

Flere og riktigere priser

-Et mer effektivt kraftsystem

Torstein Bye, Mette Bjørndal, Gerard
Doorman, Gerd Kjølle og Christian Riis

Ekspertutvalget om driften av kraftsystemet

Forord

”Ekspertutvalget om driften av kraftsystemet” ble nedsatt av regjeringen den 4. juni 2010 med bakgrunn i kraftsituasjon vinteren 2009/2010, der man opplevde perioder med ekstremt høye priser.

Utvalgets mandat har vært:

”Utvalget skal redegjøre for hvordan den kortsiktige driften av kraftsystemet foregår og komme med forslag til forbedringer. Utvalget skal ta utgangspunkt i NVEs rapport om vinterens kraftsituasjon. Utvalget skal derfor blant annet se på driftskoordineringen i kraftsystemet, herunder for eksempel mer effektiv bruk av overføringskapasiteten og vurdering av krav til sikkerhetsmarginer i driften av kraftsystemet. Videre skal utvalget se på budgivningen på kraftbørsen og i regulerkraftmarkedet, herunder muligheter for bedre markedsinformasjon. Utvalget skal også identifisere tiltak som kan bidra til økt forbrukerfleksibilitet i døgnet for kraft. Utvalget skal vurdere handlingsrommet for endringer blant annet i lys av internasjonale forpliktelser og prosesser.”

Utvalget har bestått av Torstein Bye (leder), UMB og Statistisk sentralbyrå Oslo, Mette Bjørndal (NHH Bergen), Gerard Doorman (NTNU Trondheim), Gerd Kjølle (SINTEF Energi Trondheim) og Christian Riis (Handelshøyskolen BI Oslo). Som sekretærer ble utnevnt Cathrine Holtedahl (Olje- og Energidepartementet, OED) og Tor Arnt Johnsen (Norges Vassdrags- og Energidirektorat, NVE).

Det ble også utnevnt en referansegruppe for arbeidet. Denne bestod av Tom Tellefsen (Statnett SF), Hans Randen (Nord Pool Spot AS), Tore Kolstad (E-CO Vannkraft), Johan Hovland (Elkem A/S), Sverre Gjessing (Fjordkraft A/S), Thor Erik Grammeltvedt (NVE), og Vegard Magne Aandal (Konkurransetilsynet). Det har vært avholdt to større møter med referansegruppen og flere separate møter med representanter for Nord Pool Spot og Statnett. Utvalget har også trukket på andre eksperter gjennom møter på spesielle tema underveis i arbeidet. Referansegruppen svarer selvsagt ikke for utvalgets vurderinger og konklusjoner.

Med dette legger utvalget fram sin rapport som omhandler både en beskrivelse av viktige fundamentale forhold i kraftmarkedet, en beskrivelse av driften av kraftsystemet, dagens organisering og viktige elementer i markedet samt en vurdering av funksjonsmåten og mulige forbedringer av markedet. Til slutt inneholder rapporten forslag til tiltak. Innledningsvis gis en kort oppsummering med de viktigste vurderinger og tiltak. I et vedlegg gjennomgås også andre studier som er gjennomført av vinterens forhold. Utvalget avsluttet sitt arbeid torsdag 25. november 2010.

Oslo, 30. november 2010

Torstein Bye Mette Bjørndal Gerard Doorman Gerd Kjølle Christian Riis

Innhold

1 Oppsummering og forslag til tiltak	8
2 Bakgrunn.....	16
3 Teoretisk beskrivelse av optimal drift av kraftsystemet	23
3.1 Samfunnsøkonomisk optimalisering og prisenes rolle	23
3.2 Kortsiktig optimalisering og prisdannelsen i et termisk system	24
3.3 Vannkraftens rolle.....	25
3.4 Betydningen av usikkerhet i tilsig og brenselpriser.....	27
3.5 Vindkraft og annen uregulerbar kraftproduksjon	28
3.6 Kraftnettet og driftssikkerhet.....	28
3.7 Produksjonsreserver.....	33
3.8 Flaskehalshåndtering.....	33
3.8.1 Noder i nettet og optimal lastflyt.....	34
3.8.2 Soner og dagens nordiske modell.....	36
3.8.3 Intertemporære restriksjoner	38
3.8.4 Mothandel	39
4 Kraftsystem og marked i praksis	41
4.1 Systemansvaret og driften av kraftsystemet	41
4.2 Driftsplanlegging.....	42
4.2.1 Etablering av elspotområder	43
4.2.2 Fastleggelse av overføringskapasiteter	46
4.2.3 Prognoser for produksjon og forbruk.....	49
4.3 Budgiving og markedsklarering.....	50
4.3.1 Nord Pool Spot-Elspotmarkedet.....	50

4.3.2	Budgivingen og klareringen i Elspot	51
4.3.2.1	Typer av bud i Elspot	52
4.3.3	Markedsklarering oppnås ikke	53
4.3.3.1	Reservekraft i Elspot (gjelder bare i Sverige og Finland)	54
4.3.3.2	Mer kapasitet til markedet	54
4.3.3.3	Avkorting ved mangel på markedsklarering	55
4.3.4	Intradag handel	56
4.4	Løpende drift	56
4.4.1	Primærregulering: Frekvensstyrte reserver	57
4.4.2	Sekundærregulering: Automatisk sekundærregulering og InnfasningsReserve	58
4.4.3	Tertiærregulering: Regulerkraftmarkedet	58
4.4.3.1	Opp- og nedregulering	59
4.4.3.2	Regulerkraftbud og priser	61
4.4.3.3	Spesialregulering (motkjøp)	62
4.4.3.4	RKOM-markedet	63
4.5	Forbrukerfleksibilitet	64
4.5.1	Etterspørselen i Elspot	64
4.5.1.1	Etterspørselskurvene på Nord Pool Spot	65
4.5.2	Kontraktstyper, måling og avregning	67
4.5.2.1	Kontraktstyper og risiko	67
4.5.2.2	Forbruchssegmenter	68
4.5.2.3	Kraftkrevende industri	68
4.5.2.4	Tjenesteyting og industri	69
4.5.2.5	Husholdninger og bedrifter med forbruk under 100.000 kWh	71

4.5.3 Hovedårsaker til lav forbrukerfleksibilitet	71
4.6 Finansielle markeder	72
5 Internasjonalt samarbeid og rammebetingelser	74
5.1 Nordisk samarbeid.....	74
5.1.1 Nordisk systemdriftsavtale	74
5.2 Europeisk samarbeid og regelverk	74
5.2.1 ENTSO-E: European Network for Transmission System Operators for Electricity	75
5.2.2 ACER – Agency for the Cooperation of European Energy Regulators.....	76
5.2.3 Flaskehalshåndtering og kapasitetsfastsettelse i europeisk perspektiv	77
5.2.4 Markedskobling i Nordvest Europa.....	78
6 Diskusjon	80
6.1 Introduksjon	80
6.2 Teoretisk bakgrunn med drøfting av implikasjoner	80
6.3 Driftssikkerhet, N-1 kriteriet og sikkerhetsmarginer	82
6.4 Nett og flaskehalshåndtering	85
6.5 Forbrukerfleksibilitet.....	89
6.6 Informasjon.....	90
6.7 Budgivingen i elspot- og regulerkraftmarkedet.....	92
6.8 Risiko, likviditet og markedsmakt.....	94
7 Tiltak	99
7.1 Innledning	99
7.2 Driftssikkerhet og sikkerhetsmarginer	100
7.3 Nett og flaskehalshåndtering	100
7.4 Bruk av reservekraft	101

7.5 Forbrukerfleksibilitet.....	101
7.6 Informasjon.....	103
7.7 Andre forhold	104
7.7.1 Budgivningen i Elspot og regulerkraftmarkedet.....	104
7.7.2 Risiko, likviditet og markedsrett.....	104
Referanser	105
Vedlegg 1: Definisjoner	108
Vedlegg 2: Flaskehalshåndtering i spotmarkedet	110
Vedlegg 3: Oversikt over andre rapporter om vinterens kraftsituasjon 2009/10	113

