger på grunn av utdatert rammeverk.

I tillegg til skatt er trolig nett en av de viktigste rammebetingelsene for verdiskapingen. Statnett som har ansvaret for utbyggingen i sentralnettet har derfor en avgjørende rolle for å tilrettelegge for verdiskaping. Begrensninger i nettet kan også begrense Norges handlingsrom på kort-/mellomlang sikt. For eksempel kan mangel på innenlandsk nettutbygging være en barriere for bygging av utenlandskabler. Statnett har for eksempel varslet begrensninger på kapasiteten både på NorNed og SK4 som følge av begrensninger i innenlands nett frem mot 2020. Skal Norge kunne bygge ut opptil 10 000 MW utvekslingskapasitet på sikt, vil dette kreve betydelige innenlandske nettførsterkninger (utover det som allerede er planlagt). I tillegg vil en slik kapasitet utfordre systemdriften. Nett er også helt avgjørende for utbygging av ny fornybar produksjon. Selv om nett av mange interessenter blir sett på som den viktigste enkeltfaktoren for verdiskaping basert på norske fornybare ressurser, så er nettutbygging likevel primært en forutsetning og ikke et selvstendig mål. Nettutbygging bør med andre ord alltid komme som et resultat av valg tatt knyttet til produksjon, forbruk og kabler.

4 Interessentanalyse

Norges veivalg i energipolitikken frem mot 2050 vil i stor grad handle om å navigere mellom ulike interessenter og hensyn som for eksempel;

- Det globale klimaproblemet vs. lokale naturinngrep
- Bruken av Norges reguleringssevne på egne variable produksjonsressurser vs. variabel kraftproduksjon i andre land
- Lokal vs. nasjonal verdiskaping

I mange tilfeller er valgene ikke gjensidig utelukkende, mens andre ganger dreier det seg om å finne en gylden middelvei der flere hensyn ivaretas samtidig. Det vil også være valg som i større grad vil bære preg av «enten eller problemstillinger». I dette kapittelet er det gjort et forsøkt å gi et overblikk over hvordan ulike og viktige interessenter berøres av spørsmål som har med kraftutveksling å gjøre. Hensikten har ikke vært å komme med en uttømmende argumentasjonsliste der alle perspektiver er med, men å gi et innblikk i de ulike syn og perspektiver som finnes, og som setter rammene for de politiske beslutningene og valgene som må tas når en langsiktig kurs mot 2050 skal stakes ut.

4.1 Vertskommuner

Kommuner har mange roller i forbindelse med økt kraftutveksling og tilhørende utbygginger (innenlandske nettførsterkninger, pumpekraft etc.). Kommuner kan være alt fra eier i kraft- og nettselskaper til planmyndighet, høringsinstans og vertskap for naturinngrep. I denne sammenheng er det kommunens rolle som vertskap for utbygginger og inngrep som omtales.

Alle tiltak som gjøres i forbindelse med kraft- og nettutbygginger skjer i kommunene, og det er derfor rimelig at en del av verdiskapingen også tilfaller lokalsamfunnet. For kommunene gjelder dette ikke minst muligheten for flere lokale arbeidsplasser. For en region som Agder, som er vertskap for store energianlegg, og har planer om pumpekraftverk og kabelforbindelser til kontinentet, er det viktig at det blir lagt til rette for betaling og kompensasjon for bruk av natur til energiformål. Regional gevinst og aksept er viktig for å få til en storstilt satsing på Norge som en del av Europas «grønne batteri». Norges rolle som «grønt batteri» blir ofte sett på som et bidrag til EUs grønne skift og dermed til klimagassreduksjoner. Samtidig bidrar utbygginger til utnyttelse av kommunens naturkapital. Det er derfor viktig å avstemme global klimagevinst med lokale naturinngrep. For at inngrepene skal være bærekraftige må summen av tallfestede bedrifts- og samfunnsøkonomiske gevinster, herunder klimagevinster, være større enn kostnaden ved bruken av lokal naturkapital. Dette er vanskelige avveielinger.

Både eksisterende og ny vannkraftproduksjon innebærer naturinngrep. Dersom effektkjøring blir et mer interessant produkt i fremtiden, vil vannkraftanleggene i større grad bli styrt gjennom

kortsiktige svingninger knyttet til blant annet vindkraft. LVK har i den forbindelse argumentert for at dagens vassdragslovgivning ikke er tilpasset morgendagens vannkraftproduksjon. Andre aktører hevder på sin side at det er mulig å drive effektkjøring og pumpekraft innenfor dagens rammeverk. Når det gjelder verdifordelingen, henviser LVK til Energiutredningen NOU 2012:9 der det på side 70 på pekes følgende:

«Det er grunn til å reise spørsmål om de institusjonelle ordningene som historisk er etablert rundt vannkraften, er like egnet til å organisere verdifordelingen mellom stat, utbygger og berørte distrikt for framtidens fornybarpolitikk. De gjeldende fordelingsordningene, som det fram til i dag har vært alminnelig enighet om, er basert på egenskaper ved tradisjonelle vannkraftverk og er ikke like relevante for morgendagens vannkraftanlegg – pumpekraftverk, effekt- og elvekraftverk. Det er registrert økende lokal motstand mot nye vannkraftanlegg begrunnet i slike forhold.»

Med dagens skatteregime vil overgang til pumpekraftverk kunne gi kommunene lavere skatteinntekter. Dermed kan det oppstå unødvendig motstand mot rasjonelle løsninger. LVK understreker videre at globale klimagevinster i større grad har preget debatten rundt norsk vannkraft og tanken om Norge som «grønt batteri» enn lokale miljøulempene, noe Energiutvalget også nevner på s 73:

«Økt satsing på infrastruktur og utnyttelse av nye markedsmuligheter for eksisterende vannkraftproduksjon og nyfornybar kraft, kan gi negative lokale miljøkonsekvenser. Miljøkostnadene må også inngå i regnestykket for verdiskaping.»

Kommunene er derfor opptatt av at ulike måter å oppnå fastsatte mål på blir vurdert for å oppnå minst mulig naturinngrep per måloppnåelse. Setter man for eksempel målet til økt fornybar produksjon til 13,2 TWh (el-sertifikatmålet), kan dette målet oppnås på mange måter; vind, småkraft, oppgraderinger og utvidelser. Det blir derfor viktig å vurdere naturinngrep ved ulike type produksjon, og konsekvensene for tilhørende tiltak i nettet i sammenheng.

Generelt er det viktig for kommunene å finne balanse mellom den globale klimaproblematikken og de lokale miljøinngrepene. I tillegg må en finne balansen mellom de betydelige verdiene som norsk vannkraft og effektkjøring kan ha for Norge som nasjon og den kompensasjonen eller del av verdiskapingen som tilfaller lokalmiljøene som må bære miljøbelastningen.

4.2 Kraftprodusenter

Norske kraftprodusenter har de senere årene opplevd stadig fallende kraftpriser og dermed lavere inntjening. Norden er samtidig på vei inn i et stort overskudd (opptil 50 TWh i 2020), blant annet på bakgrunn av det svensk-norske el-sertifikatmarkedet. Det lave prisnivået synes derfor å kunne vare i flere år. Dette er åpenbart bekymringsfullt for kraftselskapene, spesielt siden de fleste selskapene står overfor betydelig investeringer de nærmeste årene. Et lavere prisnivå er selvsagt

positivt for kraftbrukere, men uheldig dersom nivået blir så lavt at det undergraver muligheten for en selvstendig, bærekraftig kraftnæring. Kraftselskapene er derfor opptatt av å bli behandlet som en selvstendig industri og ikke som en infrastruktur for annen næringsvirksomhet. Rammebetingelsene må derfor bygge opp om verdiskaping basert på norske fornybare kraftressurser, blant annet ved å la markedet fungere.

I forhold til et lavprisscenario med stort overskudd av kraft uten mulighet for eksport, har Statnett estimerer at kablene til Tyskland og UK vil løfte kraftprisene i Norge med 2,5-4 øre/kWh tilsvarende 2,6-5,2 mrd NOK. Kraftprodusentene har derfor mer eller mindre unisont uttrykt støtte til bygging av flere utenlandskabler slik at de får markedsadgang gjennom en fysisk kanal til EU. I tillegg til å kunne eksportere eventuelle overskudd, kan økt behov for fleksibilitet også gi økte handelsmuligheter for kraftprodusentene i intra-day (elbas) markedet i fremtiden. For å hente ut det fulle verdiskapingspotensialet må Statnett sikre kapasitet til intra-day markedet, åpne for salg av transmisjonsrettigheter og legge til rette for økt ramping-rate på kablene (raskere flytskifte).

Kraftprodusentene har også vært opptatt av muligheten til å etablere egne kabelprosjekter. NorthConnect som eies av Agder Energi, E-CO, Lyse og Vattenfall er et eksempel på dette. Med dagens lovgivning vil det ikke være mulig å etablere dette prosjektet uten at Statnett har 51 % eierandel. Flere produsenter har også sett på mulighetene for dedikerte kabler som er knyttet opp mot dedikerte pumpekraftressurser slik som Tonstad. Dersom Statnett åpner for salg av transmisjonsrettigheter kan mye av kraftprodusentens behov for direkte markedsadgang/markedseksponering være dekket. Aktørene vil likevel være avhengig av at Statnett evner å hente frem stadig nye kabelprosjekter og at disse er de samme som det de kommersielle aktørene alternativt ville ønsket å bygge.

4.3 Industribedrifter

Industrien har til nå vært noe mer skeptisk til kabler. Det skyldes dels frykten for at flere kabler vil gi høyere kraftpriser gjennom massiv eksport til Kontinentet og UK. Det har også vært reist spørsmål om lønnsomheten i kabelprosjektene. Industrien har vært opptatt av at verdiskapingen basert på norske vann- og vindressurser bør foregå i Norge. For industrien er også de økte nettkostnadene en bekymring. Per i dag blir industrien i stor grad skjermet, men det er mer usikkerhet knyttet til hvordan den enorme kostnadsveksten i Sentralnettet vil bli fordelt i fremtiden. I tillegg er det usikkerhet knyttet til hvem som bærer kostnadene ved eventuelle kostnadsoverskridelser, for eksempel dersom en utenlandskabel viser seg ikke å bli bedriftsøkonomisk lønnsom. For at industrien skal tørre å satse, må de ha en viss trygget for at kostnadsveksten ved innenlandske nettførsterkninger som skyldes fornybarutbygging og mellomlandsforbindelser ikke belastes industrien.

En annen utfordring for Industrien er at fornybarbrøken i utgangspunktet legger opp til at det ikke skal bygges ut nytt stort forbruk i Norge frem mot 2020. Om klimamålene i for stor grad skal

oppnås gjennom innenlandske tiltak, vil det også kunne ha konsekvenser for industrien dersom de blir eksponert mot en særnorsk kostnadsvekst.

4.4 Miljøvernorganisasjoner

Miljøvernorganisasjonene er i likhet med kommunene svært opptatt av å begrense naturinngrepene og bevare naturmangfoldet. Skillet mellom de ulike organisasjonene går ofte på vektleggingen av lokale/nasjonale naturinngrep for utbyggingsprosjekter som blir begrunnet med behovet for reduserte globale klimautslipp.

Zero og andre miljøvernorganisasjoner har i stor grad støttet økt kraftutveksling fordi dette kan bidra til å gjøre det enklere for EU å gjennomføre sin grønne omlegging. I tillegg kan kabler bidra til å jevne ut ubalanser mellom produksjon og forbruk både i Norge og i landene på andre siden av kabelen. Dette bidrar til forsyningssikkerheten både på kort og lang sikt.

4.5 Kundene på andre siden av kabelen

Tanken om et «grønt batteri» der Norge kan kjøpe kraften billig og selge den tilbake dyrt fremstår gunstig for Norge. På andre siden av kabelen derimot ser det også gunstig ut. I timer hvor man alternativt ville måttet få svært lave priser, kan man i stedet selge det til en høyere pris til Norge. I timer hvor kraften ellers ville vært dyr kan man få noe lavere priser ved å kjøpe den tilbake fra Norge. Det er viktig at dette tas hensyn til i forhandlingene med kundene på andre siden av kabelen.

Generelt er det viktig at Statnett, myndighetene og kraftselskapene evner å analysere behovene til kundene på andre siden av kabelen, deres alternativer, betalingsvilje og forhandlingsmakt før en vurderer nye kabelprosjekter. Norge skal og bør primært være opptatt av å ta vare på egne interesser i fremtidige kabelprosjekter.

