



Norge som leverandør av fornybar fleksibilitet

KAN NORGE LEVERE 10 000 MW FORNYBAR FLEKSIBILITET TIL EUROPA?

Kunde: Energi Norge

Kontakt: Hans Olav Ween

Dato: 6/7-2011

Sider: 93

Redaktør: Jørgen Bjørndalen

Forfattere: Ellen Bakken, Jørgen Bjørndalen, Anders Berg Skånlund, Berit Tennbakk

Innhold

SAMMENDRAG.....	I
1. INNLEDNING	1
2. UTVIKLING AV FORRETNINGSMODELL	3
3. KUNDER OG BEHOV	6
3.1 EUROPAS BEHOV FOR FYSISK FLEKSIBILITET.....	6
3.2 KUNDER I FLEKSIBILITETSMARKEDENE	9
3.3 LEVERANDØRER I FLEKSIBILITETSMARKEDENE.....	10
3.4 KONKLUSJON	13
4. FORRETNINGSIDÉ – 10 000 MW FLEKSIBILITET FOR EUROPA	15
4.1 PRODUKTET "FORNYBAR FLEKSIBILITET"	15
4.2 FORNYBAR FLEKSIBILITET – ET DYNAMISK PRODUKT	16
5. VEIEN TIL MARKEDET - KANALENE	18
5.1 INFRASTRUKTUR	18
5.2 MARKEDSKANALEN.....	27
5.3 DEN POLITISKE KANALEN	38
6. NORSKE KILDER TIL FLEKSIBILITET	43
6.1 PRODUKSJONSFLEKSIBILITET	43
6.2 FORBRUKSFLEKSIBILITET	50
7. ALLIANSER OG PARTNERE	54
7.1 MULIGE ALLIANSEPARTNERE	54
7.2 MOTIVASJON FOR ALLIANSER OG PARTNERSKAP.....	55
8. NOEN KONKRETE FORRETNINGSMODELLER.....	57
8.1 VALG AV FORRETNINGSMODELLER	57
8.2 FORRETNINGSMODELL 1 - KORTSIKTIG SALG I RESERVE- OG INTRADAGMARKEDER	60
8.3 FORRETNINGSMODELL 2 – LANGSIKTIG SALG AV RESERVER.....	63
8.4 FORRETNINGSMODELL 3 – SALG I HARMONISERTE EUROPEISKE MARKEDSLØSNINGER	66
8.5 FORRETNINGSMODELL 4 – SALG PÅ DEDIKERT INFRASTRUKTUR FRA GENERATOR TIL KUNDE.....	68
8.6 FORRETNINGSMODELLER OG STRATEGI.....	69
9. LØNNSOMHET	71
9.1 PRISER FOR RESERVER	72
9.2 VERDI AV ET REPRESENTATIVT PROSJEKT	74
9.3 SAMLET VURDERING	78
10. VIDERE ARBEID	79
11. BIBLIOGRAFI	81
12. VEDLEGG 1: LITTERATUROVERSIKT	83
13. VEDLEGG 2: NOTAT OM MARKEDER OG BEHOV FOR FLEKSIBILITET	88

Bildet på forsiden tilhører Statkraft og viser Blåsjø – det største energimagasinet i Norge.

Sammendrag

Prosjekthypotesen er at det er mulig å etablere minst 10 000 MW lønnsom effektkapasitet i Norge for å bidra til å balansere mer enn 100 000 MW ny og lite regulerbar kraftproduksjon i Europa innen 2030 og redusere klimautslipp fra tilsvarende termisk kraftproduksjon og gi en forbedret klimaløsning. Vi har konkludert med at dette er mulig, men at det er flere sentrale barrierer som kan gjøre det umulig. Lønnsomheten er ikke uten videre gitt. Uansett er reguleringsbehovet vesentlig større, slik at vi med 10 000 MW eventuelt bare får en andel av markedet. Etterspørselen er altså stor nok.

For å realisere ambisjonen med å levere minst 10 000 MW fornybar fleksibilitet fra Norge til Kontinentet og UK, er det tre "kanaler" som må etableres. For det første må vi ha en fysisk kanal for å få kraften transportert til kundene i Europa. For at denne infrastrukturkanalen skal bli utnyttet effektivt er det avgjørende å ha effektive markedsløsninger (markedskanalen). Endelig så er politikk-kanalen avgjørende for å sikre at de to andre kanalene kommer på plass – det må politisk vilje til for å få gjennomført en tilstrekkelig utvikling av kraftsystemet (både infrastruktur og ny produksjon) og for å sikre effektive markeder og derved effektiv utnyttelse av ressursene i kraftsystemet er det behov for forutsigbare gode politiske rammer som gir grobunn for handel og effektive investeringer.

Den fysiske kanalen vil typisk bestå av sjøkabler mellom Norge og Kontinentet/UK, men også av lokalt nett både hjemme og ute. Det vil være utfordrende, men neppe umulig, å etablere den nødvendige transportkapasiteten. En nærliggende løsning er å trekke mellomriksforbindelser helt inn til aktuelle kraftverk. Flere pumpekraftverk i Norge vil også bidra til å redusere utfordringene på nettsiden i Norge. Alternativt vil det kreve større oppgradering av det innenlandske nettet enn den pågående spenningsoppgraderingen – noe som vil ta lang tid og medføre usikkerhet om en eventuell fremdriftsplan.

Det finnes flere aktuelle forretningsmodeller for omsetning av relevant fleksibilitet. De viktigste markedene, med tanke på både volum og verdiskapning, for norske ressurser levert via sjøkabel forventes å være day-ahead-markedet og intradag-markeder, samt markeder for sekundær- og tertiær-reserver.

Vi har to typer markedsløsninger. En gruppe markedsløsninger knytter seg til organiserte og transparente markedsplasser eller auksjoner. Disse løsningene blir ofte etablert i såkalte "top-down" prosesser, hvor kraftbørser, TSOer, regulatorer og myndigheter spiller sentrale roller i utviklingen av løsningene. Alternativt kan handel skje gjennom bilaterale og langsiktige avtaler. Bilaterale avtaler etableres ofte i tilknytning til en investering, hvor partene ønsker økt forutsigbarhet for fremtidig inntjening som sikkerhet for investeringen ("bottom-up" prosesser).

Handel med fornybar fleksibilitet kan skje i day-ahead markedet, i intradag markedet, og i markeder for reserver. Handelen kan organiseres på en rekke ulike måter og vi har i rapporten kort beskrevet 16 ulike markedsløsninger. Prinsipielt kan selger av fornybar fleksibilitet fra Norge være Statnett eller norske aktører. Salget kan skje via kraftbørser (på vegne av kabeleier) eller mer direkte. Kjøperne på kontinentet vil kunne være systemoperatører, balanseansvarlige selskaper, europeiske leverandører av fleksibilitet og kraftbørser (på vegne av kabeleier).

Dersom en forretningsmodell skal være bærekraftig må inntekter tilfalle de parter som også tar risiko. Det vil for eksempel si at dersom TSOen tar investerings-risiko, vil handelsløsningen også måtte være slik at de mottar flaskehalsinntekten. Dette forhindrer ikke at ulike modeller og rollefordelinger kan tenkes. Vi har definert og beskrevet fem ulike grupper av forretningsmodeller.

1. Europeisk integrasjon. Norske aktører søker både å påvirke og å tilpasse seg utviklingen av paneuropeiske og regionale markedsløsninger, og å bygge en forretning knyttet til dette for salg av fornybar fleksibilitet. Salg av kortsiktig fleksibilitet vil skje i anmeldingsområdet, men markedet vil være større siden handelsbarrierer er redusert både gjennom nettutvikling og effektive markeds-løsninger.
2. Garantert kapasitet. Søker å utvikle markedsløsninger som verdsetter back-up kapasitet (energi) i day-ahead markedet. Med økt innslag av vind- og solkraft i Europa, vil det vokse frem et økt behov for back-up ressurser. Dette produktet kan tenkes handlet ved etablering av åpne markedsløsninger og i bilaterale avtaler.
3. Kortsiktig salg av reserver og intradag. Utnytter kapasitet for deltakelse i kortsiktige markeder for handel med reserver og intradag. Dette kan skje både gjennom løsninger organisert av kraftbørser og i auksjoner organisert av TSOene.
4. Langsiktig salg av reserver. I tilknytning til nye kabelinvesteringer etableres langsiktige kraftavtaler (PPA) for salg av reserver (som gjort for SK4). Ulike løsninger kan tenkes, hvor både Statnett og norske aktører kan opptre som selger i utlandet.
5. Egen infrastruktur for salg av fornybar fleksibilitet. Aktører (typisk en norsk produsent) bygger pumpekraft og infrastruktur fra eget kraftverk ned til kunde i Europa. Stor investering og risiko for aktørene som vil søke å etablere allianser med kjøpere, leverandørindustrien, finansielle investorer eller muligens Statnett.

Norge har potensial for å bygge ut betydelige effektressurser med akseptable miljøkostnader. Få og store anlegg synes hensiktsmessig ut fra både miljø- og nettperspektiv, basert på en foreløpig vurdering. Et alternativ med mange og hver for seg små kilder, vil innebære en strategi for nettilknytning som krever en til nå

ikke vurdert utbygging av kraftnettet i Sør-Norge. Det er tvilsomt om det er noen miljøgevinst ved å prioritere mange og små anlegg fremfor få og store.

Konkrete beregninger viser at det ved pumping over døgnerperioden kan bli en stabilisering av de store vannstandsvariasjonene. Magasin-nivåene kan holdes jevnt høyere, mens det kortsiktig (time for time) kan bli noe større endringer, sammenlignet med tradisjonell drift. Det betyr at miljøvirkningene også kan være positive.

Forbrukssiden i det norske kraftmarkedet har fleksibilitet som kan få økt verdi. Dette gjelder i særlig grad industrien, både det vi vanligvis omtaler som kraftintensiv industri og lettere industri. Utbygging av AMS kan også åpne for at husholdningers fleksibilitet får økt verdi. Forbrukssiden blir neppe en forutsetning for at prosjekthypotesen kan realiseres, men den behøver heller ikke være noe hinder.

Handel med fornybar fleksibilitet har tradisjonelt hatt fokus på day-ahead markedet. Til nå har det vært alminnelig antatt at lønnsomheten i slik handel er tilstrekkelig til å forsvare kabelinvesteringene, selv uten nye investeringer i fleksibilitet i Norge. Det vi vet om priser for reserver på Kontinentet, og veksten i behovet for både reserver og annen fleksibilitet, tilsier at handel med reserver og intradag fleksibilitet vil øke lønnsomheten i kabelinvesteringer. For slik handel ser det ikke ut til å være noen hindring at det eventuelt må bygges pumpekraftverk eller nye effektverk for å kunne virkeliggjøre visjonen. I denne sammenheng er det særlige kapasitetsproblemene i norsk sentralnett som er en viktig årsak til behovet for "kobling" mellom kabel- og kraftverks-investering, men kjøpernes behov står også sentralt i denne sammenheng.

Arbeidet med denne rapporten har avdekket at de største barrierene for prosjekthypotesen er knyttet til tre forhold:

1. Nettsituasjonen i Sør-Norge: Tilknytning av nye mellomriksforbindelser er ikke uproblematisk, og krever en nøye planlegging. Løsninger finnes, men de må utarbeides av norske produsenter og Statnett i fellesskap. Etablering av pumpekraftverk *kan* være en helt sentral premis for å lykkes med ambisjonene.
2. Politisk aksept og rollefordeling i Norge: Mellomriksforbindelser blir ofte oppfattet som et instrument for eksport av norsk kraft, som eventuelt må medføre høyere priser i Norge enn vi ellers ville hatt. Oppfatningen gir grobunn for betydelig skepsis til nye mellomriksforbindelser og til produsenters rolle i slike prosjekter.
3. Økonomi: Både kabelprosjekter og pumpekraftverk er betydelige investeringer med stor risiko. Om man ikke utvikler og får gjennomslag for forretningsmodeller som fordeler risiko på en hensiktsmessig måte, kan det bli umulig å få truffet de nødvendige investeringsbeslutninger.

1. Innledning

Europas kraftproduksjon skal på få år endres dramatisk. Målene for EU er å redusere importavhengighet og utslipp av klimagasser. Midlene er mange og ulike. Blant annet satses det på en gigantisk utbygging av vindkraft, solkraft og annen fornybar energi. Ambisjonene for energisparing og effektivisering av forbruket er betydelige. Endringene i sammensetningen av etterspørsel etter og tilbud av kraft vil sette kraftsystemene og systemdriften på prøve: Uregelmessig og vanskelig forutsigbar kraftproduksjon øker kompleksiteten i å sikre momentan balanse mellom forbruk og produksjon av elektrisk kraft. Utbygging av fornybar energi øker dermed etterspørselen etter fleksibilitet fra andre aktører eller kilder i det europeiske kraftmarkedet. Utfordringen er at det europeiske kraftsystemet foreløpig ikke er så fleksibelt som behovet tilsier. Man behøver mer av kortsiktige reserver, hurtige effektressurser og back-up-kapasitet for perioder med manglende vind- og solkraftproduksjon.

Denne utviklingen åpner spennende muligheter for norsk verdiskapning. Vi kan tilby fornybar fleksibilitet tilpasset Europas behov. Fornybar fleksibilitet er ikke ett veldefinert produkt, men kan beskrives langs flere dimensjoner. En nærmere definisjon finnes i kapittel 3. Kort fortalt handler *fleksibilitet* om tilsiktede justeringer i produksjon eller forbruk av kraft for å oppveie utilsiktede endringer i annet forbruk eller produksjon av kraft. Et enkelt eksempel er økt vannkraftproduksjon og/eller redusert kraftforbruk som respons på en plutselig og uventet reduksjon i vindkraftproduksjonen. Det kan også være behov for fleksibilitet ved en ventet, men hurtig reduksjon eller økning i vindkraftproduksjonen. *Fornybar* betyr i denne sammenheng at de tilsiktede endringene foretas i kraftverk basert på fornybar energi eller hos kraftforbrukere.

Både kjøper- og selgersiden i det norske kraftmarkedet har allerede betydelig fleksibilitet som bare delvis utnyttes. Magasinkraftverkene i Norge har så stor kapasitet at vi har svært små prisvariasjoner over døgnet og uken, sammenlignet med Europa ellers. Det tyder på at vi allerede har fleksibilitet som ikke utnyttes. I tillegg finnes det flere muligheter for å øke fleksibiliteten ytterligere i vårt kraftsystem.

Hypotesen som dette prosjektet skal analysere, er om det er mulig å etablere minst 10 000 MW lønnsom effektkapasitet i Norge for å bidra til å balansere mer enn 100 000 MW ny og lite regulerbar kraftproduksjon i Europa innen 2030 og redusere klimautslipp fra tilsvarende termisk kraftproduksjon og gi en forbedret klimaløsning. For å teste hypotesen, er det nødvendig å besvare en rekke spørsmål, blant annet:

- Hvor stort er behovet for fleksibilitet i Europa?
- Hvor mye kan norske aktører regne med å få solgt?

- Er det mulig å tilby så mye fleksibilitet fra det norske kraftsystemet?
- Hva er barrierene for å utveksle så store volumer mellom Norge og andre land?
- Hvordan bør salg av fleksibilitet organiseres rent kommersielt og handelsmessig?
- Hvilke løsninger konkurrerer vi med?
- Kan dette være lønnsomt?

Hensikten med denne rapporten, er å analysere grunnlaget for hypotesen og avdekke eventuelle hindringer for realisering av den.

Arbeidet med rapporten er delt mellom ECgroup og Thema Consulting Group. I tillegg har forskningscenteret CEDREN ved SINTEF Energi bidratt betydelig, og utarbeidet en delrapport om muligheter for etablering av fleksibel produksjonskapasitet i Norge (Solvang, Harby, & Killingtveit, 2011). Statnett har vært en sentral bidragsyter til kapitlet om de fysiske forbindelsene mellom Norge og utlandet, og om konsekvenser for systemdriften i Norge av omfattende utveksling av fleksibilitet. Viktige innspill har også kommet fra de kraftprodusentene som har finansiert rapporten.

ECgroup har hatt ansvar for vurderingen av europeiske behov (kapittel 3), og har også skrevet kapitlene om tilgjengelige ressurser i Norge (kapittel 6, basert på arbeid fra CEDREN), om problemstillinger knyttet til utvekslingsforbindelser mellom Norge og utlandet (kapittel 5.1, basert på innspill fra Statnett og Agder Energi) og om verdien av handel med fleksibilitet (kapittel 9). Thema Consulting Group har hatt ansvar for beskrivelsen av mulige forretningsmodeller og skrevet kapitlene 2, 4, 7 og 8, samt avsnittene om marked og politikk i kapittel 5.

2. Utvikling av forretningsmodell

En forretningsmodell består av ulike elementer som henger nøye sammen. I denne rapporten søker vi å beskrive de ulike elementene. Vi drøfter risiko, muligheter og viktige utviklingstrekk for hvert enkelt element. Til sist søker vi å sette dette sammen til noen alternative helhetlige forretningsmodeller og drøfter noen presumptivt interessante alternative modeller.

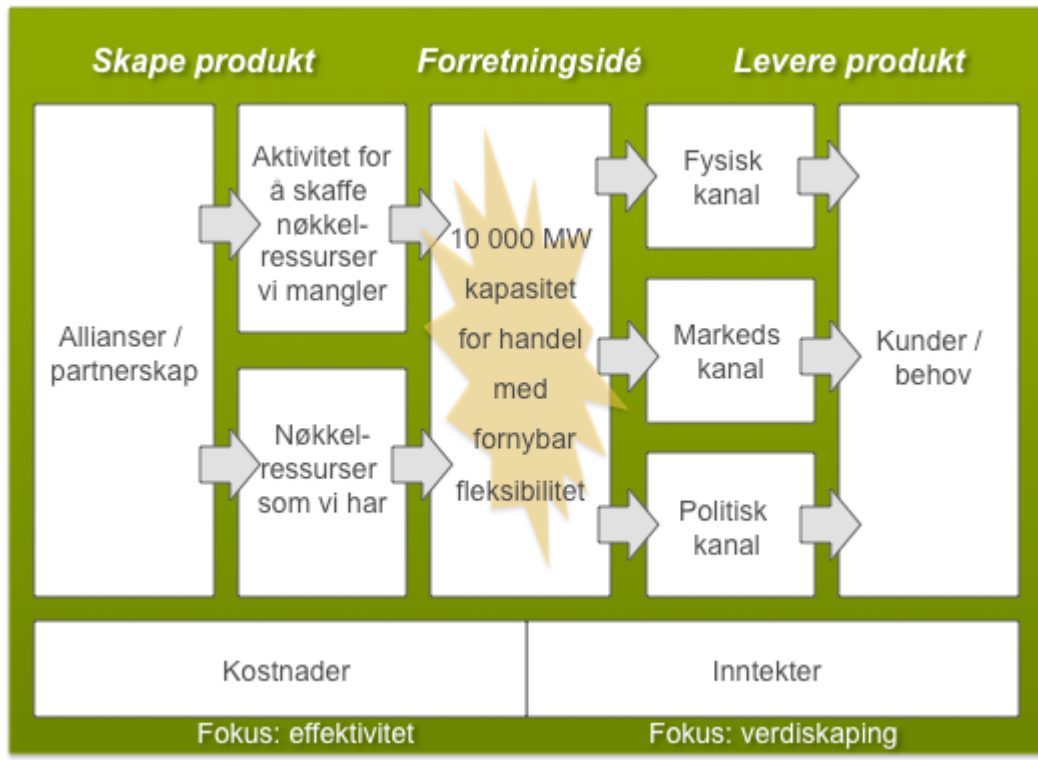
Elementene i utviklingen av en forretningsmodell og sammenhengen mellom dem er beskrevet i Figur 2-1. Modellen er sentrert rundt forretningsideen (prosjektets hypotese) som er å tilby fleksibilitet basert på norske vannkraftressurser til Europa, noe som defineres nærmere til

det norske kraftsystemets samlede mulighet til å levere 10 000 MW ny fleksibilitet til Europa.

Med fleksibel kraftutveksling forstår vi at Norge utveksler kraft med det europeiske kraftsystemet ut fra deres behov knyttet til varierende produksjon (vind/sol) og forbruk, samt i forhold til systemoperatørens behov for ressurser til balansering i driftstimen. På den måten vil Norge kunne fungere som et batteri, der batteriet "lades" ved å redusere produksjonen og importere kraft eller ved å pumpe vann når Europa har overskudd på grunn av mye vind-/solkraftproduksjon, og tilsvarende "tappe" batteriet ved å produsere og eksportere kraft når Europa har behov for kraftleveranser ved høy last og/eller sviktende produksjon pga. lite vind.

Dette produktet må skapes (venstre del av figuren) og det må finne veien til markedet der det dekker et behov hos kundene (høyre del av figuren). Nederst i modellen illustreres kontantstrømmene som består av kostnadene ved å skape og produsere produktet og inntektene fra leveransen.

Strukturen i denne rapporten er bygget opp omkring Figur 2-1. Rapporten tar dermed for seg de ulike elementene i utviklingen av en forretningsmodell.



Figur 2-1: Elementer i en forretningsmodell for salg av 10 000 MW grønn fleksibilitet fra Norge til Europa

Kunder/behov

Vi beskriver potensielle kunder og deres behov ved å ta utgangspunkt i dagens europeiske fleksibilitetsmarked. Videre drøfter vi hvordan vi tror markedet kan komme til å utvikle seg. Fremtidens etterspørsel etter fleksibilitet fra Norge ("nettobehovet") kommer både an på hvordan det underliggende ("brutto-") behovet utvikler seg, og på hvilke konkurrerende løsninger som vil bli utviklet og etablert lokalt.

Forretningsidé

På basis av analysen av den fremtidige etterspørselen etter fleksibilitet, definerer vi forretningsideen, eller selve produktet, nærmere.

Kanaler som må være åpne for at produktet kan leveres til markedet

For at produktet skal nå markedet, er det en rekke forutsetninger som må være oppfylt og det kan være barrierer som må overkommes. Oppsummert kan vi si at det er tre kanaler som må være åpne/åpnes for at det skal være mulig å levere Fornybar fleksibilitet:

1. Fysisk kanal. Levering av fleksibilitet til Europa krever tilgjengelighet til fysisk infrastruktur.

2. Politisk kanal. Det må skapes politisk aksept for forretningsideen, for etablering og utnyttelse av infrastruktur, og etableres markedsløsninger og regulatoriske rammer som gjør det mulig å levere fleksibilitet til kunder i Europa. Dette gjelder både i Norge og i EU.
3. Markedskanal. Nye forretningsmodeller som legger til rette for effektive leveranser vil kreve omlegginger av eksisterende og etablering av nye markedsløsninger.

Nøkkelressurser

Det er viktig å definere hvilke nøkkelressurser vi faktisk kan basere leveransene på (venstre (norsk) side av forretningsmodellen i figur 2-1). Hvor mye fleksibilitet har vi og hvilke egenskaper har denne fleksibiliteten? De fysiske ressursene og forutsetningene omfatter eksisterende vannkraftverk og magasinkapasitet, nettkapasitet samt mulige nyinvesteringer både i innenlands nett og produksjon. I tillegg til de fysiske ressursene trengs det finansielle ressurser, teknologiresurser og kompetanse både på det tekniske og prosessuelle område.

Nøkkelaktiviteter

Nøkkelaktivitetene omfatter aktiviteter som er sentrale for å skape og utvikle produktet. Aktiviteten har som mål å skape nøkkelressursene. Noen sentrale aktiviteter inkluderer:

- Offentlig saksbehandling og godkjenning av prosjekter
- Utbygging – bygge pumpekraftverk og nytt nett
- Etablere allianser og andre samarbeidsløsninger

Allianser og partnere

Realiseringen av forretningsideen kan kreve eller lettes ved å inngå allianser med parter som har sammenfallende interesser eller som er viktige for realiseringen av vår forretningsidé.

3. Kunder og behov

I dette kapitlet ser vi nærmere på hvilke behov for fleksibilitet som følger i kjølvannet av Europas satsing på fornybar energi. Flexibilitet er ikke ett veldefinert produkt, men kan beskrives langs flere dimensjoner. I dette kapitlet skal vi kort gjøre rede for hvilke forhold og kjennetegn ved kraftmarkedet som skaper behov for fleksibilitet, hvilke mengder som kan være aktuelle i Europa, hvem aktørene i "fleksibilitetsmarkedene" kan være, og hvilke konkurrerende løsninger som finnes (til import av norsk fleksibilitet). Konklusjonen er at Europas behov langt overstiger en visjon om å levere 10 000 MW fleksibilitet fra Norge. Selv med 10 000 MW vil ikke norske leveranser bli så store at markedsandelen kan gi grunn til bekymring.

Kapitlet bygger på et noe mer omfattende notat utarbeidet for dette prosjektet, som går lenger i å forklare markedene for fleksibilitet og motivere de kvantitative anslag på volumer som presenteres her (Bakken & Bjørndalen, 2011). (Notatet følger som vedlegg til denne rapporten.)

3.1 Europas behov for fysisk fleksibilitet

Elektrisitet er den ultimate ferskvare: Forbruket skjer i samme øyeblikk som godet produseres. Hvis produksjon og forbruk ikke balanseres i ethvert øyeblikk, bryter markedet sammen (varen kan ikke leveres). Samtidig varierer forbruket hele tiden, bokstavelig talt fra sekund til sekund, og er hovedsakelig basert på selvbetjening.

Forbruket varierer kontinuerlig ettersom ulike elektriske apparater og installasjoner slås av og på. I tillegg varierer kraftproduksjonen på kort varsel av ulike grunner:

- Vindkraft, solkraft, uregulert vannkraft og kraftvarmeproduksjon varierer med tilgang på energikilde (vind og vann) og etterspørsel etter varme (kraftvarme i fjernvarmesystemer eller i tilknytning industri)
- Vedlikehold av produksjons- og linjeanlegg
- Feil i produksjonsanlegg eller nettanlegg

Noen av variasjonene eller hendelsene som skaper reguleringsbehov kan forutses i god tid (vedlikehold, sol, vindforhold, uregulert vannkraft), mens andre skjer uten varsel (feil) og atter andre med kortere eller lengre varslings tid. Grovt sett kan det fysiske behovet for fleksibilitet sorteres i henhold til hvor lange svingningene er i tid:

- *Sesongsvingninger.* Kraftforbruket har til dels store sesongmessige variasjoner, størst der mye kraft brukes til oppvarming/kjøling. Produksjonen tilpasses til forbruket gjennom å lagre energiresursen (vann, kull, gass etc.) og går i takt med forbruket, justert blant annet for import og eksport når dette er lønnsomt. Med mye sol- og vindkraft endres dette, og en venter økende behov for å flytte energi mellom sesonger. Sol og vind kan

til sammen gi overskudd om sommeren og importbehov om vinteren. Om vinteren er forbruket høyere og særlig solenergiproduksjonen lavere enn om sommeren. Vindkraft følger sesongsvingningene i forbruket bedre enn sol (noe høyere vindkraftproduksjon om vinteren enn om sommeren).

- *Svingninger over dager og uker.* Særlig vindkraft, men også uregulert vannkraft og solenergi, kan utvise betydelige svingninger over lengre perioder innenfor sesonger. I et system med mye vindkraft kan dager og uker med lite vind skape utfordringer for forsyningen, særlig hvis disse inntreffer når forbruket er høyt. I ethvert kraftsystem må man ha reservekapasitet som kan dekke utfall av kraftverk og forventede forbrukstopper. Med økende vindkraft øker utfordringen med å dekke topplasten fordi vindkraft både varierer mye og er vanskelig å prognostisere nøyaktig. Behovet for å dekke opp slike svingninger kommer sannsynligvis til å øke med økt utbygging av vindkraft i våre nærområder. Norsk vannkraft er generelt godt posisjonert for å yte denne typen fleksibilitet.
- *Svingninger over døgnet.* Med mye "stiv" termisk produksjonskapasitet er det behov for å eksportere kraft om natten for å unngå stopp (som i neste omgang medfører store startkostnader) og å importere om dagen for å unngå å starte opp dyr topplastkapasitet. Dette er i hovedsak det fleksibilitetsbehovet som forsynes gjennom utvekslingen i day-ahead-markedet i dag. Behovet (betalingsviljen) for slik fleksibilitet kan øke når det kommer inn mer sol, vind og kraftvarme i systemet, særlig dersom denne kapasiteten erstatter eldre konvensjonelle kraftverk.
- *Balansering av vindkraft.* Vindkraften kan variere mye på kort tid og er svært uforutsigbar. Selv om det jobbes iherdig med å forbedre prognosemodeller, vil økt innslag av vindkraft øke behovet for produksjonskapasitet som relativt hurtig kan øke produksjonen når vinden løyer og som kan redusere produksjonen tilsvarende hurtig når det blåser opp, og som kan gjøre det på kort varsel, det vil si innenfor noen få timer. Vindkraften i Nordvest-Europa konsentreres i et relativt lite geografisk område der det er stor grad av korrelasjon mellom vindstyrken i ulike deler av området.
- *Driftsforstyrrelser og større utfall.* Driftsforstyrrelser og større utfall skjer plutselig og må balanseres der og da. Dette gir et behov for å ha produksjonsklare reserver i systemet. Slike reserver deles gjerne inn i momentane reserver som aktiveres automatisk, reserver som kan aktiveres med litt lenger responstid og reserver som kan aktiveres i løpet av minutter. Slike reserver trengs i alle systemer. Termiske kraftverk som skal levere slike reserver må være i drift. Det er derfor vanlig å betale for at anlegg holdes i drift slik at de kan levere reserver på kort varsel.

Eurelectric sammenfatter disse behovene til tre typer fleksibilitet (Eurelectric, 2011):

1. Kortsiktige reserver. Dette handler om primær-, sekundær- og tertiær-reserver, som TSO kjøper og benytter i den løpende balansering av kraftsystemet.
2. Spisslast. I termiske kraftsystemer er det normalt større knapphet på effekt enn på energi, i den forstand at har man tilstrekkelig effekt vil man normalt alltid ha tilstrekkelig energikapasitet. Topplast-effekten kommer normalt fra anlegg med svært kort årlig driftstid.
3. Back-up kapasitet. For perioder med lav sol- og vindkraftproduksjon, er det behov for annen kapasitet som kan overta. Det er naturligvis ønskelig at denne svingproduksjonen ikke har så høye utslipp av klimagasser at gevinsten fra fornybarproduksjonen blir spist opp.