Figur 1 Oversikt over utvikling av elspotområdene i Norden, 17. desember 2009, 11. januar og 22. mars 2010.....	17
Figur 2 Priser i de nordiske elspotområdene, kr/kWh	18
Figur 3 Gjennomsnittlig og normal overføringskapasitet fra uke 49 (2009) til uke 12 (2010), MW	20
Figur 4 Planlagt og faktisk flyt fra Sør-Norge til Sverige i høypristimene vinteren 2010/11	21
Figur 5 Illustrasjon av prissettingen i kraftmarkedet.....	25
Figur 6 Illustrasjon av ulike grenser for overføring som funksjon av netto last/ forbruk	29
Figur 7 Driftskriterium som minimaliserer summen av flaskehalskostnader og avbruddskostnader	32
Figur 8 Enkelt kraftsystem, illustrasjon	34
Figur 9 Noder og soner	36
Figur 10 Kapasitetsbestemmelse i fysisk aggregert modell.....	37
Figur 11 Mål på flaskehalskostnader.....	40
Figur 12 Kraftsystem og marked i praksis – driften av kraftsystemet	42
Figur 13 Det nordiske kraftsystemet og anmeldingsområder	44
Figur 14 Viktige snitt i det nordiske nettet.....	47
Figur 15 Illustrasjon: Mangel på markedsklarering	53
Figur 16 Pro-rata avkorting av kjøpsbud	55
Figur 17 Prinsippskisse av de ulike kategorier av reserver.....	57
Figur 18 Illustrasjon: Lav nedreguleringspris ved mangel på markedsklarering.....	62
Figur 19 Aggregerte tilbuds- og etterspørselskurver Nord Pool Spot 01.09.2010, time 14	65

1 Oppsummering og forslag til tiltak

Vinteren 2009/2010 opplevde vi enkelttimer med svært høye priser i elspotmarkedet for kraft i Norden. Dette reiser tre typer av spørsmål i) om vi har for liten kapasitet i kraftsystemet, ii) om kraftmarkedet er designet på en hensiktsmessig måte og iii) om dette antyder at vi har betydelige driftssikkerhetsproblemer i kraftsystemet. I denne rapporten fokuserer vi først og fremst på de to siste spørsmålene, men indirekte vil svaret på disse to også gi signaler som er viktige for å besvare spørsmål i).

Etter dereguleringen av elektrisitetmarkedet i Norge i 1991 har det blitt bygget ut mindre kapasitet enn det som ble gjort før 1991, man ønsket et bedre samsvar mellom prisene i markedet og kostnadene ved å bygge ut ny kapasitet. Dette har da medført at man gradvis over tid har fått en utvikling hvor kapasitetsgrenser utfordres. Det betyr at selv om utgangspunktet for utvalgets arbeid har vært de høye prisene i enkelttimer i 2009/2010 så relaterer drøftingene og forslagene til tiltak seg mer til en generell situasjon i kraftsystem og marked enn til akkurat disse timene. Det gjør at det å gjennomføre de tiltak som foreslås av utvalget, anses som svært viktig for å få et bedre fungerende kraftmarked generelt over tid.

Mange fundamentale egenskaper ved kraftmarkedet er viktige for å forstå prisutviklingen i dette markedet og også for å forstå de forslagene til tiltak som kommer fra utvalget: i) Det er store forskjeller i kostnadene ved de billigste og de dyreste kraftverkene, noe som ved riktig rangering av produksjonen gir stigende enhetskostnader i driften av kraftsystemet, ii) etterspørselen varierer svært mye gjennom året (både over timer, dager, uker og måneder), for eksempel er effektuttaket mye større på vinteren enn om sommeren, iii) det er store infrastrukturkostnader og begrensede kapasiteter i flere deler av systemet (overføringslinjer, demninger for lagring av vann etc) og iv) elektrisitet kan ikke lagres og det kreves momentan balanse mellom produksjon og forbruk. Det er videre høye krav til driftssikkerhet på bakgrunn av hvor viktig tilgang på elektrisitet er for samfunnet. Kombinasjonen av disse fundamentale elementene på tilbudssiden og etterspørselssiden gir at enhetskostnadene per time varierer betydelig over driftstimene og geografisk. I et effektivt og samfunnsøkonomisk optimalt tilpasset marked skal prisene gjenspeile marginalkostnadene til enhver tid. Dette betyr at prisene *må få lov til å variere over tid* for å gjenspeile variasjonen i kostnader, og prisene *må få lov til å variere mellom områder* for å gjenspeile begrensingene i overføringskapasitet mellom disse områdene. Om man drifter kraftsystemet etter disse premissene sørger man for at den totale velferden for samfunnet blir høyest mulig. Dette vil også medføre at gjennomsnittsprisene over tid blir lavere. Dessuten blir prissignalene som gis til investeringsbeslutninger riktige over de ulike komponentene i kraftsystemet og på

forbrukssiden. Det er viktig å påpeke at geografiske prisforskjeller skyldes begrensninger i overføringsnettet, som vil kunne reduseres ved investeringer i nett eller produksjon. Samfunnsøkonomiske tap ved investeringer utover det samfunnsøkonomisk optimale må da avveies mot andre politiske mål. En mer optimal markedsorganisering enn dagens vil gi flere priser, jevnere priser og lavere priser enn vi ellers ville hatt.

Driftssikkerhet - sikkerhetsmarginer

Et svært viktig moment utover markedsbetraktningene presentert over er hensynet til driftssikkerhet i kraftsystemet. Overbelastning av enkeltkomponenter i kraftsystemet kan medføre at disse faller ut og at kraftleveranser blir avbrutt. Dessuten kan overbelastning og utfall av enkeltkomponenter skape kaskadeeffekter, det vil si at flere komponenter blir overbelastet som følge av den initielle overbelastningen, slik at store deler av kraftsystemet faller ut og dermed ikke er i stand til å levere kraft. Slike utfall kan representere store kostnader for forbrukssiden i kraftmarkedet. Derfor drives kraftsystemet med sikkerhetsmarginer, som reduserer kapasiteten i forhold til det som enkeltkomponenter kan tåle. Isolert sett vil dette øke kostnadene i kraftsystemet. De økte kostnadene som man påtar seg i kraftsystemet som følge av krav til sikkerhetsmarginer må veies opp mot de kostnadene man ville fått ved avbrudd som følge av feil i systemet. På den måten minimeres de samfunnsøkonomiske kostnadene ved drift av kraftsystemet. I dag driftes systemet i overveiende grad etter det man kaller N-1 kriteriet, det vil si at om en komponent faller ut skal det ikke føre til avbrudd for sluttbrukere.

N-1 kriteriet er deterministisk, og fører ikke alltid til riktig driftssikkerhet i økonomisk forstand. Men kriteriet har vist seg normalt å gi den driftssikkerheten som samfunnet krever. Såkalte pålitelighetsbaserte kriterier som tar hensyn til sannsynlighet for utfall av komponenter og den avbruddskostnaden som oppstår når dette skjer, gir en bedre avveining mellom på den ene siden kostnadene for å holde en bestemt driftssikkerhet og på den andre siden kostnadene ved avbrudd. Teorien rundt en slik framgangsmåte er likevel ikke utviklet langt nok til at den kan brukes i den daglige driften. Utvalget anser det derfor verken mulig eller riktig å innføre pålitelighetsbaserte kriterier på kort sikt. Imidlertid anbefaler vi at det settes i gang arbeid for å vurdere krav til forsyningssikkerhet, driftssikkerhet, sikkerhetsmarginer og reservekrav. I denne sammenheng anbefaler vi også at Norge følger det arbeidet som er startet opp i forbindelse med "The European Electricity Grid Initiative" innen nettdrift og – kontroll. Her skal blant annet dagens driftssikkerhetskriterier vurderes og det skal analyseres

muligheter for å erstatte N-1 kriteriet i både planlegging og drift av det europeiske kraftnettet.

Utvalget ser at en fleksibel praktisering av N-1 kriteriet kan være nødvendig i spesielle tilfeller slik som i Bergensområdet vinteren 2009/10. Likevel må det påpekes at lengre perioder med N-0 drift gir en uakseptabel driftssikkerhet, og at tiltak må iverksettes for å unngå slike situasjoner.

Utvalget anbefaler videre at det ses nærmere på om det er mulig å ha en noe mer fleksibel håndtering av kravene til produksjonsreserver under ekstreme forhold.