Det er trolig mange gode grunner til at investerings- og driftskostnadene, samt inntektene knyttet til kabelen deles likt mellom partene på hver side av kabelen. Samtidig kan det være grunn til å stille spørsmål ved om en i fremtidige prosjekter kan se for seg løsninger der parter i EU (med høyere betalingsvilje/nytte) kan ta en større del av risikoen.

5 Konkrete anbefalinger og nødvendige rammebetingelser

EUs mål om et tilnærmet klimanøytralt kraftsystem i 2050 fordrer at det bygges ut betydelige mengder variabel fornybar kraftproduksjon. EU vil derfor ha et økende behov for fleksibilitet, lagring og back-up. Kombinert med ressursgrunnlaget i det norske kraftsystemet, skaper dette store muligheter for økt verdiskaping gjennom kraftutveksling.

For å hente ut det fulle verdiskapingspotensialet som ligger i kraftutveksling er det imidlertid behov for en aktiv politikk og avstemte rammevilkår. I Energiutredningen NOU 2012:09 heter det at det: «... dreier seg om å definere og gripe muligheter, samt å se energi, klima og verdiskaping i sammenheng på en måte som gir industriell, energimessig og klimamessig mening, nasjonalt og globalt.»

I dette kapittelet gis konkrete anbefalinger om hvilke veivalg norske myndigheter bør ta. Anbefalingene søker å balansere ulike interesser og hensyn og er ment som et innspill til regjeringens kommende energimelding.

5.1 Hovedanbefalinger til norske myndigheter

1. Norge må aktivt selge og posisjonere norske ressurser i forhold til EU

EUs har mange alternative måter å dekke behovet for lagring/fleksibilitet/back-up og har dermed et stort handlingsrom (se gjennomgang i appendixet). Norge og norsk vannkraft er kun én av løsningene for EU. Norske myndigheter og aktører må derfor jobbe aktivt med å selge og posisjonere norske ressurser i forhold til EU. Norske myndigheter bør jobbe for følgende rammebetingelser for å lykkes:

- Harmonisering av markeder i EU/Norden
- Adgang for norske aktører til alle europeiske markeder for energi og effekt
- Europeisk markedsintegrasjon fremfor nasjonale markeder
- Markedsbaserte fremfor politisk styrte løsninger

2. Norsk fornybar energi må i større grad brukes i Norge

Norge har store fornybare ressurser som kan bygges ut og selges til Europa gjennom nettoeksport. Utbygging av fornybar kraft i Norge for eksport, subsidiert av norske strømforbrukere bidrar imidlertid i liten grad til samlet norsk verdiskaping. Med økt innslag av fornybar kraft med lave marginalkostnader i EU kan i tillegg betalingsviljen for energi (spesielt når det er mye vind og sol) bli lavere i fremtiden enn det vi ser i dag. Dette taler for at en i økende grad må basere verdiskapingen på norske fornybare ressurser på eget forbruk. Utfasing av fossil energi i bygg og transportsektoren og utbyggingen av ny kraftkrevende industri i Norge vil kunne bli viktige

foredlere av norske fornybare ressurser. Samtidig er det viktig å ivareta den industrien som allerede eksisterer. Følgende rammebetingelser/virkemidler bør vurderes for å lykkes;

- Industrien bør i størst mulig grad skjermes for kostnadsveksten i innenlandsk nett som vil skyldes kraftutveksling og økt fornybarutbygging
- Eventuelle særnorske/særeuropiske ulemper et stramt kvoteregime påfører industrien kompenseres

3. Eksisterende regulerbare ressurser må videreutvikles først

Norge har allerede store mengder regulerbare vannkraftressurser. I tillegg er potensialet for pumpekraft i tilknytning til eksisterende anlegg stort. Mye tyder på at en får mest mulig verdiskaping i forhold til naturinngrep ved å prioritere å videreutvikle eksisterende kraftressurser først. Videre bør en prioritere regulerbar produksjon. Følgende rammebetingelser/virkemidler bør vurderes for å lykkes:

- Regulerbar kraftutbygging bør prioriteres. Utbygging av uregulerbar kraft som vind, småkraft, elvekraft etc. vil i større grad bidra til å binde opp fleksibilitet som ellers kunne vært solgt til EU. En bør derfor i størst mulig grad forsøke å dekke behovet for ny fornybar kraft gjennom oppgradering og utvidelser av eksisterende regulerbare kraftressurser.
- Skattesystemet bør endres slik at eksisterende kraftressurser blir videreutviklet før en starter opp nye prosjekter. Det er spesielt to elementer ved dagens skatteregler en bør se nærmere på:
 1. Grunnrenteskatten som gjør større oppgraderinger og utvidelser mindre lønnsomme enn småkraft og vind
 2. Skattesystemet som er tilpasset energiproduksjon og ikke pumpekraft. Dermed kan kommuner komme ut i minus ved å gå fra produksjon til pumpekraft

5.2 Generelle anbefalinger

1. Samfunnsøkonomisk lønnsomme utenlandskabler bør bygges ut

Norge bør bygge ut det antall kabler som er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Enkelte studier antyder at dette i alle fall kan dreie seg om to kabler til Tyskland og to til UK. Det er med andre ord mye som tyder på at Norge bør bygge flere kabler etter 2020. Planleggingen bør imidlertid starte allerede i dag. Følgende rammebetingelser/virkemidler bør vurderes for å lykkes:

- Statnett må ha hovedansvaret for at samfunnsøkonomisk lønnsomme kabler blir bygget
Det er en kjensgjerning at utenlandskablene «ødelegger» sin egen økonomi ved at det alltid vil være mer lønnsomt med en kabel før den blir bygget enn etter. Statnett bør derfor ha hovedansvaret for å sikre at samfunnsøkonomisk lønnsomme kabler blir bygget. Dette innebærer i prinsippet at kabler som på et selvstendig bedriftsøkonomisk grunnlag ikke ville bli bygget likevel kan bli bygget av Statnett.
- Staten må bidra til finansiering som gjør at samfunnsøkonomiske kabler blir realisert
Statnett er avhengig av å ha tilstrekkelig med kapital til å finansiere både planleggingen og utbyggingen av samfunnsøkonomisk lønnsomme kabler. I tillegg vil Statnetts finansielle stilling spille en rolle for finansieringskostnadene av slike prosjekter.
- Det bør åpnes opp for at kommersielle aktører også kan bygge kabler
Det er primært to grunner til at det i tillegg bør åpnes opp for privat eierskap av kablene:
 1. Økt kapasitet til å undersøke mulighetene for flere kabler (Statnett vil ha begrenset med kapasitet og fokus)
 2. Mulighet til å inngå kontrakter med motparten som både sikrer lønnsomheten i kablen og som i tillegg kan danne grunnlaget for kraftkontrakter med norsk industri
- Deltakelse i kapasitetsmarkeder
Kapasitetsmekanismer der termisk kapasitet får en kapasitetsbetaling i tillegg til prisen i markedet har flere negative effekter på norsk verdiskaping gjennom økt kraftutveksling. Blant annet bidrar kapasitetsmarkedene til å redusere lønnsomheten i kabler ved at prisene blir mindre volatile. Deltakelse i eventuelle kapasitetsmarkeder vil derfor kunne bli en forutsetning for å få utløst samfunnsøkonomisk lønnsomme kabler.

2. Det må tilrettelegges for nye handelsløsninger over kablene

Mer variabel fornybar kraft i EU vil gi behov for mer fleksibilitet i kraftsystemet. Fremtiden kan derfor bli slik at det er mer verdifullt i å selge norsk vannkrafts fleksible evner enn å utelukkende basere verdiskapningen på eksport/import av energi i day-ahead markedet, slik det legges opp til i dag. Myndighetene må derfor sikre at norske og europeiske rammevilkårene for utveklingskabler åpner for forretnings- og handelsmodeller som gir størst mulig verdiskaping. Følgende rammebetingelser/virkemidler bør vurderes for å lykkes;

- Det åpnes for at det tidsproduktet (termin, day-ahead, intra-day eller balansetjenester) som har høyest betalingsvilje får tilgang på kapasiteten.
- Det åpnes for salg av transmisjonsrettigheter
- Økt ramping på kabelen er nødvendig for å maksimere nytten av handel med fleksibilitet
- Alle aktører må få delta i de internasjonale kapasitetsmarkedene
- Markedsdesign og handelsløsninger både i Norge og EU bør lages slik at norsk vannkraft får betalt for alle fire egenskaper; energi, effekt, evne og type

3. Norge bør vektlegge balanse mellom produksjon, forbruk og kraftutveksling

Norges energipolitikk bør bygge på en balansert utvikling mellom produksjon, forbruk og kraftutveksling. Dette fordrer at en i størst mulig grad bruker markedet og lar priser og kostnader styre utviklingen. Følgende rammebetingelser/virkemidler bør vurderes for å lykkes:

- Kablene bør ikke først og fremst være en eksportløsning, men en utveklingsløsning over tid
- Kraftmarkedet bør i størst mulig grad styre utbyggingen av ny produksjonskapasitet
Kraftmarkedet er et svært effektivt virkemiddel for å sikre balansen mellom produksjon og forbruk. Støttemekanismer slik som el-sertifikatmarkedet bør derfor bygge på tilsvarende mekanismer slik at en unngår overkapasitet i markedet.
- Norge bør ha en portefølje av kraft og nettprosjekter
Selv om kraftmarkedet er et effektivt virkemiddel for å sikre balanse mellom produksjon og forbruk, så kan unødvendig lang ledetid likevel medføre langvarige ubalanser. Med 10-15 års ledetid på større kraft- og nettutbygginger kan det gå lang tid fra et behov/etterspørsel er identifisert og tilbudet faktisk økes. Norge bør derfor legge til rette for at den samlede porteføljen av planlagte og konsesjonssøkte prosjekter er stor nok til å kunne imøtekomme kortsiktige behov.

4. Norge må jobbe for en offensiv klimapolitikk der forurensere betaler

En styrking av klimapolitikken gjennom det Europeiske kvotehandelssystemet ETS eller et fremtidig globalt kvotesystem er en viktig forutsetning for verdiskaping basert på norske fornybare ressurser, med eller uten kabler. Lønnsomheten i kablene vil bli bedre dersom EU sørger for et stramt regime. Følgende rammebetingelser/virkemidler bør vurderes for å lykkes:

- Norge bør arbeide for en innstramming av ETS systemet også før 2020
- Norge bør arbeide for et stramt regime etter 2020 (EUs 2030 mål)

5. Norges energi- og klimamål bør tallfestes og det bør etableres milepæler og kontrollstasjoner

De lange ledetidene på utenlandskabler, effekt-/pumpekraftverk og andre prosjekter i kraftbransjen gjør at langsiktige og stabile rammebetingelser er spesielt viktige. En måte å sikre dette på er å tallfeste langsiktige energi- og klimamål frem mot 2050, inkludert delmål (gjørne for 5 år ad gangen). I tillegg bør det legges opp til jevnlig kontrollstasjoner slik at målene kan kontrolleres og avstemmes med den øvrige utviklingen. Dette innebærer imidlertid ikke at det anbefales at Norge lager særegne mål.

6. Vertskommuner må få ta del i verdiskapingen og utbyggingen av lokale resurser

Naturinngrep knyttet til kraftutveksling og utbygging av fornybar produksjon skaper verdier for hele Norge, men foretas ute i kommunene. Vertskommunene må derfor få ta del i verdiskapingen slik at en kan få til de beste løsningene både for lokalsamfunnet og for Norge totalt sett. Det er derfor avgjørende at lokale interesser i fremtiden blir tatt hensyn til når nye rammevilkår for norsk klima- og energipolitikk blir utformet.