Flere kilder peker på at behovet for de hurtigste reservene, som skal reagere momentant ved fall eller stigning i frekvensen, ikke øker like sterkt som behovet for back-up for vindkraften. Og mens det nok er mange kilder som kan regulere kraftproduksjonen *ned* når det plutselig blåser mer enn antatt, er det færre som kan *øke* produksjonen (eller redusere forbruket) like hurtig som vindkraften kan opphøre når vinden enten blir for sterk (og produksjonen stopper av sikkerhetsmessige grunner) eller avtar mer enn varslet.

Den lave kapasitetsverdien av vindkraft viser at vindkraft bare i begrenset grad kan redusere behovet for annen kapasitet. Det er først og fremst antall driftstimer for annen kapasitet som kan gå ned med økende bruk av ustabil fornybar energi. En stor utfordring er relativt brå bortfall av vind, som gjerne kan vare i flere timer eller dager. Det er ingen reserve- eller fleksibilitetsprodukter i markedet som matcher dette behovet i dag – nå dekkes dette av kombinasjoner av trege reserver stilt til disposisjon for TSO og fleksibilitet tilbudt i intradag- og day-ahead markeder.

Med utgangspunkt i dansk vindstatistikk, har ECgroup anslått behovet for slik fleksibilitet til om lag 50 GW pr 100 GW vindkraft (Bakken & Bjørndalen, 2011). Samvariasjon i fremtidig vindkraftproduksjon i det vi kan kalle Nordsjøsonen (Norge, Danmark, Tyskland, Nederland, UK) er bare i noen grad hensyntatt. Svak samvariasjon ville ha medført lavere reservebehov. Analyser viser imidlertid sterk samvariasjon i denne regionen (Bach, 2011). Tallet 50 per 100 er derfor neppe noen grov overvurdering av behovet. Med 150 GW vind og 50 GW sol, har Frontier Economics (2011) anslått behovet til 80-90 GW.

Disse tallene må ikke forveksles med behov for ny fleksibilitet – det er snarere indikasjon på nytt nødvendig totalnivå. Økningen i forhold til dagens nivå er bare en del av dette. Hvor mange nye GW som behøves, avhenger av fleksibiliteten som uansett er i det dagens kraftsystem og hvorvidt denne fleksibiliteten opprettholdes.

Frontier Economics (2011) opererer med et estimat på behov for økt fleksibilitet i størrelsesorden 16 GW utover det som allerede (vil) finnes i kraftsystemet i 2020 og 2030. Estimaten omfatter Tyskland, Nederland, Belgia, Frankrike, Sveits, Østerrike og Storbritannia. Dette skal imøtekomme behovet for både økte kortsiktige reserver og spisslast, og i noen grad også back-up kapasitet, som Eurelectric henviser til.

I en engelsk analyse er det anslått at UK kan øke sin fornybarandel, primært med vindkraft, til nærmere 20 % uten å måtte investere i ny fleksibilitet (Green & Vasilakos, 2010). IEA har presentert en analyse som sier at Norden har så mye fleksibilitet allerede, at hele 48 % av tilbudet kan komme fra vindkraft, sol og tidevann uten at stabiliteten i kraftsystemet trues (IEA, 2011). Ifølge samme analyse skal de britiske øyer kunne takle vel 30 %, altså vesentlig mer enn anslått av Green & Vasilakos (2010).

3.2 Kunder i fleksibilitetsmarkedene

Aktører i fleksibilitetsmarkedene består av kjøpere av fleksibilitet og leverandører av fleksibilitet. Hvem som er kjøpere av fleksibilitet kommer an på markedets design og hvordan ansvarsfordelingen mellom systemoperatøren (TSO) og markedsaktørene er definert. Markedsdesignet i det europeiske kraftmarkedet er i endring, og utviklingen går i retning av at markedsaktørene (kraftprodusenter, kraftforbrukere og distribusjonsselskap) får større ansvar enn i dag for å være i balanse. Kostnadene knyttet til den balanseringen av systemet som likevel blir systemoperatørens ansvar, dekkes av markedsaktørene via systemoperatørens tariffer, og søkes derfor minimert.

Både når det gjelder sesongsvingninger og svingninger over døgnet, er det markedsaktørene som etterspør fleksibilitet gjennom ulike kjøps- og salgso ønsker for hver enkelt periode (time, døgn, uke og så videre). Dette fører til prisvariasjoner over sesong, uker og døgn, først og fremst i day-ahead markedet. Prisvariasjonene kan imidlertid også sees i terminmarkedet, for eksempel ved ulike priser på vinter- og sommerperioder, eller ulike priser på kontrakter for grunnlast (konstant volum over døgn og uke) og spisslast (konstant volum bare i dagtimer på hverdager).

Både balansering av ustabil kraftproduksjon og reserver i tilfelle av driftsforstyrrelser og utfall, krever justering av produksjonen på (til dels svært) kort varsel. Hvem som er kjøper av fleksibilitet til slike formål, avhenger av når behovet oppstår. På et tidspunkt før hver enkelt driftstime (eller driftshalvtime som det er i noen land) overtar systemoperatøren ansvaret (gate closure¹). Før gate closure er

¹ Gate closure brukes både om tidspunktet for når bestemte markeder stenger for handel, og om siste frist for å melde fra til systemoperatøren om aktørenes fysiske forpliktelser. Det er den siste betydningen vi sikter til her.

Gate closure flyttes stadig nærmere driftstimen i en rekke land. I Tyskland er gate closure nå flyttet frem til 15 minutter før driftstimen starter. I Norge er gate closure

det balanseansvarlige aktører som er potensielle kjøpere av fleksibilitet, etterpå er det systemoperatør som er potensiell kjøper. Det betyr også at dersom et produksjonsanlegg faller ut, for eksempel som følge av teknisk feil eller manglende vind, vil systemoperatør være kjøper for de(n) nærmeste timen(e), mens balanseansvarlig selv vil kjøpe inn annen produksjon dersom man har grunn til å tro at feilen eller vindstilla varer "lenge nok".

Systemoperatørene etterspør reguleringsreserver i tilfelle av driftsforstyrrelser og utfall. De har generelt ansvar for å dekke opp for enhver type årsak til ubalanse som oppstår etter gate closure. Men dersom ubalansen forventes å vedvare inn i timer som fortsatt hører inn under balanseansvaret, vil de balanseansvarlige normalt ha interesse av å handle seg inn i balanse. Det betyr også at systemansvarlige vanligvis ikke kjøper tjenester som skal opprettholde leveranser i flere timer.

3.3 Leverandører i fleksibilitetsmarkedene

Norske leveranser av fleksibilitet til Europa vil møte sterk konkurranse fra lokale leverandører. Leverandører av fleksibilitet kan være ordinære kraftprodusenter og (større) kraftforbrukere. Det kan også tenkes aktører som utelukkende satser på markedet for fleksibilitet og tilbyr ulike former for energilager. I noen sammenhenger kan også systemoperatører fremstå som selgere av fleksibilitet, men det vil generelt være snakk om fleksibilitet de har kjøpt av leverandører som enten er forbrukere eller kraftprodusenter, og behandles ikke nærmere her.

Etterspørselssiden er allerede en viktig kilde til fleksibilitet i mange land. Ikke minst gjelder dette industriens fleksibilitet som flere steder bys inn i day-ahead-, intradagmarkedet eller til systemoperatør som en reserve. Fortsatt er imidlertid potensialet for systematisk bruk av forbrukssidens fleksibilitet betydelig. Noen eksempler kan tydeliggjøre dette:

- AMS og utvikling av ny teknologi kan redusere barrierene for flytting av forbruk i tid. Utvikling av løsninger som reduserer forbrukerens egen innsats er en viktig forutsetning – imidlertid kan den økonomiske gevinsten være marginal og for liten til å initiere handling fra den enkelte forbruker.
- Større forbrukere, som til nå likevel har blitt betraktet som for små til å være relevante tilbydere av fleksibilitet, kan også komme inn i dette markedet ved hjelp av ny teknologi som reduserer transaksjonskostnadene for den enkelte.
- Intelligent lading av elektriske kjøretøy kan dels redusere behovet for annen fleksibilitet ved at det lades for eksempel når vindkraftproduksjonen er høy

imidlertid så lenge som 120 minutter før driftstimen. Det betyr at salg av fleksibilitet fra Norge i perioden etter norsk gate closure uansett må koordineres med systemoperatøren i Norge (Statnett).

og dels bety mulighet for å tappe fra batterier dersom vindkraftproduksjonen er lav. Rett nok er ikke dette situasjonen i dag, men flere systemoperatører og nettselskap har sammen med bil- og leverandørindustrien et stort fokus på utvikling av slike løsninger.

- Det kanskje største potensialet finnes i varme- og fjernvarmesektoren i Europa. Samlet sluttforbruk av varme er anslått til dobbelt så stort som sluttforbruk av elektrisitet (varme produsert fra elektrisitet regnes likevel som forbruk av elektrisitet) (Werner, 2007). Det aller meste av denne varmeproduksjonen skjer med gass eller oljeprodukter. Det finnes et betydelig antall såkalte kraftvarmeverk, hvis hovedoppgave er å produsere varme fra gass. Disse har kraft som et sekundærprodukt. Svært mange lokal- og fjernvarmeanlegg er imidlertid basert på gassforbrenning uten samtidig kraftproduksjon. Denne varmeproduksjonen kan med forholdsvis små investeringer også utføres med elektrisitet. Fremfor å stanse vindmøller når det ordinære kraftforbruket er lavt, vil det være svært målrettet (i forhold til klimamål) å redusere gassforbruket og bruke elektrisitet til oppvarmingen. Økonomisk kan dette også være svært attraktivt, idet alternativkostnaden for denne overskuddskraften typisk vil være svært lav og gjerne nær null. Motsatt kan fjernvarmesektoren fase inn gass og fase ut elektrisk kraft når det ordinære kraftforbruket stiger og/eller produksjon av sol- og vindkraft avtar.

De "ordinære" kraftverkene har forskjellig grad av fleksibilitet. Kjernekraft har tradisjonelt blitt oppfattet som noe av det minst fleksible, sammen med anlegg som har størst fokus på varmeproduksjon. Kullkraftverk benyttes tradisjonelt til en rekke planlagte svingninger, både for sesongsvingninger og svingninger over døgn og uke. Gassbaserte anlegg er generelt noe mer fleksible enn kullkraft, og er derfor helt sentrale i tilpasningen over døgnet. Ikke minst gjelder dette rene gasturbiner, men også gasskraftverk med dampturbin (CCGT).

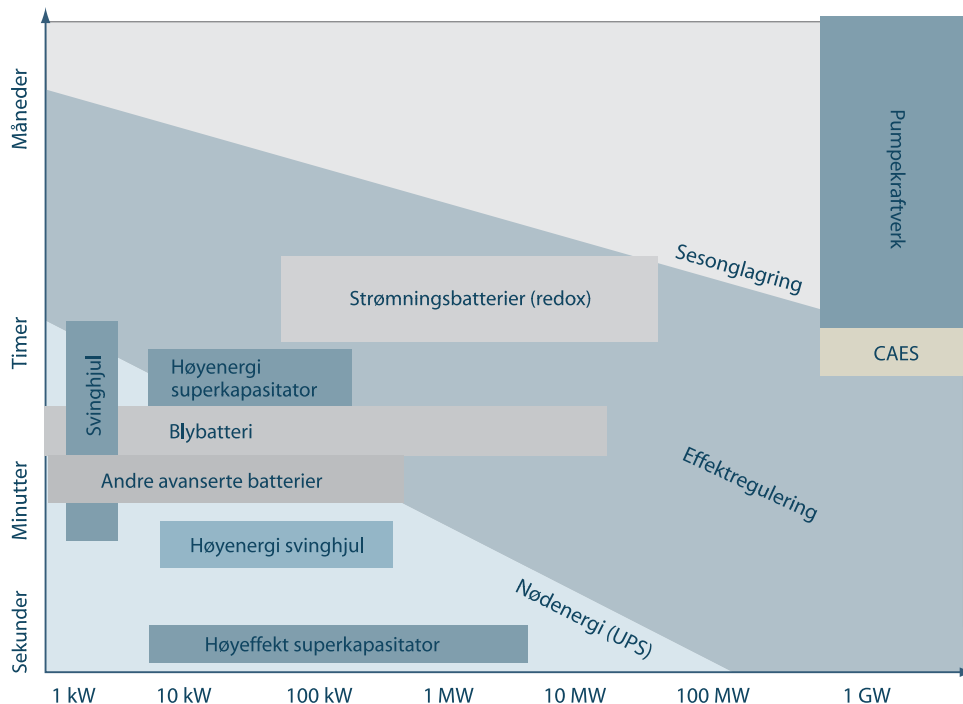
Vi kan merke oss tre viktige forhold for konkurranseevnen for norske ressurser:

- Den hurtige veksten i installasjon av vindkraft har satt fart i teknologiutviklingen. Betydelige FoU-ressurser brukes for å øke fleksibiliteten i konvensjonelle kraftverk. Moderne kjernekraftanlegg kan vesentlig enklere enn før regulere ned produksjonen, noe som kan være nyttig om vindkraftproduksjon tar seg opp etter en periode med lav produksjon. Moderne gasskraftverk har vesentlig kortere oppstartstid enn tradisjonelle, hvilket betyr at behovet for andre og dyrere kortsiktige reserver blir mindre (alt annet like). Muligheten for å lagre gass øker potensialet for CCGT som back-up kapasitet. Den teknologiske utviklingen betyr at omfanget av fleksibilitet i konvensjonelle anlegg kan øke og at kostnadene kan bli lavere enn de har vært. Utviklingen kan sees som markedets respons på de økende fluktuasjonene i "annen kraftproduksjon".

Både systemoperatører og balanseansvarlige aktører er viktige drivkrefter i denne utviklingen.

- På den annen side er det nettopp betydelig usikkerhet om den videre skjebne for en rekke konvensjonelle kraftverk. Den sterkt økende produksjonen av fornybar energi reduserer antallet timer de konvensjonelle anleggene er i bruk. Over tid betyr det et sterkt press på lønnsomheten i å vedlikeholde kapasiteten. Samtidig øker kraftsystemets avhengighet av slike anlegg. Dette kan ha viktige og vidtrekkende konsekvenser for utformingen av og prisdannelsen i day-ahead- og intradagmarkeder for kraft. En mulig respons kan være kapasitetsbetaling som et supplement til betalingen man oppnår for levert energi.
- Kjernekraftulykken i Japan har endret dagsorden for den europeiske kjernekraftindustrien. Der man så sent som i 2010 vedtok levetidsforlengelse (Tyskland) og diskuterte nye kjernekraftanlegg, har man nå besluttet forsert avvikling (Tyskland) eller holdt folkeavstemninger med "negativt" resultat. Dagens nyhetsbilde tilsier at man må forberede seg på en tilværelse med betydelig mindre kjernekraft i Europa i løpet av 15-20 år. Nedreguleringsevnen i kjernekraftverkene kan dermed forsvinne. Men viktigere er kanskje at bortfall av kjernekraft øker behovet for å opprettholde og gjerne utvide annen termisk produksjonskapasitet. Behovet for back-up kapasitet for vindkraften blir rimeligvis større når man tar vekk en av de viktige kildene til back-up.

Lagring av elektrisitet er generelt svært kostbart. De fleste teknologier egner seg dårlig som erstatning for de store og langvarige svingningene i produksjon av vindkraft. Eventuelt vil det være mer aktuelt å konvertere den elektriske energien før den lagres (for senere å konvertere tilbake til elektrisk energi). Figuren nedenfor gir en stilisert oversikt over tilgjengelige teknologier og bruksområder.



Figur 3-1 Teknologier for energilagring (NVE, Enova, Forskningsrådet og Innovasjon Norge, 2007)

Det er primært trykkluft (Compressed Air Energy Storage) og pumpekraftverk som kan være aktuelle for det fleksibilitetsbehovet den fornybare energien særlig krever. Investeringskostnadene for et moderne pumpekraftanlegg på kontinentet er om lag 0,65 mill EUR/MW. Investeringskostnadene for trykkluftlagring ligger på om lag samme nivå (Frontier Economics & Consentec, 2011). Normal driftstid for et tradisjonelt pumpekraftverk er imidlertid lav, ofte bare noen timer, på grunn av begrenset volum i øvre magasin. Potensialet for etablering av nye pumpekraftverk på kontinentet er også svært begrenset. Trykkluft har om lag de samme utfordringene, men tilgangen på tomme gruver som kan benyttes som trykkluftlager er trolig noe større enn tilgangen på områder som egner seg for pumpekraftverk. Andre typer lagring er elektrokjemisk og elektromagnetisk lagring. For tiden ser ikke disse ut til å være vesentlige konkurrenter for norske leveranser av fleksibilitet, men det bildet kan naturligvis endre seg med videre FoU på de aktuelle teknologier.

3.4 Konklusjon

For dette prosjektet er det relevante spørsmålet i denne omgang om 10 000 MW fra Norge er urimelig mye, sett i forhold til behovet hos våre potensielle handelspartnere. Basert på den litteratur vi har gått gjennom (se litteraturoversikt i vedlegg 1) og resonnementene presentert ovenfor, har vi konkludert som følger:

- 10 000 MW er mye hvis det utelukkende tilbys i realtidsmarkeder – altså som primær-, sekundær- eller tertiær-reserve – hvor TSOer er eneste mulige kjøpere av opp- og nedregulering.
 - Behovet for reserver i realtidsmarkedene vil trolig ikke vokse mer enn 10-12 GW, kanskje mindre. Vi kan ikke regne med nær 100 % markedsandel av økningen.
 - Driftsmessige og strategiske forhold tilsier at det er lite lurt av en kjøper å hente for stor andel av reservene fra samme kilde og via et fåtall DC-kabler. Da blir man unødig sårbar for feil i nettet.
 - Et realistisk anslag på norsk potensial kan trolig avgrenses til om lag 20 % av kapasiteten i hver enkelt DC-forbindelse.
 - Bakgrunnen for dette er at kjøperen (en utenlandsk TSO) trolig vil oppfatte én kabel som én kilde, uavhengig av hvor mange kraftstasjoner som eventuelt befinner seg i den norske enden. De fleste opp- eller nedreguleringer (altså bruk av reserver) i land som Tyskland og Nederland er mindre enn 300 MW. Når det en sjelden gang reguleres mer, vil det normalt være flere kilder som regulerer samtidig. Få kontrakter om beredskap for reserver er så store som 280 MW (som altså er 20 % av en forbindelse på 1400 MW).
- 10 000 MW er ikke urimelig mye hvis det tilbys i intradag- og day-ahead markeder i landene rundt Nordsjøen (Storbritannia, BeNeLux-landene og Tyskland, Danmark).
 - Det totale behovet for fleksibilitet kan komme opp i 75 000 til 100 000 MW. Et nøkternt anslag tilsier at behovet er 16 000 MW større enn det som uansett kommer til å finnes lokalt (noe vil uansett finnes lokalt fordi konvensjonelle kraftverk også har en viss fleksibilitet, selv om denne kan være kostbar).
 - Norske ressurser kan være suverene på responstid og ikke minst varighet på oppregulering, som bare begrenses av magasinfyllingen.
 - Vannkraft, med eller uten pumper, kan være særlig unik hva gjelder kostnader og tekniske karakteristika i intradagmarkeder, hvor tradisjonelle termiske kraftverk ellers er dominerende kilde for fleksibilitet.

Dermed er det neppe kjøpersiden det skal stå på, hvis Norge ønsker å tilby 10 000 MW fleksibilitet til det europeiske kraftmarkedet. Spørsmålene blir dermed om vi kan være konkurransedyktige på pris, kvalitet og omfang, og om vi klarer å etablere forretningsmodeller som kan virkeliggjøre en slik visjon.

4. Forretningsidé – 10 000 MW fleksibilitet for Europa

Det norske kraftsystemet er annerledes enn de systemene som vi har mulighet for å utveksle kraft med. Denne forskjelligheten gjør at norske kraftressurser vil kunne bidra til å realisere et fremtidig lavutslipps kraftsystem i Europa. Dette vil samtidig kunne skape forretningsmuligheter på basis av følgende fem forhold:

1) *Reduksjon av kostnader og risiko*

Ulikhetene gjør at man gjennom handel kan utnytte komparative fortrinn (som ved annen internasjonal handel). Vannkraft, vind og sol vil derved vekselvis kunne dekke kraftetterspørselen ved at vannkraftproduksjonen tilpasser seg endringene i produksjonen fra vind og sol. Dette reduserer de samlede kostnadene i systemet og reduserer risikoen for avbrudd i strømløseleveransene (økt forsyningssikkerhet). Hos handelspartnerne kan det bygges ut mer vind og sol, og de samlede kostnadene blir lavere.

2) *Økte markedsmuligheter for aktørene*

En ny handelsmulighet ved tilgang til et nytt og større marked betyr nye forretningsmuligheter, og dermed også potensielt økt verdi av ressursene. Norske produsenter vil kunne få bedre betalt for vannkraftens egenskaper.

3) *Økt forsyningssikkerhet*

Handelsmuligheter mot Norge vil i økende grad gjøre det mulig å fase ut produksjon som er basert på råvareimport fra Russland og Midt-Østen. Dette vil gi økt forsyningssikkerhet for Europa, gitt at Norge anses som en mer ønsket leverandør enn Russland og Midt-Østen.

4) *Reduserte klimautslipp*

Bidra til å balansere vind/PV til en lavere kostnad og med fornybar produksjonskapasitet, og som dermed øker fornybarandelen og reduserer utslippene i kraftsystemet.

5) *Andre produktegenskaper*

Fleksibiliteten i vannkraften kan ha andre egenskaper og kostnader enn tilsvarende leveranser fra alternativene. Denne forskjelligheten kan bidra til å komplettere behovet for ulike typer fleksibilitet.

Forretningsideen kan oppsummeres slik:

Skape verdier ved å utnytte fleksibiliteten i det norske kraftsystemet til å støtte opp om en omleggingen til et lavutslipps kraftsystem i Europa.

4.1 Produktet “fornybar fleksibilitet”

Med fornybar fleksibilitet forstår vi:

Norge som leverandør av fornybar fleksibilitet

Det norske kraftsystemets samlede mulighet til å levere fleksibel kraft (kraftutveksling) til Europa.

Med fleksibel kraftutveksling forstår vi at Norge utveksler kraft fra det europeiske kraftsystemet ut fra deres behov knyttet til varierende produksjon (vind/sol) og forbruk, samt i forhold til TSOenes behov for ressurser til balansering i driftstimen. På den måten vil Norge kunne fungere som et batteri, der batteriet "lades" ved å redusere produksjonen og importere kraft eller ved å pumpe vann når Europa har overskudd pga. mye vind/solproduksjon, og tilsvarende "tappe" batteriet ved å produsere og eksportere kraft når Europa har behov for kraftleveranser ved høy last og/eller sviktende produksjon pga. lite vind.

4.2 Fornybar fleksibilitet – et dynamisk produkt

I foregående kapittel beskrev vi utviklingstrekk og usikkerheter knyttet både til Europas etterspørsel etter fleksibilitet og til konkurransesituasjonen som norsk fleksibilitet møter. Usikkerheten knytter seg til typen fleksibilitet som vil bli etterspurt, til volumene som vil bli etterspurt og til tidspunktet for når etterspørselen etter ulike typer fleksibilitet vil komme.

De underliggende drivkreftene er behovene i et kraftsystem i endring og den til enhver tid rådende energi- og klimapolitikk. Følgelig vil politikk og kraftsystemets utvikling være avgjørende for hvordan produktet fornybar fleksibilitet blir definert, utviklet og levert over en periode som vil strekke seg over flere tiår. Samtidig vil det skje en utvikling og tilpasning av selve handelsløsningene, slik at fleksibilitet vil bli handlet annerledes enn det gjøres i dag.

Oppsummert kan vi si at det er tre kanaler som er viktige elementer i produktet fornybar fleksibilitet. Disse kanalene vil bli drøftet i de kommende kapitlene:

1. *Fysisk kanal.* Fysisk mulighet for å møte et behov i Europa gjennom å skape produkter ved norske kraftverk og transportere disse til Europa.
2. *Politisk kanal.* Politisk støtte og engasjement for å skape forutsigbare og stabile rammer over lang tid for å utvikle fornybar fleksibilitet. Dette inkluderer politisk vilje og evne til å beslutte utbygging av infrastruktur og av norske kraftverk.
3. *Markedskanal.* Markedsløsninger som legger til rette for effektiv utnyttelse av norsk fleksibilitet og handel mot Europa.

Siden produktet er i kontinuerlig "bevegelse" velger vi å beskrive fornybar fleksibilitet på to måter:

1. Generisk, det vil si ikke produktspesifikt i den generiske forretningsmodellen
2. Konkret, det vil si produktspesifikt med utgangspunkt i konkrete produkter og handelsløsninger som vi anser som mulige i dag eller i overskuelig fremtid

Utgangspunktet er de fysiske realitetene og de utfordringer, behov og muligheter som forventes i kraftsystemet fremover.

Det er naturlig å forvente at vi over tid vil ha en produktstruktur (markeds design) som vil tilpasse seg de fysiske behovene slik at effektiv handel og verdiskaping vil kunne skje mellom Norge og Europa dersom dette er rasjonelt. Utviklingen av produktstruktur (markedskanal) er for øvrig drøftet nærmere i avsnitt 5.2.

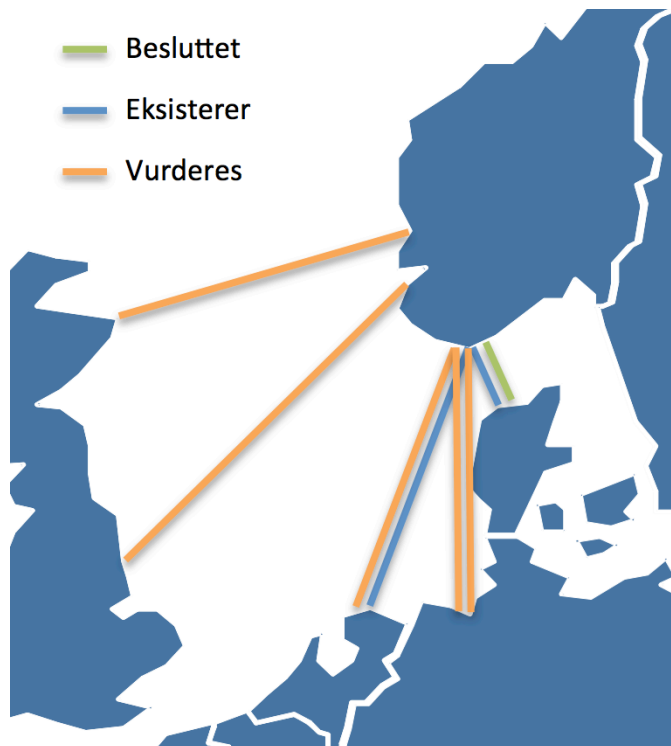
Det knytter seg usikkerhet til hvor skillet mellom aktørenes og TSOens balansering vil skje i fremtiden. Vi forventer en utvikling som gir aktørene økt ansvar og økt mulighet til å balansere sine posisjoner tettere mot driftstimen. En slik utvikling er ønskelig i lys av at fornybar produksjon er mindre "planleggbar", at markedsbaserte løsninger øker kostnadseffektiviteten, og i økende grad mulig gjennom mer effektive IT-løsninger. Et eksempel i så måte er at gate closure for intradaghandel i Tyskland f.o.m. desember 2010 ble satt ned til 15 minutter (tidligere 60 minutter). Dette muliggjør mer treffsikre anmeldelser fra vindkraft og det reduserer TSOens behov for tertiærreserver (regulerkraft). Det er imidlertid viktig å merke seg at behovet for fleksibilitet er uendret, men handelen flyttes mellom produkter – fra regulerkraft til intradagmarkedet og handelen skjer mellom andre parter.

5. Veien til markedet - kanalene

For å realisere ambisjonen med å levere 10 000 MW fornybar fleksibilitet til Kontinentet og UK innen 2030, er det tre "kanaler" som må etableres. For det første må vi ha en fysisk kanal for å få kraften transportert til kundene i Europa. Den fysiske kanalen vil bestå av sjøkabler mellom Norge og Kontinentet/UK. For at denne infrastrukturkanalen skal bli utnyttet effektivt er det avgjørende å ha effektive markedsløsninger (markedskanalen). Endelig så er politikk-kanalen avgjørende for å sikre at de to andre kanalene kommer på plass – det må politisk vilje til for å få gjennomført en tilstrekkelig utvikling av kraftsystemet (både infrastruktur og ny produksjon) og for å sikre effektive markeder og derved effektiv utnyttelse av ressursene i kraftsystemet er det behov for forutsigbare gode politiske rammer som gir grobunn for handel og effektive investeringer.

5.1 Infrastruktur

Norge har i 2011 direkte forbindelse med Sverige, Danmark og Nederland, foruten en relativt beskjeden kapasitet til Finland og Russland. Det planlegges nye forbindelser med Storbritannia og Tyskland, og økt kapasitet til Danmark (vedtatt) og Nederland, se Tabell 5-1 og Figur 5-1. Skal forretningsideen i denne rapporten realiseres fullt ut, må minst den kapasiteten det foreligger noenlunde konkrete planer om etableres. Her skal vi se nærmere på hvilke utfordringer dette innebærer.



Figur 5-1 Eksisterende og planlagte forbindelser

”Kabel” er ingen standard enhet. De kommer i ulike teknisk utførelse, for ulike kapasiteter og utvikles stadig videre. For tiden regnes 1000 MW som største standard enhet, men ved dublering er det i og for seg ikke kabeldesignet som begrenser hvilken kapasitet man til slutt eventuelt bestemmer seg for. Nyeste teknologi for likeretting (VSC) stiller ikke krav til lokal kortslutningsytelse, slik ”førrige” generasjon likerettere gjør. Det konkrete valget av løsning vil måtte tilpasses hvert enkelt prosjekt etter en samlet vurdering av en lang rekke faktorer. I det videre abstraherer vi fra dette og bruker betegnelsen kabel eller forbindelse som en samlebetegnelse for alle mulige løsninger.