Nett og flaskehals

I dagens prisområdemodell som benyttes av Nord Pool Spot, beregnes det elspotpriser for fem regioner i Norge. Mellom regionene opereres det med på forhånd fastsatte overføringskapasiteter. Dagens opplegg og praksis innebærer en rekke svakheter og problemer.

Metoden tar ikke tilstrekkelig hensyn til egenskapene ved kraftnettet, der det er betydelige indirekte virkninger. Siden nettets fysiske egenskaper påvirker kraftflyten gjennom nettet vil også lokaliseringen av produksjon og forbruk påvirke nettets kapasitet til å bringe kraft fra ett punkt til et annet. Av denne grunn er det svært vanskelig å sette kapasitetene på forhånd uten å vite hvor produksjon og forbruk kommer til å skje.

Dagens elspotområder er store. Produsenter (og forbrukere) over store områder og i ulike deler av nettet får identiske prissignaler selv i situasjoner hvor ulike priser kunne realisere et mer effektivt produksjons- og forbruksmønster. Flere områder ville bedre nettutnyttelsen og legge til rette for mindre prisforskjeller enn innenfor eksisterende system.

Utvalget foreslår derfor at det startes opp arbeid med tanke på å implementere en nodeprismodell for den norske delen av Nord Pool Spot. Antall noder må fastsettes slik at nettets faktiske fysiske egenskaper tas hensyn til. Da vil en unngå dagens problemer knyttet til aggregering av linjer i prisområdemodellen. Videre vil dette gi muligheter til å gi detaljerte prissignaler. Innenfor denne modellen vil nettutnyttelse og priser bli bestemt samtidig gjennom markedsklareringen der informasjon om nettets tilstand og geografiske produksjons- og forbruksønsker tas eksplisitt hensyn til.

Hvorvidt alle forbrukere, også de minste, skal stilles overfor alle nodepriser er mindre viktig så lenge prisfleksibiliteten i disse segmentene er liten. For eksempel kan en velge å stille produsenter og de aller største forbrukerne overfor nodepriser, mens små forbrukere (og deres leverandører) får i ettertid beregnede gjennomsnittspriser for eksempel over noen aggregerte soner. Denne type systemer finnes det flere eksempler på i andre deler av verden (for eksempel USA).

Utvalget anser også en slik reform viktig av hensyn til den påtenkte økte produksjonen av fornybar energi med lite fleksibilitet/regulerevne og av hensyn til de stadig flere utenlandsforbindelser som bygges av samfunnsøkonomiske hensyn. Begge forhold vil øke presset på det norske overføringsnett i tiden fremover, og presset vil fordeles asymmetrisk slik at man må ta hensyn til enkeltelementene i disse endringene for nettet.

Alternativet til markedsløsning av flaskehalsproblematikk er mothandel. Mothandel vil si at man foretar opp- eller nedregulering av produksjon basert på bud i regulerkraftmarkedet. I praksis vil dette si en begrenset del av totalmarkedet, og i den forstand er da mothandel mindre effektivt enn en ren markedsløsning med alle mulige aktører. Spesielt stilles ikke forbrukerne overfor den løpende kostnaden ved reguleringen men betaler gjennom den generelle overføringstariffen. Man får da ikke utløst all den fleksibiliteten som er ønskelig.

Det brukes ofte to motargumenter mot nodepriser: i) hensynet til redusert konkurranse i et mer begrenset område enn et større, ii) hensynet til risiko for aktørene. Selv om et nodeprissystem åpner for flere priser vil bedre nettutnyttelse trekke i retning av mindre prisforskjeller. Med pristoppene vinteren 2009/10 friskt i minne mener vi at bedre regionale prissignaler i Norge kan være et viktig bidrag til å redusere sannsynligheten for så høye priser i så store områder i fremtiden. Om man stilles overfor en situasjon i markedet med én eller få aktører for eksempel på tilbudssiden kan man si at situasjonen for myndighetene som skal kontrollere utøvelse av markedsrett er oversiktlig. Dersom det eksisterer et problem med utnyttelse av markedsrett i et område, vil dette problemet være tilstede uansett hvordan markedet organiseres og hvordan flaskehalsen håndteres.

Som i andre markeder står aktørene i kraftmarkedet overfor risiko, blant annet i form av pris- og volum volatilitet. Svært mye av denne risikoen er usystematisk og profesjonelle aktører som deltar i kraftmarkedene burde kunne håndtere denne risikoen på tilsvarende måte som i andre markeder. Det finnes videre finansielle markeder og prissikringskontrakter i de fysiske markedene for slik risikohåndtering.

Forventningsvis blir disse markedene dypere (flere kjøpere og selgere) hvis risikoen øker og betalingsviljen for sikring er tilstrekkelig stor.

Etterspørselens prisfølsomhet

I vurderingen av etterspørselsfleksibiliteten i markedet må man skille mellom tre forhold i) den fundamentale muligheten til å redusere elektrisitetsforbruket, ii) det faktiske insitamentet (belønningen) for å tilpasse seg, og iii) bevisstheten omkring mulighetene for å tilpasse seg endrede priser. Elektrisitetsforbruket i en periode kan reduseres på tre måter: ved å benytte annen energi (substitusjon), ved å flytte forbruket i tid (som også er en form for substitusjon) eller ved å bruke mindre energi totalt (den direkte priseffekten eller inntektseffekten).

Mulighetene til å skifte fra elektrisitet til andre energikilder er prinsipielt begrenset gjennom gitte alternative kapasiteter og burde i prinsippet i stor grad vært tatt i bruk allerede på relativt moderate prisnivåer, og dermed ville de vært uttømt på høye prisnivåer. Dette tilsier isolert sett lavere fleksibilitet på høyere enn lavere prisnivåer. Imidlertid virker det som at det i praksis er begrenset bruk av substitusjonsmulighetene ved moderate prisnivåer av ulike grunner som transaksjonskostnader og mangel på informasjon. Innteksteffekten vil imidlertid tilsi at man har en elastisitet spesielt på høye priser. Når prisnivåene er høye, kan det være svært lønnsomt å kutte forbruk sammenlignet med andre alternativer. På denne måten kan elastisiteten godt være høyere på høye prisnivåer enn på lave.

Timemåling og -avregning av forbruket gir et nødvendig grunnlag for høy fleksibilitet på kort sikt. Det bør derfor legges til rette for raskere innføring av timemåling og -avregning (avanserte målesystemer, AMS) for større deler av forbruket. Om slik innføring av ulike grunner tar tid, kan man prioritere spesielt utsatte områder (for eksempel Bergen, Midt-Norge). En betydelig andel av forbruket (alle med forbruk over 100.000 kWh per år) har timesmåling allerede i dag, men for de mindre forbrukerne i denne gruppen brukes timesmåling nesten ikke til avregning. Potensialet for fleksibilitet i denne gruppen vil kunne utnyttes langt bedre hvis de også avregnes på timebasis, og det bør derfor legges til rette for mer timeavregning i kraftmarkedet.

Små prisvariasjoner innenfor døgnet gir ingen insentiver til forbrukerne til å være fleksible med hensyn til sitt elektrisitetsforbruk fordi transaksjonskostnadene langt overstiger den potensielle gevinsten. Med de faktiske begrensningene i produksjons- og nettkapasitet vi har i dag, sterkere integrasjon med det europeiske kontinentet og økende andel ny fornybar energi vil man imidlertid forvente at det forekommer timer

med svært høye priser. Dette gir et insitament til forbrukerne til å investere i utstyr som gjør det mulig å flytte forbruket i tid fordi gevinsten øker. For små forbrukere vil dette i stor grad dreie seg i automatisk styring av forbruk basert på priser.

Om aktørene tror at prisene vil variere vil de agere annerledes enn om de tror at de vil være tilnærmet konstante. Et godt eksempel på dette er atferden til den kraftintensive industrien vinteren 2009/2010. Ved de høye prisene i desember var de ikke aktive i budfasen fordi de ikke forventet store prisvariasjoner. I januar tilpasset industrien seg noe gjennom bud på markedet, og i februar tilpasset de seg ytterligere. Det var altså en læringseffekt, og det er ønskelig at den skal vedvare. Den beste måten dette kan vedvare på er at vi faktisk har prisvariasjoner og at man fra myndigheter og politisk side formidler dette og ikke gir inntrykk av at faste priser i kraftsystemet er ønskelig. Tvert imot bør man klargjøre at prisene til enhver tid skal gjenspeile kostnadene i systemet, og siden kostnadene varierer over tid og rom (geografisk beliggenhet i nettet) må også prisene gjøre det.