APPENDIX:

Kraftutveksling med Europa mot 2050

13. august 2014

Innhold

Figuroversikt	2
Om analysen	3
Analyseprosessen	3
Underlag for analysen	3
Tidsperspektivet	4
Usikkerhet	4
Kraftsystemet i EU.....	5
Scenario «Roadmap 2050» og veien til en fornybar kraftsektor	5
Utfordringen med økt andel fornybar kraftproduksjon i EU	7
Overskudd av kraft i enkelttimer	7
Variabel produksjon	9
Back-up når vinden ikke blåser og solen ikke skinner.....	10
EUs behov for fleksibilitet gir Norge mulighet for verdiskaping	12
EUs handlingsrom	13
Behov for fornybar energi	14
Behov for lagring av overskuddskraft	14
Behov for fleksibel produksjon/sluttforbruk	15
Behovet for back-up	16
Kraftsystemet i Norge	18
Fornybare energiresurser og kraftbalansen.....	18
Kraftutveksling.....	19
Effektkapasitet	20
Lagringskapasitet i vannmagasinene	21
Muligheter for økt innenlandsk forbruk i Norge (elektrifisering)	22
Referanser	24

Figuroversikt

FIGUR 1: ANALYSEPROSSESSEN	3
FIGUR 2: KORTSIKTIGE VS LANGSIKTIGE MÅL	4
FIGUR 3: EKSEMPEL PÅ KATEGORISERING AV FAKTORER SOM PÅVIRKER NORSK VANNKRAFTS ROLLE SOM BALANSEKRAFT FOR EU I FREMTIDEN (KILDE: CEDREN)	4
FIGUR 4: UTSLIPP I ULIKE SEKTORER (KILDE: EUS CARBON ROADMAP 2050)	5
FIGUR 5: SCENARIOS FOR ROADMAP 2050 (KILDE: ECF)	6
FIGUR 6: RESIDUAL LASTEN I TYSKLAND 2050 (KILDE: PROGNOSE)	7
FIGUR 7: VARIASJON I VINDKRAFTPRODUKSJONEN RUNDT NORDSJØEN FORUTSATT 94 GW I 2030 (KILDE: CEDREN)	8
FIGUR 8: PRODUKSJON I TYSKLAND 11. MAI 2014 (KILDE: AGORA)	8
FIGUR 9: VARIABILITET I VIND OVER TIMER OG UKER (KILDE: ISI FRAUHOFF)	9
FIGUR 10: BEHOV FOR BACK-UP I TYSKLAND I UKE 33 OG 46 I 2022 (KILDE: AGORA)	10
FIGUR 11: VARIABILITET I VINDKRAFT RUNDT NORDSJØEN I 2030 (KILDE: CEDREN/SINTEF)	11
FIGUR 12: ANTALL FULLASTTIMER FOR KRAFTVERK I TYSKLAND I 2010 OG 2020 (KILDE: AGORA)	12
FIGUR 13: TANKEKART OVER MULIGE LØSNINGER FOR Å INTEGRERE STORE MENGDER NY FORNYBAR PRODUKSJON I EU (KILDE: PROGNOSE)	13
FIGUR 14: MAX/MIN LAST OG RAMPING RATES FOR ULIKE TYPE KRAFTVERK (KILDE: RWE, VGB)	16
FIGUR 15: NORSK KRAFTBALANSE OVER TID (KILDE: ENERGIUTREDNINGEN)	18
FIGUR 16: NORSK VANNKRAFTPOTENSIAL (KILDE: NVE)	19
FIGUR 17: ÅRLIG NORSK KRAFTUTVEKSLING 1993-2013 (KILDE: NORD POOL SPOT, STATNETT, ADAPT)	20
FIGUR 18: INSTALLERT EFFEKT I DET NORSKE KRAFTSYSTEMET (KILDE: NVE)	20
FIGUR 19: OVERSIKT OVER UTVALGTE ANLEGG SOM SKAL STUDERES I MER DETALJ I THE HYDROBALANCE PROJECT (KILDE: CEDREN)	21
FIGUR 20: TILSIG I NORSKE MAGASINER OVER ÅRET (KILDE: ENERGIUTREDNINGEN)	22
FIGUR 21: NETTO ENERGIFORBRUK I NORGE 2012 FORDELT PÅ SEKTOR OG FOSSILT/FORNYBART (KILDE: ZERO, SSB)	23

Om analysen

Dette appendixet sammenfatter analysen som ligger til grunn for utarbeidelsen av de konkrete anbefalingene i innspillet til energimeldingen.

Analyseprosessen

Anbefalingene i innspillet til energimeldingen bygger på en omfattende analyseprosess der en har sett på markedsutviklingen i EU frem mot 2050 og hvilke behov denne utviklingen skaper, de ulike alternativene EU har for å dekke disse behovene, og hvilke potensial det norske kraftsystemet har for å dekke EUs behov. Analyseprosessen er vist i Figur 1 under.

Figur 1: Analyseprosessen



Underlag for analysen

De siste årene har en rekke energifaglige konsulent- og analysemiljøer i Norge, Norden og EU utarbeidet rapporter og scenarier som beskriver fremtidsutviklingen i det europeiske kraftsystemet mot 2050. Utviklingen i det norske kraftsystemet har også vært gjenstand for en rekke analyser. Blant annet gir Energiutredningen NOU 2012:09 et godt bilde av det norske kraftsystemet slik det ser ut i dag og mulige utviklingsbaner fremover. Videre har Sintef/Cedren gjort et omfattende arbeid knyttet til potensialet for økt effektkapasitet og pumpekraftverk i Norge, blant annet gjennom sitt «HydroBalance»-prosjekt. Statnetts konsesjonssøknad for kablene til Tyskland og UK med tilhørende samfunnsøkonomisk analyse inneholder også fremskrivninger av både det norske og europeiske kraftsystemet, samt virkningene av økt kraftutveksling. I tillegg har flere analysemiljøer laget rapporter som både beskriver potensialet for kraftutveksling, mulige markedsmodeller og handelsløsninger. Analysen i dette appendixet bygger i stor grad på dette underlaget, men inneholder også en del egne vurderinger.

Tidsperspektivet

En av utfordringene i energipolitikken er at ledetiden for kraft- og nettprosjektene er meget lang. Det kan gå 10-15 år fra et prosjekt påtenkes til det faktisk står ferdig. I løpet av denne tiden kan forutsetninger knyttet til tilbud/etterspørsel/priser/kostander/markedsdesign ha endret seg. I tillegg har mange av anleggene, slik som kabler til utlandet, mer enn 40 års levetid. Det er derfor betydelig usikkerhet knyttet til alle større energiprojekter. Dermed blir det enda viktigere å ha en klar oppfatning av hvor Norge/EU skal på lang sikt (frem mot 2050). På den måten kan man avstemme kortsiktige energi- og klimapolitiske valg mot den «banen» man ønsker å følge på lang sikt. Prosjektmandatet legger derfor til grunn et 2050-perspektiv. Figur 2 under viser at det vil kunne finnes tiltak/løsninger som verken er fornuftige på kort eller lang sikt. I andre tilfeller kan et tiltak være fornuftig på lang sikt men ikke på kort sikt, eller motsatt. I dette prosjektet er det lagt vekt på å komme frem til anbefalinger som trolig vil være fornuftige både på kort og lang sikt.

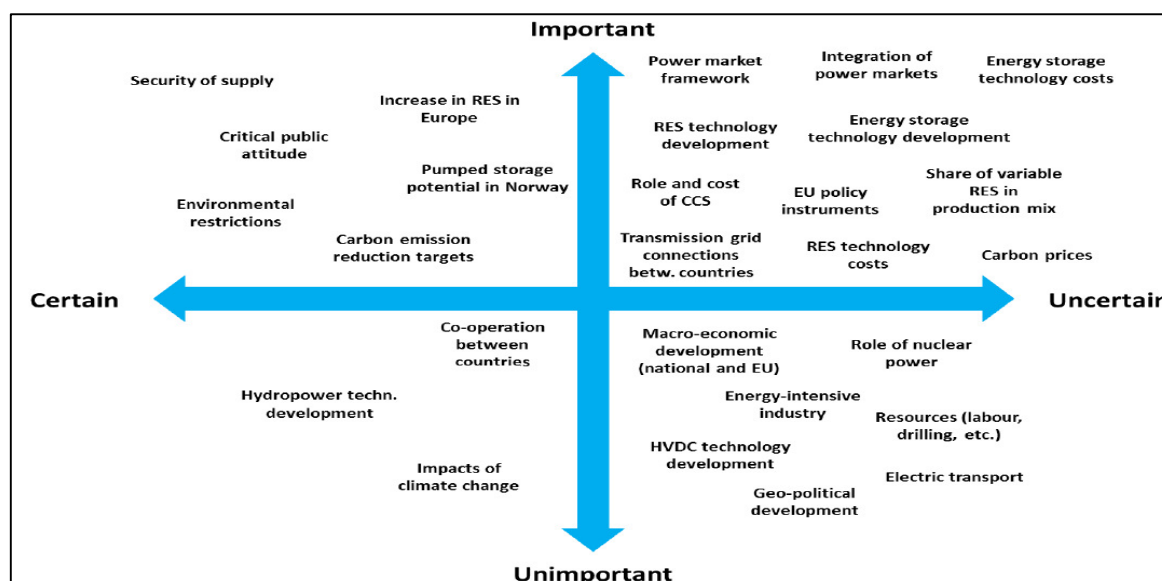
Figur 2: Kortsiktige vs langsiktige mål

	Bidrar ikke til målet i 2050	Bidrar til målet i 2050
Ikke fornuftig på kort sikt		
Fornuftig på kort sikt		

Usikkerhet

Bygging av mellomlandsforbindelser er store, kompliserte prosjekter med betydelig usikkerhet. I "Hydrobalance"-prosjektet har CEDREN brukt en metodikk for å vurdere og kategorisere viktige faktorer som påvirker rollen norsk vannkraft kan ha som balansekraft i det europeiske kraftmarkedet i fremtiden (jf. Figur 3 under).

Figur 3: Eksempel på kategorisering av faktorer som påvirker norsk vannkrafts rolle som balansekraft for EU i fremtiden (Kilde: Cedren)



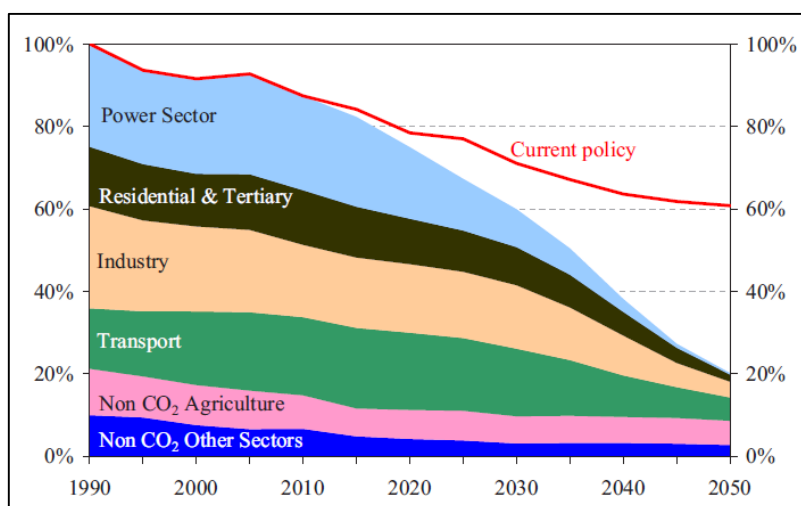
Matrisen sorterer de ulike faktorene langs aksene viktig/uviktig og sikkert/usikkert. Som det fremgår i eksempelet over, er det en rekke faktorer som både er viktige og usikre. Mange av disse faktorene vil imidlertid alltid være forbundet med usikkerhet, slik som karbonprisen eller EUs rammer for kraftmarkedet. Energi- og klimapolitiske valg må derfor alltid tas under usikkerhet. Det er imidlertid klart at myndigheter, Statnett og kommersielle aktører kan bidra til å redusere usikkerheten og sikre Norges interesser i et langsiktig perspektiv, blant annet gjennom å inngå bilaterale forpliktende avtaler, arbeide for omforente internasjonale og markedsbaserte handelsløsninger og rammebetingelser, samt generell påvirkning av utformingen av EUs energipolitikk.

Kraftsystemet i EU

Scenario «Roadmap 2050» og veien til en fornybar kraftsektor

I henhold til prosjektmandatet legges det til grunn at EU vil gå mot en karbonnøytral kraftsektor mot 2050, slik det er beskrevet i EUs Energy- og Carbon Roadmap 2050 (jf. Figur 4 under).

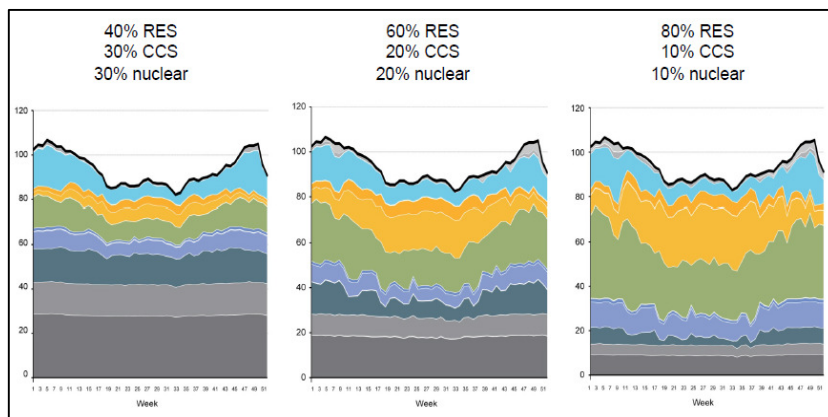
Figur 4: Utslipp i ulike sektorer (Kilde: EUs Carbon Roadmap 2050)



Denne analysen inneholder derfor ingen egne scenarier og går heller ikke i detalj på hvordan EU skal nå dette målet. Analysen legger likevel til grunn at den viktigste driveren for en grønn omstilling i EU er en offensiv klimapolitikk basert på «forurensen betaler prinsippet», noe som vil øke verdiskapingspotensialet for norske fornybare ressurser.