Tabell 5-1 Eksisterende og planlagt nettkapasitet

Eksisterende forbindelser	Maksimal kapasitet (MW) Eksport (Import)	
Russland	50	
Finland	100	
Sverige	3 545 (3 795)	
Danmark	1 000	
Nederland	700	
<i>Sum</i>	<i>5 350 (5 645)</i>	
Planlagte prosjekter	Planlagt kapasitet (MW)	Eiere
SK4: Norge – Danmark	700	Statnett og Energinet.dk (Bygging er igangsatt)
NorNed2: Norge – Nederland	700	Statnett og TenneT
NorGer Norge – Tyskland	1 400	Statnett, Agder, Lyse, EGL
NORD.LINK	1 400	Statnett
North Connect Norge - Storbritannia	1 200 – 2 000	Agder, Lyse, Vattenfall, E-CO, SSE
Norge – England	1 400	Statnett og National Grid
<i>Sum planlagt</i>	<i>6 800 – 7 600</i>	

5.1.1 Etablering av nye forbindelser

Statnett har gjennom tidligere og pågående kabelprosjekter erfart at risikobildet ved slike prosjekter er sammensatt, komplisert og dynamisk (Statnett, 2011). Suksess krever intenst og målbevisst arbeid over lang tid og på flere fronter samtidig. De vesentligste utfordringene kan sammenfattes slik:

- Teknisk krevende: Prosjektene krever omfattende tekniske utredninger, miljøutredninger og gjennomføringskompetanse. Man må være forberedt på å justere teknisk løsning, dersom det kommer ny informasjon eller relevante krav underveis i planleggingsfasen.
- Kommersielt krevende: Kabler innebærer store investeringer. Norske myndigheter vil neppe gi tillatelse til prosjekter som ikke kan dokumentere robust samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Prosjekter som ikke skal finansieres

via vanlig nettleie² stiller i tillegg betydelige krav til bedriftsøkonomisk lønnsomhet. Høy bedriftsøkonomisk risiko gjør også finansieringen krevende.

- Høy grad av kompleksitet: Prosjektene har høy risiko for forhold som for eksempel endrede markedsforhold, politiske og selskapsmessige prioriteringer og endringer i regulatoriske rammevilkår. Disse forholdene kan skape behov for endringer eller medføre terminering av prosjektet. Det fordrer også et meget gjennomtenkt avtaleverk.
- Kompliserte avtaleforhold: Prosjektene krever detaljerte avtaler som regulerer forholdet mellom eiere, brukere, TSOer, leverandører og andre berørte parter (for eksempel banker, rørledningseiere og grunneiere).
- Kostnadstunge før investeringsbeslutning: Prosjektene pådrar seg store kostnader på tidlige stadier i prosjektenes levetid, før vesentlige risikoelementer er avklart og før konsesjonsspørsmål er avklart.
- Tidkrevende: Prosjektene er ikke bare tidkrevende som følge av omfattende prosjektarbeid. Kompleksiteten som omtalt ovenfor medfører uforutsigbarhet og resulterer ofte i behov for tidsmessige forskyvninger som kan forsinke og vanskeliggjøre planlagt implementering.

En generell utfordring ved kabelprosjekter er at mange beslutninger er gjensidig avhengig av hverandre. Betydelig koordineringsinnsats er nødvendig for ikke å havne i fastlåste situasjoner, hvor for eksempel ulike konsesjonsprosesser stanser opp i påvente av hverandre. At det også er minst to lands ulike myndighetsorganer som er involvert, øker koordineringsbehovet.

Et koordineringsproblem kan eksemplifiseres ved interne flaskehalsproblemer som avdekkes når nye forbindelser planlegges. Grovt forenklet kan det sies at nye forbindelser mellom Kontinentet og Norge vil kunne kreve forsterkninger både i Sør-Norge og rundt tilknytningspunktene på Kontinentet. Skal en da vente til disse forsterkningene er utført før en eventuelt gir tillatelse til kabelprosjektet? Hva skjer da, dersom kabelprosjektet i mellomtiden skrinlegges av utålmodige eiere eller konsesjonsmyndigheter i den andre enden? Kan man alternativt gi tillatelse til kabelen på et tidligere stadium, med vilkår om begrenset bruk inntil interne forhold er avklart eller utbedret? Eller bør man bruke motkjøp, separate anmeldingsområder eller lignende for å løse flaskehalsproblemer kortsiktig?

Den sterke gjensidige avhengigheten mellom ulike prosesser og organer, åpner også for taktiske disposisjoner fra partene (investorer, regulatorer, andre konsesjonsmyndigheter, aktører i energimarkedet). Ett av diskusjonspunkter da North Sea Interconnector (1200 MW Norge-England) ikke fikk gjennomslag for sin konsesjonssøknad i Norge, var asymmetrisk fordeling av risiko mellom de to eierne i prosjektet.

² Kabler kan finansieres enten ved at TSOer legger kostnader og inntekter inn i grunnlaget for sentralnettstariffer, eller at investor selv skaffer kapital. Det siste Norge som leverandør av fornybar fleksibilitet

En særskilt utfordring på norsk side, er at norsk lovverk ikke avklarer fullstendig hvem som forventes å ta hvilke roller i utviklingen av kabelprosjekter. Verken norsk eller europeisk rett gir noen aktørtyper spesielle rettigheter, utover det faktum at dersom investor ikke vil forplikte seg til å benytte flaskehalsinntekter til å redusere flaskehals eller redusere tariffen for bruk av nettet, kreves det unntak fra EU-forordning 714/2009³. Samtidig har norske myndigheter uttrykt en klar skepsis til merchant løsninger og et ønske om å prioritere regulerte TSO-eide kabler. Dette medfører at ulike parter i Norge bruker mye tid på interne stridigheter med tilhørende økt regulatorisk risiko for kommersielle løsninger.

Tyske og britiske myndigheter har gitt uttrykk for en langt mer positiv holdning til merchant løsninger. Fra den tyske regulatoren er det uttalt⁴ at merchant løsninger foretrekkes, blant annet fordi risikoen da bedre kan plasseres hos de som beslutter og høster fordeler av prosjektene. Flere er opptatt av knapphet på kapital til å finansiere nye forbindelser. Britenes forbud mot at systemoperatører får investere i mellomriksforbindelser ble i sin tid begrunnet med at strengt regulert monopolkapital ikke skulle benyttes til formål som kunne finansieres kommersielt. Et viktig motiv er også at behovet for å få på plass kapasitet for å fremme konkurransen i lokale markeder kan dominere over synspunkter på hvem som er ideelle eiere. EU synes derimot å ville foretrekke regulerte TSO-eide kabler, så sant slike alternativer foreligger, men legger også vekt på nødvendigheten av å sikre momentum i utviklingen av prosjekter.

5.1.2 Virkning på systemdriften

Driften av det norske og nordiske kraftsystemet påvirkes av omfanget av forbindelser ut av Norden og av hvordan disse brukes. Det er især endringene i flyt på forbindelsene som skaper utfordringer, samt at driften også er svært sårbar for feil i perioder med betydelig import, lav produksjon (lite roterende produksjonskapasitet i norsk nett) og lavt forbruk.

De viktigste momentene for systemdriften synes å være:

- **Overføringskapasitet** Nye forbindelser vil avdekke interne flaskehals i nettet. Uten nettførsterkninger kan man i prinsippet velge mellom revidert områdeinndeling, enten eksplisitt i Elspot eller indirekte ved bruk av motkjøp, eller redusert handelskapasitet i utvekslingsforbindelser.⁵

³ Regulation (EC) No 714/2009 on conditions for access to the network for cross-border exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003.

⁴ Personlig samtale med Achim Zerres, 2010.

⁵ Betinget nettilknytning er foreløpig ikke noe kjent begrep, men en kunne i prinsippet tenke seg at en ny forbindelse fikk nettilknytning med en driftsavtale som midlertidig begrenser bruken av forbindelsen i perioder hvor interne flaskehals skaper problemer, inntil de interne flaskehalsene er fjernet. NVE godtar et tilsvarende opplegg for kraftverk som ønsker nettilknytning i områder med utilstrekkelig nettkapasitet: Med en avtale om vannbytte med et magasinkraftverk i

Lovligheten av redusert handelskapasitet er usikker i henhold til EU-retten (Sverige innfører i 2011 fire anmeldingsområder i Elspot, og slipper dermed en sak mot EU-kommisjonen for EU-domstolen, hvor anklagen var ulovlig bruk av markedsrett gjennom å flytte flaskehalsen til grensen mot Danmark).

- **Spenning** Større og raskere endringer i kraftflyten i nettet på Sørlandet har gitt utfordringer i forhold til spenningsreguleringen og spenningskvaliteten. Tiltak i nettet kan gjennomføres, men er både tids- og kostnadskrevenne. Både investeringer i reaktiv kompensering og de planlagte spenningsoppgraderinger av østre og vestre korridor vil avhjelpe problemet.
- **Frekvens** Hyppigere og større endringer i kraftflyt bidrar også til redusert frekvenskvalitet i det nordiske synkronområdet. Tilgang på mer regulerstyrke vil redusere problemet, men ved høy import er det typisk et stort problem at alle magasinverk står, mens kun vind-/elve-/småkraftverk kjører. Eventuelt kjøp av ytterligere regulerstyrke vil i slike situasjoner være fullt mulig, men vil trolig bety en relativt høy kostnad. Også kortere tidsoppløsning i de ulike markedene (både day-ahead-, intradag- og reservemarkeder) vil redusere problemene ved at hver enkelt regulering initiert av systemoperatør kan bli mindre.
- **Kortslutningsytelse** Ved høy import på sommerstid kan det være utfordrende å overholde kraftsystemets krav til kortslutningsytelse. For lav kortslutningsytelse i Feda eller Kristiansand kan medføre utfall av alle kabler ved såkalt kommuteringssvikt. Da mister vi opptil 1700 MW import (med dagens kapasitet), mens systemet er dimensjonert for å håndtere 1200 MW effektbortfall. Dette gjør at driftsmessige tiltak må utføres (reduert import, oppregulering av produksjon, deling av nett, etc.). På lengre sikt vil bruk av VSC-teknologi på nye kabelforbindelser gi et positivt bidrag til kortslutningsytelsen, og dette er et sterkt argument for bruk av slik teknologi når nye forbindelser etableres.
- **Nedreguleringskapasitet** I de samme situasjoner (høy sommerimport) vil en oppleve stor knapphet på nedreguleringskapasitet internt i Norden. Hovedproblemet er at en stor del av magasinverkene vil stå stille i slike situasjoner, mens kraftverk som til nå ikke har vært brukt til nedregulering kjører (vind-/elve-/småkraftverk).

Statnett legger til grunn at investeringer i nettanlegg må foretas før idriftsettelse av nye kabelforbindelser (Statnett, 2011). Forhold rundt balansering av systemet må ivaretas og dette utviklingsarbeidet er krevende. Uten tilstrekkelig tiltak blir det store utfordringer for systemdriften og driftssikkerheten kan bli redusert. Statnett

bunnen, godtar NVE nettilknytning så lenge det foreligger en plan for fjerning av den aktuelle flaskehalsen.

ønsker derfor mulighet til å redusere handelskapasitet for å opprettholde tilstrekkelig driftssikkerhet (Nilssen, 2011).

Driftsutfordringene vist ovenfor reflekterer at det er kostnader ved utveksling av fleksibilitet som ikke fanges opp av priser for ulike typer av reserver og av anslag på hva det koster produsenter eller forbrukere å stille fleksibilitet til rådighet for andre. Samtidig som det er usikkert hvor store slike kostnader er, er det heller ikke helt klart hvordan en bør forholde seg til slike kostnader, gitt blant annet at det er svært krevende å planlegge og skaffe tillatelser til en kabel.

De beskrevne systemdriftsutfordringene vil kunne reduseres ved installasjon av pumpekraft, spesielt på Sørvest-landet. I utgangspunktet vil pumpekraft kunne avhjelpe utfordringer med både spenningsstabilitet, frekvenskvalitet, kortslutningsytelse og generell effektbalanse. Rent systemdriftsteknisk kan det være en utfordring at det ikke nødvendigvis er samtidighet mellom driften av pumpekraftverk og de systemmessige behov. Kontrakter eller markedsdesign kan imidlertid løse en slik utfordring. Og i den grad pumping primært foregår i importsituasjoner, mens kraftproduksjonen primært foregår når kraftsystemet eksporterer, vil det nettopp være slik samtidighet.

Som påpekt vil bruk av VSC-teknologi gi et viktig bidrag til kortslutningsytelsen nær kablernes endepunkter. SK4 mellom Norge og Danmark bygges ut med slik teknologi, og vil gi systemoperatøren viktig praktisk erfaring med denne teknologien og dens betydning for systemdriften.

5.1.3 Tilgjengelighet

Tilgjengeligheten på kabelforbindelsene er avgjørende for hvor pålitelig norske ressurser eventuelt kan være som leverandør av fleksibilitet. Våre eldste likestrømsforbindelser, Skagerrak 1 og 2, ble satt i drift i 1976 og 1977. Gjennomsnittlig tilgjengelighet er 96 %, til tross for at kabelen er uten mekanisk beskyttelse og at det ikke finnes reservetransformator. Skagerrak 3 kom i 1993 og har til og med 2010 en tilgjengelighet på 84 %. Årsaken til lavere tilgjengelighet er store og langvarige feil på transformatorer i begge ender. NorNed er Norges nyeste forbindelse til Kontinentet, og ble satt i drift i 2008. Gjennomsnittlig tilgjengelighet til utgangen av 2010 var 84 %.

I tillegg til den fysiske tilgjengeligheten, spiller den driftsmessige tilgjengeligheten også en stor rolle. Dagens rampingrestriksjoner⁶ i Norden er 30 MW/minutt og maks 10 minutter ramping på hver side av timeskiftet. Restriksjonene fastsettes for å begrense reguleringsoppgavene for det nordiske kraftsystemet, men legger

⁶ Begrepet ramping benyttes om endringshastigheten på lasten på en kabelforbindelse. De nordiske systemoperatørene har fastsatt begrensninger for hvor hurtig lasten kan endres – dette kalles rampingrestriksjoner. Jo langsommere ramping, jo lenger tid vil "gå bort" til selve snuoperasjonen og jo fleksibel blir kabelen.

dermed også begrensninger på handelen med fleksibilitet. Systemoperatørene ser på den ene siden stadig på strengere ramingrestriksjoner (færre MW/minutt) som en mulighet til å håndtere frekvensutfordringene i nettet (Nilssen, 2011). På den annen side undersøkes det også hvordan ramingrestriksjoner kan endres slik at de ikke legger så store begrensninger på handel med fleksibilitet som tilfellet synes å være.⁷

Standardisering av transformatorer og anskaffelse av reservekomponenter vil kunne bidra til høyere gjennomsnittlig tilgjengelighet. I noen grad kan reparasjonstider også forkortes dersom beredskapen heves, men det kan også vise seg svært kostbart. I og med at selve produksjonen og leggingen av slike kabler er såpass komplisert som det er, må en håpe at en del av selve kabelfeilene kan ansees som barnesykdommer, og at tilgjengeligheten stiger i takt med økende alder. Det er imidlertid ingen tvil om at dersom sannsynligheten for ikke å kunne levere fleksibilitet som etterspurt og avtalt er 16 % og i tillegg begrenset av ramingrestriksjonene, vil det ha betydelig negativ virkning på verdien og betalingen en kan oppnå, på samme måte som lav tilgjengelighet påvirker lønnsomheten knyttet til spotutveksling. En av årsakene til de høye kapasitetsbetalingene for reserver på Kontinentet er blant annet at leveringssikkerheten er svært høy.

5.1.4 Økonomi

Likestrømsforbindelser over store avstander i sjø er betydelige investeringer. Økonomien i et kabelprosjekt vil avhenge av en rekke ulikheter i prisene i hver ende av en kabel, og av hvilke typer utveksling den anvendes for (Newbery, 2004). Det prinsipielle i økonomien kan enkelt belyses med utgangspunkt i Statnetts og TenneTs konsesjonssøknader for NorNed i 2003. Søknadene fokuserte på inntekter fra utveksling av spotkraft.⁸ For å gjøre analysen enkel, ble det forutsatt at det fremtidige prisnivået i Norge og Nederland ville være det samme – ikke hvert enkelt år, men over en analyseperiode på 70 år. En så også bort fra alle andre kilder til volatilitet i prisene enn tilsigsusikkerhet i Norden og temperaturfølsomhet i det norske kraftforbruket. Da stod man igjen med to kilder til lønnsomhet for prosjektet: Forskjeller i døgstrukturen på spotprisene og forskjeller mellom prisnivåer på grunn av tørr- og våtår.

Om man deretter ville analysere verdien av utveksling med annen fleksibilitet enn den som omsettes i day-ahead markedet, var kabelen allerede "finansiert" av

⁷ E-Bridge Consulting GmbH har sommeren 2011 et oppdrag for Statnett med nettopp dette som tema.

⁸ Begrunnelsen for ikke å ta med inntekter fra utveksling av system- og balansetjenester, var at blant annet at prosjektet ble vurdert som lønnsomt med spotutveksling alene. Ytterligere utveksling kan ikke svekke lønnsomheten, og var dermed ikke nødvendig for å dokumentere at prosjektet var samfunnsøkonomisk lønnsomt.

spotutvekslingen. I en samfunnsøkonomisk analyse påløper derfor ingen ytterligere transportkostnader for eksempelvis intradag handel, med mindre denne fortrenger spothandel og/eller utløser for eksempel økte tap på kabelen eller økte kostnader i systemdriften.

Prinsipielt kan det tenkes at et konkret prosjekt medfører høyere kostnader enn de tilknyttede gevinster fra spotutveksling. I slike tilfeller vil det naturligvis være nødvendig å inkludere inntekter fra utveksling av annen fleksibilitet i analysen for å ta stilling til prosjektets lønnsomhet.

VSC-teknologien er fortsatt ung, og det gjenstår å se hvor hurtig gjennomslag den vil få i "kabelmarkedet". Utvalg 1 fra Sjøkabelutredningen presenterte en grundig gjennomgang av både teknologi og kostnader for ulike kabeltyper (Sjøkabelutredningen, Utvalg 1, 2011). Utvalget vurderte to alternativer for en likestrømskabel i Hardangerfjorden – begge basert på VSC, men med ulike kabeltyper (polymer og masseimpregnert), og så bort fra muligheten for tradisjonell likestrømsforbindelse. Sjøkabelutredningen opererte ellers med kabelkostnader på 12 millioner kroner/km for en krets med 2 polymerkabler for 1000 MW og 21 millioner kroner/km for en krets med 3 masseimpregnerte kabler for 1500 MW. Tilhørende VSC likerettere ble anslått til henholdsvis 1900 og 2700 millioner kroner, som altså blir i underkant av 2 millioner kroner/MW. Regnet pr MW var de to alternativene relativt like.

5.1.5 Koordinering mellom kompliserte investeringsbeslutninger

Utfordringene for systemdriften som kan knyttes til driften av mellomriksforbindelser betyr i realiteten at det er usikkert hvor mange av de planlagte prosjektene i Tabell 5-1 og eventuelt ytterligere kabler som kan settes i drift i overskuelig fremtid.

Generelt er Statnetts budskap (våren 2011) at en med dagens nett ikke kan tilknytte flere utenlandsforbindelser.⁹ Høsten 2009 satte Statnett 420 kV linjen Kristiansand-Holen (midtre korridor) i drift. Samtidig startet planleggingen av omfattende spenningsoppgraderinger på Sørlandet – østre og vestre korridor.

Med østre korridor etablert på 420 kV kan Skagerrak 4 (700 MW) settes i drift. Med både østre og vestre korridor ferdig oppgradert har en tidligere antatt at man har kapasitet til tilknytning av ytterligere 3500 MW kabelkapasitet (utover SK4 og dagens kapasitet). En forutsetning er da at 1400 MW tilknyttes Kvilldal (nord for sørlandssnittet). Basert på driftserfaringer med NorNed samt basert på nye kriterier for leveringssikkerhet gjennomfører Statnett en ny analyse av kapasiteten for tilknytning av nye mellomriksforbindelser. Analysen er ventet medio september 2011.

⁹ Kilde: Mail fra Statnett i tilknytning til arbeidet med dette prosjektet.

Ytterligere kabeltilknytninger i sør er foreløpig ikke utredet. Generelt har en to muligheter: Innenlands nettutbygging og/eller bygging av pumpekraftverk. Hvor mye 1 MW pumpekraft tilsvarer i ny kabelkapasitet er ikke utredet. Svaret vil blant annet avhenge av fremtidig system- og markedsdesign.

På denne bakgrunn er det ikke grunnlag for endelig å besvare spørsmålet om det er mulig i forhold til systemdriften å utveksle 10 000 MW fleksibilitet mot Kontinentet. På den ene siden er det klart at det på kort sikt ikke er mulig med et så stort omfang. Men på den annen side er det heller ikke grunnlag for å si at det er mulig i løpet av for eksempel en 10-20 års horisont, fordi det er for mange usikre faktorer. Det vi vet er altså:

- Vi har 1700 MW direkte mot Kontinentet; 1000 MW til Danmark og 700 MW til Nederland
- Ytterligere 700 MW til Danmark er underveis; spenningsoppgradering av østre korridor er underveis og SK4 er satt i bestilling
- Nye 3500 MW (til for eksempel Tyskland, Nederland og/eller Storbritannia) forutsetter spenningsoppgradering av både østre og vestre korridor, men kan vise seg å være for optimistisk
- Da mangler i hvert fall 4100 MW for å oppfylle prosjekthypotesen, og i verste fall mangler 6900 MW

Bruk av VSC-teknologi på mellomriksforbindelser letter utfordringene for systemdriften. Likevel er det ikke slik at bruk av VSC løser alle de systemmessige utfordringene. VSC *kan* være en nødvendig betingelse for nye forbindelser, men vil neppe kunne bli en tilstrekkelig betingelse.

Spørsmålet om kapasitet for nye mellomriksforbindelser bør derfor også angripes på en litt annen måte enn bare å spørre om det er kapasitet til ytterligere X MW. Når kraftsystemet nærmer seg en kapasitetsgrense, betyr det at man støter på et eller annet problem (typisk i systemdriften) som varer en viss periode og som er krevende å løse på kort sikt. Kapasitet i kraftnett er ikke en statisk null/en-problemstilling, men et dynamisk forhold. Ut fra en slik definisjon av *kapasitetsgrense* kan vi peke på to vesentlige forhold:

1. Kapasitetsproblemer omfatter normalt ikke alle timer og alle tenkelige tilstander, men kun bestemte situasjoner. Etter hvert som kapasiteten blir knappere og knappere, øker antallet timer hvor problemet manifesterer seg. Så lenge problemet ikke omfatter majoriteten av timer, er det viktig å vurdere om en kan finne ordninger som gjør at en kan leve med kapasitetsproblemet inntil en permanent løsning er på plass. Mulige ordninger kan være driftsavtaler som åpner for begrenset utnyttelse av kabelkapasiteten i en overgangsperiode, system- eller markedsdesign som oppmuntrer aktører til å bidra med nødvendige ressurser, eller lignende.

2. Ofte er det rimelig å forvente at det grunnleggende kapasitetsproblemet *kan* løses på sikt, for eksempel ved en nettførsterkning eller ved bygging av et pumpekraftverk. Ledetiden og kompleksiteten i nye prosjekter tilsier da at det kan være nødvendig å akseptere at nye utenlandsforbindelser blir ferdige på et tidspunkt som ellers fremstår som for tidlig. Forutsetningen for dette resonnementet er dog at totalprosjektet vurderes som tilstrekkelig lønnsomt. Ulempen er åpenbar – man kan få en periode med for lav utnyttelse av den nye kapasiteten. Det svekker nåverdien i kabelprosjektet. Fordelen er imidlertid også åpenbar: Det kan være så ressurskrevende å planlegge og sikre tillatelser for en utenlandskabel, at den reelle beslutningen kan bli “nå eller aldri”, snarere enn “nå eller senere”. Selv om en del teknisk materiale i et terminert prosjekt kan hentes frem igjen, vil mye måtte gjøres på nytt dersom det blir aktuelt med et nytt forsøk. Generelt vil det trolig også være lettere å få aksept for utsatt oppstart enn å starte på nytt, dersom det viser seg at et prosjekt ser ut til å bli klart “for tidlig”.

Konklusjonen er derfor at kapasiteten i det interne norske nettet for tilknytning av mellomriksforbindelser kan utgjøre et vesentlig hinder for visjonen om 10 000 MW fleksibilitet til Europa innen 2030. Bygging av pumpekraftverk *kan* innebære en mulighet for å redusere dette hinderet i vesentlig grad. Direkte tilknytning av kraftstasjoner til mellomriksforbindelser kan også være en driftsmessig konsekvens i perioder. Koblingen mellom mellomriksforbindelsen, kraftverket og det norske nettet må i alle tilfeller gjennomtenkes ekstra nøye, både rent fysisk og ikke minst med tanke på drift og systemdesign. Et sterkt samarbeid mellom systemoperatør og aktuelle produsenter vil måtte være en del av det systemmessige designet, og vil kunne skape et betydelig vinn-vinn potensiale.

5.2 Markedskanalen

Med markedskanal forstår vi:

De produkter, markedsløsninger og reguleringer (ofte kalt markedsgesert) som samlet sett skal legge til rette for effektiv handel med kraft mellom Norge og Europa.

I markedskanalen gis kraften en verdi. Det er, som tidligere nevnt, betydelig usikkerhet knyttet til hvordan markedsløsningene (produktstrukturen) vil se ut i fremtiden. Vi antar at de balanseansvarlige over tid vil få en økende rolle som kjøpere av fleksibilitet, men det er usikkerhet knyttet til hvor raskt dette vil skje og hvor tett mot driftstimen det vil bli mulig å handle for de balanseansvarlige. Det er ikke avgjørende for forretningscasert, sett fra norsk side, om handelen skjer med TSOer eller balanseansvarlige, eller om fleksibiliteten handles day-ahead, intradag eller som reserver. Det viktigste er at behovet for handel med fleksibilitet er robust

over tid og at markedsløsninger sikrer effektiv utveksling slik at potensialet for verdiskaping realiseres.

Markedskanalen vil trolig være tett knyttet til selve investeringene (fysisk kanal) i et samlet arrangement som fordeler kostnader, risiko og inntekter mellom de involverte partene – norsk leverandør av fleksibilitet, norsk TSO, kabeleierne og kjøperne i Europa (øvrige TSOer og balanseansvarlige). Kraftbørsene vil være viktige tilretteleggere for handel sammen med OTC-markedene. For salg av reserver vil TSOenes ulike innkjøpsordninger være viktige markedsarenaer.

Når det gjelder salg av fleksibilitet fra Norge til Kontinentet, er det viktig å forstå både det underliggende fysiske behovet, men også hvilke markedsløsninger som kan være aktuelle i fremtiden. Markedsløsningene har betydning for prisingen av de ulike fleksibilitetsproduktene, og for hvilke allianser det er mest interessant å inngå. Gitt usikkerheten i utviklingen, er det imidlertid aller viktigst å velge en strategi som er robust i forhold til at vi i fremtiden vil kunne få ulike løsninger.

I dette kapitlet skal vi se nærmere på dagens markedssituasjon og utviklingstrekk. Vi fokuserer på utviklingen i de fysiske markedene, det vil si day-ahead-, intradag- og reservemarkedene.

5.2.1 Markeder og markedsløsningenes utvikling

Siden dereguleringen av de første kraftmarkedene rundt 1990, har markedsløsningene vært i stadig utvikling. Markedenes oppgave er å sikre effektiv ressursutnyttelse gjennom å gi riktige prissignaler til tilbudssiden og etterspørselssiden i markedet, men de konkrete løsningene varierer av ulike grunner både over tid og geografisk.

Fleksibilitet etterspørres i ulike tidsperspektiv. I day-ahead-markedet etterspørres fleksibilitet som endring i produksjon ved hvert timeskift. Produksjonsendringen avtales (typisk) 12-36 timer før driftstimen. For produksjonskapasitet som har kostnader knyttet til start (og stopp), gis det anledning til å melde inn blokkbud hvor oppstart av et produksjonsanlegg forutsetter at anlegget får produsere i et gitt antall timer.

Aktørene i markedet er ansvarlige for å være i balanse i den aktuelle driftstimen. Dersom det viser seg at produksjon og/eller forbruk endrer seg i forhold til det som er planlagt, kan aktørene handle seg i balanse i intradag-markedet. Dersom de likevel ikke kommer i balanse, må de dekke kostnaden ved ubalansen ved at den blir avregnet i balansemarkedet. Det betyr at (de balanseansvarlige) aktørene må betale for avviket i henhold til kostnaden i reservekraftmarkedet. Reservemarkedet er markedet hvor den systemansvarlige (TSOen) etterspør opp- og nedregulering for å ivareta den momentane balansen i systemet. Intradagmarkedet gir markedsaktørene mulighet for å redusere kostnadene ved ubalanser også ved at balanseringen kan avtales på lengre varsel, noe som muliggjør bedre optimering av ressursene og dermed lavere kostnader for systemet som helhet.

Norge som leverandør av fornybar fleksibilitet

Med andre ord har TSOen ansvar for å opprettholde den momentane fysiske balansen, men det er de balanseansvarlige markedsaktørene som må dekke kostnadene ved ubalanser i forhold til det som er avtalt (planlagt) i day-ahead markedet, enten ved at de kjøper seg i balanse i intradagmarkedet, eller ved å dekke de kostnadene som TSOens har for å håndtere ubalansen i driftstimen.

Markedskobling og implisitt auksjon er etablert som den foretrukne løsning for day-ahead markedene i Europa. Tidligere i år (2011) kom NorNed med i en markedskobling som omfatter de nordiske landene og regionen definert av de europeiske regulatorne som Central West Europe (CWE), som består av Tyskland, Nederland, Belgia, Luxemburg og Frankrike. I praksis betyr løsningen en implisitt auksjon for hele området. Denne løsningen skal nå utvikles videre slik at den kan åpnes for å inkludere flere regioner og på sikt hele Europa.