Opp- og nedregulering i driftstimen

Elspot markedsklarering for neste døgn foregår klokken 12 hver dag, det vil si 12-36 timer før driftstimen. Klareringen baseres på salgs- og kjøpsbud fra aktørene på tilbuds- og etterspørselssiden. Siden dette skjer i forkant av markedet med imperfekt informasjon om hva som faktisk vil skje i driftstimen, har man et regulerkraftmarked for å håndtere avvik som måtte oppstå i driftstimen. Det kan i driftstimen bli behov for enten nedregulering eller oppregulering. I utgangspunktet burde det være like sannsynlig med oppregulering som med nedregulering, det vil si at prisene i regulerkraftmarkedet skulle variere symmetrisk rundt elspotprisen. I de spesielle timene i desember 2009 og januar og februar 2010 var det utelukkende nedregulering og stor forskjell på elspotprisen og regulerkraftprisen. Mens elspotprisen var rundt 10 kr/kWh i enkelttimer var regulerkraftprisen i de samme timene om lag "normal" – det vil si rundt 40-50 øre/kWh.

- Det er flere forhold som kan medvirke til lave priser for nedregulering:
- En del forbrukere reduserer forbruket etter at spotprisen er blitt kjent.
- Det er vanskelig å estimere forbruket ved svært lave temperaturer på grunn av ikke-lineariteter og fordi disse opptrer sjelden og man således har lite erfaringsgrunnlag.

- Basert på ”normal” erfaring synes det som om kraftleverandører generelt er redde for høye priser for oppregulering, og derfor heller kjøper i overkant av forventet behov i Elspot.
- Ved oppstart av effektreservene i Sverige ble det vinteren 2009/10 startet opp større produksjon enn strengt nødvendig, dels på grunn av minimumsproduksjonskrav og dels fordi de samtidig ble brukt til mothandel av Svenska Kraftnät.

Konklusjonen er at det ikke er noe galt i at vi får slike nedreguleringer, men at det bør ligge betydelige læringseffekter her for forbrukersiden: hvis de hadde meldt sin faktiske fleksibilitet (som vist i regulerkraftmarkedet) i Elspot ville de høye prisene blitt sterkt dempet. Slike læringseffekter kan man forvente blir større jo flere prisvariasjoner vi får i markedet og på den måten vil man kunne høste positive effekter om man da gjør som utvalget påpeker: *store variasjoner i kostnader må få gjenspeile i seg i varierende priser i tid og rom.*

Informasjon

Informasjon på både tilbudssiden og etterspørselssiden i markedet er viktig for å sikre effektive markeder og eventuelle informasjonstiltak kan struktureres etter tiltak på produksjonssiden og etterspørselssiden. Ved en overgang til mer detaljert områdeinndeling i soner eller noder, som utvalget foreslår, vil det kreves noe mer informasjon på detaljert nivå for å få en effektiv konkurranse. I et vannkraftsystem hvor man vurderer verdi og allokering av vann over tid er informasjon om lagerbeholdninger av vann viktig. Her er det nok også skjevhet i informasjonsmengden mellom store og mindre selskaper som bør avhjelpest med mer detaljert informasjon. Selv om man ønsker mer detaljert informasjon så må man avveie detaljeringsgraden opp mot at detaljert informasjon også kan utnyttes strategisk.

Den informasjon som Statnett i dag gir til markedet kl 9.30 hver dag om handelskapasiteter mellom områder anser utvalget både er unødvendig og kan være uheldig med tanke på strategisk atferd. Slik disse kapasitetene fastsettes kan de også utledes fra lastflyt dagen før og eventuelle markedsmeldinger om endringer i nettet. I påvente av en mer fullstendig nettmodell i Nord Pool Spot sin algoritme for markedsklarering er det imidlertid nødvendig at Nord Pool Spot fortsatt får handelskapasitetene fra Statnett i forbindelse med prisberegningen.

For at spesielt mindre forbrukere skal kunne reagere på priser er det viktig at de får lett tilgang til relevant prisinformasjon, spesielt ved ekstreme priser – det er da de virkelig

kan realisere en økonomisk gevinst ved å reagere på pris. Delvis kan dette automatiseres ved at relevant utstyr installeres på kommersiell basis og styres etter priser, for eksempel utkobling av varmtvannsbeholdere og gulvvarme. Myndighetene bør vurdere om dette kan stimuleres til informasjonsmessig eller på andre måter. Dette bør også satses på direkte løpende prisinformasjon fra tilbyderne/myndighetene for eksempel ved hjelp av spesifikke display, bruk av tv-skjerm eller pc, applikasjoner til mobiltelefoner eller bruk av SMS ved spesielt høye priser.

En framskynding av avanserte målesystemer (AMS) – se avsnitt over om etterspørselens prisfølsomhet – vil også legge grunnlaget for at kraftleverandørene får bedre informasjon om balanser/ubalanser mellom handler i Elspot og faktisk uttak fra egne kunder. Dette vil bidra til å redusere antall og omfang av slike ubalanser i regulerkraftmarkedet.

Risiko, likviditet og markedsrett

Utvalget ser ingen fundamentale problemer med risiko i dette markedet som er annerledes enn i andre markeder og som profesjonelle aktører vanligvis håndterer. Vurderingene omkring likviditet tilsier heller ikke spesielle tiltak på dette området. Utvalget har ikke grunnlag for å si at det er problemer med utnyttelse av markedsrett eller at dette skulle være et større problem i et nodesystem enn i et prisområdesystem, men påpeker at om det er slike problemer så må det eventuelt være knyttet til produksjonssiden. Slike eventuelle problemer er i så fall av strukturell karakter og bør møtes med langsiktige tiltak som investeringer i produksjon og nett, og tiltak som kan påvirke eierstrukturene regionalt, for eksempel gjennom konsesjonssystemet.

2 Bakgrunn

Vinteren 2009/10 var det i korte perioder svært høye kraftpriser i Norden, med unntak av Sør-Norge og Jylland. På det høyeste kom prisen i Midt- og Nord-Norge, Sverige, Finland og Sjælland i enkelttimer opp mot 12 kr/kWh. Det er mer enn 2000 prosent høyere enn gjennomsnittet for hele første kvartal 2010. Dette hadde bakgrunn i streng kulde og unormalt lav svensk kjernekraftproduksjon. Generelt vil også en lavere vannstand gjennom året medføre lavere effektkapasitet i vannkraftverk slik at man har mindre effektkapasitet sent på vinteren enn tidlig på vinteren hvor fyllingen er høyere. Lavere tilsig enn normalt og høy vannkraftproduksjon bidro til redusert magasinbefylling. Redusert magasinbefylling og lite vann i elvene er dermed begge forhold som hadde en viss betydning. I Sør-Norge var prisene lave på tross av høyt effektuttak. Delingen av markedet på denne måten var en følge av at det var kraftig redusert overføringskapasitet i nettet mellom Sør-Norge og Sverige. I tillegg var også andre kapasiteter inn til høyprisområdet redusert.

Kjernekraftproduksjon vinteren 2009/2010

I begynnelsen av desember 2009 var fem svenske kjernekraftreaktorer ute av drift (Oskarshamn 2 og 3, Ringhals 1 og 2, Forsmark 2). Til sammen utgjorde disse om lag 50 prosent av den totale installerte kapasiteten i svenske kjernekraftverk (5000 MW var ute av en total kjernekraftkapasitet på 9362 MW i desember, mens det var noe lavere i januar (45 prosent)).

Det var flere meldinger om forsinket oppstart, og per 1. desember var kraftverkene ventet tilbake i drift i løpet av desember/ januar. Alle meldingene om utsettelse skapte usikkerhet i markedet. Ingen av verkene kom tilbake i drift som forespeilet¹. Det skal nå innføres krav om at det oppgis usikkerhet i anslagene som gis om oppstart av slike verk.