En karbonnøytral europeisk kraftsektor kan oppnås gjennom en rekke ulike kombinasjoner av fornybar kraft, lagring, kjernekraft, fossile anlegg med CCS, etc. I The European Climate Foundations rapporter: *“Power Perspectives 2030 – On the road to a decarbonized power sector”* og *“Roadmap 2050 – A practical guide to a prosperous low carbon Europe”* vises det blant annet til tre ulike scenarier for 2050 med ulike kombinasjoner av fornybar, fossile anlegg med CCS og kjernekraft (jf Figur 5 under).

Figur 5: Scenarios for Roadmap 2050 (Kilde: ECF)



Det er selvsagt ikke likegyldig for EU og kraftselskapene på Kontinentet hvilket av disse scenariene som faktisk blir realisert. Konsekvensene for markedsdesign, økonomien for eksisterende anlegg, fremtiden for kjernekraften og behovet for CCS vil alle bli drastisk påvirket av hvilket scenario som slår til. Den fremtidige energimiksen i EU vil også påvirke det norske/nordiske kraftmarkedet enten det bygges flere kabler eller ikke. For verdiskaping basert på økt kraftutveksling med EU er det imidlertid to faktorer som er spesielt viktige:

1. At det blir bygget store mengder ny variabel fornybar produksjon med tilhørende behov for lagring/fleksibilitet. Denne utviklingen synes robust ved at den inngår i alle scenarioene som dette innspillet bygger på.
2. At det blir ført en offensiv klimapolitikk basert på «forurensen betaler prinsippet»¹, som igjen vil gi høyere karbonpriser og dermed øke verdien av norske fornybare ressurser.

En viktig antakelse for anbefalingene i dette innspillet er derfor at variabel fornybar produksjon vil spille en mye større rolle i EUs kraftmiksen i årene frem mot 2050 og at hoveddriveren for en slik utvikling er en offensiv klimapolitikk.

¹ På kort sikt fordrer dette en innstramning av EUs kvotehandelssystem. De negative effektene en slik innstramning vil kunne få for industrien (karbonlekkasje) kan kompenseres gjennom andre ordninger (slik som dagens CO₂-kompensasjonsordning).

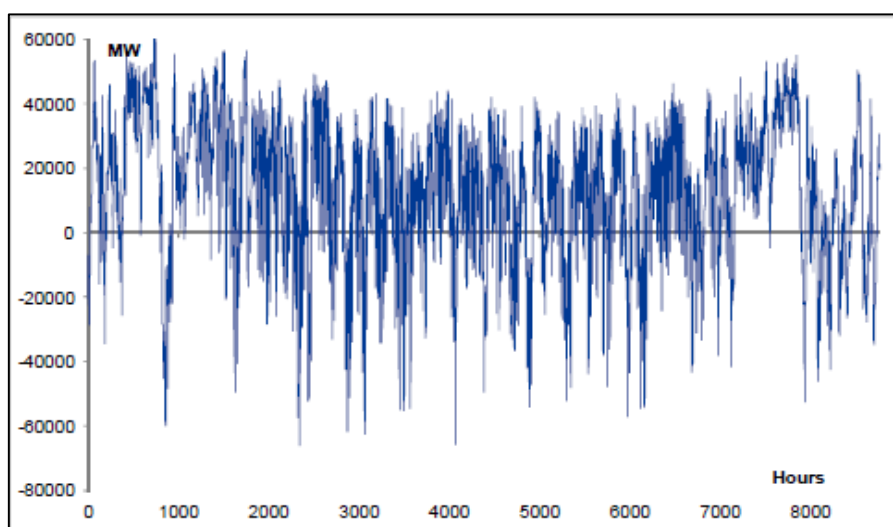
Utfordringen med økt andel fornybar kraftproduksjon i EU

Økt andel fornybar kraftproduksjon, spesielt vind², stiller fremtidens kraftsystem overfor nye utfordringer. Mens man tidligere dimensjonerte kraftsystemet for å håndtere variasjoner i forbruk over time, døgn, uke, sesong og mellom år, må man i dag i stadig større grad dimensjonere systemet ut fra variasjoner i produksjon. Dette delkapittelet gir en kort beskrivelse av de utfordringer som den økte andelen variabel fornybar produksjon stiller EUs kraftsystem overfor.

Overskudd av kraft i enkelttimer

Figur 6 under er hentet fra det tyske analysebyrået Prognos sin rapport; *“The significance of international hydropower storage for the energy transition”* og viser forventet over-/underskudd mellom forbruk og produksjon av vind/sol time for time i Tyskland i 2050. Som det fremgår vil det i enkelttimer være opptil 60 GW overproduksjon av kraft når vind og sol produserer for fullt. I andre timer må konvensjonelle anlegg, som gasskraft, dekke opptil 60 GW av forbruket. Totalt installert effekt i Norge er til sammenlikning i overkant av 30 GW, mens forbruket varierer mellom 10 og 24 GW.

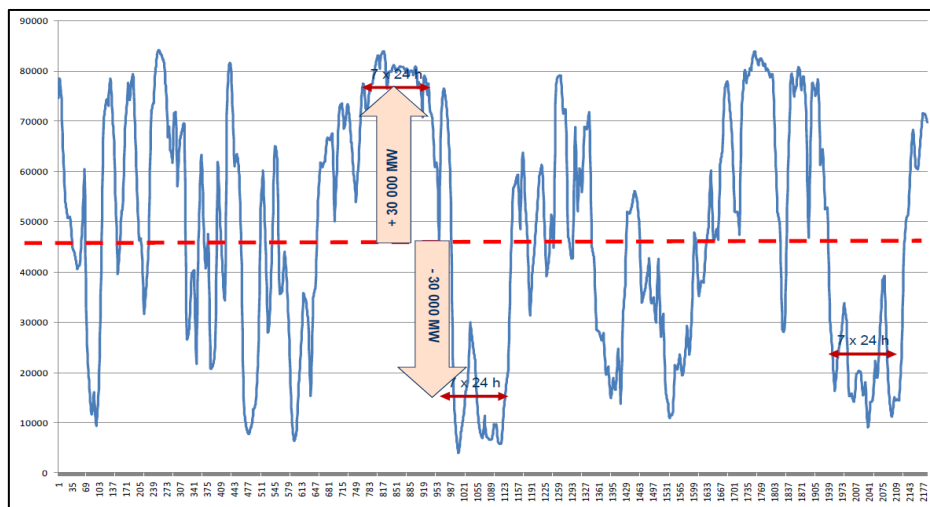
Figur 6: Residual lasten i Tyskland 2050 (Kilde: Prognos)



I den samme studien antydes det at overskuddet på kraft i Tyskland i 2050 kan bli på 38 TWh/år. Total lagringskapasitet i norske vannmagasiner er til sammenlikning 84 TWh. Tilsvarende viser Figur 7 under variasjonen i vindkraftproduksjon rundt Nordsjøen gitt 94 GW installert kapasitet i 2030. Som det fremgår vil man til tider produsere både 30 000 MW mer og mindre enn snittet i perioder på opptil en uke (168 timer). Dette «overskuddet» tilsvarer 5 TWh (30 000 MW x 168 timer) i løpet av en uke.

² Solkraft varierer også betydelig, men er i større grad korrelert med forbruk og er derfor ofte ansett som en mindre utfordring enn vind.

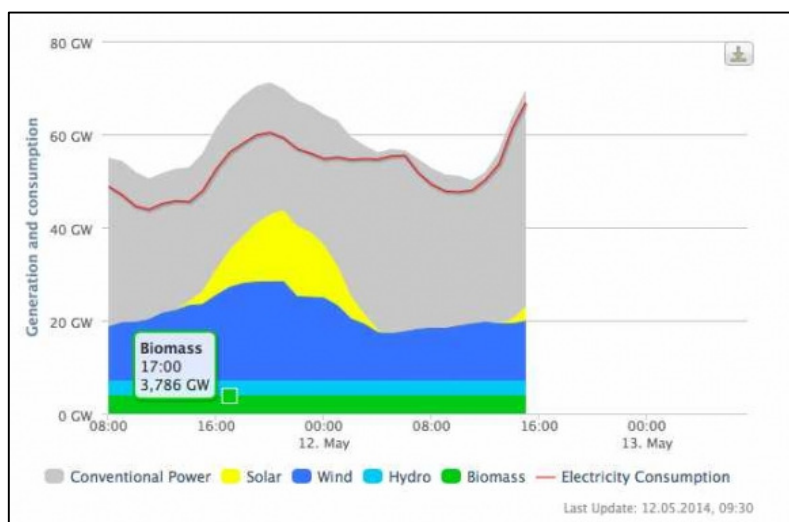
Figur 7: Variasjon i vindkraftproduksjonen rundt Nordsjøen forutsatt 94 GW i 2030 (Kilde: Cedren)



Behovet for å lagre kraft, eventuelt øke forbruket i perioder med mye vind/sol, er derfor en av utfordringene EU vil stå overfor i årene som kommer. Norske vannmagasiner har lenge vært identifisert som en mulig løsning for tysk overskuddskraft, på samme måte som Norge lenge har spilt en slik rolle for dansk kraftforsyning.

Overskudd på kraft i enkelttimer er imidlertid allerede et faktum i Tyskland. Midt på dagen den 11. mai 2014 dekket vind, sol, biomasse og vannkraft 74 % av forbruket i Tyskland (jf. Figur 8 under). Sol stod for 15 GW, tilsvarende litt under halvparten av tilgjengelig kapasitet på 33 GW. Vind stod for 21 GW, mens konvensjonelle kjernekraft-, gass- og kullkraftanlegg stod for 26 GW. Dette er om lag halvparten av hva konvensjonelle anlegg normalt leverer.

Figur 8: Produksjon i Tyskland 11. mai 2014 (Kilde: Agora)



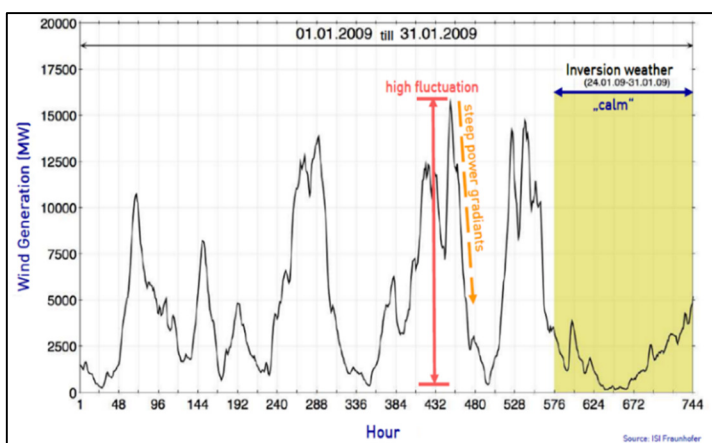
Siden mange av anleggene ikke kunne/ønsket å stenge ned sine anlegg på kort varsel (grunnlastprodusenter³), ble mer enn 10 GW med overkapasitet eksportert til nabolandene. Eksport av overskuddskraft kan være en god løsning i høy-lasttimer, mens det i lav-last om sommeren ikke nødvendigvis lar seg gjøre. For eksempel forventer man allerede sommeren 2014 å måtte stenge ned fornybar produksjon i det tysk-/østeriske markedet i lav-last timene. Tilsvarende utfordringer har man observert i UK. Der har man måttet betale fornybarprodusenter for ikke å produsere i enkelte perioder. Det er åpenbart ikke rasjonelt å subsidiere fornybar kraft for deretter å betale de samme produsentene for ikke å produsere.

Kraftoverskudd som skyldes at termiske anlegg av teknisk/økonomiske grunner ikke stenger ned produksjonen ved mye vind/sol kan reduseres ved å forbedre fleksibiliteten i disse anleggene. Likevel vil det alltid finnes anlegg som vil produsere uavhengig av pris, slik som elvekraft/småkraft (såkalte «must-runs»⁴). Ulike studier (Prognos) viser at det per i dag finnes om lag 20 GW med «must-runs» i Tyskland. Det innebærer at dersom vind/sol produserer 100 % av forbruket i en time, så vil Tyskland måtte eksportere 20 GW med kapasitet. Andelen «must-runs» kan trolig reduseres til 5 GW innen 2050. Likefullt vil situasjonen med overskudd av kraft i enkelttimer trolig forsterke seg både i Tyskland og andre EU-land frem mot 2050. Dette underbygges ikke minst av at de fleste land i Europa, av hensyn til forsyningssikkerheten, planlegger å være i balanse eller i overskudd på kraft (kWh) over året.