Parallelt arbeides det med å etablere en tilsvarende enighet om handelsløsning for et intradagmarked mellom Norden og CWE-regionen. Arbeidet med å etablere løsninger for handel med reserver vil være et naturlig neste steg. Det er etablert en åpning i regulatornes guidelines for å reservere kapasitet til handel med reserver på DC forbindelser dersom det kan vises at det er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Generelt er det mye motstand i Europa mot å reservere kapasitet til handel med reserver siden man betrakter dette som å ta kapasitet fra markedet (man ser ikke på reservemarkedet som et marked, men som en administrativ funksjon eller mekanisme knyttet til TSOen).

Dagens produktdefinisjoner er i varierende grad harmonisert på tvers av landegrensene. Det er et generelt ønske å harmonisere produkter, men en del av dem er også ulike av gode grunner – de er tilpasset lokale forhold og behov. Produktene er også stadig i endring som følge av at kraftsystemet og behovene endrer seg. Det er særlig grunn til å forvente slike endringer som følge av omleggingen av kraftsystemet for å redusere CO₂-utslippene. De produktene vi har i dag vil trolig, over tid, til dels vil bli erstattet av nye produkter eller bli betydelig utviklet og endret.

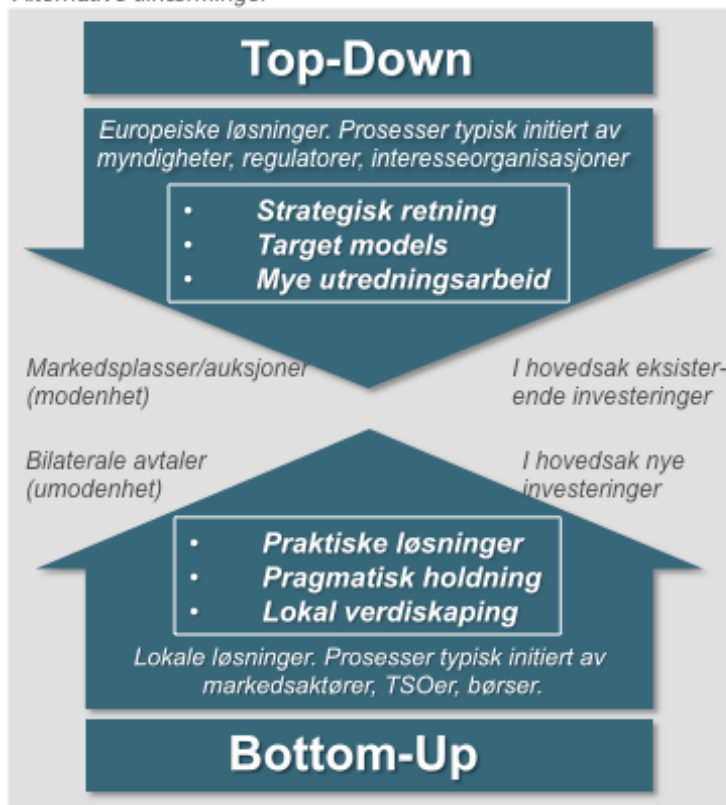
Nye markedsløsninger utvikles i en kombinasjon av Top-down- og Bottom-up-prosesser. Dette er illustrert i Figur 5-2.

Top-down. Føringer for utviklingen av kraftsystemet er nedfelt i en rekke sentrale politikkdokumenter. Den 3de elmarkeds pakken og 2020-målene til EU står sentralt, i tillegg til den videre konkretiseringen i ulike 'papers' fra Kommisjonen, i guidelines fra regulatorne, i grid codes fra TSOene og i en rekke ulike europeiske handlingsplaner. Dette er Top-down-prosesser hvor man søker å bygge bred enighet omkring mål, ambisjoner, løsninger (target models) og virkemidler på europeisk nivå. Top-down-prosessene er viktige, de setter retning, men de tar ofte tid, da det skal oppnås enighet mellom mange parter.

Bottom-up. Samtidig foregår det prosesser mellom færre parter knyttet til regioner hvor man i utgangspunktet står hverandre nærmere på ulike måter, og raskere kan komme til enighet.

Fra Kommisjonens side ønsker man et samspill mellom Top-down-prosessene og lokale/regionale Bottom-up-initiativer. EU støtter seg i stor grad på erfaring fra Bottom-up-initiativer og -løsninger når fremtidens løsninger defineres for Europa.

Alternative tilnærminger



Figur 5-2 Top-down- og Bottom-up- prosesser møtes i arbeidet med å etablere europeiske løsninger

5.2.2 Utviklingstrekk for markedsløsningene

De ulike markedene er i utvikling og en rekke utviklingstrekk er relevante i en drøfting av hvordan handel med fleksibilitet vil skje i fremtiden. Noen viktige utviklingstrekk knyttet til markedet for fleksibilitet inkluderer:

1. Markedskobling og implisitte auksjoner.

Day-ahead markedene kobles tettere sammen gjennom implisitte auksjoner som innebærer at handelen mellom markedene skjer på basis av realiserte prisforskjeller, og at priser og handel bestemmes simultant. Kommisjonen har tegnet et road-map, og regulatorer, TSOer, børsen og aktører arbeider både enkeltvis og gjennom sine europeiske organisasjoner for utvikling av økt markedskobling både regionalt og paneuropeisk. Metodikken som benyttes i handelsalgoritmene, utvikles og blir mer effektive. Et eksempel på dette er arbeidet

i regionen Central West Europe for utvikling av såkalt flow-based market coupling som forventes å øke effektiviteten i utnyttelsen av det fysiske overføringsssystemet.

2. Intradaghandel nærmere driftstimen.

De balanseansvarlige aktørene har i økende grad fått anledning til å handle seg i balanse i intradagmarkedet siden det over tid er det blitt mulig å handle stadig nærmere opp mot driftstimen. I Norden er intradagmarkedet (Elbas) åpent frem til én time før driftstimen (to timer i Norge), mens man i Tyskland nylig har åpnet for handel frem til et kvarter før driftstimen. Vi forventer at aktørene i økende grad vil få mulighet til å handle seg i balanse tettere opp mot driftstimen også i andre geografiske områder. Jo nærmere driftstimen behovet oppstår, jo færre kilder vil det være som kan tilby fleksibilitet, og jo dyrere vil fleksibiliteten være. En del termiske kraftverk, som brunkull- og kjernekraftverk, trenger for eksempel lengre tid en ett kvarters eller en times varsel for å endre produksjonen. Det betyr at verdien av fleksibilitet, og prisen i intradagmarkedet, øker jo nærmere driftstimen man kommer. Intradagmarkedet kan derfor bli viktig for norsk salg av fleksibilitet. Utviklingen betyr også at en del ressurser som tidligere ble tilbudt som manuelle reserver nå vil bli budt inn i intradag-markedet.

3. Intradag-handel på tvers av systemgrenser.

Handel intradag over landegrensene eller mellom systemområder forventes å øke. I Norden har vi hatt slik handel en stund, og det er nylig åpnet for intradag-handel mellom Tyskland og Frankrike. De europeiske bransjeorganisasjonene arbeider for å harmonisere intradagmarkedene i samarbeid med kraftbørsene. Handel over systemgrensene skjer ved at ordrebøkene legges sammen og at overføringskapasitet som day-ahead-markedet ikke legger beslag på, gjøres tilgjengelig for intradag-handel. Så lenge det ikke er flaskehals, kan aktørene inngå avtaler på tvers av systemgrensene. Utnyttelse av ledig overføringskapasitet er gratis. Når kapasiteten på en forbindelse er fylt opp i en retning, kan nye handler bare gjennomføres mot retningen på flaskehalsen. Det er med andre ord slik at kapasitetsseier prioriterer day-ahead-markedet hvor det gis en kapasitetsbetaling (flaskehalsinntekt) og kapasitetsseier har ingen incentiver for å allokere kapasitet til intradag-markedet siden det ikke er noen kapasitetsbetaling i dette markedet.

4. Mer effektive reservemarkeder.

Økt behov for reserver driver frem endringer i markedene for reserver i Europa. Tre viktige trekk er at (1) TSOene aksepterer tilbud av reserver fra mindre enheter enn før (Tyskland senket nylig kravet fra 15 MW til 5 MW for et av sine reserveprodukter), (2) kapasitet kan reserveres for kortere perioder enn før (uke fremfor måned/kvartal), og endelig at (3) TSOene samarbeider tettere om balansering enn tidligere (særlig de tyske TSOene). Dette gjør at flere ressurser blir tilgjengelige som reserver, konkurransen øker og kostnaden for reserver går ned.

5. *Optimalisering på tvers av tidsproduktene.*

Vi forventer at det vil bli et økende behov for å allokere kapasitet effektivt mellom tidsproduktene (day-ahead, intradag og reserver). En mellomløsning kan være avtaler som gjør at kapasitet kan reserveres for kortere eller lengre perioder for handel med reserver (som for SK4), men på sikt vil det være ønskelig med mer dynamisk allokering tettere mot driftstimen i åpne markedsløsninger.

6. *Endret markedsorganisering (governance).*

Markedsløsningene er i økende grad flernasjonale. Vi ser mange eksempler på at børser og TSOer inngår tettere samarbeid og allianser eller slår seg sammen. Vi forventer at det blir et tydeligere skille mellom markedsplasser for finansiell handel, (som vil kunne konkurrere med hverandre), og markedsløsninger for fysisk handel. (som er monopolistiske av natur og vil bli regulert og "av-kommersialisert" på regionalt/europeisk nivå slik at handelskostnadene går ned og slik at samfunnets behov for effektiv kraftflyt og effektiv utnyttelse av kraftressursene sikres).

Totalt sett vil de seks utviklingstrekkene over bidra til økt effektivitet og økt evne til å møte behovet for fleksibilitet, og dermed legge til rette for en omstilling mot et lavutslipps kraftsystem i Europa. Det blir viktig for selgere av norsk fleksibilitet å forstå i hvordan disse endringene vil påvirke behovet og betalingsviljen for fleksibilitet.

5.2.3 **Fremtidens markedsløsninger og den ideelle løsning**

Siden markedsløsningene er i endring, er det viktig at utviklingen av en forretningsmodell er robust i forhold til ulike utviklingstrekk og i forhold utviklingen i de underliggende fysiske behovene. I tillegg kan det skje endringer både i eierskap, ansvarsfordeling og organisering av markedsløsningene.

Samspeillet mellom day-ahead-markedet, intradagmarkedet og markedene for reserver skal samlet sett løse oppgaven med å sikre kontinuerlig balanse mellom produksjon og forbruk på en så effektiv måte som mulig.

Vi forventer mer effektive markedsløsninger i fremtiden og dermed økte markedsmessige muligheter for å selge norsk fleksibilitet til Europa. Ideelt sett kunne man for eksempel tenke seg at aktørene kan by inn en pris for sitt forbruk/produksjon med tilhørende priser for ulike grader av fleksibilitet knyttet til endringer i forbruk/produksjon med ulik varslingsstid. Dette ville være en fleksibel løsning, hvor man ikke lenger har produkter som i dag, men hvor kraftsystemets samlede egenskaper optimeres løpende i en stor algoritme for en større region (eller for Europa) og hvor priser publiseres løpende i etterkant av gitte tidsintervaller (for eksempel på timebasis). Det er mange grunner til at en slik løsning neppe lar seg realisere, og i hvert fall ikke på kort til mellomlang sikt. Likevel illustrerer løsningen det underliggende behovet, og den kan derfor indikere

en retning for utviklingen – både mot økt effektivitet, fleksibilitet i produkter samtidig som løsninger omfatter større regioner og på sikt hele Europa.

5.2.4 Alternative markedsløsninger

Markedsløsning. En markedsløsning defineres i korte trekk av produktet som skal handles og av hvordan kommersielle risikoer, muligheter og roller er fordelt. For en gitt forretningsmulighet, som for eksempel utviklingen av et sjøkabelprosjekt, vil det kunne gi merverdi å skreddersy en løsning ut fra behov og betalingsvilje. Generelt kan markedsløsningene være organisert i markedsplasser (regelmessige auksjoner, kontinuerlige handelsplattformer etc.) eller handelen skjer i bilaterale avtaler mellom et begrenset antall involverte parter.

Produkter. Produktene er, som tidligere beskrevet, i utvikling. I handelsmodellene fokuserer vi derfor på tre generiske produkter som knytter seg til behovet hos TSOer og aktører, som vi forventer vil være relativt robuste over tid. De tre produktene er:

1. *Reserver.* Kortsiktig fleksibilitet som TSOene trenger for å balansere kraftsystemet. Disse kan aktiveres automatisk (automatiske reserver), slik tilfellet er for bl.a. produktet Load Frequency Control (LFC) definert i UCTE og i Norden. Produktene kan også aktiveres manuelt (manuelle reserver) som i det nordiske Regulerkraftmarkedet, i det tyske markedet Minutten Reserven og i det britiske markedet for Short-Term Operational Reserves og Fast Reserves.
2. *Intradag.* Kortsiktig fleksibilitet som aktørene trenger for å balansere sine egne posisjoner. Eksempler på dette er nordiske Elbas hvor aktørene gjennom kontinuerlig handel har mulighet til å handle seg i balanse. Tilsvarende, men ikke identiske, løsninger finnes flere steder i Europa.
3. *Day-ahead.* Produkter som benyttes for å omsette større fysiske volumer – energihandel.

Kommersiell rollefordeling. Avklaringen omkring hvem som tar risiko (investeringskostnader) og hvem som skal realisere en verdiskaping (handelsinntekter) skjer primært i markedsløsningen for utenlandsforbindelsene. Når vi nedenfor omtaler Statnett eller systemoperatører, er det i realiteten deres rolle som "agenter" for sentralnettskunder vi behandler. Om en systemoperatør påtar seg risiko, er det til syvende og sist kundene som bærer denne risikoen. Det må være slik at risiko og inntjening må følges ad. Det er prinsipielt tre typer markedsløsninger:

1. Løsninger hvor TSOer handler fleksibilitet med hverandre.
2. Markedsløsninger organisert av kraftbørser.
3. Markedsløsninger hvor norsk leverandør av fleksibilitet selv selger direkte i det utenlandske markedet.

Figur 5-3 illustrerer 16 mulige markedsmodeller for handel med fleksibilitet mot Europa sett fra en norsk produsent sitt perspektiv. Mulighetene er sortert i forhold til typen produkt og den kommersielle rollefordelingen. De ulike markedsmodellene er forklart nærmere i det etterfølgende.

Til hver markedsmodell knytter det seg forretningsmuligheter. For en gitt forretningsmulighet vil det være to hovedutfordringer.

- 1) Finne en markedsmodell som gir mest mulig verdiskaping både på kortere og lengre sikt ("bygge kake"). Hvilke produkter skal handles og hvordan skal handelen skje for å gi mest verdiskaping?
- 2) Finne en fordeling av roller, ansvar, risiko og muligheter som sikrer en robust og attraktiv avkastning for norsk selger av fleksibilitet ("fordele kake"). Hvordan kan det utvikles en attraktiv forrentning for norsk fleksibilitet?

	Bilaterale avtaler			Organiserte markedsplasser og auksjoner		
	Reserver	Intradag	Day-ahead	Reserver	Intradag	Day-ahead
TSO – T SO HANDEL	1. Langsiktig salg av kapasitet (primært til automatiske reserver)	N/A TSOer vil fremme bruk av markedsbaserte løsninger		2. Salg på kapasitet kjøpt i et ukemarked	4. Salg av garanterte volumer	
BØRS- HANDEL		N/A		3. Salg på ledig kapasitet	6. Handel i day-ahead og intradag-markedene. Salg lokalt men regional og europeisk integrasjon gir tilgang til et større marked.	
AKTØR HAR TILGANG	8. Langsiktig kjøp av kapasitet i kabel. Langsiktig salg. Ubenyttet kapasitet tilfaller day-ahead	9. Langsiktig kjøp av kapasitet og langsiktig salg av garanterte volumer til TSOer og/ eller til balanseansvarlige. Kapasiteten kan benyttes til handel både day-ahead og intradag.		5. Salg av reserver gjennom day-ahead markedet	7. Salg av produksjonens egenskaper til en "total optimering"	
AKTØR EIER OG HANDLER	10. Kjøper kapasitet og deltar i marked for reserver ute	11. Kjøper kapasitet og deltar i intradag marked ute.	12. Kjøper kapasitet og realiserer fremtidig flaskehalsinntekt.	13. Selge langsiktig til TSO / balanseansvarlig aktør	14. Garanterte volumer solgt til TSOer og/ eller balanseansvarlige	15. Bruke eierposisjon til å delta i utenlandske markeder
	16. Eier hele infrastrukturen og optimaliserer egen portefølje i forhold til alle markedsmuligheter – kortsiktig, langsiktig og i forhold til ulike produkter. Ut fra størrelsen på investeringene er det naturlig med et langsiktig partnerskap med kjøper, investor eller leverandørindustri. Ubenyttet kapasitet tilfaller day-ahead markedet					

Figur 5-3: Mulige fremtidige handelsmodeller for salg av fleksibilitet fra Norge til Europa sett fra en norsk produsent sitt perspektiv

I dette kapitlet vil vi fokusere på hovedutfordring 1 og vi beskriver kort de 16 markedsmodellene fra Figur 5-3. Modellene er beskrevet med utgangspunkt i perspektivet til en mulig norsk leverandør av fleksibilitet (kan være både produsent og forbruker). I kapittel 8 vil vi se hovedutfordringene samlet, vurdere

markedsmodellene mot et sett kriterier for så å velge ut noen løsninger som kan danne grunnlag for presumptivt attraktive forretningsmuligheter for norsk fleksibilitet.

1) Langsiktig salg av reserver. Bilaterale avtaler og reservasjon av kapasitet

- En løsning som for SK4 hvor TSO bilateralt selger LFC på reservert kapasitet på en langsiktig kontrakt.
- Norsk leverandør selger i lokal auksjon (til marginalpris). TSO tar investeringsrisiko og realiserer flaskehalsinntekt mot utenlandsk marked.
- Vil primært omfatte automatiske reserver siden det er begrenset betalingsvilje for reservasjon av kapasitet til manuelle reserver.

2) Kortsiktig salg av reserver med reservasjon av kapasitet

- Markedsbasert løsning hvor TSOene selger kapasitet på for eksempel ukesbasis.
- Norske aktører kan så selge i utenlandsk marked. Gitt konkurransen mellom norske selgere er det grunn til å forvente at man realiserer marginalkostnad. TSO tar investeringsrisiko og realiserer en flaskehalsinntekt.

3) Manuelle reserver. Markedsbasert løsninger for salg på ledig kapasitet

- TSO handler manuelle reserve på ledige kapasitet (kun "motstrøms") i forhold til en felles merit order liste med utenlandsk TSO (en løsning som ligner nordisk systemdriftsavtale). Positivt for norske aktører at markedet blir for fleksibilitet blir større.

4) Betaling for garantert kapasitet (Capacity Remuneration Mechanisms – CRM) day-ahead eller intradag.

- Selger back-up kapasitet. Garanterer tilgjengelighet av volumer (produksjon eller forbruk). Kapasitet er i denne sammenheng enten knyttet til produksjon eller forbruk (ikke forveksles med kapasitet i nett/kabel).
- TSO videreformidler produktet på utenlandsforbindelser
- Ulike løsninger er aktuelle¹⁰:
 - Betaling for tilgjengelighet: et autorisert organ fastsetter en fast betaling for en definert tilgjengelighet av kapasitet
 - Betaling for bruk: betaling til kapasitet som benyttes (for eksempel som i Sverige med et påslag på markedsprisen)
 - Kapasitetskrav: Det stilles krav (fra TSO/regulator) til kraftleverandører om at de må kjøpe kapasitet for å understøtte sine leveranser.

¹⁰ Ytterligere beskrevet i Eurelectric's rapport: "RES Integration and Market Design"

- Kapasitetsauksjon: Sentralt innkjøp på flerårskontrakter ut fra behov definert av TSO/regulator. Totalkostnaden og derved risiko tilfaller nettkundene.
- Kapasitetsopsjon: Ligner på kapasitetsauksjonen over, men produktet er en opsjon om at kapasitet gjøres tilgjengelig for TSOen dersom markedsprisene når et gitt nivå (strike price).

5) Salg av reserver gjennom day-ahead markedet.

- Algoritmen i day-ahead markedet justeres slik at kapasitet kan allokere til handel med reserver dersom dette gir mer verdiskaping. Aktører byr på kapasitet for handel med reserver i day-ahead markedet og får tilslag dersom de betaler mer en prisforskjellen i spotmarkedet.
- Løsningen vil bygge på en avklaring av et prinsipp om at kapasitet skal allokere til det tidsproduktet som betaler mest.
- Salg av automatiske reserver forutsetter avtale med TSO for tilgang til kapasitet i internt nett, AGC-løsning og salgsadgang i utenlandsk marked.
- Salg av manuelle reserver forutsetter at produktene er tilstrekkelig harmonisert (produktdefinisjon og gate closure).

6) Handel day-ahead og intradag. Tilrettelagt av TSOer og kraftbørser

- Aktørene selger i sitt lokale anmeldingsområde, men markedet blir totalt sett større ved at TSOer og børser legger til rette for økt internasjonal handel og mer effektive markedsløsninger som reduserer flaskehalsene.

7) "Total optimering". Salg av egenskaper fremfor produkter.

- Børsløsning hvor aktørene byr inn sine kraftverks egenskaper (bud for energi og ulike grader av fleksibilitet). En modell optimerer løpende kraftsystemet totalt sett og publiserer priser løpende i etterkant.
- Tre forhold fremmer en utvikling mot "total optimering" – markedsløsningene skal håndtere økt kompleksitet, økt behov for effektiv utnyttelse av ressursene i kraftsystemet og IT-løsninger kan håndtere mer data på kortere tid. Utfordringene knytter seg bl.a. til løsningens kompleksitet og muligheten for å etablere en effektiv referansepris.

8) Langsiktig kjøp av kabelkapasitet og salg av reserver.

- Leverandører av fleksibilitet kjøper kapasitet i kabel i en lukket budrunde for kvalifiserte leverandører. Aktøren som kjøper kapasitet optimerer deretter salg av ulike typer reserver i langsiktige bilaterale avtaler.
- Ubrukt kapasitet tilfaller day-ahead markedet.

9) Langsiktig kjøp av kabelkapasitet og bilateralt salg av garanterte kapasitet.

- Aktør selger direkte i utenlandsk marked på kjøpt kapasitet. For øvrig er løsningen som beskrevet i markedsløsning 4.

10) Løpende markedsløsning hvor man deltar i marked for reserver utenlands med garantert kapasitet i kabel og nett mot eget anlegg i Norge

- Selger av fleksibilitet i utenlandske markeder for reserver. Dersom man får tilslag får man automatisk tilgang til kapasitet i sjøkabel og i norsk nett etter en på forhånd definert prisformel (for eksempel prisforskjell i day-ahead markedet pluss tillegg).
- Løsningen minner om handelsmodell 5 bortsett fra at kapasiteten her er allokert før day-ahead. Vil kunne være en aktuell løsning dersom gate closures ikke korresponderer og markedsløsning 5 derfor ikke er mulig.

11) Løpende markedsløsning hvor man kjøper kabelkapasitet og deltar i utenlandsk marked for intradag.

- Aktør kjøper kapasitet og deltar i utenlandsk intradag marked.

12) Kjøper eller eier kabelkapasitet. Søker å realisere flaskehalsinntekt i day-ahead markedet eller i intradag markedet.

- Kapasitetskjøpet kan være fysisk (Physical Transmission Right – PTR) eller finansielt (Financial Transmission Right – FTR).
- Aktør kan realisere fremtidig flaskehalsinntekt evt selge garanterte volumer (ref. markedsløsning 4) dersom man har en PTR og disponerer fleksible ressurser med tilknytning til kabelpunkt på norsk side.

13) Salg av reserver bilateralt på eierandel av kabel

- Aktør søker å etablere et langsiktig avtaleforhold med TSO eller med balanseansvarlige aktør. Møter behov for risikoavlastning.

14) Garantert kapasitet solgt bilateralt day-ahead / intradag på eierandel av kabel

- Aktør inngår avtale med TSO eller balanseansvarlig selskap og garanterer kapasitet til day-ahead/intradag markedet.

15) Utnytter egen kabelkapasitet for handel med reserver og intradag

- Eier sjøkabel og deltar i utenlandske markeder for reserver og intradag.
- For handel med reserver vil man også trenge kapasitet i norsk nett mellom egne fleksibilitetsressurser og kabelendepunkt.

16) Salg på egen infrastruktur eiet av aktør

- Selgeren av fleksibilitet eier her all infrastruktur fra generator og frem til kjøper. En slik investering vil trolig knytte seg til utviklingen av et pumpekraftverk.

- Store investeringer og derved stor risiko. Vil trolig derfor måtte skje i samarbeid / allianse med kjøpersiden, leverandørindustri eller finansiell investor.

5.3 Den politiske kanalen

I utgangspunktet har det norske vannkraftsystemet egenskaper som gjør at det er gode muligheter for å realisere verdier gjennom kraftutveksling med omkringliggende termiske systemer. Men både verdien av, og kostnadene ved slik utveksling påvirkes av politiske rammebetingelser.

Hvordan forholde seg til ambisiøse og skiftende politiske agendaer i en langsiktig bransje med lange beslutnings- og utviklingsprosesser?

I utgangspunktet er det grunn til å tro at den politiske aksepten for å kjøpe fleksibilitetstjenester i markedet – også i andre land – vil øke. For det første ser vi at politikken i Europa i økende grad vektlegger markedsløsninger og markedsintegrasjon. For det andre taler økende kostnader knyttet til økende andeler fornybar produksjon og hensynet til klimagassutslippene for å bruke kostnadseffektive løsninger. For det tredje vil utbygging av overføringskapasiteten mellom land i økende grad gjøre det fysisk mulig å utnytte felles ressurser på tvers av land.

Sluttbrukere i både alminnelig forsyning og industri- og næringsliv bærer allerede betydelige kostnader når det gjelder gjennomføringen av klima- og energipolitikken i Europa. Kvotesystemet innebærer høyere kraftpriser, og fornybarpolitikken krever subsidiering av fornybar produksjonskapasitet. Kostnadene knyttet til balanseringen av systemet er mer skjult, men fokuset kan komme til å øke med økende innslag av fornybar produksjon og økende behov for utbygging av infrastruktur og regulerbar produksjon.

Samtidig er det en viss risiko for at politikere vil se på (særlig kortsiktige) balansetjenester som vitale for nasjonal forsyningssikkerhet og –kvalitet, og det er usikkert hvor mye av dette man vil være villige til å overlate til markedet eller til import. Dette vil også påvirke rollen til TSOene i markedet. Det vil antagelig være vanskeligere for myndighetene å nekte/begrense import av produkter som handles av kommersielle aktører i markedet.

Når det gjelder utviklingen i day-ahead- og intradagmarkedene, tyder imidlertid mye på at markedsbaserte løsninger og økt markedskobling er en utvikling som må forventes å ha politisk støtte fremover.

Både av hensyn til utviklingen av en robust og lønnsom forretningsmodell, og av hensyn til en helhetlig ressursforvaltningspolitikk, er det viktig å demonstrere og bygge forståelse for hvilke verdier som kan realiseres ved å legge til rette for lønnsom handel, og dermed verdiskaping som potensielt går tapt dersom man ikke

gjør det. Det gjelder både i forhold til norske myndigheter og myndighetene på kontinentet og i EU. Aktivitetene i forhold til politiske prosesser bør fokusere på å:

- Bygge forståelse for behovet/verdien av handelen
- Bygge forståelse for hvordan ulike løsninger påvirker verdiskapingen

Herunder bør man også søke å bygge allianser med aktører som har sammenfallende interesser for å sikre bredest mulig politisk aksept.

5.3.1 Verdiskapingspotensialet er sterkt påvirket av politikk

Som vi har vært inne på flere ganger allerede, er utviklingen i energimarkedene generelt, og i kraftmarkedet spesielt, sterkt påvirket av politikk. Det gjelder både de generelle rammebetingelsene som blant annet bestemmes av kvotemarkedet og mål for fornybar energiproduksjon, men også inngrep i markedene gjennom direkte reguleringer som for eksempel prioritering av fornybar kraftproduksjon i nettet.

Verdien av norsk vannkraft både i dag og i fremtiden påvirkes sterkt av politikk:

- Klimapolitikken, og innføringen av et kvotemarked, som setter en pris på CO₂-utslipp, øker verdien av produksjon som ikke gir CO₂-utslipp
- Subsidiering av ny fornybar kraftproduksjon i Norge og Norden gir et økende eksportoverskudd som gir lavere prisnivå i Norden og reduserer verdien av eksisterende produksjon
- Økt utbygging av vindkraft og annen fornybar produksjon på kontinentet øker behovet for balanse- og regulerkraft, og øker verdien av fleksibiliteten i norsk vannkraft
- Kjernekraftpolitikk, og politikk knyttet til bruk av gass og kull i kraftproduksjon, påvirker prisnivå, -struktur og -variasjoner i kontinentale markeder
- Politiske beslutninger og rammebetingelser for utbygging av det interne kraftnettet i Norge og på kontinentet har stor betydning for hvor store verdier som kan realiseres
- Politiske beslutninger om utbygging og eierskap til mellomriksforbindelser påvirker markedsmulighetene
- Politiske beslutninger og føringer mht. forsyningsikkerhet og nasjonal sjølforsyning har betydning for mulighetene til å bygge ut utenlandsforbindelser

Politikken kan både støtte opp under og sette hindringer i veien for forretningsutvikling knyttet til salg av norsk fleksibilitet. For å realisere verdiskapingspotensialet er det viktig å arbeide for at det politiske rammeverket i størst mulig grad blir støttende, og i minst mulig grad til hinder for verdiskapingen.