Værforhold og forbruk

Det kalde været bidro til et rekordhøyt nordisk kraftforbruk vinteren 2009/10, til tross for at finanskrisen resulterte i lavere aktivitetsnivå spesielt i den kraftintensive industrien. Det var dermed først og fremst i alminnelig forsyning at kraftforbruket økte sammenlignet med året før. Forbruket var høyest i uke 1 i 2010. Time 9 onsdag 6. januar ble det satt ny forbruksrekord i Norge med totalforbruk på 23 994 MWh/h.

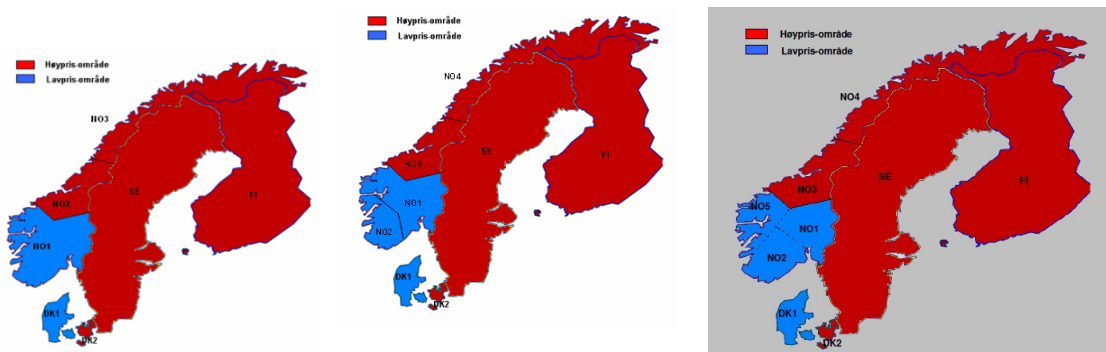
¹ NVE 2010: "Vinterens kraftsituasjon 2009/2010"

Pristoppene i desember, januar og februar

Kraftprisene i Midt- og Nord-Norge, Sverige, Finland og Sjælland var spesielt høye flere timer torsdag 17. desember, fredag 8. januar og mandag 22. februar. Disse fem områdene utgjorde et høyprisområde, se Figur 1 under. I alle disse timene var det betydelige reduksjoner i produksjonskapasitet og tilgjengelig importkapasitet til høyprisområdet. I tillegg var det kaldt, med høyt forbruk, som også var lite fleksibelt.

Kraftsituasjonen var likevel noe ulik disse dagene. Torsdag 17. desember var det spesielt lav produksjonskapasitet i det svenske kjernekraftsystemet, samt begrenset importkapasitet til høyprisområdet som bidro til den høye prisen. Fredag 8. januar var det svært kaldt, også i dagene før, og det var spesielt lav importkapasitet inn til høyprisområdet. Mandag 22. februar var det også kaldt. Det var lavere tilgjengelig produksjonskapasitet i svensk kjernekraft, men det var også lavere effektkapasitet i vannkraftverk enn tidligere på vinteren. Lavere effektkapasitet skyldes lav vannføring og lavere vannstand som gir redusert fallhøyde i magasinverk. Det var altså en kombinasjon av ulike begivenheter hvor vekten på hvert enkelt element var forskjellig, noe som understreker at man ikke bare kan se på spesielle tiltak men må fokusere på generelle tiltak for å fange opp svakhetene i dagens kraftsystem.

Figur 1: Oversikt over utvikling av elspotområdene i Norden, 17. desember 2009, 11. januar og 22. mars 2010



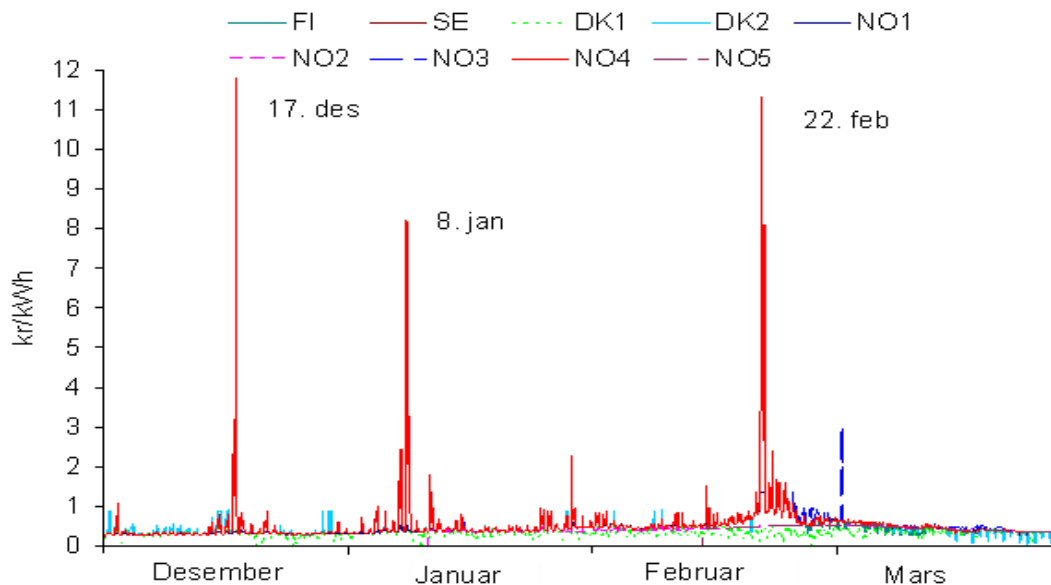
(Kilde: NVE, 2010)

Av Figur 1 ser vi at ved begynnelsen av sesongen 2009/10 var Sør-Norge ett elspotområde. For å kunne ivareta noen av de problematiske overføringsmessige forhold i Sør-Norge og gi ulike prissignaler til aktørene i disse områdene delte man Sør-Norge i to områder 11. januar 2010. En ytterligere oppdeling i tre områder skjedde 15.

mars 2010. Dette viser at det er strengt nødvendig å operere med flere områder for å få en bedre representasjon av interne flaskehals i de grove områdene. Samtidig skaper det problemer for aktørene at slike oppdelinger skjer midt i en vanndisponeringssesong. Begge disse forholdene står sentralt i de diskusjoner som utvalget har av flaskehalsproblematikken og oppdeling i områder.

I time 17 og 18 torsdag 17. desember var prisen i høyprisområdet rekordhøye 11,8 kr/kWh. I timene før og etter var prisen henholdsvis 3,2 og 1,7 kr/kWh. Disse store endringene peker direkte mot store og varierende utfordringer med effekt og nettkapasiteter på ulike tidspunkter. Tilsvarende gjelder for fredag 8. januar hvor prisen på det høyeste var 8,2 kr/kWh, og mandag 22. februar da prisen var oppe i 11,3 kr/kWh.

Figur 2: Priser i de nordiske elspotområdene, kr/kWh



(Kilde: NVE, 2010)

Effektreserver i Sverige og Finland

I noen enkelttimer 17. desember, 8. januar og 22. februar ble det ikke oppnådd vanlig markedsklarering i høyprisområdet². Det vil si at etterspørselen oversteg tilbudet for alle priser. I slike tilfeller har Sverige og Finland en reservekraftordning der reservekraftverk blir brukt til å oppnå markedsklarering i elspotmarkedet. Reservene betales med samme pris som det dyreste ordinære bud i elspotmarkedet. (Se mer om dette i kapittel 4.3.3.2). Effektreservene består av reserver både på produksjons- og forbrukssiden og utgjør samlet om lag 2600 MW. I timene med høy pris ble effektreservene faktisk benyttet i varierende grad, inntil om lag 230 MW.