Variabel produksjon

I tillegg til overskudd på kraft i enkelttimer, vil de store, kortsiktige svingningene i produksjon utfordre det Europeiske kraftsystemet. Figur 9 under viser svingningene i tysk vindkraft i januar 2009. Som det fremgår varierer vindkraften med flere tusen MW på få timer.

Figur 9: Variabilitet i vind over timer og uker (Kilde: ISI Fraunhofer)



³ Grunnlastanlegg er anleggs om produserer døgnet rundt hele året.

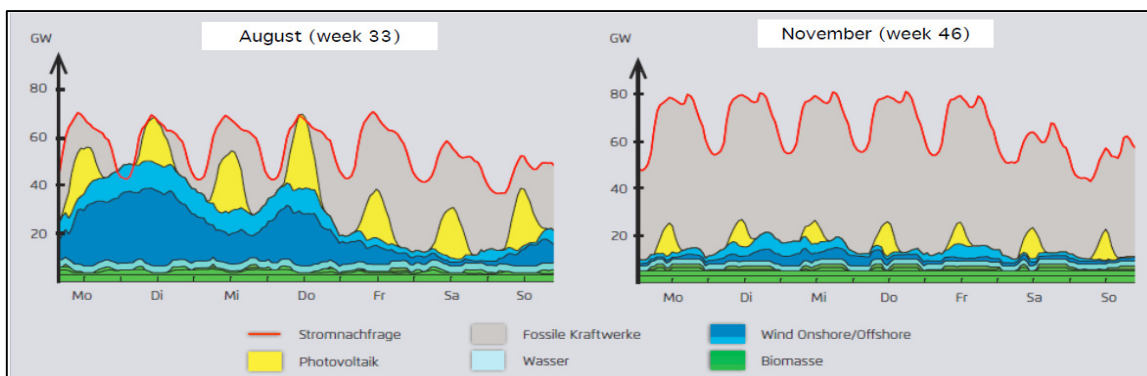
⁴ «Must-runs» er anleggs om må gå uavhengig av kortsiktig pris. Eksempler kan være elvekraftverk eller CHP-anlegg som produserer både kraft og (fjern)varme

I en rapport fra tenketanken Agora anslår man at det allerede ved 50 % fornybarandel i Tyskland vil kunne oppstå situasjoner der konvensjonelle anlegg, som gasskraft, vil måtte øke produksjonen med så mye som 40 GW i løpet av fire timer. Denne kapasitetsmengden tilsvarer mer 50 % av topplasten i Tyskland i dag og 133 % av installert kapasitet i Norge. Innenfor 15 minutter kan endringen i last (den såkalt ramping-raten) være på opptil 6 GW (400 MW/min). Til sammenlikning tillates det per i dag at flyten av kraft på utenlandskabler kun endres med 10 MW/min. Selv om prognosene for både vind og sol blir stadig bedre, vil variasjoner av et slikt omfang (selv om endringene var kjent på forhånd) fortsatt utgjøre en utfordring for kraftsystemet. Det er derfor behov for reserver som raskt kan starte/stoppe og foreta hurtige opp/nedreguleringer (anlegg med god «ramping-rate»). Norsk vannkraft er meget godt egnet til dette formålet.

Back-up når vinden ikke blåser og solen ikke skinner

I tillegg til de store kortsiktige variasjonene, viser Figur 9 over at det også vil være lange perioder (flere uker) nesten uten sol-/vind-kraftproduksjon. Figur 10 under viser hvordan sol/vind i august 2022 forventes å kunne dekke hele Tysklands behovet for kraft i enkelte timer. Samtidig viser figuren at i lange perioder om vinteren vil behovet måtte dekkes av konvensjonelle anlegg og lagret energi fra overskuddstimer.

Figur 10: Behov for back-up i Tyskland i uke 33 og 46 i 2022 (Kilde: Agora)

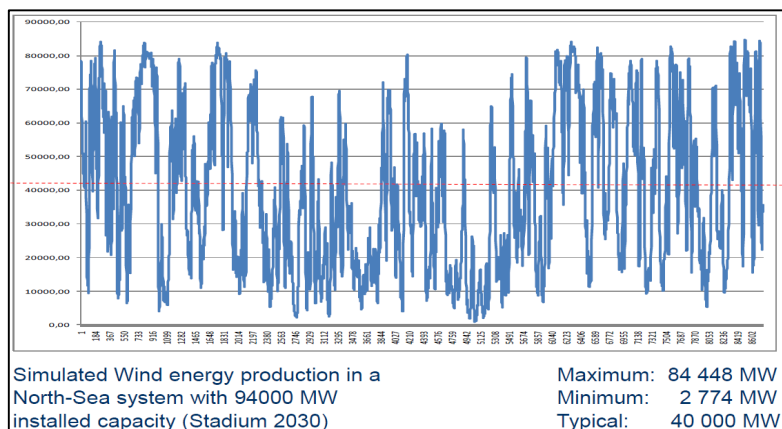


Selv i et scenario der vind/sol dekker 100 % av energiforbruket over året, vil det være behov for å ha konvensjonelle anlegg som kan stå klar og produsere når vinden ikke blåser og solen ikke skinner. Dette betegnes ofte som «back-up» kapasitet, dvs. kapasitet som står i beredskap for å dekke kraftbehovet ved bortfall av sol/vind.

Figur 11 under viser simulert variabilitet forutsatt at det ble bygget ut 94 000 MW vindkraftkapasitet rundt Nordsjøen frem mot 2030. Selv i et stort geografisk område som Nordsjøen vil samtidigheten i vindforhold være så høy at minimumskapasiteten på vindstille dager kun utgjøre 3 % av total installert kapasitet, 3,3 % av maks produksjon og 7 % av gjennomsnittlig produksjon. Flere analyser peker på at økt utvekslingskapasitet mellom land/områder vil kunne balansere ut mye av variasjonen og dermed redusere det samlede behovet både for back-up og lagring i EU totalt sett. Dette er trolig riktig. Samtidig viser blant annet EU

prosjektet TradeWind, at vindkraftens bidrag til sikker forsyning kun øker fra 8 % til 14 % dersom hele EU knyttes sammen og sees under ett. Det innebærer at selv med høy grad av integrasjon mellom markeder fra nordlige deler av Tyskland til sørlige deler av Spania, vil det kunne oppstå perioder hvor det er relativt vindstille over hele kontinentet og behovet for back-up er stort overalt.

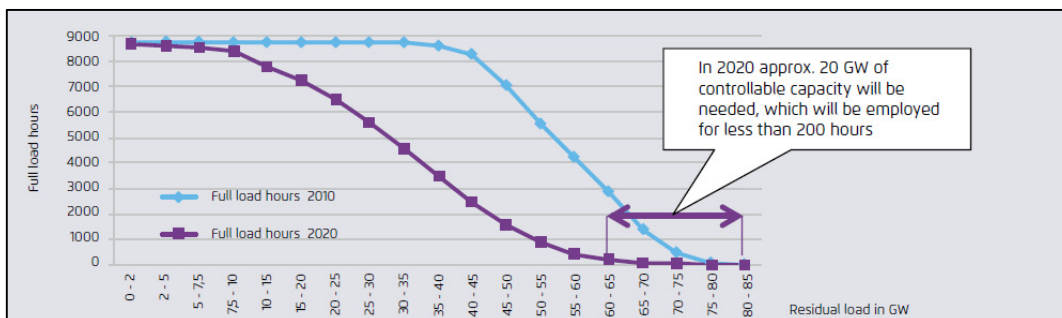
Figur 11: Variabilitet i vindkraft rundt Nordsjøen i 2030 (Kilde: Cedren/Sintef)



Behovet for back-up er imidlertid ikke et tekniske problem siden konvensjonelle (eksisterende) anlegg i stor grad kan dekke EUs behov. Back-up er i stedet primært en økonomisk og klimamessig problemstilling for EU. Klimamessig, fordi dersom kraftsystemet skal bli klimanøytralt, er det nødvendig at store deler av back-up kapasiteten enten er stabil fornybar kapasitet som regulerbar vannkraft, bio, geotermisk etc., eller baseres på fossile anlegg med CCS eller kjernekraft. Ren norsk vannkraft er i dette bildet et svært interessant produkt.

Økonomisk ligger utfordringen med å sikre tilstrekkelig back-up kapasitet i at økt innslag av sol og vind gir stadig flere timer med svært lave priser (på grunn lav marginalkostnad ved fornybar kraftproduksjon). Dermed reduseres antall driftstimer for konvensjonelle gass- og kullkraftanlegg. I tillegg kuttes toppplastprisene (peak-prisene), siden solen produserer når lasten er høyest og prisene tradisjonelt har vært høye. Med reduserte inntekter vil det ikke lenger være lønnsomt å drive gass- og kullkraftverk på sikt, og en rekke kull- og gasskraftverk er allerede stengt ned i flere Europeiske land. Foreløpig er dette ikke et problem fordi det eksisterer et overskudd på kapasitet i systemet, men på sikt vil en kunne risikere at det blir lagt ned så mye kapasitet at en ikke vil kunne dekke behovet i den mest anstrengte timen. Dette er bakgrunnen for at flere Europeiske land har innført eller vurderer å innføre kapasitetsmarkeder, der fossile anlegg får betalt for å være tilgjengelige, i tillegg til å få betalt kraftprisen i de timene de produserer. Figur 12 under viser antall full-last timer for kraftverk i Tyskland i 2010 og 2020. Som det fremgår vil det allerede i 2020 være 20 GW med kapasitet som blir brukt i mindre enn 200 timer. Skal disse anleggene kunne overleve økonomisk, må prisene i disse timene enten være svært høye, eller så vil de måtte motta en form for kapasitets-/tilgjengelighetsbetaling.

Figur 12: Antall fullasttimer for kraftverk i Tyskland i 2010 og 2020 (Kilde: Agora)



Merk at situasjonen som beskrives over også spiller en rolle for norsk energieksport. Med stadig lavere peak- og gjennomsnittspriser i flere EU-land blir nettoeksport av energi stadig mindre interessant fra et norsk perspektiv.

EU's behov for fleksibilitet gir Norge mulighet for verdiskaping

Som det fremgår av avsnittene foran, vil EU's overgang til et mer fornybart kraftsystem frem mot 2020, 2030 og 2050 innebære at EU i tillegg til store mengder fornybar energi vil ha behov for:

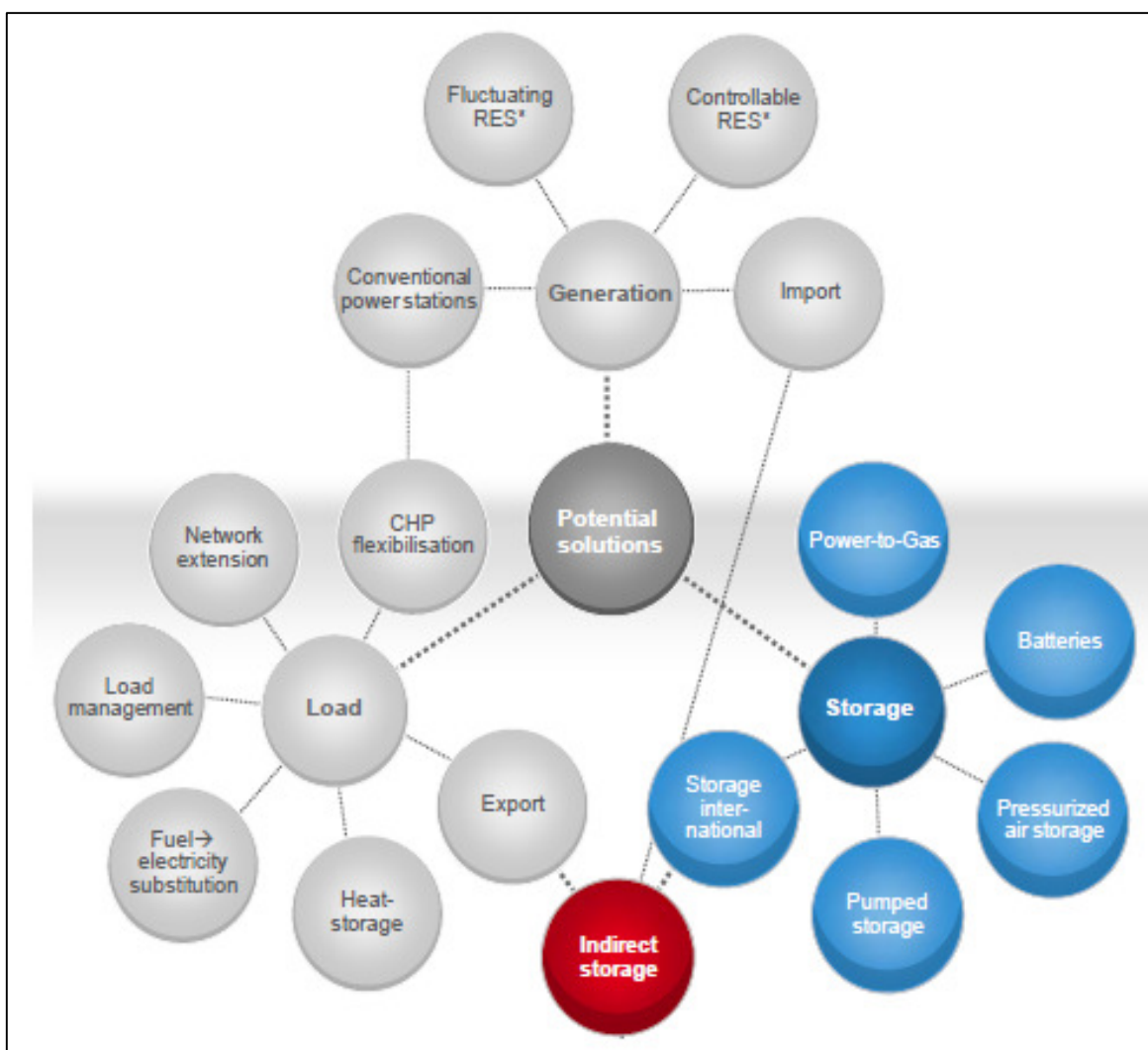
- Lagring/økt forbruk ved overskudd av kraft i perioder med mye vind/sol
- Fleksibilitet - rask opp-/nedregulering ved hurtige endringer i sol/vindproduksjonen (herunder systemtjenester)
- Back-up når solen ikke skinner og vinden ikke blåser over lengre perioder