5.3.2 Politikken formes gjennom avveininger mellom ulike hensyn

Generelt styres politiske beslutninger av hensyn til kostnadseffektivitet og fordelingsvirkninger. Overordnede mål for energipolitikken er

- Verdiskaping, ressursforvaltning og sysselsetting
- Miljø- og klimahensyn
- Forsyningssikkerhet

Alle disse hensynene har betydning for verdiskapingspotensialet knyttet til fleksibiliteten til norsk vannkraft:

- Politikerne vil ha oppfatninger om og stilles overfor avveininger mellom verdiskaping basert på produksjon og sysselsetting i Norge og optimal ressursforvaltning gjennom eksport. Kraftintensiv industri kan for eksempel kjenne seg truet av planene om å øke "eksportkapasiteten" til Europa, noe de frykter vil gå på bekostning av lønnsomhet og sysselsetting i industrien i Norge.
- Kraftutveksling med nabolandene har, etter hvert som det ble teknisk mulig, i første omgang blitt etablert av hensyn til forsyningssikkerheten i tørrår, og etter hvert i økende grad for å realisere høyere verdier i våtår når vi har overskudd på vannkraft. Teknologiutviklingen har gjort det mulig å eksportere strøm over lengre avstander, og forsyningssikkerheten i tørrår og avsetningsmulighetene i våtår øker ved at vi diversifiserer mulighetene ved å etablere forbindelser til flere markeder.
- Reduksjon av CO₂-utslipp og støtte til fornybar kraftproduksjon er som nevnt en sterk drivkraft for økt verdi av utveksling og salg av fleksibilitet, men naturvernens hensyn har både betydning for mulighetene til å nå fornybarmålene, for utbyggingen av overføringskapasitet (linjer vs kabler), og for hvilke alternativer for levering av fleksibilitet som vil være akseptable og lønnsomme. Naturvernens hensyn knyttet til reguleringen av magasiner og vassdrag kan også påvirke Norges muligheter for å levere fleksibilitet (type, timing, etc.).
- Forsyningssikkerheten er også viktig for landene i Europa som i motsetning til oss strever med økende behov for import av energi. Det betyr at det antagelig er mer politisk akseptabelt å "importere" fleksibilitet (batterifunksjon som gir tilnærmet null i netto import) enn å utvikle permanent importavhengighet. Eksport av norsk gass til Europa vil dessuten til en viss grad kunne konkurrere med eksport av grunnlast basert på et varig kraftunderskudd.

5.3.3 Viktige barrierer

I utgangspunktet bør det ikke være et direkte politisk spørsmål hvordan verdiskapingen basert på vannkraftressursene realiseres, men i virkeligheten er det – som vi har gjort rede for over – mange forhold som tilsier at handel med vannkraften berører og berøres av politikk. Når man skal utvikle forretningsmodellen for fornybar fleksibilitet, er det derfor viktig å ta hensyn til hvordan politiske spørsmål og beslutninger påvirker kostnader og muligheter. Det er viktig å gi god informasjon om verdiskapingspotensialet som input til de relevante politiske avveiningene som gjøres.

De viktigste potensielle politiske barrierene for utvikling av fornybar fleksibilitet som forretningsmodell for Norge, er:

- Generell motstand mot krafteksport som fører til at det ikke blir mulig å bygge ut tilstrekkelig kabelkapasitet, verken for Statnett eller for kommersielle aktører.
- Skjevfordeling av kostnader og inntekter, særlig hvis det blir slik at norske forbrukere blir sittende med kostnadene (høyere kraftpriser og nettariffer), mens eierne av produksjon (stat og kommune) sitter igjen med gevinsten.
- (Unødvendig) sterke begrensninger på utnyttelse av fleksibiliteten i systemet i forhold til sikkerhetsmarginer i driften og utnyttelse av magasiner.
- Miljøkostnader knyttet til magasindrift, utbygging av kraftverk og kraftlinjer

De viktigste potensielle politiske barrierene på kontinentet er:

- Økt fokus på nasjonal selvforsyning og ditto skepsis mot import av produkter/tjenester av vital samfunnsmessig betydning.
- Manglende forståelse av at norske ressurser kan bidra med fleksibilitetstjenester som er både rimelige og utslippsfrie, og som dessuten kan tjene et bredt spekter av fleksibilitetsbehov.
- At man overlater løsningene til nasjonale systemoperatører og store aktører som til dels får mulighet til å velte kostnadene over på sluttforbrukerne og som foretrekker å bruke lokale løsninger selv om disse kan være dyrere.

To sentrale hensyn i Europeisk energipolitikk er økt markedsintegrasjon og økt utbygging av fornybarproduksjon. I forhold til politikere er det antagelig derfor viktig å understreke hvordan styrking og utvidelse av markedsløsninger, for eksempel internasjonal handel i intradag markedet, kan bidra til at fornybarpolitikken kan gjennomføres mer kostnadseffektivt.

Systemperspektivet kan muligens kommuniseres sterkere gjennom en allianse med TSOer på kontinentet.

Det er viktig å være bevisst på at det kan finnes motkrefter, for eksempel blant de etablerte aktørene på kontinentet, som heller vil selge fleksibilitet basert på egne

Norge som leverandør av fornybar fleksibilitet

kraftverksressurser, for eksempel kullkraft og kjernekraft. Disse aktørene ser sin verdibase truet av økningen i fornybar produksjonskapasitet, og søker også nye forretningsmuligheter. På den annen side kan produsentene på kontinentet – avhengig av hvilke markedsmuligheter som finnes og hvilken forretningsmodell som velges – komme til å bli viktige alliansepartnere for norske aktører.

Allianser med andre viktige aktører på kontinentet kan også være formålstjenlig. Da gjelder det å finne noen som har mer å tjene på tilgang på rimeligere balanseressurser enn noen som i så fall vil tape i konkurransen om å levere disse.

6. Norske kilder til fleksibilitet

Norge har antagelig Europas mest fleksible kraftsystem, og har stort potensiale for å utvikle større og flere fleksible ressurser. Det er to årsaker til dette:

1. Vannkraftverk med magasin gir anledning til relativt rimelige effektressurser med høy fleksibilitet og ofte også i betydelige volumer pr anlegg. Selv om vi allerede har utviklet betydelige produksjonsfleksibilitet, er det stadig mange muligheter for nye prosjekter som *kan* utvikles om behovet er stort nok.
2. Med et elektrisitetsforbruk per innbygger godt over gjennomsnittet, har vi mange potensielle kilder til forbrukerfleksibilitet. Omfanget av potensiell fleksibilitet er likevel mindre på forbrukssiden i Norge enn på produksjonssiden. Selv om en betydelig del av denne fleksibilitetene allerede "brukes" i Norge og Norden, er det fortsatt potensiale for å utvikle ytterligere fleksibilitet på etterspørselssiden i kraftmarkedet.

Leveranser av fleksibilitet kan komme fra begge disse kildene. Hva kjøperne foretrekker avhenger av en lang rekke forhold og kan variere for ulike typer av fleksibilitet. I siste instans vil aktørene i fleksibilitetsmarkedet selv avgjøre hvem som leverer hva og på hvilke vilkår. Hensikten med dette kapitlet er å beskrive mulighetene og perspektivene for norske tilbud av fleksibilitet, og drøfte kostnadene ved dette potensielle tilbudet.

En vesentlig konklusjon er at det er fullt mulig å etablere i hvert fall 10 000 MW fleksibilitet i effekt- og pumpekraftverk i Norge. Etter vårt syn kan miljøkonsekvensene av dette karakteriseres som moderate. Det ser heller ikke ut til at kostnadene ved slik fleksibilitet vil utgjøre noe uoverstigelig hinder for prosjektets visjon og hypotese.

6.1 Produksjonsfleksibilitet

SINTEF Energi har startet opp et omfattende prosjekt for å studere mulighetene for økt produksjonsfleksibilitet i Norge (Solvang, Harby, & Killingtveit, 2011). Prosjektet er nettopp startet opp, og har dermed ikke rukket å analysere alle relevante forhold i detalj. Ikke desto mindre gir arbeidet et godt grunnlag for å beskrive et mulig potensial for utvikling av produksjonsfleksibilitet i Norge i størrelsesorden 10 000 MW.

Basert på beregninger av tenkbare utbygginger i Sør-Norge, er det i denne omgang etablert to scenarier. Scenario 1 omfatter 12 kraftverk med en samlet installasjon på 11 200 MW, hvorav 5 200 MW pumpekraftverk. Scenario 2 omfatter 7 kraftverk, men her er installasjonen i hvert kraftverk noe større. Samlet installasjon er 13 600 MW, hvorav 5 pumpekraftverk med samlet effekt på 9 200 MW. Flere magasin går

igjen i begge scenarioer, men scenario 1 omfatter et noe større geografisk område. Scenario 1 presenteres i Tabell 6-1 nedenfor.

Tabell 6-1 Mulige effektinstallasjoner, scenario 1 (Kilde: Solvang, Harby & Killingtveit, 2011)

Kraftverk	Kapasitet (MW)	Øvre magasin ¹	Nedre magasin ¹
Pumpekraftverk Tonstad	1 400	Nesjen (14)	Sirdalsvatn (3)
Pumpekraftverk Holen	700	Urarvatn (8)	Bossvatn (8)
Pumpekraftverk Kvilldal	1 400	Blåsjø (7)	Suldalsvatn (4)
Effektverk Jøsenfjorden	1 400	Blåsjø (7)	Jøsenfjorden (sjø)
Pumpekraftverk Tinnsjø	1 000	Møsvatn (2)	Tinnsjø (1)
Effektverk Lysebotn	1 400	Lyngsvatn (9)	Lysefjorden (sjø)
Effektverk Mauranger	400	Juklavatn (14)	Hardangerfjorden (sjø)
Effektverk Oksla	700	Ringedalsvatn (12)	Hardangerfjorden (sjø)
Pumpekraftverk Tysso	700	Langevatn (9)	Ringedalsvatn (7)
Effektverk Sy-Sima	700	Sysenvatn (9)	Hardangerfjorden (sjø)
Effektverk Aurland	700	Viddalsvatn (12)	Aurlandsfjorden (sjø)
Effektverk Tyin	700	Tyin (1)	Årdalsvatnet (?)
Sum ny effektkapasitet	11 200		

¹ Tallene i parentes er vannstandsreduksjon eller vannstandsøkning i cm pr time ved full produksjon.

Samtlige 12 installasjoner i Tabell 6-1 er utvidelser av eksisterende kraftverk i form av nye aggregater og ny vannvei (tunnel) i parallell med eksisterende vannvei. Effektproduksjon og pumping er i regneeksemplene foretatt innenfor dagens reguleringsgrenser med hensyn til høyeste og laveste regulerte vannstand (HRV og LRV).

Effektverk er i og for seg vanlige vannkraftverk, men med vesentlig større effektinstallasjon enn normalt. Hovedproduktet fra et effektverk er dermed ikke løpende energiproduksjon over lang tid, men avgrenset til korte intervaller hvor behovet er som høyest. Hvorvidt det blir aktuelt å realisere disse prosjektene, avhenger foruten etterspørselen av utbyggingskostnader, driftskostnader og miljøkostnader i videste forstand. Drifts- og miljøkostnader avhenger i stor grad av driftsmønsteret for anleggene.

Det antatt største miljøproblemet ved effekt- og pumpekraftverk er vannstandsvariasjoner i magasin og eventuelt vannføringsvariasjon i elveløp. Konkrete beregninger viser imidlertid at det ved pumping over døgnperioden kan bli en stabilisering av de store vannstandsvariasjonene. Magasin-nivåene kan holdes jevnt høyere, mens det kortsiktig (time for time) kan bli noe større endringer, sammenlignet med tradisjonell drift. Det betyr at miljøvirkningene også *kan* være positive. Utnyttelse av fornybar fleksibilitet i størrelsesorden 10 000 MW kan gjøres med begrensede miljøvirkninger hvis man velger de riktige stedene og regimene.

6.1.1 Miljøvirkninger

Miljøvirkninger av økte effekt- og pumpekraftinstallasjoner mellom eksisterende magasin i Norge kan grovt sett deles i direkte virkninger i berørte magasin og vassdrag og direkte virkninger i berørte landområder. Virkningene er både estetiske, landskapsmessige, naturbruksmessige og økologiske/biologiske og vil være ulike i anleggs- og driftsfasen. Virkninger i magasin og vassdrag skyldes i hovedsak hydrologiske endringer som følge av drift av kraftverksanleggene, mens det for landområdene i hovedsak handler om arealinngrep på grunn av nødvendig infrastruktur som veier, steintipper, koblingsanlegg, overføringsnett og andre installasjoner. Som et utgangspunkt kan en anta at alle vannveier legges i tunnel og kraftstasjoner anlegges inne i fjellrom. Det innebærer mindre visuelle problemstillinger for anleggene, men det gir et desto større overskudd av løsmasser.

Anleggsfasen

I anleggsfasen vil de fleste miljøvirkninger som er kjent fra tradisjonell kraftverksdrift og vedlikehold inntreffe. Men så lenge det er snakk om anlegg knyttet til eksisterende magasiner, kan vi se bort fra virkninger forbundet med bygging av dammer og neddemming, muligens også bygging av veier selv om det avhenger av transportbehov ved det nye anlegget sammenlignet med det eksisterende. Kartleggingen som er gjennomført forutsetter at magasin bare skal brukes innenfor eksisterende grenser (høyeste og laveste regulerte vannstand, HRV og LRV). Miljøkostnader knyttet til bygging av kraftverk er i prinsippet de samme enten det anlegges et pumpekraftverk eller et rent effektverk.

Magasin og vassdrag

I forbindelse med tunneldrift, anleggsarbeid og bygging av annen infrastruktur kan det bli økt erosjon og sedimenttilførsel til magasin og vassdrag, men dette er av forbigående karakter og representerer oftest ikke en stor miljøvirkning. Det kan også være behov for å endre driftsmønsteret i eksisterende anlegg i en periode under anleggsvirksomhet, men i de fleste tilfeller kan det antas at driften av eksisterende anlegg ikke blir berørt.

Landområder

Anleggsfasen vil berøre naturmiljø, vilt og friluftsliv i berørte landområder der det vil være spesielt viktig å ta hensyn til sårbare eller truede arter og spesielle naturtyper. Disse virkningene vil være svært prosjekt- og stedsavhengige. De synlige inngrepene kan langt på vei være etablert allerede (som for eksempel veier), men betydelig økt elektrisk installasjon vil typisk medføre flere eller sterkere nettanlegg, større master og bredere kraftgater. Dette har virkninger på flora og

Norge som leverandør av fornybar fleksibilitet

fauna, samt det estetiske og landskapsmessige inntrykket. På generell basis er det ikke mulig å komme lenger enn å fastslå at alle prosjekter innebærer slike virkninger, men i svært varierende grad. Konsekvensutredninger og miljøundersøkelser må gjennomføres i hvert enkelt tilfelle.

Ved etablering av tunneler og fjellhaller, tas det ut betydelige masser. Jo nærmere anleggene massen kan deponeres, jo mindre blir miljøbelastningen knyttet til massetransport. På den annen side vil det være en stor fordel for både miljøet og økonomien i prosjektene om det kan finnes alternativ bruk av tunnelmassene til for eksempel veier, kaier, moloer, forbygninger, forsterkning av dammer, fyllmasse til nærings- eller boligtomter eller annet, og det kan tilsi transport. Dersom massen må deponeres og plantes til, vil det kunne påvirke flora og fauna. Virkningene vil variere avhengig av lokale forhold, og det blir viktig å finne gode lokale løsninger i hvert enkelt tilfelle.

Driftsfasen

De relevante miljøkostnadene for vår analyse, er tilleggsvirkninger av økt effekt- og pumpeinstallasjon i allerede eksisterende kraftanlegg.

Magasin

Miljøvirkningene i magasin vil i hovedsak være bestemt av størrelsen på og morfologien i de aktuelle magasinene, kombinert med hvor stor installert kapasitet og hvilket driftsmønster nye kraftverk og pumpekraftverk vil få. Generelt må det forventes økt variasjon i vannstand fra time til time og fra dag til dag. I mange magasin som det pumpes til, kan vi vente høyere vannstand enn normalt sent på vinteren og dermed trolig noe tidligere oppfylling om våren. Dette skyldes at produksjonen fra vindkraft normalt er størst om vinteren, men vil også være avhengig av mange andre faktorer som marked, nettilknytning og rammebetingelser.

Økt bruk av effektkjøring og pumpekraft vil i mange tilfeller føre til økt erosjon i berørte magasin, spesielt indre erosjon som følge av relativt raske endringer i vanntrykk. I de fleste tilfeller vil nedtappingssonen mellom HRV og LRV oftere bli utsatt for stigende og synkende vannstand enn med dagens drift av anleggene. Ved pumping kan imidlertid sterk nedtapping unngås, og det vil være en driftsmessig fordel å holde høy vannstand (høyere produksjonstrykk). Selv om det i gjennomsnitt vil bety høyere vannstand, vil det også bli mindre forutsigbare kortsiktige endringer i vannstand. Vannstandsvariasjon gir større utfordringer for allmennhetens bruk av områdene til friluftsliv, fiske og ferdsel.

De fleste reguleringsmagasin er preget av svært moderate strømningshastigheter i dag. Økt installasjon og pumping kan gi endrede strømningsforhold som både kan gi positive og negative ringvirkninger. Økte strømningshastigheter og økt

gjennomstrømning kan gi bedre blanding av vannmassene og sørge for omrøring og bedre transport av næringsstoffer. Lokalt kan det i noen tilfeller føre til økt erosjon. Det vil kunne føre til endringer i lagdeling (skiktning) i magasin der dette vanligvis etableres, noe som igjen virker inn på vannkvalitet og vanntemperatur. Generelt er de fleste norske magasin næringsfattige og kalde, og det har trolig ikke så stor betydning. Spesielt i noen lavereliggende magasin som kan tenkes brukt som nedre magasin i forbindelse med pumpekraft, vil dette imidlertid kunne gi konsekvenser for økosystemet.

Vanntemperaturen i magasin blir påvirket indirekte gjennom endringer i strømning og lagdeling, men den største virkningen kan komme fra variasjoner i produksjon og pumping. Økt effektkjøring med vann fra høyfjellsmagasin som slippes ut i lavlandet vil gi redusert vanntemperatur i nedstrøms magasin. Ettersom veksten av de fleste arter er temperaturavhengig, vil veksten reduseres i perioder med økt effektkjøring. Tilsvarende vil perioder med stans i driften eller pumping gi mindre eller intet tilført kaldt vann og dermed høyere vanntemperatur enn dagens kjøremønster i nedstrøms magasin. I oppstrøms magasin kan vi vente de samme virkningene, men med motsatt fortegn.

Isforholdene vil kunne påvirkes sterkt av økt effektkjøring og pumping, og det er grunn til å ta denne utfordringen alvorlig. Dagens driftsmønster der magasinene tappes gradvis ned gjennom vinteren, gir som regel et stabilt isdekke selv om kantene og områdene nære land får hellende isflater, eventuelt noe manglende eller sprekkefulle flater. Et nytt driftsmønster med vekslende pumping og produksjon, overføring av noen ganger varmere vann og økte strømningshastigheter vil kunne gi redusert eller manglende isdekke mange steder. Dette kan bety at vinterferdsel over de aktuelle vannene må innstilles eller må foregå pr båt i stedet for ski. Problemstillingen må vurderes nøye i hvert enkelt tilfelle.

Endringer av de fysiske forholdene som beskrevet over vil også virke inn på økosystemet av planter, alger, næringsdyr, fisk og terrestriske arter som har tilknytning til ferskvann (vannfugl, oter og bever for å nevne noen). Et magasin har imidlertid som regel et økosystem som er betydelig påvirket av regulering allerede, og det er vanskelig å si noe generelt om hvordan økt installasjon av effekt- og pumpekraftverk vil virke inn. Dette vil være avhengig av de lokale forholdene og må undersøkes i hvert enkelt tilfelle.

Pumping av vann fra et magasin til et høyereliggende magasin i samme vassdrag kan føre til at arter fra lavere deler av nedbørfeltet blir transport oppstrøms forbi sin naturlige utbredelse. Dette *kan* true biologisk mangfold. På samme måte kan pumping og kraftverksdrift mellom to magasin fra ulike nedbørfelt føre til overføring av fremmede arter og påvirke det biologiske mangfoldet.

Vassdrag nedstrøms berørte magasin

Elvestrekninger nedenfor magasiner vil også kunne oppleve større svingninger i vannføring enn i dagens situasjon, i hvert fall der det ikke er kraftverk eller reguleringsanlegg. Selv om det finnes nedstrøms reguleringsanlegg, er det ikke sikkert disse har tilstrekkelig kapasitet til å absorbere endringene.

Endringene som er beskrevet i magasin vil også få ringvirkninger i eventuelle vassdrag nedstrøms, men de vil dempes og utjevnes. De potensielt mest negative virkningene er trolig faren for økt transport av sediment som følge av erosjon i magasin og endrede temperaturforhold. Reduserte temperaturer vil også her gi redusert vekst for de fleste arter, mens økte temperaturer virker motsatt.

For kraftverk som har utløp i fjord vil også virkningene til en viss grad bli som for magasin. Endret islegging, siktbarhet og ferskvannskiktning kan påvirke marine økosystemer, men det er ikke vist store økosystemsendringer ved dagens kraftanlegg med utløp til sjø.

Landområder

I driftsfasen vil det være svært liten ekstra påvirkning av berørte landområder utover den infrastrukturen som er etablert under anleggsfasen.

6.1.2 Driftskostnader

Driftskostnader ved effektkraftverk er sammenlignbare med kostnadene for ordinære vannkraftverk. For pumpekraftverk er energiforbruket til pumpingen den største driftskostnaden – den vil typisk utgjøre et sted mellom 20 % og 30 % av energiproduksjonen. Hele poenget er naturligvis å pumpe i lavprisperioder og produsere i høyprisperioder, og driftsoptimering er en sentral utfordring.

Slitasjen på de tekniske installasjonen kan være noe større enn for tradisjonelle anlegg, hvilket betyr at avskrivninger etter alt å dømme bør settes noe høyere. Vi har imidlertid ikke funnet grunnlag for å tallfeste dette.

6.1.3 Investeringskostnader

Det knytter seg gjerne større interesse til investeringskostnadene ved vannkraftverk enn til driftskostnadene. Hva de konkrete utbyggingskostnadene for eksemplene i CEDRENS scenario 1 og 2 eventuelt vil være, kan i denne omgang bare anslås basert på kostnadskataloger og grove estimat på hvor mye masse som må tas ut til vannveier, stasjonshaller og lignende. Et slikt grovt estimat indikerer en investeringskostnad fra 1,5 til noe over 3 millioner kroner per MW. Tallet inkluderer elektriske installasjoner, men ikke linje til eksisterende sentralnettspunkt og kostnader med slik tilknytning. Pumpekraftverk er relativt dyrere enn effektverk, men flere av eksemplene viser pumpekraftverk til under 2 millioner kroner per MW (Solvang, Harby, & Killingtveit, 2011). Som et enkelt nøkkeltall vil vi senere

benytte 1,8 millioner kroner per MW for effektkraftverk og 2,5 millioner kroner per MW for pumpekraftverk.

Et relevant spørsmål er om teknologien for slike anlegg er hensiktsmessig, eller om det er nødvendig å utvikle nye løsninger eller ny teknologi før man eventuelt iverksetter investeringer. Pumpekraftverk finnes det allerede flere av. De viktigste potensielle bidrag fra FoU vil være lenger levetid for tekniske installasjoner og høyere virkningsgrad. Dette vil eventuelt kunne slå ut i driftskostnader, men oppfattes ikke som en kritisk forutsetning for å gå videre med prosjekthypotesen.

6.1.4 Nettilknytning

Hver av de undersøkte effektinstallasjonene vil kreve tilknytning på "egen" 420 kV forbindelse til aktuelle tilknytningspunkter i sentralnettet dersom effekten skal overføres til utlandet via sentralnettet (Solvang, Harby, & Killingtveit, 2011). Som diskutert i kapittel 5.1 er akkurat det omfattet med betydelige utfordringer.

Nettilknytning i Norge for nye sjøkabler er en alvorlig barriere mot prosjekthypotesen. En mulig vei rundt denne hindringen er å knytte nye effekt- eller pumpekraftverk direkte til eventuelle kabler. For anlegg som ligger i rimelig nærhet til kyst er dette løsbart og ikke nødvendigvis spesielt kostbart. For mulige anlegg lenger inn i landet, som Tinnsjø, kan utfordringen være vesentlig større.

Løsningen med direkteforbindelser vil isolert sett ikke legge beslag på overføringskapasitet i sentralnettet, men driftsmessig er det fordelaktig for både kabelforbindelser og sentralnettet at disse kraftverkene har en sterk sentralnettstilknytning. Når utenlandsforbindelser er ute av drift må det være ledig kapasitet i sentralnettet hvis effekttransporten skal kunne opprettholdes. Det krever at de aktuelle kraftverkene er tilknyttet sentralnettet. Dette vil kreve nybygging av 420 kV forbindelser og oppgradering til 420 kV flere steder på de aktuelle strekningene.

Effektinstallasjonen ved Tinnsjø kan representere den største utfordringen med hensyn til nettkapasitet siden avstanden til aktuelle utenlandsforbindelser her er størst. Størrelsen på installasjonen vil også være bestemmende for hvilke alternativer som er aktuelle. Flere tilknytningspunkter i sentralnettet kan være aktuelle for en ny eller oppgradert 420 kV forbindelse fra Tinnsjøområdet. Det kan være nordover mot Nore eller øst- og sør-østover mot for eksempel Flesaker og Rød/Hasle. SydVest-linken er aktuell transportvei videre til kontinentet.

I perioder hvor effekten fra Tinnsjø kan avlaste (overta) effektoverføringen fra Vestlandet mot Østlandsområdet vil behovet for nettkapasitet være mindre enn om denne effekten kommer i tillegg til nevnte transport fra vest mot øst. Om dette kan vektlegges i vurderingen av nettkapasitetsbehov er likevel usikkert.

6.1.5 Skatter og avgifter

Kraftsektoren er en viktig bidragsyter til det offentlige, ikke bare gjennom eierskap men også gjennom skatter, avgifter og ordninger som tilgodeser lokalsamfunn der kraftanleggene er lokalisert. Flere av disse overføringene er innrettet slik at verdien (for mottaker) er proporsjonal med netto energiproduksjon. Drift av pumper kan således redusere skattegrunnlaget (gjelder for eksempel grunnrente- og naturressursskatten). Dersom verdiskapningen i større grad relateres til effekt enn energiproduksjon, kan større utveksling av fornybar fleksibilitet også bety redusert andel av verdiskapningen til vertskapskommuner (med dagens regler). Fordelingen mellom kommuner kan også bli utfordret.

Det faller utenfor rammen av dette prosjektet å studere de skattemessige virkningene i detalj. Men på generell basis kan en uten videre slå fast at dersom salg av fornybar fleksibilitet bidrar til større verdiskapning, vil det være mulig å løse eventuelle fordelingsproblemer som oppstår. Reduserte skatteinntekter til berørte kommuner behøver derfor ikke være noe argument mot realisering av prosjekthypotesen, men endringer av skatte- og avgiftssystemet kan være en nødvendig del av "pakken". Og skulle det ved nærmere analyse vise seg at prosjekthypotesen ikke kan realiseres med lønnsomhet, er det heller ikke stor grunn til å frykte "utarming" av det lokale skattegrunnlaget.

6.2 Forbruksfleksibilitet

Nær sagt alle typer elektrisitetsforbruk kan forskyves eller avbrytes, men kostnadene ved fleksibilitet på forbrukssiden varierer sterkt mellom ulike typer forbruk, ulike forbrukere og forskjellige tidspunkter. Salg av fleksibilitet til utlandet kan også bety muligheter for forbrukere som har lave kostnader ved å utnytte sin fleksibilitet, eller for en rimelig investering kan skape slike muligheter. Her skal vi kort se på hva slags forbruksfleksibilitet som allerede finnes i det norske kraftsystemet, og hva som kan ventes fremover. Ettersom en utvikling med flere mellomriksforbindelser og økende fokus på salg av fleksibilitet trolig vil bety størst interesse for fleksibilitet som kan mobiliseres på kort varsel (minutter til timer), er det lagt størst vekt på mulige forbruksreduksjoner som kan initieres nokså raskt og som ikke nødvendigvis må vedvare lenge (minutter til dager, ikke uker).

Kraftforbruket kategoriseres gjerne som alminnelig forsyning og kraftintensiv industri. Alminnelig forsyning kan igjen deles inn i husholdninger og virksomheter, hvor det siste igjen består av privat og offentlig tjenesteyting, varehandel, industri som ikke er kraftintensiv, og så videre. Selv om denne inndelingen sier lite om *hva* en benytter kraft til, er det nyttig å studere de ulike forbrukergruppene hver for seg.

6.2.1 Kraftintensiv industri

Virksomhetene innen kraftintensiv industri er svært ulike. Noen typer virksomhet er meget følsomme for selv små endringer i prisnivået, og kan typisk velge å stenge virksomheten for en periode med uvanlig høye priser. De siste vintrene med til dels meget høye priser har gitt flere slike eksempler, der volumet som var ment for de aktuelle fabrikkene i stedet omsettes i spotmarkedet. Andre virksomheter kan forsøke å utnytte kortsiktig prisvariasjon til å øke sin fortjeneste.

Aluminiumsvirksomheter kan i mange tilfeller redusere kraftforbruket for en kort periode (et antall minutter). Flere norske smelteverk legger regelmessig inn bud på oppregulering (forbruksreduksjon) i RK-markedet, og er generelt konkurransedyktige sammenlignet med vannkraftprodusenters bud på tilsvarende oppregulering.

Generelt må det kunne sies at fleksibiliteten i kraftintensiv industri er velkjent – de aktuelle bedriftene bruker de norske fleksibilitetsmarkedene aktivt.

Markedsdesignet har opp gjennom årene i noen grad blitt tilpasset bedriftenes reelle muligheter for å redusere forbruket i kortere eller lengre perioder.

Økende salg av fleksibilitet til andre land, kan bety at industrien kan få bedre betalt for og/eller få solgt mer kortsiktig fleksibilitet. Dette kan ha stor betydning for flere bedrifter innen kraftintensiv industri. Noen av virksomhetene det er snakk om er imidlertid del av konsern med aktivitet på Kontinentet, for eksempel Norsk Hydro. I den grad slikt salg av fleksibilitet krever større tilpasninger hos industrivirksomheten, eventuelt ekstra investeringer, er det nærliggende å tro at disse konsernene vil prioritere slike investeringer og endringer til fabrikker som allerede ligger på Kontinentet. Her vil investeringen ikke være avhengig av en større kabelinvestering, og den forventede betalingen for fleksibilitet er høyere enn i Norge.