Nedregulering i regulerkraftmarkedet i periodene med pristopper

Opp- og nedregulering i driftsfasen skjer på grunn av endringer mellom planlagt produksjon og forbruk basert på innmelding av bud i elspotmarkedet og det som ligger an til å bli av produksjon og forbruk i driftstimen. Reguleringen fjerner denne forskjellen. Opp- og nedreguleringer vil man som regel ha, blant annet fordi det er vanskelig å forutsi utviklingen neste døgn. Problemene her kan være knyttet til feil i forbruksprognoser, avvik mellom forutsatt fleksibilitet ex ante (før klarering) og ex post (etter klarering med høye priser) samt andre faktorer. (Se mer om dette i kapittel 4.4.3.1). I timene med store pristopper vinteren 2009/10 var det betydelig nedregulering i regulerkraftmarkedet. For eksempel ble rundt 1500 MW nedregulert i time 17 og 18 den 17. desember. Størstedelen av ubalansene som førte til nedregulering i timene med pristopper fant sted i Sverige og Finland. Forskjellen mellom prisen i regulerkraftmarkedet og spotmarkedet var over 11 kr/kWh i time 17 og 18 den 17. desember. I kapittel 6 diskuteres årsakene til dette.

Kraftutveksling og nettkapasitet

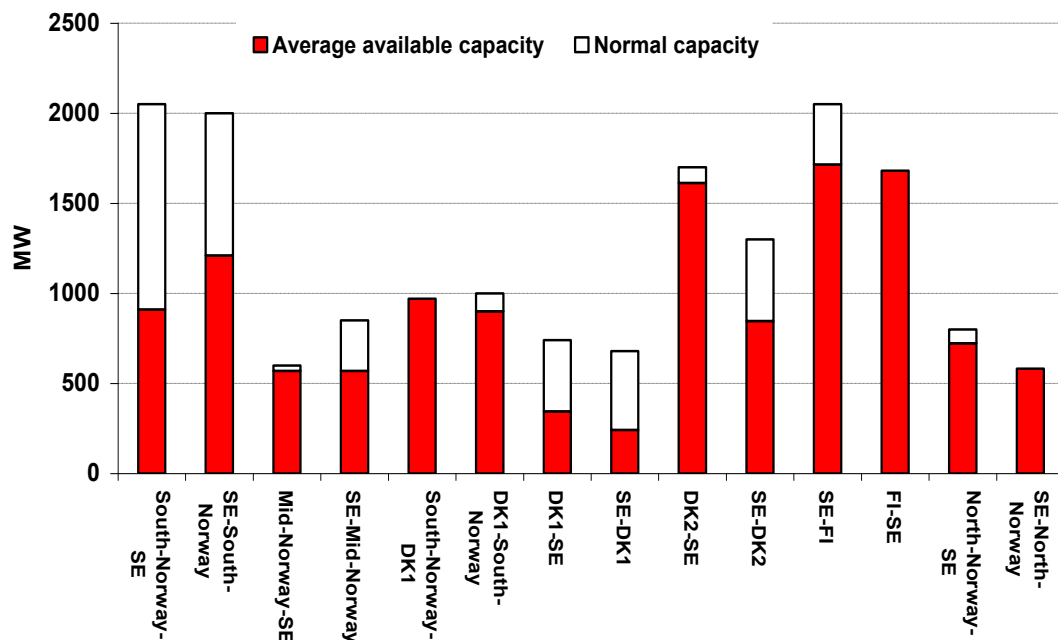
I timer med høye priser utgjorde Midt- og Nord-Norge, Sverige, Finland og Sjælland ett felles prisområde, dvs anmeldingsområder med samme pris. Sør-Norge og Jylland hadde i hovedsak betydelig lavere priser. Hvor mye overføringskapasitet som var tilgjengelig inn til områdene med høyest pris var således av stor betydning. Det var redusert kapasitet på flere av overføringsforbindelsene i Norden gjennom vinteren 2009/2010, blant annet mellom Sør-Norge og Sverige og mellom Jylland og Sverige. Overføringskapasiteten mellom Polen og Sverige var mesteparten av tiden begrenset til halv kapasitet. Overføringen fra Jylland ble redusert som følge av feil på Kontiskan-kabelen. Kapasiteten fra Polen var redusert som følge av nettbegrensninger i Polen.

² Time 18 torsdag 17. des 2009, time 8, 9 og 10 den 8. januar 2010 og time 9, 10 og 11 den 22. februar 2010.

Det viser klart at en optimal utnyttelse av nettkapasiteter i området rundt Norge og Norden også er viktig for vårt område.

Av Figur 3 ser vi at den gjennomsnittlige tilgjengelige importkapasiteten inn til høyprisområdene for en del forbindelser var betydelig lavere enn normal kapasitet. For eksempel var den gjennomsnittlige importkapasiteten til Sverige fra Sør-Norge (NO1) under 1000 MW mellom uke 49/2009 og 12/2010.

Figur 3: Gjennomsnittlig og normal overføringskapasitet fra uke 49 (2009) til uke 12 (2010), MW

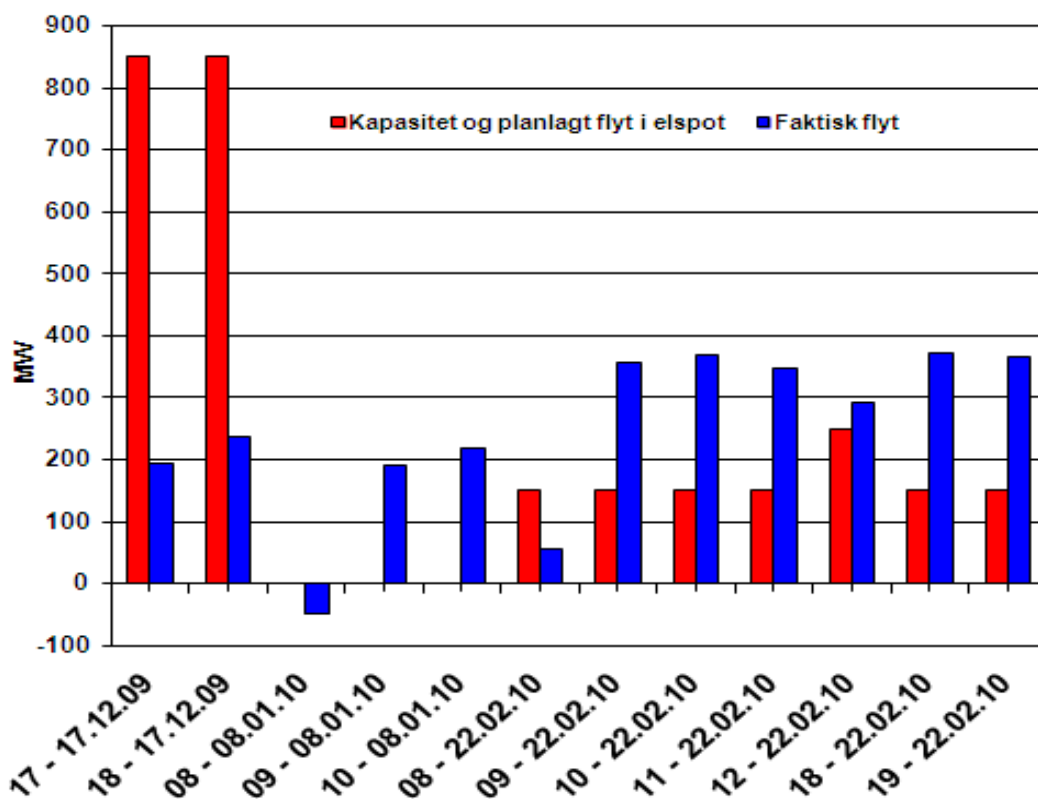


(Kilde: NVE, 2010)

I perioder med kaldt vær og høyt forbruk i befolkningstette områder på Østlandet er det stor overføring av elektrisk kraft fra vest til øst i Sør-Norge. Det gir høy utnyttelse av kraftnettet i Sør-Norge. Ved høyt forbruk i Østlandsområdet og Sverige, og begrenset overføringskapasitet fra vest til øst i Sør-Norge, er det viktig med en optimal kraftflyt også internt i Sør-Norge for å utnytte alle kapasiteter slik at man i størst mulig grad kan tilfredsstille etterspørselen. Siden Sør-Norge lenge har vært ett elspotområde er det begrensede muligheter til å påvirke kraftflyten gjennom prissignaler. Av hensyn til driftssikkerheten begrenser derfor Statnett tillatt kapasitet fra Sør-Norge (NO1) til Sverige i markedsklareringen. Dette hindrer således sørnorsk eksport til Sverige og holder flyten fra vest til øst i Sør-Norge innenfor grensene for forsvarlig drift av nettet,

gitt eksisterende elspotområder. I enkelte timer var overføringskapasiteten fra NO1 til Sverige satt til null i markedsklareringen. I uke 1 forekom dette i nær 19 prosent av timene. I kun noen av disse timene medførte dette store prisforskjeller mellom områdene, i de fleste timene var prisene tilnærmet like. I driftstimen fløt det likevel kraft gjennom denne forbindelsen, se Figur 4.