Det er leveranse av disse produktene/tjenestene som primært legger grunnlaget for norsk verdiskaping gjennom økt kraftutveksling med EU. Ved å utnytte norsk vannkrafts komparative fortrinn kan Norge bli en viktig leverandør til EU. Ulike rapporter gir ulike estimater knyttet til EU's behovet for fornybar produksjon, lagring, fleksibilitet og back-up kapasitet. Det er likevel grunn til å anta at EU's behov/etterspørsel er større enn det det vil være rimelig å anta at Norge vil kunne/ønske å levere innen 2050. Basert på dette har en i analysen valgt å ikke fokusere på potensialet for blant annet pumpekraft i Norge. I stedet legges det vekt på å identifisere de muligheter Norge faktisk bør arbeide for å få utløst og hvilke vilkår/rammebetingelser/virkemidler som må være på plass for å lykkes med dette.

EUs handlingsrom

Samtidig som Norge med sine fornybare ressurser og fleksible vannkraft er godt posisjonert til å forsyne EU med fornybar produksjon, fleksibilitet, lagring og back-up, så finnes det også alternativer. Figur 13 under viser et tankekart over mulige løsninger som kan bidra til å integrere store mengder variabel fornybar produksjon i EU. En del av løsningene finnes og er aktuelle allerede i dag, mens andre må utvikles videre eller er prohibitivt dyre per i dag.

Figur 13: Tankekart over mulige løsninger for å integrere store mengder ny fornybar produksjon i EU (Kilde: Prognos)



At Norge og norsk vannkraft kun er én av løsningene for EU, og at vi derfor må gå aktivt inn å promotere, selge og sikre våre løsninger, er trolig blant de viktigste erkjennelsene norske myndigheter og norsk kraftbransje kan gjøre. Norske aktører og myndigheter må derfor utnytte mulighetsrommet som nå er der til å legge forholdene til rette for langsiktig og stabil verdiskaping basert på norske fornybare ressurser. Under har vi forsøkt å gi en overordnet beskrivelse av EUs handlingsrom knyttet til de fire behovene beskrevet ovenfor.

Behov for fornybar energi

Frem mot 2050 skal EU bygge ut betydelige mengder ny fornybar energi. Bare det tyske kraftmarkedet alene vil utgjøre et volum på over 480 TWh dersom fornybarandelen skal opp til 80 %. Totalt for hele EU er behovet potensielt på flere tusen TWh. Det teoretiske vindkraftpotensialet offshore i Norge er til sammenlikning anslått til flere tusen TWh, og potensialet på land er også betydelig. Ressursmessig vil Norge med andre ord i teorien kunne forsyne både Tyskland og resten av EU med store mengder fornybar kraft.

Både av tekniske, økonomiske, miljømessige og politiske årsaker vil en eventuell nettoeksport av norsk fornybar kraft likevel trolig bare dekke en liten del av EUs totale behov. Selv en markedsandel på 10 % av det nordeuropeiske markedet (200-250 TWh) ville trolig være større enn det Norge vil kunne/ønske å levere innen 2050. Hverken det potensielle markedet i EU, eller Norges tilgang på fornybare ressurser er derfor en begrensning.

Derimot kan EU både av hensyn til verdiskapning og selvforsyning ønske å foreta utbyggingen selv. I Tyskland, UK og andre europeiske land finnes det tilstrekkelig med fornybare ressurser (vind, sol, bio, geotermisk) til å dekke eget behov. Fremtidige planer viser at nærmest samtlige land i Europa planlegger seg i balanse eller overskudd på kraft i årene som kommer. Det synes derfor som om nettoimport av kraft over tid, for eksempel fra Norge, ikke er en aktuell forsyningsstrategi for EU. Hvor mye som løpende importeres eller eksporteres vil imidlertid avhenge av prisene i markedet.

Behov for lagring av overskuddskraft

Som nevnt i forrige kapittel, opplever Tyskland allerede i dag overskudd på kraft i enkelte timer/perioder. Dette skyldes foreløpig ikke at fornybar vind/sol produserer mer enn det som forbrukes, men at termiske anlegg enten av tekniske eller økonomiske grunner ikke klarer/ønsker å skru av/ned produksjonen. I tillegg til å eksportere overskuddskraften til naboland som Norge (lagring i norske vannmagasiner), kan EU løse problemet gjennom:

- Bedre regulerbarhet i eksisterende kraftverk (termisk kapasitet)
- Begrensinger på fornybar produksjon (curtailment)
- Termisk lagring (bruk av elektrisitet i stedet for gass og annen fossil brensel)
- Batterier
- Compressed Air
- Power-to-gas (hydrogen etc.)

Per i dag er eksport av overskuddskraft den foretrukne løsningen både for Tyskland og Danmark i perioder med mye vind/sol. At kraftutveksling vil være viktig for å løse denne type ubalanser også i fremtiden synes å være klart. Etter hvert vil imidlertid det simultane overskuddet i nærliggende markeder kunne bli så stort at en ikke kommer utenom andre lagringsløsninger, spesielt i lav-last. I tillegg vil eksport av billig, subsidiert fornybar kraft til Norge (eller andre land) betalt av

tyske/engelske strømkunder, med tilsvarende import av dyrere kraft tilbake, kunne tvinge frem krav om nasjonale lagringsløsninger, enten dette er økonomisk optimalt eller ikke.

Utveksling mellom ulike europeiske kraftmarkeder vil fortsatt være aktuelt selv om det etableres nasjonale lagringsløsninger, men lønnsomheten knyttet til utveksling vil kunne endres signifikant. Mest sannsynlig blir det en kombinasjon, der utveksling og lokal lagring er komplementære løsninger. I alle tilfeller vil Norge som nevnt bare kunne være en del-løsning for EU, da behovet uansett vil være større enn det Norge vil kunne håndtere. I studien «*Ways towards 100% electricity supply from renewables energy sources*» fra SRU (scenario 2.1a) fra 2011, oppgir man at behovet for eksport av overskudd fra Tyskland allerede i 2020 ville kunne bli på 16 GW økende til 46 GW i 2050. 16 GW utgjør over 11 NordLink kabler.

Lagring av overskuddskraft i norske vannmagasiner vil trolig være svært gunstig både for tyskere og engelskmenn (billigere enn lokale lagringsløsninger, i alle fall på kort-/mellomlang sikt), selv når en tar hensyn til tapet i kablene (eventuelt pumpekraft). Likevel vil det være sterke markedskrefter som vil presse frem alternative lagringsløsninger. Dermed bør Norge benytte tidsrommet i årene som kommer til aktivt å selge inn og posisjonere seg som en løsning og sørge for at det etableres handelsløsninger/avtaler som gjør at Norge får betalt for sin lagringskapasitet.

Behov for fleksibel produksjon/sluttforbruk

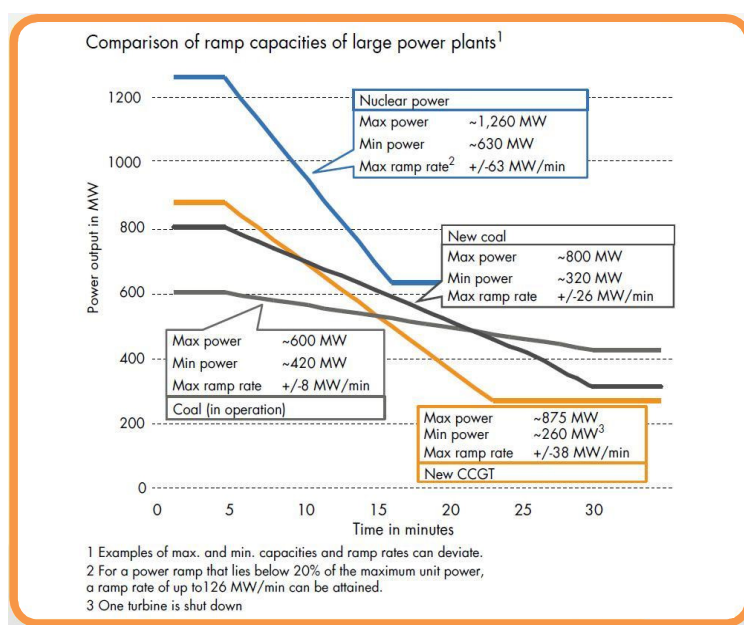
Variasjonene i vind/sol-produksjon kan som tidligere beskrevet være betydelige (flere tusen MW) på kort tid. Dette fordrer at en har produksjon som kan starte/stoppe raskt, og at produksjon som er i drift kan reguleres hurtig opp og ned (god ramping-rate). EUs behov for fleksibel produksjon kan blant annet dekkes gjennom:

- Pumpekraftverk
- Bedre regulerbarhet av eksisterende termisk kapasitet
- Økt regulerbarhet i vind-/solkraftverk (vribare blader og invertere)
- CHP-anlegg
- OCGT (Open Cycle Gas Turbines)
- Batterier
- Compressed Air anlegg
- Svinghjul
- Fleksibelt sluttforbruk

Figur 14 under viser hvor raskt ulike kraftverkstyper kan justere produksjonen opp/ned i MW/minutt, også kjent som «ramping-raten». Dette er en viktig egenskap for å kunne følge variabel vind- og solkraftproduksjon time for time. Gamle kullkraftverk egner seg lite for variabel produksjon med en regulerbarhet på kun 8 MW/min. Sammen med store deler av kjernekraften utgjør derfor gammel kullkraft det man gjerne kaller grunnlasten i kraftsystemet, dvs den lasten

som produserer hele døgnet året rundt med små variasjoner. Nye og ombygde kullkraftverk kan derimot regulere produksjonen opp/ned med opptil 26 MW/min. Nye gasskraftverk klarer 38 MW/min, mens de kjernekraftanleggene som er bygget for fleksibel produksjon kan regulere produksjonen opp/ned med opptil 63 MW/min. Til sammenlikning tillates som nevnt en endring i flyten på utenlandskablene («rampingen») på 10 MW/min (600 MW/time). Det er viktig å merke seg at begrensningen på rampingen ikke ligger i selve kabelen (HVDC forbindelsen), men i kraftsystemet for øvrig. Store endringer i flyten på kabelen stiller store krav til systemet for å hindre utfall. Statnett arbeider med få endret ramping-raten til 17 MW/min (1000 MW/time). Det er imidlertid åpenbart at konkurranseevnen for norsk vannkraft vil være begrenset dersom fleksibiliteten i kabelen (ramping-raten) er dårligere enn konkurrerende fleksibilitet i Tyskland og UK.