6.2.2 Husholdninger

Husholdningenes fleksibilitet i kraftmarkedet er hovedsakelig knyttet til bruk av elektrisitet til oppvarming. Flexibiliteten kommer tydelig til uttrykk i perioder med uvanlig høye kraftpriser, da kraftforbruket faller merkbart og forbruket av ved og i noen grad olje stiger. Tre forhold er viktige for fleksibiliteten fra husholdningskundene i årene fremover:

1. AMS åpner muligheter for avregning av husholdninger ned på timenivå (eller i prinsippet med enda kortere intervaller). AMS åpner også mulighet for å koble enkelte apparater i husholdningen inn eller ut, for eksempel avhengig av pris eller initiert av en agent (aggregator er et uttrykk som benyttes i flere sammenhenger) som "forvalter" husholdningens fleksibilitet. De klassiske eksempler på dette er varmtvannsberedere og utstyr for elektrisk oppvarming. I senere tid blir også intelligent lading av elbiler ofte brukt som eksempel. På kort sikt skjer det likevel lite på denne siden – det er først mot

slutten av dette tiåret vi kan få praktisk erfaring med fleksibilitet som avhenger av AMS og fjernstyring. Det er også usikkert om husholdningenes eventuelle fleksibilitet vil ha størst verdi i en sammenheng med salg av fleksibilitet til Kontinentet eller hos det lokale nettselskapet (mulighet for styring av forbruk *kan* utsette eller redusere behovet for nettinvesteringer).

2. Fjernvarmesektoren er i vekst i Norge. På samme måte som fjernvarmesektoren i utlandet, kan også den norske sektoren potensielt bruke elektrisitet dersom kraftprisen er lav nok. Dette kan redusere muligheten for perioder med svært lave kraftpriser i Norge, som eventuelt kunne følge av overskudd av vindkraft her eller i utlandet. Men en stadig større fjernvarmesektor betyr også et relativt mindre kraftforbruk som kortsiktig kan substitueres vekk når knappheten på kraft er stor. Husholdninger som har sluttet å bruke elektrisk oppvarming har åpenbart mindre mulighet for å redusere kraftforbruket midlertidig, sammenlignet med de som fortsatt har elektrisk oppvarming.
3. Boliger uten mulighet for fjernvarme har gjerne oljefyring eller elektrisk oppvarming. Det er imidlertid liten tvil om at oljefyring fases ut. I stedet kommer varmepumper, elektrisk oppvarming eller biobrensel i en eller annen variant. Dersom muligheten for bruk av elektrisitet bevares, kan også oppvarmingen av disse boligene bidra til å nedregulering i perioder med relativt høy produksjon av uregulert fornybar energi. I knapphetsperioder kan de imidlertid ha liten fleksibilitet, dersom de allerede har gått vekk fra elektrisitet når knappheten viser seg. Derimot har vi det siste tiåret høstet erfaring for at husholdningene har betydelig evne til å finne alternativ oppvarming når knappheten på elektrisitet blir tilstrekkelig stor.

Alt i alt synes det som husholdningene har begrensede muligheter til å selge fleksibilitet – de har ganske enkelt ikke så mye fleksibilitet i forbruket som eksempelvis deler av industrien har. Den fleksibiliteten vi vet mest om, knyttet til bruk av andre energibærere i vintre med uvanlig høye kraftpriser, *kan* bli mer verdifull enn den er, men det er ikke først og fremst sesongfleksibilitet vi venter stor etterspørsel etter som følge av fornybarsatsingen i Europa, jf. kapittel 3.

6.2.3 Annet forbruk

Med en tredeling av brukergruppene, blir dette den minst homogene gruppen kraftforbrukere. Generelt benyttes kraften til oppvarming, motordrift, belysning og elektriske apparater. Fleksibiliteten vi finner i denne gruppen har mange fellestrekk med husholdningenes fleksibilitet. Eksempelvis kan AMS på sikt få en tilsvarende rolle for betydelige deler av forbruket i mange næringsbygg. En viktig forskjell fra husholdningene er imidlertid at elektrisitet er mindre viktig for varmeproduksjon i denne sektoren. Det gir alt annet like relativt mindre fleksibilitet enn husholdningene.

På den annen side er det trolig en god del fleksibilitet innen lettere industri som per i dag ikke utnyttes systematisk. Dette gjelder industri som bruker mye kraft, men ikke er "tilstrekkelig" kraftintensiv til å bli klassifisert som kraftintensiv industri. Her er virksomhetene mindre, og energiforbruket er lavere per virksomhet og per produserte enhet, sammenlignet med kraftintensiv industri. Det betyr også at det kan forventes mindre kvantum fleksibilitet per virksomhet. Relativt lav verdi på fleksibilitet i Norge har dermed ikke synliggjort fleksibiliteten i slike virksomheter på samme måte som vi ser innen kraftintensiv industri. Økt etterspørsel og stigende verdi på fleksibiliteten kan endre dette.

6.2.4 Konklusjon

Økt salg av fleksibilitet fra Norge til utlandet vil kunne øke verdien av forbrukernes fleksibilitet også. Det synes rimelig å tro at det i første rekke er industrien som vil kunne tjene på salg av fleksibilitet, men på sikt kan også husholdningenes fleksibilitet bli mer verdifull.

Et vesentlig poeng i denne sammenheng, er at en forutsetning for at industrien kan tjene på dette, er at den deltar i kraftmarkedet. Det er i egenskap av (stor) forbruker industrien eventuelt har fleksibilitet til salgs. Inntekten oppstår dersom industriens eget behov for den aktuelle fleksibiliteten er mindre enn markedets.

Vi har imidlertid ikke vurdert *hvordan* den enkelte aktør eventuelt kan omsette sin fleksibilitet direkte til utlandet. Det enkleste er å selge fleksibilitet som før, i spotmarkedet, i Elbas eller direkte til Statnett (realtidsmarkeder). Verdistigningen kan likevel komme som følge av at økt norsk salg av fleksibilitet til utlandet hever prisene som også betales i det innenlandske markedet.

7. Allianser og partnere

Med allianser og partnerskap forstår vi strukturen på det samarbeidet som etableres med alle de ulike partene som man kan arbeide sammen med for å realisere forretningsmodellen for salg av norsk fleksibilitet til Europa. Allianser og partnerskap er avgjørende for å lykkes og utgjør en hjørnestein i forretningsmodellen. Samarbeidet med ulike aktører vil variere i form, omfang og motivasjon / hensikt. Det er verdt å merke seg at vi har en rekke samarbeidspartnere i tillegg til de vi inngår allianser og partnerskap med. Vi skiller her mellom interessenter og alliansepartnere hvor alliansepartnerne har en direkte kontraktmessig tilknytning til selve forretningen.

Alliansepartnere vil typisk være viktige for realiseringen av vår forretningsidé. Det vil derfor kunne være parter man er avhengige av eller parter som har sentrale roller i nøkkelprosesser.

7.1 Mulige alliansepartnere

Vi søker her kort å liste opp hvem som er de viktigste mulige alliansepartene. I neste avsnitt antyder vi også noen hypoteser om hvilke interesser disse partene kan ha. Disse hypotesene må testes og utdypes. Dette kan eventuelt skje gjennom dybdeintervjuer med sentrale personer.

7.1.1 TSOer

Statnett er i en særstilling som viktig alliansepart og tilrettelegger for salg av fleksibilitet. Statnett sin rolle og formen på samarbeidet/alliansen med Statnett vil kunne variere for ulike markedsløsninger og i ulike forretningsmodeller. Statnett har mange roller. De opererer som nøytral tilrettelegger av kraftmarkedet, de er systemoperatør, de utvikler kraftsystemet i Norge og de er kabeleier/investor som mottar flaskehalsinntekter for kablene på kommersielle vilkår.

For øvrig vil TSOene i land vi selger til og/eller land som vil kunne være transittland for norsk fleksibilitet, kunne være viktige partnere. De viktigste TSOene er Energinet.dk (Danmark), Tennet (Nederland og Tyskland), 50Hertz (Tyskland), Amprion (Tyskland), Svenska Kraftnät (Sverige), Elia (Belgia) og National Grid (UK).

7.1.2 Leverandørindustrien

Leverandørindustrien skal levere en betydelig mengde varer og tjenester som en storstilt leveranse av fleksibilitet skal realiseres. De viktigste investeringene knytter seg til nett og sjøkabler og aktuelle partnere inkluderer Siemens, ABB og Nexans.

7.1.3 Konkurrenter

Konkurrentene til norsk fleksibilitet inkluderer de aktørene i Europa som leverer fleksibilitet i dag, og som også vil gjøre dette i fremtiden. Disse aktørene kan for eksempel være alliansepartnere i utviklingen av viktige markedsløsninger. Det kan for eksempel være slik at TSOer i Europa vil kreve at reserver i hovedsak skal være tilgjengelige lokalt av hensyn til sikkerheten for leveranser. I en slik situasjon vil det kunne etableres et regime som er slik at de lokale leverandørene av fleksibilitet i Europa blir leverandører til europeiske TSOene, men at de kan kjøpe deler av sine leveranser fra Norge. Norske leverandører får da en allianse med de lokale leverandørene.

Dersom man går for en slik løsning, vil sentrale partnere kunne være store produsenter som E.On, RWE, Vattenfall, EdF, Electrabel, DONG og GDF SEUZ.

7.1.4 Andre

Avhengig av hvilke handelsmuligheter som fremtidige løsninger gir, så vil norske aktører kunne inngå allianser for langsiktig samarbeid med balanseansvarlige aktører i Europa, slik som distributører, produsenter og store forbrukere.

I forhold til investeringer kan institusjonelle investorer representere en viktig allianse for å finansiere utbygg av infrastruktur og eventuelt pumpekraft.

7.2 Motivasjon for allianser og partnerskap

Det er primært tre motiver for en allianse/partnerskap. I dette kapitlet vurderer vi behovene knyttet til disse tre motivene.

7.2.1 Optimal utnyttelse av innsatsfaktorene

TSOene har som oppgave å sikre balanse mellom forbruk og produksjon. De er følgelig en opplagt alliansepartner i forhold til et behov for å sikre effektiv utnyttelse av produksjonsressursene – både hjemme og ute. Følgende arbeidsområder omfattes av et partnerskap med TSOene:

1. Utvikling av 10 000 MW ny overføringskapasitet – planlegging, utbygging, drift, vedlikehold og eventuelt eierskap.
2. Tilrettelegge for å sikre at 10 000 MW fleksibilitet i det norske systemet kommer frem til kabelpunktene (kapasitet i norsk nett) og ut til markedet (kapasitet i utenlandsk nett).
3. Koordinere utviklingen av nettet med utviklingen av fleksibilitet i produksjonsanleggene.

Norge som leverandør av fornybar fleksibilitet

4. Legge til rette for og operere markedsløsninger som sikrer effektiv utnyttelse av ressursene.

En allianse/partnerskap vil kunne bidra til en mer effektiv og koordinert utnyttelse av de samlede ressursene i arbeidet både med utvikling og drift.

Leverandører av teknologi og ulike komponenter til kraftverk og infrastruktur er sentrale parter i utviklingen. De vil være avhengige av langsiktige avtaler og eventuelt allianser for å sikre en forutsigbarhet i forhold til ordreinngangen (både volumer og spesifikasjoner). Dette vil styrke deres evne til å planlegge utvikling av produksjonskapasitet og egen forskning og produktutvikling. Totalt sett vil dette kunne bidra til kostnadsbesparelser og redusert risiko. Denne verdiskapingen vil kunne realiseres og deles gjennom en allianse eller et partnerskap.

7.2.2 Redusert usikkerhet og risiko

TSOene er sentrale i å definere markedsløsninger for handel med fleksibilitet, særlig gjelder dette for de produktene hvor de selv er eneste kjøper. En allianse med TSOer vil også kunne bidra til å sikre en mer åpen tilgang til markeder. Langsiktige avtaler om salg av reserver til TSOer kan også gi sikkerhet for investeringer.

En allianse med en *leverandør* kan gi økt forutsigbarhet på kostnadssiden. Langsiktig samarbeid og avtaler vil også være avgjørende for at leverandørindustrien utvikler kapasitet til å kunne levere kabler og utstyr av ulik art. Allianser med leverandørindustrien gir mer avklart risikofordeling over verdikjeden og økt gjennomføringsevne.

Konkurrentene i Europa kan også være partnere. Langsiktige avtaler hvor norske produsenter er underleverandører av fleksibilitet eller løsninger med krysseierskap vil kunne redusere risiko og derved fremme investeringer. Denne typen allianser vil måtte avklares i fht. konkurranselovgivning.

7.2.3 Kontroll over kritiske ressurser og aktiviteter

For å etablere et omfattende salg av fornybar fleksibilitet så er det noen aktiviteter og ressurser som er kritiske. Allianser kan benyttes for å sikre kontroll i forhold til at nødvendige aktiviteter skjer og at ressurser utvikles og utnyttes.

Allianser med TSOer, kableiere og leverandører kan bidra til å sikre forpliktelse over tid både i forhold til investeringer og kommersielle rammer (markedsløsninger). Allianser med investorer vil kunne gi tilgang til risikovillig kapital.

8. Noen konkrete forretningsmodeller

8.1 Valg av forretningsmodeller

8.1.1 Kriterier for valg av forretningsmodeller

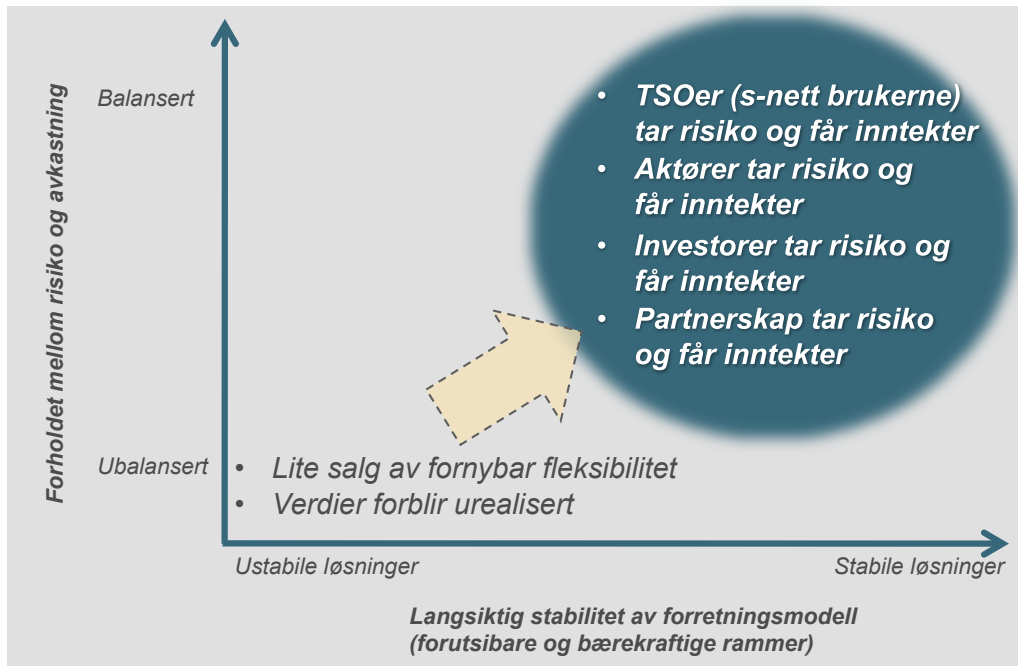
I dette kapitlet ser vi nærmere på fire forretningsmodeller i noe mer detalj. I de fire forretningsmodellene settes løsninger for de ulike elementene i Figur 5-3 sammen til konkrete helhetlige forretningsmodeller.

De fire modellene er valgt med utgangspunkt i at de samlet og hver for seg møter et sett av kriterier. Vi kunne ha valgt å se på andre forretningsmodeller. Hensikten her er å vise eksempler på forretningsmuligheter som det kan være interessant å utvikle videre. Modellene utelukker heller ikke hverandre. De kan fungere til dels i parallell og de kan være løsninger som avløser hverandre over tid.

Markedskanalen står sentralt i de ulike forretningsmodellene og vi har her plukket ut fire alternative markedsløsninger (jfr. kapittel 5.2) som hver for seg danner et utgangspunkt for den enkelte forretningsmodell. I det etterfølgende beskrives sentrale kriterier for valg av markedsløsninger og tilhørende forretningsmodeller.

Tre kriterier gjelder for alle de valgte forretningsmodellene:

- 1) *Politisk robusthet.* Alle modellene som vurderes må være robuste i forhold til de endringer som vil kunne skje i den politiske agenda og i politiske ambisjoner og mål. Det vil si at man ikke går på et stort økonomisk tap dersom det for eksempel skjer uventede politiske holdningsendringer i forhold til kjernekraft, vindkraft eller kullkraft.
- 2) *Systemmessig robusthet.* Løsningene skal møte et endret (økende) behov for fornybar fleksibilitet, og det må derfor ikke være tvil om at løsningene reelt bidrar til å møte dette behovet. Det betyr at ettersom kraftsystemet utvikles og endres så må forretningsmodellene også ha en dynamikk som sikrer at de til enhver tid bidrar til å møte behov og skape verdier.
- 3) *Kommersiell bærekraftighet.* Alle modellene må sikre at risiko og avkastning er allokert mellom de involverte partene på en bærekraftig måte. Det vil si at den part som tar stor risiko (for eksempel ved å investere i en sjøkabel eller pumpekraftverk) også får tilgang til kommersielle avtaler/rammer som sikrer en tilstrekkelig andel av inntektsstrømmen knyttet til disse investeringene. Primært har vi vurdert markedsløsninger hvor enten TSO (det vil si nettkundene) eller aktør (tilbyder av fornybar fleksibilitet) tar risiko og mottar inntekter. Figur 8-1 under illustrerer disse prinsippene og Figur 8-2 viser markedsløsningene vi vurderte i kapittel 5.2 sortert ut i forhold til dette kriteriet.



Figur 8-1 Kommersielt bærekraftige forretningsmodeller

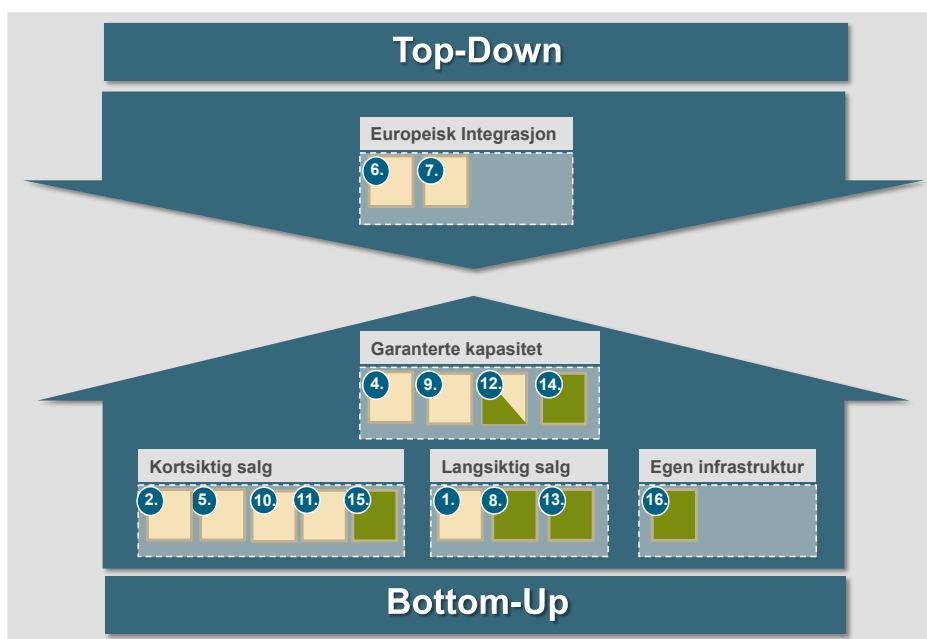
	Bilaterale avtaler			Organiserte markedsplasser og auksjoner		
	Reserver	Intradag	Day-ahead	Reserver	Intradag	Day-ahead
TSO – TSO HANDEL	1. Langsiktig salg av kapasitet (primært til automatiske reserver)	N/A TSOer vil fremme bruk av markedsbaserte løsninger		2. Salg på kapasitet kjøpt i et ukemarked	4. Salg av garanterte volumer	
BØRS-HANDEL	N/A			3. Salg på ledig kapasitet	6. Handel i day-ahead og intradag-markedene. Salg lokalt men regional og europeisk integrasjon gir tilgang til et større marked.	
AKTØR HAR TILGANG	8. Langsiktig kjøp av kapasitet i kabel. Langsiktig salg. Ubennyttet kapasitet tilfaller day-ahead	9. Langsiktig kjøp av kapasitet og langsiktig salg av garanterte volumer til TSOer og/ eller til balanseansvarlige. Kapasiteten kan benyttes til handel både day-ahead og intradag.		5. Salg av reserver gjennom day-ahead markedet	7. Salg av produksjonens egenskaper til en "total optimering"	
AKTØR EIER OG HANDELER	13. Selge langsiktig til TSO / balanseansvarlig aktør	14. Garanterte volumer solgt til TSOer og/ eller balanseansvarlige		10. Deltar i marked ute med garantert kabelkapasitet	11. Kjøper kapasitet og deltar i intradag markedet ute.	12. Kjøper eller eier kapasitet og realiserer fremtidig flaskehalsinntekt
	16. Eier hele infrastrukturen og optimaliserer egen portefølje i forhold til alle markedsmuligheter – kortsiktig, langsiktig og i forhold til ulike produkter. Ut fra størrelsen på investeringene er det naturlig med et langsiktig partnerskap med kjøper, investor eller leverandørindustri. Ubennyttet kapasitet tilfaller day-ahead markedet			15. Bruke eierposisjon til å delta i utenlandske markeder		

Figur 8-2 Markedsløsninger for mellomriksforbindelser hvor grønt indikerer at aktører i hovedsak bærer risiko og realiserer inntekter. For de øvrige løsningene er det TSOen (sentralnettskundene) som tar risiko og realiserer inntekter.

Ytterligere tre kriterier knytter seg til selve utvalget av forretningsmodeller og at vi totalt sett betrakter forretningsmodeller som representerer en hvis bredde:

- 4) *Produsentinitiativ*. Vi ønsker å beskrive en forretningsmodell hvor norske produsenter i all hovedsak selv kan ta initiativ til å realisere etableringen av en handelsmulighet. Dette skal være en mulighet hvor de i begrenset grad er avhengig av norsk nettutvikling og av Statnett.
- 5) *Bottom-up*. Vi ønsker å vise minst en bottom-up løsning, det vil si en forretningsmodell som er knyttet til en konkret mulighet som vi ser i dag (som for eksempel knyttet til en konkret sjøkabel og kraftverk) og som det skal være mulig å kunne realisere på relativt kort sikt med involvering av et begrenset antall parter.
- 6) *Top-down*. Vi ønsker å eksemplifisere muligheter knyttet til top-down prosesser. Disse prosessene tar tid, men de vil definere løsninger som vil være der i det lange løp. I tillegg til de har en ambisjon om å definere den endelige og fremtidige modellen for handel og samarbeid, vil de underveis også kunne begrense eller åpne mulighetene for bottom-up initiativer (jfr. diskusjonen om reservasjon av kapasitet på SK4).

Figur 8-3 under illustrerer hvordan de ulike markeds løsningene kan sorteres under fem kategorier av forretningsmodeller. Harmoniserte europeiske markeds løsninger må bygges gjennom top-down prosesser. De øvrige modellene kan bygges gjennom bottom-up prosesser. Det er verdt å merke seg at skillet mellom top-down og bottom-up ikke er absolutt. Initiativer bottom-up vil for eksempel normalt kreve at guidelines og retningslinjer som er etablert top-down legger til rette for at bottom-up løsninger kan etableres.



Figur 8-3 Fem kategorier av forretningsmodeller, hvorav en er top-down og fire er bottom-up, med tilhørende markeds løsninger

8.1.2 Valgte forretningsmodeller

Forretningsmodell 1: Kortsiktig salg i reserve- og intradagmarkeder. TSOene gjør investeringer og legger til rette for at aktører kan selge fleksibilitet i utlandet. TSOene vil i all hovedsak realisere flaskehalsinntekten knyttet til prisforskjellen mellom markedene. Vi drøfter muligheten for allokering av kapasitet i day-ahead markedet (markedsløsning 5), før day-ahead markedet når ulike gate closures gjøre dette nødvendig (markedsløsning 10) og allokering av kapasitet til handel i intradagmarkedet (markedsløsning 11)

Forretningsmodell 2: Langsiktig salg av reserver i langsiktig avtale (markedsløsningene 1, 8 og 13). Siden modellen knytter seg til en langsiktig avtale så er dette en modell som kan bidra til å realisere investering i nye utenlandsforbindelser. Modellen kan bygge på at TSO gjør investeringer og realiserer inntekter (markedsløsning 1) eller at aktører gjør dette (markedsløsning 8 og 13).

Forretningsmodell 3: Salg av fornybar fleksibilitet i harmoniserte europeiske markedsløsninger (markedsløsning 6) eventuelt i en fremtidig optimalisert løsning (markedsløsning 7) som vi ikke kjenner i dag.

Forretningsmodell 4: Salg av fornybar fleksibilitet på en egen separat infrastruktur (markedsløsning 16) som knytter norske ressurser direkte til det utenlandske markedet. Løsningen etableres på initiativ av norske produsenter, den kan eies av produsenter eventuelt sammen med kjøpere, leverandører eller investorer.

8.2 Forretningsmodell 1 - Kortsiktig salg i reserve- og intradagmarkeder

Kortsiktig reservasjon av kapasitet på mellomriksforbindelser til salg av fleksibilitet i intradag- og reservemarkedene, kan for eksempel skje på to ulike måter.

- Markedsløsning der man utvikler dagens markedsalgoritme i day-ahead-markedet slik at kapasitet kan allokere til intradag- og/eller reservemarkedet dersom betalingsviljen der er høyere enn verdien i day-ahead, det vil si flaskehalsinntekten. Parallelt med budene i day-ahead kan altså aktører legge inn bud på overføringskapasitet til handel intradag eller med reserver. Likevekten realiseres slik at betalingen for kapasiteten er den samme i day-ahead-, intradag- og reservemarkedet.
- Regulert løsning der norske produsenter gis regulert og begrenset adgang til å delta i utenlandske reservemarkeder. Ideen er at norske aktører skal få anledning til å by inn sin kapasitet i markedene i utlandet. På forhånd garanterer TSOene at dersom budet blir akseptert, stilles tilsvarende overføringskapasitet til rådighet.

Markedsløsningen innebærer at TSOene selger en del av kapasiteten på en regulert utenlandsforbindelse til intradag- og reservemarkedet mot å bli kompensert for tapt flaskehalsinntekt i spotmarkedet. Modellen innebærer en samlet sett høyere kapasitetsbetaling til TSOene siden en slik allokering innebærer redusert utveksling spotmarkedet og dermed høyere flaskehalsinntekt pr MW enn når all kapasitet stilles til rådighet for spotmarkedet. TSOene eier kapasiteten, har tatt investeringsrisiko og realiserer en kapasitetsinntekt. Aktørene kjøper kapasitet og søker å optimalisere denne og realisere en verdiskaping i intradag- og reservemarkedene.

Den regulerte løsningen innebærer at volumet som gis til day-ahead-markedet reduseres ved at det skjer en kortsiktig allokering til andre produkter i forkant av budgivningen i day-ahead. I denne løsningen tenker vi oss at prisen for å reservere kapasitet er bestemt på forhånd, ikke som en fast pris, men som realisert flaskehalsinntekt i spotmarkedet pluss et på forhånd definert påslag. Dette sikrer forutsigbarhet for aktørene og at kabeleier realiserer en økt verdiskaping på kabelen sammenlignet med en løsning hvor all kapasitet benyttes i spotmarkedet.

Den regulerte løsningen egner seg ikke til handel i intradagmarkedet, slik dette markedet fungerer i dag, fordi det ikke betales noen reservasjonspris i dette markedet. Modellen fordrer at noen på kontinentet er villig til å betale for reservasjon – det er dette som er utgangspunktet for at kapasitet på kabelen stilles til rådighet.

Begge løsningene kan realiseres med utgangspunkt i dagens regulerte overføringskapasitet.

8.2.1 Kunder og kundenes behov

Kunder i markedsløsningen, der kapasiteten allokeres via en utvidet day-ahead-algoritme, kan være både produsenter og forbrukere av kraft:

- Kundene i spotmarkedet er forbrukere på kontinentet (ved eksport) og forbrukere i Norge (ved import) som implisitt, gjennom sine bud på energi i spotmarkedet, etterspør overføringskapasitet (som i dag).
- Kundene i intradag markedet er balanseansvarlige produsenter og forbrukere på begge sider av forbindelsen som har behov for å handle seg i balanse mellom gate closure i spotmarkedet og driftstimen.
- Kundene i reservermarkedet er tilbydere av reserver, det vil si produsenter og større forbrukere, og systemoperatører.

Betalingsviljen for de enkelte produktene vil antagelig variere, og sammensetningen av behovene kan også forskyves over tid. Når det gjelder for eksempel avveining mellom allokering av kapasitet til intradag- og reservemarkedet, kan det ha betydning at TSO betaler en reservasjonspris som direkte kan sammenlignes med betalingen for å reservere kapasitet på

forbindelsen, mens kapasitet som allokeres til intradag markedet, forrentes gjennom "aktiverings"-prisen alene.

Kunder i den regulerte løsningen, der kabelkapasitet garanteres til reserverte reserver, er aktører som tilbyr reservekraft, det vil si produsenter og større forbrukere, og kjøperne av reservekraft, det vil si TSOene.

8.2.2 Infrastrukturkanalen

Disse løsningene krever ikke at det bygges ny infrastruktur, og kan implementeres med utgangspunkt i eksisterende utenlandsforbindelser.

Modellene fordrer at TSOene går med på å overlate den faktiske utnyttelsen av deler av overføringskapasiteten til markedsaktørene på nærmere bestemte vilkår. I tillegg må det sikres at det er kapasitet tilgjengelig i det interne nettet i Norge for de kraftverkene som selger reserver.