Figur 4: Planlagt og faktisk flyt fra Sør-Norge til Sverige i høypristimene vinteren 2010/11



(Kilde: NVE, 2010)

Figur 4 viser handelskapasitet og planlagt kraftoverføring (flyt) i Elspot, samt faktisk realisert flyt for de 10 timene med høyest pris vinteren 2009/10. Ved den første pristoppen 17. desember var den faktiske flyten fra Sør-Norge til Sverige langt mindre enn handelskapasiteten og planlagt flyt i Elspot. Ved den andre pristoppen 8. januar var handelskapasitet og flyt i Elspot satt til null. Faktisk flyt gikk fra Sverige til Sør-Norge i en time og motsatt vei de to andre timene. Maksimalt gikk det 219 MWh/h fra Sør-Norge til Sverige ved denne anledningen. I høypristimene 22. februar var handelskapasiteten og planlagt flyt i Elspot lik 150 MWh/h i 6 av 7 timer, og 250

MWh/h i en time. I 6 av 7 timer var flyten fra Sør-Norge til Sverige større enn kapasiteten og på det meste oppe i 372 MWh/h.

NVEs rapport om kraftsituasjonen vinteren 2009/2010

På bakgrunn av de høye kraftprisene vinteren 2009/2010 ba Olje- og energidepartementet (OED) Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) om å utarbeide en rapport om vinterens kraftsituasjon. NVE påpekte i sin rapport at etablering av ny kraftproduksjon og et godt overføringsnett mellom regioner og forbindelser til andre land er det viktigste virkemidlet for å redusere fremtidig knapphet. Men siden investeringer i produksjon og nettkapasitet tar lang tid, mener NVE at det først og fremst er bedre utnyttelse av det til en hver tid tilgjengelige kraftsystemet og lavere forbruk som kan trygge forsyningssikkerheten på kort sikt.

I sin rapport om vinterens kraftsituasjon 2009/10 identifiserte NVE behov for bedre utnyttelse av dagens kraftsystem slik at pressede situasjoner i fremtiden håndteres med minst mulig uheldige virkninger. Blant annet fant NVE at det er svært liten prisfølsomhet på forbrukssiden, noe som bidrar til at prisene kan bli svært høye siden aktørene i stor grad kjøper uansett prisnivå. Små endringer på etterspørselssiden kunne ført til markant lavere kraftpriser i timene med høy pris. Videre fant NVE svakheter i Nord Pools system for markedsmeldinger. NVE påpekte også i sin gjennomgang at en bedre utnyttelse av nettet og mer detaljert kjennskap til lokalisering av produksjon og forbruk og mer aktiv bruk av regionale prissignaler vil kunne bedre utnyttelsen av nettet og dermed redusere pristoppene.

3 Teoretisk beskrivelse av optimal drift av kraftsystemet

3.1 Samfunnsøkonomisk optimalisering og prisenes rolle

Målsettingen med organiseringen av kraftomsetningen er å oppnå en samfunnsøkonomisk optimal langsiktig utvikling og kortsiktig utnyttelse av kraftsystemet (å maksimere samfunnets velferd – dvs konsumentenes betalingsvilje minus produksjonskostnader). Dette innebærer å ta hensyn til kundenes betalingsvilje for kraft og behov for en sikker kraftforsyning, og at alle kostnader inkluderes, deriblant miljøkostnader. Ved dereguleringen av kraftmarkedet i Norge og mange andre land, har kraftproduksjon og -omsetning blitt konkurranseutsatt, mens nettvirksomhet er naturlige monopoler som reguleres av myndighetene.

Denne rapporten fokuserer i henhold til utvalgets mandat på den kortsiktige driften av systemet. Vi vil derfor i denne innledende prinsipielle beskrivelsen konsentrere oss om den kortsiktige optimaliseringen for kraftproduksjon og samspillet med kraftnettet. I et frikonkurransemarked vil den relevante kostnaden for selve driftssituasjonen være denne kortsiktige kostnaden. Det vil si at det vil lønne seg å produsere kraft så lenge markedsprisen dekker denne kostnaden. For en investeringssituasjon må prisen overstige totalkostnaden (det vil si både drifts- og investeringskostnad) før det er lønnsomt med ny kapasitetsutvidelse.

I et frikonkurransemarked gir den samfunnsøkonomisk effektive tilpasningen likhet mellom den marginale kostnaden ved å produsere en enhet ekstra av produktet og den marginale betalingsviljen for enheten. Likevektsprisen for produktet er da lik marginalkostnaden. Markedsprisen for kraft varierer og gjenspeiler de løpende forbruks-, produksjons- og overføringsforholdene (inklusive begrensninger) i det nordiske kraftmarkedet. Utviklingen i kraftmarkedene i landene utenfor Norden spiller også inn. Noen ganger vil prisen kunne bli høyere enn de rene driftskostnadene til det dyreste verket som er i drift. Dette skyldes begrenset kapasitet i både kraftverk og nett. Høye priser kan således opptre i markeder uten at man kan si at det er problemer med utøvelse av markedsmakt. I perioder med høy etterspørsel vil det være kraftverk med høye produksjonskostnader eller betalingsviljen ved kapasitetsskranken som er prissettende i kraftmarkedet, for eksempel oljekondensverk eller rene gassturbiner eller en begrensning i effekt eller nettkapasitet. Perioder med høye priser bidrar til at kraftverk som fungerer som topplastverk får dekket sine kostnader. Over tid gir høye priser signaler om behov for investeringer i ny produksjonskapasitet.

3.2 Kortsiktig optimalisering og prisdannelsen i et termisk system

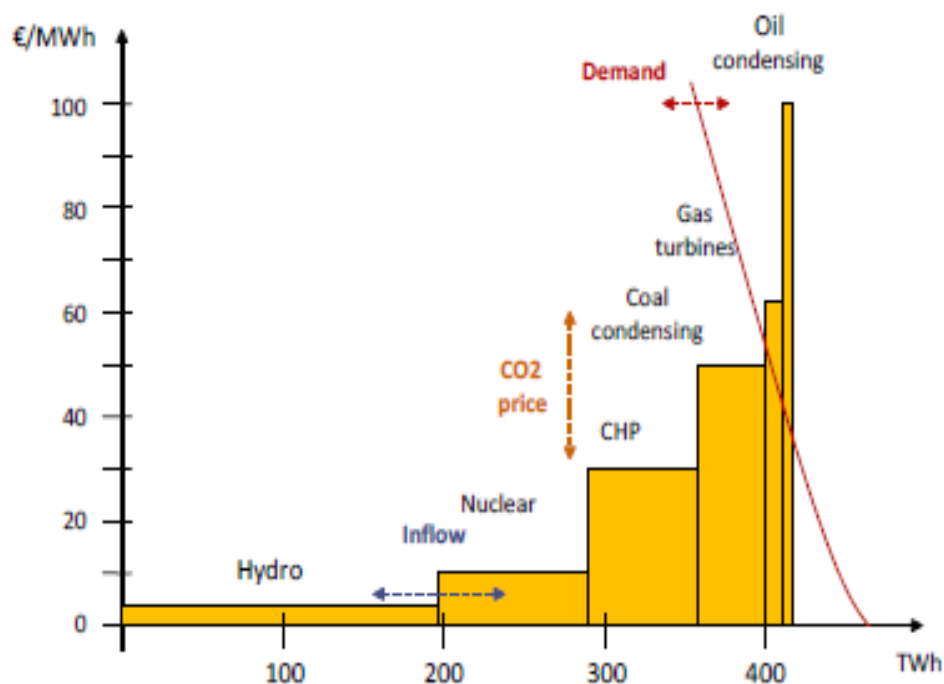
Selv om norsk kraftproduksjon nærmest utelukkende er basert på vannkraft, er Norge integrert i det nordiske kraftsystemet hvor andelen av vannkraftproduksjon er på ca 50 % mens mye av det resterende er kraftproduksjon i termiske verk basert på kull og kjernekraft. Vi vil i dette kapittelet først diskutere produksjonsoptimaliseringen i et termisk produksjonssystem og så i neste avsnitt trekke inn samspillet med vannkraften.