Figur 14: Max/min last og ramping rates for ulike type kraftverk (Kilde: RWE, VGB)



I tillegg til fleksibel produksjon kan også fleksibilitet i sluttforbruk, såkalt Demand Management (DM), bli en nyttig kilde til hurtig fleksibilitet. I første omgang vil det typisk være snakk om store industrielle kunder, som kan kutte store laster i 0,1-2 timer ad gangen. På sikt kan mange små laster, for eksempel knyttet til el-biler og husholdninger, aggregeres opp av en aggregator og benyttes som fleksibilitet i markedet.

Behovet for back-up

EU vil ha et stort behov for tilgjengelig sikker kraftproduksjon når vinden ikke blåser og solen ikke skinner, det såkalte behovet for back-up. Flere rapporter peker derfor på at leveranse av back-up er en stor mulighet for Norge. Samtidig har EU alternativer. Back-up utfordringen er nemlig ikke primært en teknisk problemstilling for EU, kraftsystemene leverte utmerket også før man hadde store mengder sol/vind. Behovet for back-up kan i stor grad dekkes av eksisterende termiske

kraftverk. I flere land vil det sågar være begrenset behov for å bygge ut ny kapasitet for å sikre back-up for vind-/solkraften. Sluttkunder kan også bidra som back-up ved å redusere forbruket, men det er trolig mindre aktuelle over lengre perioder.

Gjennom å innføre ulike kapasitetsmekanismer vil EU også kunne sikre økonomien for termiske/konvensjonelle anlegg som skal levere back-up. For norske utenlandskabler bidrar kapasitetsmekanismene til lavere lønnsomhet. Grunnen er at kapasitetsmarkeder per definisjon skaper et overskudd på kapasitet og dermed bidrar både til lavere kraftpriser generelt og til reduserte svingninger i prisene spesielt. Norske myndigheter og Statnett arbeider derfor aktivt for å sørge for at kablene får delta i kapasitetsmarkedene på lik linje med nasjonale aktører. Dersom kablene ikke får ta del i kapasitetsmarkedet vil trolig alternative løsninger vinne frem i konkurransen.

Teknisk sett står Norge overfor to utfordringer som leverandør av kapasitet/back-up til EU i konkurranse med lokale løsninger. For det første har tilgjengeligheten på HVDC-forbindelsene vært relativt lav. NorNed kabelen hadde fra oppstart frem til og med 2010 en tilgjengelighet på kun 84 %. Dersom kablene til Tyskland og UK har tilsvarende tilgjengelighet, innebærer det en risiko for at Norge ikke kan levere kapasitet/back-up i 16 % av tiden på grunn av utfall på kablene. En slik tilgjengelighet er betydelig dårligere enn lokale løsninger. I et brev til den britiske regulatoren OFGEM i 2010 skriver Statnett følgende: *“Statnett’s experience from our four CC subsea cables in operation fully confirms that there would be significant risk associated with sales of long term contracts with full firmness. We have had several outages on our cables [...] We hence suggest that the TSOs only provide firmness to the day ahead market, but with full price spread compensation.”* Ved å bygge flere kabler vil Norge kunne redusere risikoen for utfall betraktelig.

En annen utfordring er Norges relativt anstrengte effektsituasjon i toppplasttimene om vinteren. Med begrenset margin vil det kunne bli utfordrende å levere ytterligere 2800 MW (eller mer) til Tyskland/UK. Dette kan løses ved å installere med effekt i enkelte aggregater. Samtidig fordrer det at aktørene som øker kapasiteten også får betalt for det gjennom kapasitetsbetalingene.

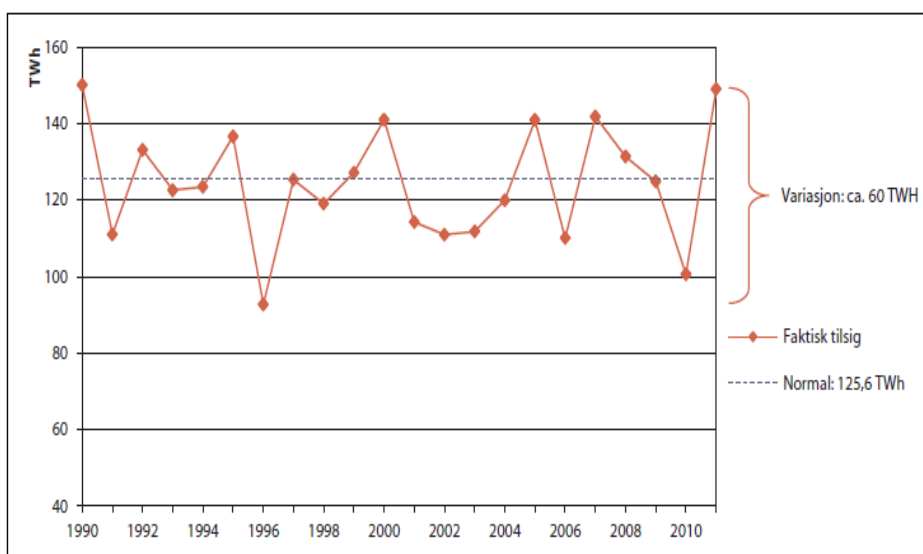
Kraftsystemet i Norge

Det norske kraftsystemet har gode forutsetninger for å kunne bli en leverandør av både effekt (fleksibilitet/MW) og fornybar energi (MWh) i årene frem mot 2020 og 2050. I det følgende gis en kort oppsummering av de viktigste egenskapene ved det norske kraftsystemet som åpner opp for økt verdiskaping gjennom kraftutveksling.

Fornybare energiresurser og kraftbalansen

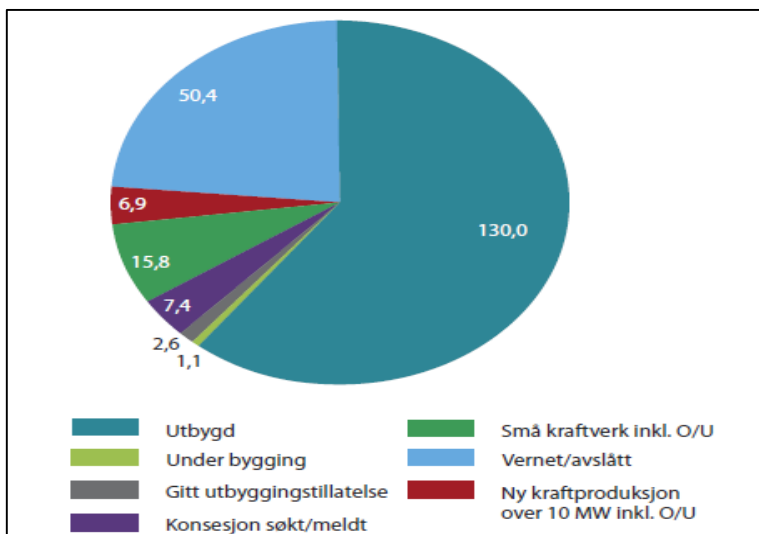
Midlere årlig produksjonsevne i Norge er på omlag 130 TWh. I tillegg er det en rekke prosjekter under bygging blant annet som følge av elsertifikatsystemet. I henhold til Nasjonal handlingsplan skal Norge nå målene i fornybardirektivet gjennom å øke produksjonen av fornybar energi til om lag 144 TWh i 2020. Forbruket skal på sin side kun øke til 127 TWh. Dette tilsvarer en økning på henholdsvis 22 TWh og 14 TWh sammenliknet med tall fra 2005. Handlingsplanen legger med andre ord opp til et kraftoverskudd i Norge på 17 TWh i 2020, i et normalår. For Norden som helhet ligger det an til et overskudd på 20-50 TWh frem mot 2020. Statnett bruker 30 TWh i sine anslag. Dette overskuddet kan sees opp mot de betydelige variasjonene i tilsig som Norge kan oppleve. Som det fremgår av Figur 15 under varierte tilsiget med inntil 60 TWh mellom tørreste og våteste år i perioden 1990-2011.

Figur 15: Norsk kraftbalanse over tid (Kilde: Energiutredningen)



Det totale vannkraftpotensialet i norske vassdrag er av NVE beregnet til 214 TWh/år per 1. januar 2012 (jf. Figur 16 under) basert på tilsigsperioden 1981-2010. Av det totale vannkraftpotensialet ligger 49,5 TWh/år i vernede vassdrag og 0,9 TWh/år ligger i avslåtte søknader om utbygging. Dette potensialet er derfor ikke tilgjengelig for utbygging. Det gjenstår per i dag et potensial på om lag 33,8 TWh/år som ikke er vernet mot kraftutbygging.

Figur 16: Norsk vannkraftpotensial (Kilde: NVE)



I tillegg til vannkraftpotensialet er det et stort potensial for vind-, sol, bio, bølge, tidevannskraft i Norge. Blant annet er det tekniske potensialet for offshore vindkraft i Norge anslått til flere tusen TWh. I denne analysen legges det til grunn at det tekniske potensialet for vind- og vannkraft alene er større enn det som realistisk vil bli bygget ut. Norges handlingsrom begrenses med andre ord ikke av tilgang på ressurser.

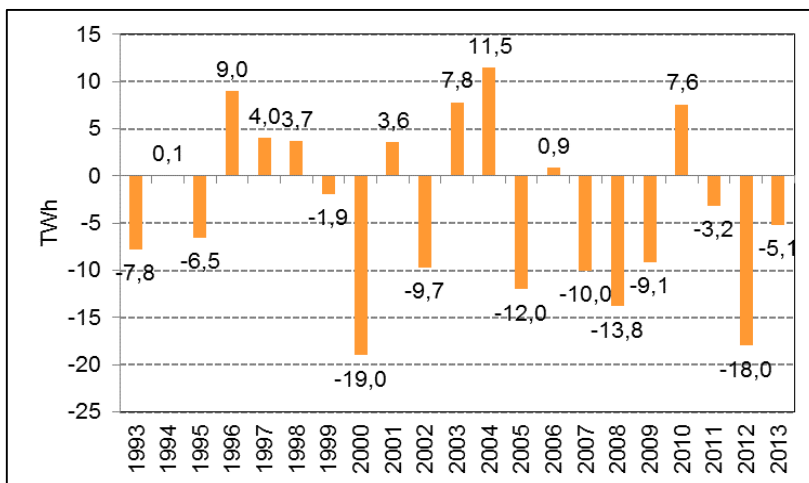
Kraftutveksling

Norge er i dag knyttet til Sverige, Danmark, Finland, Nederland og Russland gjennom 13 forbindelser. Den samlede kapasiteten er per i dag på 5400 MW. Dette vil øke til i underkant av 9000 MW med SK4 (til Danmark), NordLink til Tyskland og NSN til England.

Figur 17 under viser utviklingen i årlig kraftutveksling i perioden 1993-2013. Figuren viser at Norge over tid har eksportert mer enn det vi har importert. Gjennomsnittlig årlig krafteksport i hele denne perioden har vært på 3,2 TWh. Krafteksporten gjør det mulig å øke verdien av våre kraftressurser, samtidig som importen har vært helt avgjørende for forsyningssikkerheten i enkelte nedbørfattige år.

I 2012 var nettoeksport av kraft fra Norge 18 TWh. Kraftbalansen i 2012 kan derfor være representativ for et normalår i 2020. I 2013 var nettoeksport av kraft på 5,1 TWh, noe som er 35 % høyere enn foregående 10-års periode. Bruttoeksporten var på ca. 14,9 TWh, mens bruttoimport var på 9,9 TWh.