En fordel med begge disse løsningene er at de kan gi signaler om betalingsviljen for overføringskapasitet i intradag- og reservemarkedene på et tidlig stadium, og uten at man må ta beslutninger om å investere store summer i ny overføringskapasitet.

8.2.3 Politikk-kanalen

Innenfor gjeldende regelverk er det i utgangspunktet ikke åpnet for at det kan allokeres kapasitet på utenlandsforbindelsene til handel i andre produkter enn spotmarkedet, med mindre det kan vises at det er samfunnsøkonomisk lønnsomt. For at den skisserte forretningsmodellen skal kunne realiseres, må man med andre ord få politisk gjennomslag for at løsningen øker den samfunnsøkonomiske verdien av utenlandsforbindelsen.

Nåværende løsninger med kapasitetsreservasjon, for eksempel på SK4, er basert på en avtale mellom TSOene, og innebærer at en viss kapasitet er reservert til levering av automatisk reserve fra Norge til dansk TSO. Det kan være mer krevende å få politisk aksept for den skisserte modellen, der markedsaktørene kan reservere kapasitet, pga. frykt for at aktører gjennom strategisk atferd i "kapasitetsmarkedet" kan manipulere prisen i spotmarkedet. Det er derfor sannsynlig at det må godtgjøres at det er tilstrekkelig konkurranse i markedet til at det ikke kan utøves markedsrett, for å få politisk aksept for en slik modell.

Det kan være lettere å få politisk gjennomslag for den regulerte løsningen fordi det typisk er regulerte TSOer som etterspør reservekraft.

8.2.4 Markedskanalen

Markedsmodellen krever at markedsalgoritmen utvikles og at markedsløsningen utvides til også å omfatte direkte bud på kapasiteten på utenlandsforbindelsene. Den kan imidlertid realiseres innenfor dagens markedsdesign og

produktdefinisjoner. Modellen innebærer at verdien av overføringskapasiteten i ulike anvendelser priser i markedet, og gir i utgangspunktet incentiver til å utnytte overføringskapasiteten bedre.

Den regulerte løsningen krever i utgangspunktet ingen endringer i markedsdesignet. Kapasitet til reservekraft kan for eksempel stilles til rådighet for de periodene som er aktuelle i reservekraftmarkedet, for eksempel en uke eller en dag. Gitt at en (norsk) aktør får tilslag på grunnlag av sin reservasjonspris i reservemarkedet i utlandet, stilles tilsvarende overføringskapasitet til rådighet. Reservasjonen må avtales før handelen i spotmarkedet fordi den fordrer at overføringskapasitet holdes utenfor spotmarkedet. Hvilken pris produsenten faktisk må betale for å reservere overføringskapasitet, blir bestemt ex post, og avhenger av den realiserede marginale flaskehalsinntekten i spotmarkedet. (Det kan også tenkes andre måter å fordele risikoen på.)

Begge løsningene er fleksible i forhold til endringer i markedsdesign, og i forhold til hvor store andeler av overføringskapasiteten som allokeres til reservekraft og for hvor lang periode.

8.2.5 Allianser og partnerskap

Markedsløsningen fordrer at eierne av kablene og børsene må etablere løsningen i fellesskap. Begge parter har kommersiell interesse av å etablere løsningen. For TSOene vil en slik løsning kunne gi økte handelsinntekter og for børsene gir dette nye forretningsmuligheter og et inngrep mot andre tidsprodukter. Utviklerne av algoritmer (software leverandører til børsene) vil være viktige partnere for å utvikle løsningen.

Den regulerte løsningen krever et tett samarbeid mellom TSOene på hver siden av kabelen, eieren av kabelen, aktører som har kraftverk som kan kvalifisere for deltakelse og balanseansvarlige aktører i utlandet om kan være aktuelle kjøpere. Alle disse partene må komme til en enighet om hvordan handelsløsningen skal designes, implementeres og drives.

8.3 Forretningsmodell 2 – Langsiktig salg av reserver

Fornybar fleksibilitet i form av reserver kan, alternativt til forretningsmodell 1, også selges i langsiktige avtaler. Dette vil være bilaterale avtaler og de vil typisk være motivert av at parene ønsker en langsiktig forutsigbarhet knyttet til investeringer. Prinsipielt er det tre ulike måter dette kan skje på:

- **Statnett kan selge** reserver til utenlandsk TSO eller til utenlandske balanseansvarlige selskaper på flerårige kontrakter. Avtalen Statnett har inngått med Energinet.dk for salg av Load Frequency Control (LFC) på en fem års kontrakt på Skagerrak 4 (SK4) er et eksemplet på en slik kontrakt (ref. markedsløsning 1). Kontrakten gir Statnett en forutsigbarhet knyttet til

Norge som leverandør av fornybar fleksibilitet

sjøkabelens lønnsomhet og Energinet.dk forutsigbare kostnader for LFC. Norske aktører selger reserver til Statnett etter en auksjon mellom norske aktører. Norsk aktører vil da få dekket sin marginalkostnad, mens flaskehalsinntekten (prisforskjell mellom markedene multiplisert med volumer handlet) tilfaller kabeleier (som også har tatt investeringsrisiko).

- Alternativt kunne en løsning være at **aktøren kjøper kapasitet og selger** reserver i det utenlandske markedet (markedsmodell 8). For SK4 sin del så kunne kabeleierne solgt kapasiteten på en fem års kontrakt ved en auksjon blant de samme norske aktørene. Gitt konkurransen mellom de norske aktørene, ville de også i dette tilfelle realisert en inntekt tilsvarende forventet marginalkostnad, mens flaskehalsinntekten ble realisert i auksjonen og ville tilfalt kabeleierne (som også her har tatt investeringsrisiko). Norske aktører vil imidlertid ved denne løsningen være aktør i et utenlandsk marked og de kan utvikle en posisjon som det kan bygges en portefølje og en forretning rundt.
- Endelig kunne løsningen vært at **aktøren eier kapasitet og selger** reserver i det utenlandske markedet (markedsmodell 13). Aktøren kan eie en andel av en sjøkabel eller eie hele kableen, og ha en avtale med Statnett om å kunne benytte denne kapasiteten til salg av reserver (trenger kapasitet i norsk nett). Norske aktører vil da ta investeringsrisiko, de kan realisere en flaskehalsinntekt og de kan utvikle en portefølje og en aktivitet knyttet til handel med reserver i utlandet.

8.3.1 Kunder og kundenes behov

Kundene (og selgerne) vil ha et tydelig behov for forutsigbarhet for de fremtidige kontantstrømmene. Dette behovet vil kunne være knyttet til fremtidige kostnader (som for Energinet.dk på SK4) eller fremtidig verdiskaping for en gitt investering. Det kan være en utenlandske balanseansvarlig aktør med uforutsigbar produksjon eller en norsk aktør som har investert i fornybar fleksibilitet eller i en sjøkabel og annen infrastruktur.

8.3.2 Infrastrukturkanalen

Forretningsmodellen vil trolig være knyttet direkte til utviklingen av infrastruktur (nett og sjøkabel). En slik langsiktig avtale vil kunne være en forutsetning for at investeringer blir gjort. Slik sett vil mulighet til å benytte denne forretningsmodell- en kunne være viktig for å få realisert sjøkabler, nettutvikling og salg av fornybar fleksibilitet.

8.3.3 Politikk-kanalen

I likhet med forretningsmodell 1 vil det være utfordrende å reservere kapasitet for handel med reserver, siden dette betyr at kapasiteten til day-ahead markedet blir redusert. Det blir viktig å vise at handel med reserver øker den samfunnsøkonomiske verdien og for forretningsmodell 2 vil man i tillegg kunne vise til at handel med reserver i en del tilfeller kan være en forutsetning for at kapasiteten faktisk blir bygd ut – slik sett fortrenses ikke handel day-ahead fordi kabelinvesteringen ville ikke vært gjort dersom handel day-ahead hadde vært den eneste handelsmulighet for kabelen. Gitt at økt handel med reserver vil kunne være helt nødvendig for å realisere klimamål, så er det grunn til å tro at det vil kunne være økt politisk forståelse for at handel med reserver er nødvendig og riktig.

I utgangspunktet vil det kanskje være lettere å få politisk gjennomslag for en løsning hvor TSOene eier og regulerer handelen på forbindelsen. I utgangspunktet betraktes TSOene som mer nøytrale tilretteleggere for handel enn kommersielle aktører (prinsippet om unbundling – eiermessig skille mellom kraftproduksjon og infrastruktur). I forhold til handel med reserver er imidlertid TSOene for en rekke av produktene monopolkjøpere. TSOene har derfor ikke en nøytral posisjon slik tilfellet er for handel day-ahead og intradag. Det betyr at det bør kunne være større politisk aksept for at aktører også eier infrastruktur, eventuelt at løsninger utvikles og eies i samarbeid.

8.3.4 Markedskanalen

Utgangspunktet for denne modellen er at det inngås langsiktige bilaterale avtaler. Motivet for kjøper er å sikre tilgang til en knapp ressurs samtidig som man sikrer en forutsigbar kontantstrøm for å kunne gjennomføre investeringer. Avtalen kan imidlertid også konstrueres slik at den skal bidra til å skape likviditet i et kortsiktig marked for reserver ved at selger får betalt for å være market maker i et utenlandsk marked for reserver. I en slik avtale vil selger få betalt for å stille kapasitet til rådighet (definerte volumer og eventuelt pristak).

8.3.5 Allianser og partnerskap

Allianser og partnerskap står sentralt i denne forretningsmodellen. En rekke ulike løsninger kan tenkes, vurderes og utvikles. Noen muligheter inkluderer:

- En enkel løsning er at for eksempel to TSOer utvikler et kabelprosjekt sammen (Joint venture) og knytter en langsiktig avtale om salg av reserver til prosjektet (som for SK4). Eierskapet til en slik løsning kan utvides til å involvere alternative kjøpere (balanseansvarlige aktører) og selgerne (norske aktører). Alle mulige kombinasjoner av disse tre gruppene, TSOer, balanseansvarlige og norske aktører, med ulike fordelinger av eierandeler, investeringsrisiko og andeler av flaskehalsinntekter, kan være mer eller mindre aktuelle i gitte situasjoner.

- Market maker, som beskrevet tidligere, hvor selger av fleksibilitet får betalt for å stille ressurser tilgjengelig i et utenlandsk marked. Norsk selger vil kunne ha behov for å samarbeide med en lokal leverandør (ofte en OCGT) for å kunne garantere volumer også når en sjøkabel har falt ut. Sammen kan man da for eksempel garantere volumer til et marked for reserver med definerte volumer innenfor et pristak. Dette kan også gi mulighet for de to alternative leveringskildene til å sammen optimalisere leveransen av ulike produkter når kablen er "inne" og derved øke den samlede verdiskapingen og utvikle en større forretning. For en slik løsning kan den norske aktøren sammen med en utenlandsk aktør inngå en avtale med utenlandsk TSO (JV). Alternativt så kan den norske aktøren være underleverandør til den lokale leverandøren, som så i sin tur har en avtale med den utenlandske TSOen, eller den utenlandske aktøren kan være underleverandør til norsk aktør. Valg av løsning vil trolig avhenge av regulatoriske/politiske begrensninger og de ulike partners risikovilje.

Kan utvide scope til å involvere flere prosjekter hvor en samlet gruppe av for eksempel sjøkabler, pumpekraftverk og OCGTer leverer reguleringstjenester til flere TSOer evt også til balanseansvarlige aktører. En slik løsning vil kunne bli konkurranserettslige utfordrende. En slik samling av ulike elementer gir en portefølje med potensielle muligheter for optimalisering, økt verdiskaping og forretningsutvikling knyttet til fleksibilitet for norske aktører. Igjen så vil eierskapet kunne være ulike kombinasjoner av TSOer, balanseansvarlige og norske aktører. En fjerde gruppe potensielle eiere er finansielle investorer.

8.4 Forretningsmodell 3 – Salg i harmoniserte europeiske markedsløsninger

Denne forretningsmodellen bygger på at det utvikles harmoniserte markedsløsninger for større regioner eller for hele Europa. Modellen representerer kanskje et "end-game". Etter at de europeiske markedene har bestått av en rekke ulike lokale markedsløsninger og ulike bilaterale avtaler, så samles man om felles løsninger som skal sikre at systemet samlet sett utnyttes mest mulig effektivt – et suboptimalt og uoversiktlig konglomerat av avtaler og løsninger er ikke bærekraftig på sikt. I denne forretningsmodellen drives utviklingen mot økt markedsintegrasjon, i alle tidsprodukter, fra Brüssel. Day-ahead markedene prioriteres i første omgang, men løsninger for intradag og reserver utvikles så snart day-ahead markedet er på plass (2014 i henhold til EU kommisjonens planer). Frem til dette skjer vil det trolig være generelt liten vilje til å allokere kapasitet til handel i andre produkter, men forretningsmodellene 1 og 2 kan tjene som akseptable overgangsløsninger frem til en mer varig regional eller europeisk løsning etableres og de kan bidra til å rette oppmerksomheten mot verdien av å bruke kapasitet til andre produkter enn day-ahead.

8.4.1 Kunder og kundenes behov

Kundene vil, som for de andre modellene, være de som har et ønske og et behov for å handle kortsiktig fleksibilitet; balanseansvarlige og TSOer. De produsentene som leverer denne fleksibiliteten i dag vil også kunne ha et ønske om at andre ressurser kommer til markedet, men de kan også betrakte dette som uønsket konkurranse.

Når europeiske markedsløsninger skal etableres, vil ulike myndigheter, organisasjoner og interessenter bidra til at det etableres krav til løsningene slik at man ivaretar kundenes og markedets behov for bl.a. effektivitet og transparens. Det er viktig at interessene til de som kan levere fornybar fleksibilitet ivaretas i denne prosessen slik at grensene for handel åpnes og slik at fleksibilitet prises på en effektiv måte. Siden Norge sin situasjon skiller seg fra den man har i alle EUs medlemsland er det viktig å delta i EUs prosesser på området og øve innflytelse.

8.4.2 Infrastrukturkanalen

Forretningsmodellen knyttes ikke direkte til investeringer, men gir trolig mest forutsigbarhet for de som skal investere i infrastruktur siden løsningen baserer seg på utarbeidede og fremforhandlede løsninger på flernasjonalt nivå, som det er grunn til å tro vil være stabile over tid. Det er derfor også grunn til å anta at alle kabelforbindelser da vil bli underlagt samme reguleringsregime.

8.4.3 Politikkanalen

Løsningen bygger på at politisk konsensus er etablert og løsningen er trolig den mest attraktive sett fra et politisk ståsted siden handel vil skje gjennom åpne og transparente markeder. Løsningen vil være en viktig politisk seier som fremmer politiske mål om forsyningssikkerhet, reduksjon av klimautslipp og kostnads-effektivitet.

8.4.4 Markedskanalen

Markedskanalen er et sentralt element i denne forretningsmodellen. Det er ingen bilaterale løsninger eller kreative forretningsmessige disposisjoner hos enkeltaktører som skaper denne muligheten. Løsningens karakter av å være en stabil og varig løsning vil gi forutsigbare rammer for investeringer og handel. Norske aktører vil få tilgang til et større marked for sine produkter.

Man kan gjerne tenke seg at markedsdesignet i fremtiden blir mer fundamentalt endret som følge av økt behov for at aktørene kan handle tettere mot driftstimen og kanskje også handle kortere tidsintervaller. Utviklingen av IT-løsninger underbygger muligheten for andre og mer effektive løsninger fremover.

8.4.5 Allianser og partnerskap

Forretningsmodellen vil være et resultat av europeiske prosesser som involverer mange parter. For å påvirke løsningene slik at salg av fornybar fleksibilitet kan realiseres er det avgjørende å sikre tilgang til å påvirke prosessene som leder frem til løsningene. De sentrale partene som er involvert vil være TSOer, kraftbørser, regulatorer, nasjonale myndigheter og Europakommisjonen (EC). I tillegg vil sentrale interesseorganisasjoner for TSOer, kraftbørser, regulatorer, produsenter, forbrukere, tradere og miljøinteresser øve innflytelse og være viktige mål for informasjon og påvirkning.

8.5 Forretningsmodell 4 – Salg på dedikert infrastruktur fra generator til kunde

Forretningsmodellen innebærer at det bygges direkte forbindelser fra kraftverk (pumpekraftverk) i Norge til markeder på Kontinentet eller i Storbritannia. Forbindelsen trenger i prinsippet ikke å være tilknyttet det norske nettet når man betrakter dette som et forretningscase, men i praksis vil det trolig være både hensiktsmessig med en tilknytning mot norsk nett. Dette vil gi en mulighet for å levere inn på lokalt/nasjonalt nett noe som kan være et attraktivt alternativ både på kortere og lengre sikt. Dette gir en fleksibilitet for løsningen som trolig koster lite sett i forhold til verdien av den muligheten som en slik tilknytning gir.

Forretningsmodellen åpner for mange mulige kommersielle løsninger, både bilaterale avtaler og det å delta i ulike markedsløsninger for reserver, intradag, day-ahead eller som garantert kapasitet. Investeringsrisiko bæres av aktørene, som også realiserer flaskehalsinntekter.

8.5.1 Kundene og kundenes behov

I denne modellen kan løsninger skreddersys for å møte behovene hos en definert motpart i den andre enden av kabelen. Løsningen gir full fleksibilitet til å utnytte kraftverkets totale muligheter for å levere fleksibilitet i alle tidsvinduer, og produktet kan tilpasses endrede behov uten at man trenger å ta hensyn til de begrensningene som man normalt vil ha i nettet.

8.5.2 Infrastrukturkanalen

Investeringen i infrastruktur står sentralt i modellen. Leveransene av fornybar fleksibilitet vil være sårbart i forhold til tilgjengeligheten på forbindelsen, med mindre man over tid ser for seg at en slik forbindelse kan knyttes sammen med andre forbindelser som også er dedikerte for å levere kortsiktig fleksibilitet slik at de samlet kan øke sikkerheten for leveransene.

8.5.3 Politikkanalen

Forretningsmodellen betyr i praksis at et kraftverk kan flyttes virtuelt ut av landet og inngå som en del av systemet i det landet det leverer til. Løsningen bør av forsyningsikkerhetsmessige og politiske årsaker konstrueres slik at de også leverer mot det norske nettet etter driftskrav som stilles av systemansvarlige selskap. Med godt regulerte avtaler bør det kunne være mulig å få politisk aksept for en slik løsning. Det vil trolig kunne styrke løsningen politisk dersom den inngår i en samlet pakke av samarbeidsløsninger mellom for eksempel Norge og Tyskland hvor det synliggjøres tydelig positive effekter på klimautslipp.

Løsningen kan også tenkes etablert som en overgangsløsning inntil internt norsk nett er på plass.

8.5.4 Markedskanalen

Denne løsningen innebærer at man i tillegg til å benytte organiserte markedsplasser kan søke å oppnå en merverdi gjennom bilaterale avtaler. Siden denne modellen innebærer store investeringer, så vil en bilateral løsning knyttet til en langsiktig avtale trolig være en forutsetning for å realisere modellen, men i prinsippet kunne man også valgt å ta investeringsrisikoen og søke å skape et godt forretningscase ved "bare" å handle i markedene i mottakerlandet.

8.5.5 Allianser og partnerskap

En allianse/partnerskap vil trolig være et en forutsetning for at denne forretningsmodellen er aktuell. Modellen innebærer betydelig risiko (investeringer) og vil trolig kreve en langsiktig kontrakt med kjøper på kontinentet.

Det vil også være en rekke alternative allianser og kombinasjoner som kan utvikles og vurderes. Man kan for eksempel trekke inn en finansiell investor på eiersiden, eventuelt også en eller flere TSOer, og benytte en langsiktig kontrakt på deler av volumet som sikkerhet for investeringene og beholde noe kapasitet for å utnytte mer kortsiktige muligheter.

8.6 Forretningsmodeller og strategi

De ulike forretningsmodellene og markedsløsningene som er vurdert representerer eksempler og muligheter. Det er god grunn til å se nærmere på de forretningsmodellene som er beskrevet her, samt vurdere andre muligheter som for eksempel forretningsmodeller knyttet til å levere garantert kapasitet (markedsløsningene 4, 9, 12 og 14).

Det er viktig å merke seg at forretningsmodellene og markedsløsningene ikke nødvendigvis utelukker hverandre. Tvert imot vil det være slik at en rekke modeller

Norge som leverandør av fornybar fleksibilitet

og løsninger vil eksistere parallelt, slik situasjonen også er i dag. Gitt de utfordringene vi vil se i et kraftsystem i endring vil vi både se et arbeid for å harmonisere og utvikle europeiske løsninger samt et behov for mer pragmatiske bottom-up løsninger, som vil kunne ha begrenset varighet, men som vil være helt nødvendige for å realisere investeringer og for å løse konkrete lokale utfordringer.

8.6.1 Opsjonsbasert strategi.

Gitt usikkerheten knyttet til utviklingen av markedsløsninger og at uforutsette forretningsmessige muligheter kan dukke opp, blir det naturlig å ha en opportunistisk holdning og med andre ord følge en opsjonsbasert strategi. Det betyr at man søker å skape, utvikle og vedlikeholde muligheter. Dette kan være muligheter på en rekke ulike områder som ulike fysiske opsjoner og rettigheter, samarbeidsrelasjoner og allianser. Gitt at en hvis utvikling skjer vil man da være forberedt på å kunne utnytte de mulighetene som oppstår.

8.6.2 Risikohåndtering

Gitt usikkerhet knyttet til utviklingen av markedsløsninger, av kraftsystemet, i politiske agendaer m.m., så vil risikodempende tiltak stå sentralt når man realiserer forretningsmodeller for salg av fornybar fleksibilitet. Når det investeres i for eksempel sjøkabler og pumpekraftverk så vil man måtte inngå allianser og/eller inngå langsiktige avtaler for å allokere risiko til aktører med motsatte interesser.

9. Lønnsomhet

Prosjekthypotesen er at det er mulig å utveksle 10 000 MW fleksibilitet med kraftmarkedene på Kontinentet og i Storbritannia innen 2030. Vi har konkludert med at

1. Behovet er vesentlig større, slik at vi med 10 000 MW eventuelt bare får en andel av markedet (hvilket er bra – i motsatt fall ville størrelse vært en utfordring).
2. Det vil være utfordrende, men neppe umulig, å etablere den nødvendige transportkapasiteten. En nærliggende løsning er å trekke mellomriksforbindelser helt inn til aktuelle kraftverk. Alternativt vil det kreve større oppgradering av det innenlandske nettet enn den pågående spenningsoppgraderingen – noe som vil ta lang tid og medføre usikkerhet om en eventuell fremdriftsplan.
3. Norge har potensial for å bygge ut tilstrekkelige effektressurser med akseptable miljøkostnader. Få og store anlegg synes hensiktsmessig ut fra både miljø- og nettperspektiv, basert på en foreløpig vurdering. Et alternativ med mange og hver for seg små kilder, vil innebære en strategi for nettilknytning som krever en til nå ikke vurdert utbygging av kraftnettet i Sør-Norge. Det er tvilsomt om det er noen miljøgevinst ved å prioritere mange og små anlegg fremfor få og store.
4. Forbrukssiden i det norske kraftmarkedet har også fleksibilitet som kan få økt verdi. Dette gjelder i særlig grad industrien, både det vi vanligvis omtaler som kraftintensiv industri og lettere industri. Utbygging av AMS kan også åpne for at husholdningers fleksibilitet får økt verdi. Forbrukssiden blir neppe en forutsetning for at prosjekthypotesen kan realiseres, men den behøver heller ikke være noe hinder.
5. Det finnes flere aktuelle forretningsmodeller for omsetning av relevant fleksibilitet. De viktigste markedene, med tanke på både volum og verdiskapning, for norske ressurser levert via sjøkabel forventes å være day-ahead-markedet og intradag- markeder, samt markeder for sekundær- og tertiær-reserver.

Det avgjørende spørsmålet er da om det er økonomi i dette, eller om kostnadene med å etablere nødvendig kraftverks- og transportkapasitet overstiger betalingsviljen. Vår analytiske tilnærming til dette tar utgangspunkt i et representativt eksempel på utbygging av kraftverk og mellomriksforbindelse, og ser hvilke inntekter (og kostnader) som kan knyttes til et slik prosjekt. Dette regnestykket danner grunnlag for å vurdere lønnsomhetspotensialet for hele prosjekthypotesen.

9.1 Priser for reserver

Innledningsvis må vi drøfte hvordan priser og kostnader for ulike fleksibilitetsprodukter fremkommer og hvorfor det er forskjeller mellom både land og produkter. Prinsippene er strengt tatt ikke veldig kompliserte:

- Priser reflekterer kostnader og markedsforhold. Tradisjonelt har konkurransen i intradag- og reserve-markeder vært vesentlig svakere enn i day-ahead-markeder. Svak konkurranse betyr at prisene kan være vesentlig høyere enn kostnadene. De siste årene har eksempelvis tyske myndigheter hatt suksess med å stille krav om omorganisering av systemoperatørens innkjøp av reserver. Endringene har skjerpet konkurransen også i disse delmarkedene, med det resultat at tyske priser for reserver nå forteller mer om kostnader enn de gjorde tidligere. Vi vil på denne bakgrunn benytte tyske priser som uttrykk for dagens kostnader ved ulike fleksibilitetsprodukter.
- Om vi ser bort fra virkningene av svak konkurranse, forteller ulike priser i ulike land også noe om forskjeller i produksjonsteknologi og om priser på primærenergi. Land med noenlunde lik produksjonsmiks kan forventes å ha noenlunde like priser (gitt at konkurranseforhold og markedsorganisering også er sammenlignbar). Prisforskjeller mellom produkter (primær-, sekundær- og tertiær-regulering) vitner om kostnadsforskjeller. Fordelingen mellom kjernekraft, gasskraft og kullkraft har en viss betydning.
- Betalingen i markedene for reserve består generelt av betaling for reservasjon (beredskap) og betaling for aktivering. Det skilles mellom opp- og nedregulering, både for beredskap og for aktivering. Beredskapsprisen er et visst beløp pr MW pr periode. Periodelengden varierer, men er ofte en måned. Trenden er kortere periodelengder, noe som åpner for flere deltagere i beredskapsauksjonene. Uansett kan betalingen regnes om til et beløp pr MW pr time. I tillegg betaler systemoperatørene for bruk av reservasjonene. For noen produkter avtales aktiveringsprisen idet avtalen om beredskap inngås, for andre produkter leverer aktørene nye bud for aktiveringspris hver dag (slik tilfellet er for RKOM og RK-bud i Norge).
- En vesentlig kostnad ved reserver, er beredskapen. Dersom et kraftverk skal stå i beredskap for opp- eller nedregulering, vil det normalt påløpe ekstra kostnader eller man vil gå glipp av andre inntekter, for eksempel fra salg i day-ahead-markedet.
- Nedregulering betyr at en aktør kjøper energi fra systemoperatøren. Hvis kjøperen ikke er forbruker, kan den kjøpte energien potensielt erstatte forbruk av brensel eller magasin vann. Hurtig nedregulering er generelt vanskelig, særlig i termiske kraftverk. Nedreguleringspriser er derfor generelt svært lave på Kontinentet. I enkelte situasjoner kan

systemoperatøren også måtte betale noen for å redusere sin produksjon (negative priser for nedregulering).

- Med veksten i sol- og vindkraft, blir det billigere å stenge av disse hvis det er mulig i den aktuelle nedreguleringssituasjonen. Negative nedreguleringspriser kommer derfor til å høre til unntakene i fremtiden.
- Energileveransene i reservemarkedene er gjennomgående lave. Etter hvert som gate closure flyttes nærmere driftstimen, kan volumene falle ytterligere og i stedet bli kontrahert i intradag-markeder. Størrelsen på reservasjoner av sekundær- og tertiær-reservene er ofte noenlunde like.

Vi har to analyser av priser på reservetjenester i Tyskland. Thema Consulting har basert på data for første halvår 2010 utarbeidet anslag for forventet betaling for beredskap og aktivering av reserver, se Tabell 9-1. De fant at normal reservasjon av sekundær- og tertiærreserver er noenlunde like, men at normal energileveranse er om lag dobbelt så høyt for sekundærreserver sammenlignet med tertiærreserver. Enhetsprisene for beredskap er høyest for sekundærreserver, mens det for aktivering betales vesentlig mer for tertiær-reserver.

Reservasjon av 1 MW sekundærreserve for både opp- og nedregulering kan basert på dette gi ca 200 000 Euro i årlig beredskapsbetaling ($[10+13]*8760 = 201\ 480$). Tilsvarende reservasjon av tertiærreserve kan gi en årlig betaling på ca 40 000 Euro årlig ($[1,5+3,5]*8760 = 43\ 800$). Inntekt fra aktivering avhenger naturligvis av omfanget og behandles i kapittel 9.2.

Tabell 9-1 Tyske reservepriser (Kilde: Regelleistung.net, Thema Consulting)

	Oppregulering	Nedregulering
Sekundærreserver		
Normalt volum	2 600 MW	2 000 MW
Prisnivå (EUR/MW/time)	10	13
Normal bruk	530 MWh/h	440 MWh/h
Prisnivå (EUR/MWh)	160	20
Tertiærreserver		
Normalt volum (MW)	2 350	2 550
Prisnivå (EUR/MW/time)	1,5	3,5
Normal bruk	200 MWh/h	250 MWh/h
Prisnivå (EUR/MWh)	415	65

Tyske systemoperatører påpeker på nettsiden www.regelleistung.net at prisene vinteren 2009/2010 var unormalt høye. Vi har derfor gått gjennom prisene for annet halvår 2010 og første halvår 2011. Det viser seg at prisene for juni 2011 også var usedvanlig høye (det skyldes antagelig relativt hurtige beslutninger om ikke å benytte de eldste tyske kjernekraftverkene). Vi har derfor utarbeidet et

anslag basert på observasjoner fra juni 2010 til mai 2011, se Tabell 9-2. Nyere observasjoner bekrefter i grove trekk tallene fra første halvår 2010.