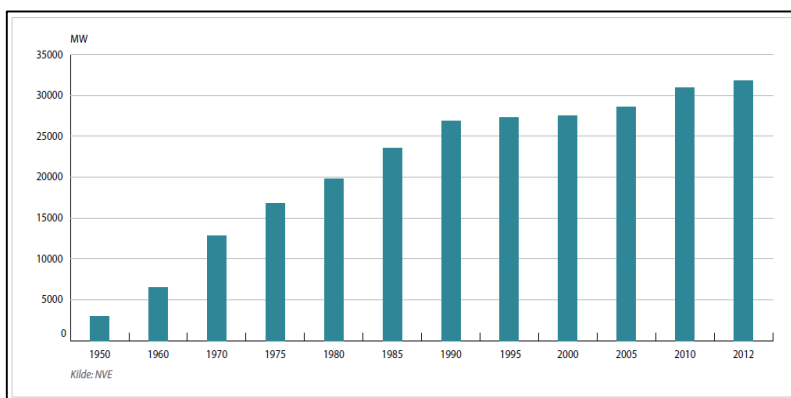
Figur 17 Årlig norsk kraftutveksling 1993-2013 (Kilde: Nord Pool Spot, Statnett, ADAPT)



Effektkapasitet

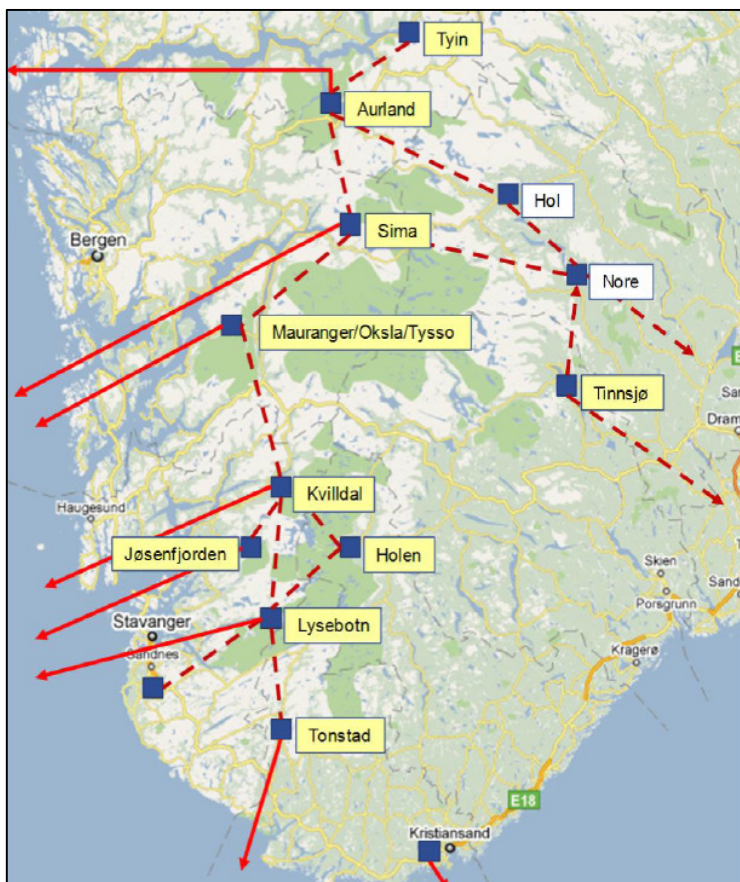
Ved inngangen til 2012 var total installert produksjonskapasitet i elektrisitetsforsyningen på 31 814 MW. Av dette utgjør installert kapasitet i vannkraftverk 30 172 MW, vindkraftverk 512 MW og gass- og andre varmekraftverk 1130 MW. Dette gir en brukstid i systemet på 4200 timer. Maksimal simultan produksjon i Norge er på omlag 26 000 MW, mens maksimalt forbruk har ligget på om lag 24 000 MW.

Figur 18: Installert effekt i det norske kraftsystemet (Kilde: NVE)



Foreløpige studier foretatt av Cedren indikerer at det finnes en rekke muligheter for økt pumpekraft i Norge. Mange av disse vil kunne være på over 1000 MW hver. Pumpekraft vil i mange tilfeller kunne erstatte innenlandske nettførsterkninger ved import/eksport av kraft, spesielt der pumpekraftverket er lokalisert i nærheten av ilandføringsstedet. Figur 19 under viser 12 mulige pumpekraftanlegg som Cedren har studert nærmere i sitt HydroBlance prosjekt.

Figur 19: Oversikt over utvalgte anlegg som skal studeres i mer detalj i the HydroBalance project (Kilde: Cedren)



I tillegg til pumpekraft ligger det også et stort potensial i å øke effektinstallasjonene i eksisterende vannkraftverk, spesielt for anlegg som har mer direkte utløp i havet. Bruk av eksisterende magasiner og uendrede reguleringsgrenser vil også kunne gi moderat miljøpåvirkning. Preliminære undersøkelser viser at potensialet for pumpekraft og effekt-/kapasitetsutvidelse trolig er på minst 20 000 MW tilsvarende 14 NordLink/NSN kabler. Andre studier antyder at 10 000 MW kan være et mer sannsynlig faktisk potensial i et 2050 perspektiv.

Lagringsskapasitet i vannmagasinene

Norge har over 800 magasiner som gir mulighet til å lagre vann tilsvarende 84 TWh, noe som utgjør nesten 70 % av midlere årsproduksjon og omlag 50 % av Europas samlede magasin kapasitet. Stor lagringsskapasitet (høy andel magasin) og høy installert effekt gir det norske vannkraftsystemet stor fleksibilitet.

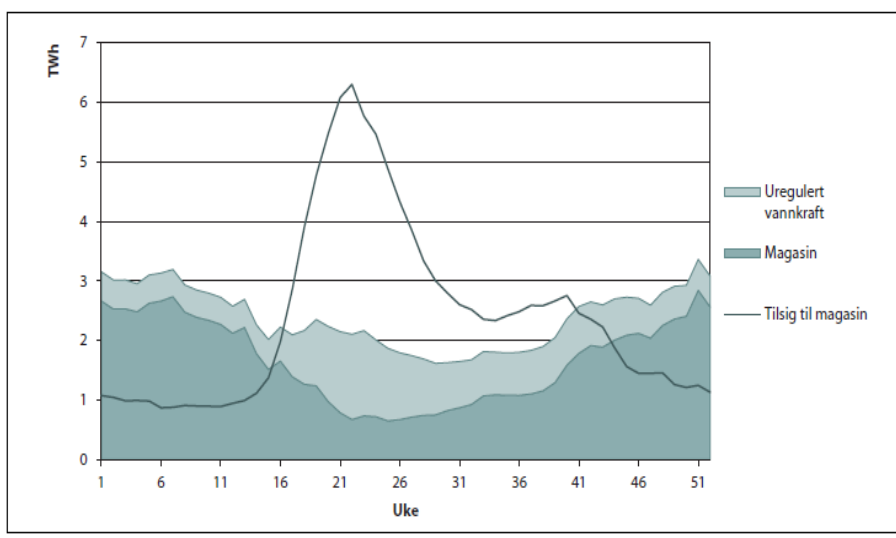
Norges vannmagasiner gjør det mulig å lagre store mengder kraft når andre land kommer i overskuddssituasjoner. Dette kan blant annet skje gjennom indirekte lagring, ved at norsk forbruk i størst mulig grad dekkes av import (norske vannkraftverk skruer ned produksjonen). Begrensningen i et slikt scenario er minimumsforbruket i Norge på 8500-9000 MW fratrullet

uregulerbar produksjon fra småkraft, elvekraft og vind i Norge. Mer uregulerbar kraft i Norge reduserer vår mulighet til å importere kraft fra EU. Dette er en viktig konklusjon og bør tas med i betraktningen når en vurderer videre utbygging. Tilsvarende vil økt forbruk i industri med jevnt forbruk øke Norges evne til å lagre overskuddskraft fra EU.

Et alternativ til indirekte lagring er utbygging av pumpekraft som bidrar til økt forbruk i overskuddstimene og direkte/fysisk lagring av vann i magasinene med pumping. Virkningsgraden og utnyttelsen av systemet er best ved indirekte lagring der tapene primært knyttes til tap i kablene (2-4 % hver vei). Pumpekraft vil i tillegg gi om lag 30 % virkningsgradstap i selve pumpingen. Dette taler for at mulighetene for indirekte lagring bør utnyttes først.

Figur 20 under viser tilsiget i norske magasiner over året. Tilsiget har historisk sett hatt stor innvirkning på disponeringen av vannressursene. Dersom Norge i større grad skal bruke magasinene til lagring av vind- og solkraft fra EU, enten indirekte eller via pumpekraft, så vil disponeringen av tilsiget trolig kunne endres og i større grad styres etter vind-/sol-produksjonen.

Figur 20: Tilsig i norske magasiner over året (Kilde: Energiutredningen)



Muligheter for økt innenlandsk forbruk i Norge (elektrifisering)

Samtidig som Norge har ressursene som skal til for å bli nettoeksportør av fornybar kraft til EU, er det mye som tyder på at betalingen for energi (kWh) i EU vil kunne bli lavere enn i dag. Derfor kan det være minst like naturlig å se på hvordan norske kraftressurser kan brukes til elektrifisering og økt verdiskaping i Norge.

Totalt netto innenlands energibruk i Norge var om lag 230 TWh i 2011, hvorav 150 TWh gikk til stasjonære formål. Det gjenstår derfor et betydelig potensial i Norge knyttet til fornybar elektrifisering (og bio) i forbindelse med:

- Transportsektoren (elektrifisering)
- Stasjonært forbruk (primært utfasing av oljefyr)
- Elektrifisering av olje- og gassfeltene

Zero har i sitt innspill til den kommende energimeldingen; «Viktige veivalg for energipolitikken» laget en oversikt over netto energiforbruk i Norge for 2012 (jf. Figur 21 under).

Figur 21: Netto energiforbruk i Norge 2012 fordelt på sektor og fossilt/fornybart (Kilde: Zero, SSB)

Netto energiforbruk Norge 2012 i TWh	Alle energi-produkter	Sum fossilt	Sum fornybart
Industri og bergverk	69,0	20,1	48,8
Transport	57,7	55,6	2,1
Andre sektorer inkludert bygg	93,2	16,6	76,6
Svinn	13,5	1,0	12,5
Eget forbruk i energinæringer	60,6	50,9	9,7
Olje- og gassutvinning	50,6	44,4	6,3
Internasjonal sjøfart bunkers	5,1	5,1	0,0
Internasjonal luftfart bunkers	4,8	4,8	0,0
Energi brukt som råstoff	20,6	20,6	0,0
Totalt	324,5	174,6	149,8

Som det fremgår er fortsatt 175 TWh av norsk energiforbruk basert på fossile brenslers. Skal en legge om til fornybart gjennom en overgang til bio/el, har Zero anslått at det vil kreve 60-70 TWh ny fornybar energi. Det er med andre ord et stort potensial/behov for fornybar kraft også internt i Norge frem mot 2050. Dette behovet må også tas med i vurderingen av hvordan Norge prioriterer utbyggingen av egne ressurser. For norske kraftprodusenter vil økt innenlandsk forbruk i stor grad ha samme virkning på kraftprisene som en netto eksportkabel per TWh (siden Statnett i dag sitter igjen med flaskehalsinntekten). For norske kraftprodusenter vil derfor økt innenlands forbruk (som følge av elektrifisering) trolig være å foretrekke fremfor en «nettoeksportkabel» som kun skal tjene penger på salg av energi (kWh).

En målsetning for norsk fornybarutbygging bør være at produksjon, forbruk og utvekslingskapasitet sees i sammenheng og er i balanse i et gjennomsnittså. Man bør med andre ord ikke planlegge seg inn i store over-/underskuddssituasjoner. Dette skyldes at ensidig utbygging av fornybar kapasitet uten nasjonalt avtak eller mulighet for utveksling bidrar til redusert verdiskaping. Samtidig vil det være vanskelig både for Norge og EU-land å sikre «nøyaktig» balanse mellom produksjon og forbruk til enhver tid (spesielt for Norge med tørre og våte år). Det vil derfor være ekstra viktig å etablere økt utvekslingskapasitet som kan jevne ut disse ubalansene.

Referanser

Rapport: "Fakta 2013 – Energi- og vannressurser I Norge, OED, 2013

Report: "12 Insights on Germany's Energiwende"; Agora, februar 2013

Memo: "Workshop on the development of scenarios for large-scale energy balancing and storage from Norwegian hydropower"; Cedren, march 2014

Rapport: "Kommer Norge på Nett med Europa?"; Zero, 2012

Rapport: "Possibilities for electricity exchange between Norway and Germany"; Zero, 2012

Rapport: "Recent Facts about Photovoltaics in Germany"; Fraunhofer ISE, april 2014

Rapport: "Norge som leverandør av fornybar fleksibilitet"; Thema/ECgroup, juli 2011

Rapport: "Revealing the value of flexibility"; Pöyry, februar 2014

Factsheet: "Statistical Factsheet 2013", EntsoE, april 2014

Report: "The significance of international hydropower storage for the energy transition", Prognos, oktober 2012

Report: "The significance of international hydropower storage for the energy transition", Prognos, oktober 2012

Konsesjonssøknad: «Søknad om konsesjon for tilrettelegging av kraftutveksling med Tyskland og Storbritannia», Statnett, mai 2013

Analyserapport: «Kabler til Tyskland og Storbritannia – analyse av samf.øk. nytte ved spothandel – underlag til konsesjonssøknad», Statnett, mai 2013

Rapport: "Power Perspectives 2030 – On the road to a decarbonized power sector", European Climate Foundation, November 2011

Rapport: "Roadmap 2050 – A practical guide to a prosperous low carbon Europe", European Climate Foundation, april 2010

Rapport: "Integrating Wind – Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power", TradeWind, mai 2009b

Rapport: "Ways towards 100% electricity supply from renewables energy sources", SRU (scenario 2.1a), 2011