Tabell 9-2 Oppdaterte tyske reservepriser (Kilde: Regelleistung.net, ECgroup)¹

	Oppregulering	Nedregulering
Sekundærreserver		
Prisnivå (EUR/MW/time)	8 (10)	14 (13)
Prisnivå (EUR/MWh)	155 (160)	26 (20)
Tertiærreserver		
Prisnivå (EUR/MW/time)	0,5 (1,5)	2,5 (3,5)
Prisnivå (EUR/MWh)	464 (415)	59 (65)

¹ Tall i parentes er Themas anslag, jf. Tabell 9-1.

Et helt sentralt spørsmål er om dagens priser på reserver kan være representative for fremtidens priser. Stigende etterspørsel etter reserver kan på kort sikt tilsi stigende priser, men i et langsiktig tidsperspektiv er det rimelig å anta at vekst i etterspørsel ikke vil virke prisdrivende. I den grad priser på fossile brensler og utslipp av klimagasser bestemmer prisene for reserver, er det liten grunn til å vente betydelige fall i disse – men som alt mulig annet er dette usikkert og et separat tema. Behovet for økt fleksibilitet tilsier betydelig satsing på FoU for å redusere kostnadene og øke tilbudet. Det tilsier isolert sett en fallende tendens på disse prisene.

Vi har dermed faktorer som trekker i retning av prisøkning og andre som kan bety prisfall for reserver sammenlignet med dagens nivå. I mangel av grundigere analyser synes det etter en helhetsvurdering hensiktsmessig å benytte dagens prisnivå som anslag for verdiene. Dette anbefales derfor lagt til grunn for å ta stilling til realismen i hypotesen om salg av fleksibilitet til Kontinentet i et omfang av 10 000 MW.

Et annet sentralt spørsmål er hvordan volumene kan tenkes å utvikle seg. Volumene vist i Tabell 9-1 gjelder Tyskland. Basert på en rekke kilder anslår vi at Tysklands etterspørsel etter reserver kan komme til å doble seg i løpet av 15-20 år.

9.2 Verdi av et representativt prosjekt

Eksemplet tar utgangspunkt i et kraftverk på 1 000 MW og en 1 000 MW sjøkabel. Inntektene som kan knyttes til en slik "pakke", består av potensiell handelsinntekt og reservasjonsinntekter knyttet til day-ahead, intradag og realtidsmarkeder. Det kan i tillegg tenkes at kraftverket kan selge tjenester lokalt i Norge, men det ser vi bort fra i det følgende. Man kunne også laget et regneeksempel som forutsatte at selve kabelinvesteringen ble begrunnet (og dermed "fylt opp") med day-ahead kraftutveksling, og at bruk av ledig kapasitet til intradag og reserver ville gi ekstra inntekter. *Dersom* prisforskjellene i day-ahead-markedene er tilstrekkelige til å

”finansiere” selve mellomriksforbindelsen, vil en slik tilnærming kunne gi et høyere lønnsomhetspotensial. Den valgte tilnærmingen er derfor i noen grad forsiktig.

Kostnadene ved det representative prosjektet anslås til 200 millioner Euro årlig, og fremkommer slik:

1. Fra kapittel 6.1.3 har vi 1,8 og 2,5 millioner kroner per MW for henholdsvis effektkraftverk og pumpekraftverk som nøkkeltall. Med en valutakurs på 8 NOK/EUR, skulle det derfor være mulig å bygge et ”representativt” kraftverk på 1 000 MW til 300 millioner Euro ($2,4 \text{ MNOK/MW} * 8 \text{ EUR/NOK} * 1\,000 \text{ MW}$).
2. Nettkostnader ble diskutert i kapittel 5.1.4. Basert på tall derfra kan en anslå at en 700 km forbindelse på 1000 MW kan bety en investering i størrelsesorden 1 700 millioner Euro. Vi oppfatter dette som et høyt anslag.
3. Samlet investering kan da utgjøre anslagsvis 2 milliarder Euro for 1000 MW. Med 25 års levetid og 9 % kalkylerente tilsvarer det en årlig kostnad på ca 200 millioner Euro. Den virkelige levetiden er åpenbart lenger, men med den høye rentesatsen betyr det ikke veldig mye for kalkylen (40 års levetid gir en annuitet på ca 185 med samme rente).

Inntektene for prosjektet anslås med utgangspunkt i salg av reserver og en drøfting av om det er påregnelig at øvrig bruk (intradag og day-ahead) sikrer kostnadsdekning:

4. Vi tenker oss at en del av kapasiteten forbeholdes leveranse av tertiærreserve. Det gir lav beredskapsbetaling, men krever heller ingen betydelig kostnader til beredskap i det norske kraftverket. Vi ser ganske enkelt bort fra beredskapsbetalingen og ser heller på hvilke energivolumer som kan omsettes. Bakgrunnen er at prisen for energi til oppregulering er *meget* høy sammenlignet med vanlige spotpriser. På den bakgrunn antas det også at norske ressurser kan få en meget høy markedsandel for *aktivering* av tertiærreserve.
 - a. Ettersom vi tenker oss et pumpekraftverk, behøver vi et anslag på pumpekostnader, nettap og lignende. For å holde eksemplet enkelt, benyttes det dobbelte av prisen for nedregulering som anslag på kostnaden for å levere en enhet oppregulering. Med utgangspunkt i Tabell 9-2 gir det et anslag på dekningsbidrag lik 346 EUR/MWh oppregulering.
 - b. Spørsmålet er dernest hvor mye oppreguleringsenergi som kan selges. Vi har lagt til grunn et volum tilsvarende 300 GWh årlig. Det tilsvarer 150 MW i til sammen 2 000 timer. Ettersom en regulering sjelden varer en hel time, kan dette eksempelvis bestå av 8 000 oppreguleringer á 15 minutter.

- c. Samlet dekningsbidrag fra handel med tertiær-energi blir etter dette 104 millioner Euro ($346 \text{ EUR/MWh} * 300 \text{ GWh}$).
5. Vi tenker oss videre at en del av kapasiteten reserveres for levering av sekundærreserve. Energibetalingen er ikke spesielt høy, men det er derimot betaling for beredskap. På den annen side er det kostbart å tilby sekundærreserve – det krever i realiteten at kraftverk er i drift.
- a. Beredskapsbetalingen kan etter Tabell 9-2 anslås til 193 000 EUR/MW. En reservasjon på 50 MW vil dermed gi 9,65 millioner Euro årlig.
 - i. Kostnaden ved å stille beredskap er knyttet til å ha kraftverk i drift. Dersom kraftverket uansett er i drift, er kostnaden begrenset (avvik fra bestpunkt kan da være en kostnad). Dersom vannverdien er slik at kraftverket ideelt sett skulle stått stille, er kostnaden knyttet til forskjellen mellom den aktuelle spotprisen og vannverdien.
 - ii. Vi har sett bort fra slike kostnader, utover det som fanges opp av den grove tilnærmingen til energikostnaden for oppregulering.
 - b. På samme måte som for tertiærreserve benyttes det dobbelte av nedreguleringsprisen som estimat for energikostnaden. Det gir et dekningsbidrag på 103 EUR/MWh for oppregulering.
 - c. Varigheten på sekundærregulering er kortere enn tertiærregulering. Vi legger til grunn et volum tilsvarende 10 GWh, noe som tilsvarer 50 MW i 200 fulle timer. Oppregulering forventes derfor å gi ca 1 million Euro årlig ($103 \text{ EUR/MWh} * 10 \text{ GWh}$).
6. Handel med reserver anslås dermed å gi ca 115 millioner Euro årlig i dekningsbidrag. Da gjenstår det 85 millioner før prosjektet er "finansiert". I den grad handelen med reserver beslaglegger kabelkapasitet, er det 800 MW tilbake som kan benyttes i day-ahead og intradag markedene. Man må dermed tjene inn ca 110 000 EUR/MW årlig for å regne hjem hele prosjektet. Det er tilfeldigvis det beløpet som NorNed tjente inn i perioden fra den åpnet og ut 2010:
- a. Samlet inntekt for NorNed fra starten i mai 2008 til utgangen av 2010 er dividert på antall dager og 700 MW, og multiplisert med 365, noe som gir i overkant av 110 000 EUR/MW. Inntekten var unormalt høy i 2008, mens det var et utfall på nesten 3 måneder i 2010.

Regnestykket er oppsummert i Tabell 9-3.

Tabell 9-3 Lønnsomhetskalkyle, representativt prosjekt

Investeringskostnader	1 000 MW	Grensenytte (EUR/MW)
Bygging av 1000 MW kraftverk	-300 MEUR	
Komplett kabelanlegg, 1000 MW	-1 700 MEUR	
Total investering	-2 000 MEUR	
<i>Annuitet (tilsvarer 25 år, 9 %)</i>	<i>-200 MEUR</i>	
Salg av tertiærreserve		
Beredskapsbetaling	0 MEUR	
Salg pr gang vi selger oppregulering	150 MW	
Antall timer vi får fullt tilslag i markedet	2 000 h	
Dekningsbrag (oppreguleringspris - 2*"lav energipris")	346 EUR/MWh	
Totalt dekningsbidrag	104 MEUR	0,692
Salg av sekundærreserve		
Beredskapspris	0,193 MEUR/MW	
Reservert kapasitet	50 MW	
Beredskapsbetaling	10 MEUR	
Salg pr gang vi selger oppregulering	50 MW	
Antall timer vi får fullt tilslag i markedet	200 h	
Dekningsbrag (oppreguleringspris - 2*"lav energipris")	103 EUR/MWh	
Totalt dekningsbidrag	1 MEUR	0,2136
Må finansieres av intradag og day-ahead	-86 MEUR	
Kapasitet for day ahead handel	800 MW	
Årlig day-ahead inntekt pr MW kapasitet, basert på NorNeds historie og tilgjengelighet	0,110 MEUR/MW	
Totalt dekningsbidrag	88 MEUR	0,11
Resultat	2 MEUR	

Basert på tidligere erfaring kunne en kanskje vente seg bedre lønnsomhet ved handel med sekundærreserver sammenlignet med tertiærreserver. Det kan indikere at energivolumet som er lagt til grunn for oppregulering på tertiærreserve er anslått vel høyt. I så fall rammes lønnsomheten ved det representative prosjektet hardt. Halvering av volumet betyr også en halvering av dekningsbidrag på 104 millioner Euro.

Dersom en del av handelen med tertiærreserve kan utnytte overkapasitet eller kapasitet som uansett er ledig, øker volumet som eventuelt kan stilles til disposisjon for day-ahead og intradag. Dette kan i noen grad kompensere for eventuell overvurdering av dekningsbidraget for tertiærreserver.

I regnestykket har vi sett bort fra kostnadene ved å stille sekundærreserve, noe som i utgangspunktet betyr at verdien av slik handel kan være overvurdert. På den annen side har vi lagt til grunn et beskjedent volum, som antyder at dekningsbidraget også kan være undervurdert. Alt i alt er vi sikrere på dette anslaget enn anslaget for tertiærreserve.

Det er ikke sikkert at det er teknisk hensiktsmessig med utveksling av både sekundær- og tertiærreserve på samme forbindelse. Det må man eventuelt ta hensyn til i konkrete prosjekter, men dersom en etablerer flere forbindelser kan en *gjennomsnittlig* forbindelse likevel fremstå som i eksemplet her.

Legg også merke til at regnestykket ikke inkluderer all mulig annen bruk av kraftverket enn det som går til leveranser av reserver. Det antyder en oppside det ikke er tatt hensyn til.

9.3 Samlet vurdering

Eksemplet i kapittel 9.2 viser at et representativt prosjekt *kan* være lønnsomt, men at lønnsomheten er sårbar. I en grundigere analyse kunne en dels forsøkt å se nærmere på de mest usikre komponentene i regnestykket og dels vurdert et prosjekt med et mindre pumpekraftverk.

Et annet spørsmål er om hypotesen på 10 000 MW kan holde. Regneeksemplet er basert på 1 000 MW til et land med priser og volumer som Tyskland 2010, hvorav 200 MW er solgt som reserver. Det bør være et potensial på dobling til et marked av denne størrelsen. Det skyldes at behovet for reserver ventes å øke fremover. Et tilsvarende volum til Storbritannia synes heller ikke urealistisk i vårt tidsperspektiv. Man kan også se for seg et lignende volum (400 MW) til Nederland, Belgia og Frankrike.

Om en slik sett samlet ser for seg 1 000 MW omsatt som reserver, innebærer hypotesen at 9 000 MW må utveksles i day-ahead og intradag-markedene. I disse markedene er dette ikke noe stort volum, jf. anslag som antyder et samlet behov for fleksibilitet i denne regionen på 80 – 90 GW innen 2030.

Konklusjonen er derfor at fra en økonomisk synsvinkel *kan* prosjekthypotesen være realiserbar. Usikkerheten er imidlertid betydelig, og man er ikke garantert suksess. Hvert enkelt prosjekt må derfor analyseres nøye og en må bruke tid på utvikling av forretningsmodeller som fordeler risiko på en hensiktsmessig måte.

10. Videre arbeid

Arbeidet med denne rapporten har avdekket at de største barrierene for prosjekthypotesen er knyttet til tre viktige forhold:

1. Nettsituasjonen i Sør-Norge: Tilknytning av nye mellomriksforbindelser er ikke uproblematisk, og krever en nøye planlegging. Løsninger finnes, men de må utarbeides av norske produsenter og Statnett i fellesskap. Etablering av pumpekraftverk *kan* være en helt sentral premisse for å lykkes med ambisjonene.
2. Politisk aksept og rollefordeling i Norge: Mellomriksforbindelser blir ofte oppfattet som et instrument for eksport av norsk kraft, som eventuelt må medføre høyere priser i Norge enn vi ellers ville hatt. Oppfatningen gir grobunn for skepsis til nye mellomriksforbindelser og til produsenters rolle i slike prosjekter.
3. Økonomi: Både kabelprosjekter og pumpekraftverk er betydelige investeringer med stor risiko. Om man ikke utvikler og får gjennomslag for forretningsmodeller som fordeler risiko på en hensiktsmessig måte, kan det bli umulig å få truffet de nødvendige investeringsbeslutninger.

På denne bakgrunn er det noen områder som peker seg ut for videre arbeid. Noe av dette berører hele sektoren, det vil si både produsenter, systemoperatør, forbrukere og myndigheter, mens andre oppgaver egner seg mer for hver enkelt aktør.

1. Hvilke problemer reiser nye mellomriksforbindelser for systemdriften egentlig? Dette er et stort og viktig tema hvor det etter alt å dømme er behov for bedre kunnskapsgrunnlag og større spredning av den kunnskap som eksisterer. Statnett møter ofte stor skepsis når de forklarer hvorfor kapasiteten for nye forbindelser er begrenset. Det tyder på at det Statnett ser kostnader ved kraftutveksling som aktørene ikke umiddelbart kjenner til eller kjenner seg igjen i. Om man i fellesskap skal legge til rette for flere forbindelser, er det avgjørende at alle deltagere har tilnærmet lik innsikt i de konkrete problemstillingene.
De siste års analyser fra Statnett tyder også på at kunnskapen om mellomriksforbindelser og egen systemdrift er under utvikling. Det kan tilsi et behov for løpende analyser og vurderinger av hvilke utfordringer kablene skaper.
2. Hvordan kan utfordringene på nettsiden løses eller reduseres? Hensikten med å studere problemene, må naturligvis være å finne løsninger eller metoder for å redusere eller fjerne dem. Mye tyder på at økt bruk av pumpekraftverk kan være en del av løsningen. Da må det arbeides konkret

med *hvordan* pumpekraftverket eventuelt skal løse problemene og hva som skal til for at investering i og drift av pumpekraftverk eventuelt blir lønnsomt. Skal pumpekraftverket selge spesielle tjenester til systemoperatøren, eller er de eksisterende mekanismer og produkter tilstrekkelige?

3. Andre løsninger enn rene TSO-forbindelser. Risikoen i det representative prosjektet i kapittel 9 er slik at det ikke er naturlig for en systemoperatør å påta seg (all) slik risiko. Det kan være nødvendig med løsninger hvor kjøper eller selger av fleksibilitet også får anledning til å investere i, og høste flaskehalsinntekter fra, mellomriksforbindelser. Det kan kreve nye erkjennelser også på politisk nivå. Arbeidet med å åpne for dette, er en typisk bransjeoppgave hvor Energi Norge trolig må ta et særskilt ansvar.
4. Et "smalere" tema er ytterligere analyser av lønnsomhet. Det er mulig å arbeide videre med mer raffinerte regneøvelser enn eksemplet i kapittel 9. Spørsmålet er imidlertid om det ikke er mer hensiktsmessig om hver enkelt potensielle investor på egenhånd ser på sine prosjektmuligheter og analyserer hvordan disse eventuelt kan realiseres. En hovedutfordring er uansett hvordan en kan trekke utlandets betalingsvilje inn i prosjektene, og gjerne på en slik måte at det reduserer risikoen for både kjøper og selger av fleksibilitet. En annen utfordring er dimensjonering av (pumpe-)kraftverk og kabel, og å få en kostnadsside ved prosjektene som matcher inntektene. Et tredje tema er nettopp hvilke inntekter en kan forvente i de ulike delmarkedene og eventuelt i hvilken grad og på hvilken måte usikkerhet og risiko kan internaliseres i prosjektet.

Samtidig som det ligger en rekke spørsmål som venter på svar, er det også noen spørsmål en med fordel kan la ligge. Det viktigste er selve prosjekthypotesen for dette prosjektet; at det er mulig å etablere minst 10 000 MW lønnsom effektkapasitet i Norge for å bidra til å balansere mer enn 100 000 MW ny og lite regulerbar kraftproduksjon i Europa innen 2030 og redusere klimautslipp fra tilsvarende termisk kraftproduksjon og gi en forbedret klimaløsning. Vi mener dette spørsmålet er besvart – det ER mulig. Videre arbeid må konsentrere seg om *hvordan* en kan realisere dette.

11. Bibliografi

- Axelsson, U., Murray, R., & Neimane, V. (2005). *4000 MW wind power in Sweden. Impact on regulation and reserve requirements*. Stockholm: Elforsk.
- Bach, P.-F. (2011). *Wind Power and Spot Prices in Denmark and Germany: Statistical Survey 2010*. Fredericia.
- Bakken, E., & Bjørndalen, J. (2011). *Europas behov for fleksibilitet i kraftmarkedet*. ECgroup.
- Balling, L. (2010, January). Fast cycling and rapid start-up: new generation of plants achieves impressiv results. *Modern Power Systems* , ss. 35-41.
- Coughlin, K., & Eto, J. H. (2010, 12). *Analyses of Wind Power and Load Data at Multiple Time Scales*. USA: Berkley National Laboratory.
- Energinet.dk. (2011). Danmark satser på Smart Grid. *Nyhedsmagasinet "om energi"* . Fredericia.
- Energinet.dk. (2009). *Effektiv anvendelse af vindkraftbaseret el i Danmark*. Energinet.dk.
- ENTSO-E. (2011). *Scenario Outlook and System Adequacy Forecast 2011-2025*.
- Eurelectric. (2011). *RES Integration and Market Design: Are Capacity Remuneration Mechanisms needed to ensure generation adequacy?* Eurelectric.
- Frontier Economics & Consentec. (2011). *The European renewables challenge*. London.
- Frontier Economics. (2009). *Blowing in the wind - measuring and managing the costs of renewable generation in Europe*. London.
- Frontier Economics. (2011). *The European renewables challenge*. London.
- German Advisory Council on the Environment. (2011). *Pathways towards a 100 % renewable electricity system*.
- Green, R., & Vasilakos, N. (2010). Market behaviour with large amounts of intermittent generation. *Energy Policy* (Volume 38, Issue 7), ss. 3211-3220.
- IEA. (2011). *Harnessing Variable Renewables - A Guide to the Balancing Challenge* . Paris: IEA.
- Lejeune, O. (2009, 10 8). The Large Combustion Plnat Directive - much ado about nothing. *EU ETS service* . New Energy Finance Ltd.

Magnusson, M., Krieg, R., Nord, M., & Bergström, H. (2004). *Effektvariationer av vindkraft. En studie av vindenergiproduktionens tidsvariation*. Stockholm: Elforsk.

Milligan, M., Donohoo, P., Lew, D., Ela, E., Kirby, B. K., Holttinen, H., et al. (2010). *Operating reserves and wind power integration: An international Comparison*. Québec: NREL/CP-5500-49019.

Newbery, D. (2004). *Valuing interconnection between fossil and hydro-electric systems*. Memo, Cambridge.

Nilssen, G. (2011, 5 12). Hva må gjøres i Norden/Norge før flere utenlandskabler kan idriftssettes? Statnett.

NVE, Enova, Forskningsrådet og Innovasjon Norge. (2007). *Fornybar energi 2007*.

Sjøkabelutredningen, Utvalg 1. (2011). *Teknologi, økonomi og andre forhold knyttet til en sjøkabelløsning*. Oslo: OED.

Skatteministeriet (Danmark). (2010). *Redegørelse om muligheter for og virkninger af ændrede afgifter på elektricitet med særlig henblik på bedre integration af vedvarende energi (dynamiske afgifter)*.

Solvang, E., Harby, A., & Killingtveit, Å. (2011). *Økt balansekraftkapasitet i norske vannkraftverk - Innledende studie av konkrete case i Sør-Norge*. Trondheim: SINTEF Energi AS.

Statnett. (2011). *Utvikling og realisering av utenlandsforbindelser - Statnett's erfaringer*. Oslo.

Werner, S. (2007, March 21-22). *District Heating Possibilities within the European Energy Balance*. IEA Future Buildings Forum, Helsinki .

12. Vedlegg 1: Litteraturoversikt

Benefits and practical steps towards the integration of intraday electricity markets and balancing mechanisms, Frontier Economics, Desember 2005

Europakommisjonen ønsker å finne løsninger for å forbedre effektiviteten av overføringskapasiteten mellom land. Denne rapporten betrakter forbedringspotensialene, og peker på bedre integrerte markeder og økt overføringskapasitet. Kan finjustering ved bruk av handle nærmere driftstimen være et virkemiddel?

Pathways towards a 100 % renewable electricity system, German Advisory Council on the Environment, Januar 2011

Tyskland har ambisiøse klimamål, og for å kunne redusere karbonutslippene med 80 til 95 %, må elektrisitetsproduksjonen være så godt som utslippsfri. Denne rapporten beskriver hva som skal til for at disse målene kan nås.

Blowing in the wind – measuring and managing the costs of renewable generation in Europe, Frontier Economics, Oktober 2009

Drevet av myndighetenes ambisiøse klimamål vil andelen av fornybar elektrisitetsproduksjon øke fram til 2020. Mye av dette vil være vindkraft, og vindkraft er som kjent volatil og den kan være vanskelig å forutse nøyaktig. Denne rapporten analyserer implikasjonene av at det blir en økning i volatil vindkraft i systemet, og hvordan dette kan bli organisert på den mest effektive måten.

Challenges for Nordic Power, Pöyry & Thema, November 2010

Den nordiske regionen kan stå ovenfor en stor økning i investeringene i ny fornybar kraftproduksjon. Denne rapporten forklarer sammenhengen mellom politiske avgjørelser og markedsdynamikk i fire ulike scenarioer.

Interconnection with GB, Frontier Economics, Juni 2010

Denne rapporten oppsummerer de viktigste kjennetegnene ved det britiske markedet som kan være av relevans for et mulig kabelprosjekt.

The economic welfare impacts of reserving interconnector capacity for trade in balancing products, Frontier Economics, September 2009

Etter liberaliseringen av elektrisitetsmarkedet har det vært mye diskusjon i Europa om hvordan overføringskapasiteten best kan utnyttes. Denne rapporten undersøker om en andel av overføringskapasiteten bør reserveres til balansetjenester.

The missing link – improving incentives for transmission investment in Europe, Frontier Economics, Februar 2008

Europakommisjonen peker på tre utfordringer for europeisk energipolitikk på mellomlang sikt, det er klimautfordringene, forbedret konkurranse og forsyningssikkerhet. Denne rapporten undersøker om økt overføringskapasitet mellom land kan bidra til at disse utfordringene nås.

Nordeuropeisk balansemarked, ECgroup, Mars 2008

Rapporten belyser de økonomiske og samfunnsfaglige temaene knyttet til hva som er relevante og vesentlige problemstillinger ved utvikling av et mer integrert nordeuropeisk marked for regulær- og balansetjenester enn det vi kjenner i dag.

What happens when it is windy in Denmark?, Johannes Mauritzen, NHH, Desember 2010

En empirisk test på hva som skjer med prisvolatiliteten på nord-pool som en følge av vindkraftproduksjonen i Danmark.

Dena Grid Study 2, German Energy Agency, 2010

Studien betrakter blant annet følgende temaer: modellering av sammensetningen av kraftproduksjon fram til 2020, hvordan transportere vindkraften, nettets utbyggingsbehov, hvordan øke fleksibiliteten, forsyningssikkerhet.

Survey of energy storage options in Europe, London Research International, Mars 2010

Økt andel av volatile vindkraft øker behovet for mer fleksible løsninger. Det er ikke sikkert at økt overføringskapasitet mellom land holder. Denne rapporten gir en oversikt over eksisterende teknologier og mulige teknologier for lagring av elektrisitet.

Scenario Outlook and System Adequacy Forecast 2011 – 2025, Entso-E, 2011

Rapporten gir en oversikt over kraftproduksjon i medlemslandene for ulike scenarier i perioden fram til 2025.

P1 – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance, UCTE OH, Mars 2009

Primærkontroll, sekundærkontroll, tertiærkontroll og tidskontroll. Gir en oversikt over tidshorisont og hvordan balansene utløses.

Analyses of Wind Power and Load Data at Multiple Time Scales, Katie Coughlin & Joseph H. Eto, Berkley National Laboratory, Desember 2010

Tidsserieanalyse av korrelasjonen mellom vindkraft og last. Analyserer avviket mellom forespeilet vindkraftproduksjon og faktisk produksjon.

Effektvariationer av vindkraft, Elforsk, Desember 2004

Del 1: Det vil trolig bygges ut mer vindkraft i Sverige. Dette påvirker elkraftsystemet. Hvordan vil effekten av 4000 MW vindkraft påvirke systemet når denne produksjonen varierer over døgnet?

4000 MW wind power in Sweden, Elforsk, September 2005

Del 2: Fokuserer på hvordan 4000 MW vindkraft vil opptre i det svenske elsystemet.

Austrian Pumped storage power stations supply peak demands, World Pumps, Mai 2008

Fra tidsskrift. Betrakter mulighetene til pumpekraftverk.

Operating Reserves and Wind Power Integration: An international Comparison, NREL, Oktober 2010

Vinden endres ikke raskt nok til å bli betraktet som tilfeldig, men variasjonen som vindkraftproduksjonen tilfører systemet fører til økt behov for reservekapasitet. Dette paperet sammenligner metoder og nøkkelresultater fra opereringspraksis og integreringsanalyser.

How do high levels of wind and solar impact the grid?, Debra Lew (National Renewable Energy Laboratory) & GE Energy, Desember 2010

Hvordan bør nettet bli modellert fram til 2017? (WestConnect – Arizona, Colorado, Nevada, New Mexico og Wyoming)

100 % renewable electricity. A roadmap to 2050 for Europe and North Africa, PWC, 2010.

Rapporten gir en omfattende beskrivelse av hvordan elektrisitetssystemet for Europa og Nord Afrika kan se ut i 2050 om man kun skal basere seg på fornybar energi.

An overview of Europe's cross border balancing projects, Entso-E, 2011.

Presentasjonen beskriver balansemarkedene i Europa, og balanseprosjekter som er under utvikling.

Redegørelse om muligheder for og virkninger af ændrede afgifter på elektricitet med særlig henblik på bedre integration af vedvarende energi, Det Enerkipolitiske Udvalg, 2009-2010.

Vil dynamiske avgifter øke markedets fleksibilitet, og på den måde gi mer rom for vindkraft? Rapporten beskriver en rekke alternative måter å innrette avgiften for elektrisitet, som påvirker markedets fleksibilitet.

Konsesjonssøknad: Tilleggsinstallasjon i Tonstad kraftverk med mulighet for pumping, Sira-Kvina Kraftselskap, 2007

Sira-Kvina kraftselskaps konsesjonssøknad for bygging av tilleggsinstallasjon med mulighet for pumping i Tonstad Kraftverk. Konsesjonssøknaden inneholder blant annet en beskrivelse av tiltaket, grunneieroversikt og planstatus og nødvendige tillatelser.

Effektiv anvendelse af vindkraftbasert el i Danmark, Energinet.dk, 2009.

Betrakter samspillet mellom vindkraft, varmpumper og elbiler. Analysen viser at en økt implementering av varmpumper og elbiler har et stort potensial i forhold til å skape et nytt og stort fleksibelt elektrisitetsforbruk, som igjen betyr at mye av dansk vindkraftproduksjon får en anvendelse i Danmark.

Prospects for Large-Scale Energy Storage in Decarbonised Power Grids, International Energy Agency, 2009.

Artikkelen fokuserer på hvordan storskala energilagringmetoder kan potensielt være av betydning i framtiden.

Communication from the commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, Commission of the European Communities, 2008.

Elektrisitetsoverføringen Europa er en sentral nerve i økonomien. For at EU skal nå sine politiske mål om klima, er det viktig at nettverket utvikles. Det trengs en ny politikk vedrørende infrastruktur for å koordinere og optimere utviklingen kontinentalt.

RE-thinking 2050. A 100 % Renewable Energy Vision for the European Union, European Renewable Energy Council, 2010.

Artikkelen gir et overblikk over dagens fornybare energikilder i EU, ulike scenarier og hvordan disse kan påvirke utviklingen av fornybare energikilder, økonomiske, miljømessige og sosiale nytteverdier av mer fornybar energi, og til slutt policyanbefalinger for å nå dette.

RES Integration and Market Design: Are Capacity Remuneration Mechanisms needed to ensure generation adequacy?, Eurelectric, 2011.

Denne artikkelen analyserer om hvorvidt dagens elektrisitetsmarkeder er tilstrekkelig utviklet til å gi de riktige prissignalene for den nødvendige mengden og riktig type investering, for at man skal kunne nå EU 2020 målene.

13. Vedlegg 2: Notat om markeder og Europas behov for fleksibilitet

Notatet foreligger som et separat dokument (nedlastbar fil):

Bakken, E., & Bjørndalen, J. (2011). *Europas behov for fleksibilitet i kraftmarkedet*. ECgroup.