I et termisk system består kraftproduksjonen typisk av varmekraftverk, som kullkraft-, gasskraft- og kjernekraftverk, som har høyere produksjonskostnader enn for eksempel vannkraftverk. Den variable kostnaden har tre hovedelementer: brenselkostnad, den variable vedlikeholdskostnaden og utslippskostnaden. På kort sikt er alle disse kostnadene kjente. Prisen i et termisk system skjer der tilbudskurven (kostnaden til det siste verket som settes i produksjon) møter etterspørselskurven, se Figur 5. Man rangerer altså kraftverk etter stigende enhetskostnader, det man kaller ”merit order”, som utgjør tilbudskurven der man kan se maksimal produksjonsevne (volum) og variable enhetskostnader for de ulike produksjonsteknologiene.³

Av en rekke årsaker er priselastisiteten i etterspørselen etter kraft svært lav på kort sikt. Dette illustreres i figuren over med en bratt etterspørselskurve, se nærmere diskusjon av dette i kapitlet om forbrukerfleksibilitet. Fra dag til dag påvirkes forbruket mest av samfunnets aktiviteter med typiske dag-, natt-, uke- og sesongvariasjoner. Forbruket vil for eksempel normalt være lavere om natten enn om dagen, og dermed vil også prisen være lavere. Dette er den grunnleggende årsaken til store prisforskjeller i termiske systemer. I vannkraftsystemer hvor reguleringsevnen er betydelig større enn i termiske verk vil prisene i utgangspunktet bli mer utjevnet over døgnet, se nedenfor. Ved lavt forbruk er det de såkalte grunnlastkraftverkene (”base load”) som setter prisen basert på sine lave variable kostnader, mens ved høyt forbruk er det enheter med svært høye variable kostnader som er prissettende.

³ Realiteten er mer komplisert enn dette fordi kraftverkene har start- og stoppkostnader og dermed minimum oppe- og nedetider for å få dekket disse kostnadene. Dette medfører da intertemporære restriksjoner som gjør at man ikke kan håndtere hver time isolert fra alle andre. På dette stadiet i rapporten er det ikke nødvendig å komme nærmere inn på dette.

Figur 5: Illustrasjon av prissettingen i kraftmarkedet



(Kilde: Gaia, 2010)

3.3 Vannkraftens rolle

De variable kostnadene til vannkraft er svært lave og består hovedsakelig av drifts- og vedlikeholdskostnader. Ut fra dette og på bakgrunn av forrige avsnitt skulle man da tro at vannkraften ligger på bunnen av ”merit order” listen og kjører kontinuerlig som grunnlast. Dette er også tilfelle for såkalte elvekraftverk uten magasinkapasitet, som må produsere når vannet strømmer. Alternativet er at vannet går tapt. Men for majoriteten av de norske kraftverkene er det ikke slik. Det er to hovedgrunner til dette: den ene er at vannet i vannkraftverk har en alternativverdi ved at det kan lagres og produseres på et annet tidspunkt og den andre er at det ligger en rekke begrensninger i vannkraftsystemet. Disse begrensningene prissettes, og slik oppstår det som kalles skyggepriser relatert til grensene. Skyggeprisene benyttes for å oppnå optimal langsiktig disponering av vannet, i stedet for de betalbare variable kostnadene. De tre viktigste begrensningene er knyttet til:

- Den totale vannmengden
- Lagerkapasiteten i vannmagasinene

- Produksjonskapasiteten i kraftstasjonene

For et termisk kraftverk er det i prinsippet ingen begrensninger på brenselet og i teorien kan man kjøre et slikt kraftverk kontinuerlig med maksimal kapasitet (i praksis er det noen begrensninger på dette). Et vannkraftverk er imidlertid avhengig av at det er nok vann til å produsere, og for de aller fleste kraftverk er det ikke nok vann til å produsere for fullt hele året. Dette har å gjøre med den optimale dimensjoneringen av generatorkapasitet i forhold til vannmengde i slike kraftverk, men dette vil vi ikke komme nærmere inn på her. Videre finnes det myndighetsbestemte regler om minstevannsføring og lignende som legger restriksjoner på vannkraftverkene. Med en begrenset mengde vann vil en vannkraftprodusent forsøke å bruke dette vannet på en slik måte at det erstatter den dyreste alternative termiske produksjonen over tid. Dette indikerer at den riktige plasseringen av et vannkraftverk med magasinkapasitet i ”merit order” listen i realiteten ikke er gitt av vannkraftens variable kostnad (som er svært lav), men av den alternative produksjonen som den erstatter. Dette prinsippet brukes når produsentene forsøker å handle optimalt ved å beregne sin såkalte ”vannverdi”.

Magasinene brukes for å lagre vann i perioder hvor vannet har en lav verdi til en periode hvor det har en høy verdi. Har man et lite magasin så er dette kun mulig i begrenset grad (for eksempel innenfor døgnet), men med svært store magasiner er denne muligheten nærmest ubegrenset. Hvis man har mye vannkraft, svært store magasiner og det ikke er noen usikkerhet omkring framtidig tilsig til magasinene vil den optimale prisen bli tilnærmet lik hele tiden⁴. Insitamentet som skaper denne situasjonen er at alle produsentene hele tiden forsøker å produsere (bruke vannet) når prisene er høyest, og høyere produksjon gir lavere pris. Motsatt – hvis prisen er lav vil de produsere mindre og prisen stiger i denne perioden. Dette ville fortsette til prisene blir tilnærmet like hele tiden. Imidlertid setter magasinkapasiteten en grense for hvor langt denne utjevningen kan pågå. Med begrensninger i magasinkapasiteten får vi altså prisforskjeller over tid.

Begrensningene på produksjonskapasiteten i kraftstasjonene er også viktig. Selv med uendelig magasinkapasitet ville det ikke være mulig å produsere mer i en periode med høye priser enn den effekten som er installert i kraftverkene, og dette setter igjen en grense for hvor langt det er mulig å utjevne prisene.

⁴ Man opererer her innenfor nedbørsesonger (vårflom, høstregn) slik at rentebetraktninger betyr lite. I prinsippet betyr rentebetraktning at prisen i framtiden skal være noe høyere enn i dag for at produsenten skal være likegyldig med hensyn til om han velger å produsere/selge i dag eller i morgen.

For å finne den riktige alternativverdien eller ”skyggeprisen” på vannet i magasinene er det utviklet avanserte matematiske modeller som så langt det er mulig tar hensyn til disse tre hovedbegrensningene, samt en lang rekke restriksjoner i de enkelte vassdrag og kraftstasjoner. Ved hjelp av disse modellene er man i stand til å beregne skyggeprisen til hvert eneste magasin på ethvert tidspunkt, og ut fra dette kan magasinene disponeres optimalt i samspill med det øvrige systemet.

3.4 Betydningen av usikkerhet i tilsig og brenselpriser

I framstillingen om vannkraften har vi så langt resonnert som om man hadde full og sikker informasjon. Imidlertid er det betydelig usikkerhet omkring det fremtidige tilsiget som er vesentlig i det nordiske markedet hvor det er svært mye vannkraft. Det totale tilsiget til det norske produksjonssystemet varierer mellom 80 og 160 TWh per år, mens forbruket ligger mellom 120 og 130 TWh per år. Den store variasjonen i tilsiget kan delvis tas ut også gjennom varierende eksport/import hvis overføringskapasitetene mot utlandet er store nok. Over tid har disse økt. Men fortsatt vil det være begrensninger i disse i forhold til den store variasjonen i tilsig. Da vil tilsigsvariasjonen ha en potensielt sterk innvirkning på prisen. Men selv med høy overføringskapasitet vil denne variasjonen være så stor at den kan påvirke hvilke kraftverk som vil være prissettende i det termiske systemet i Norden. Det er derfor vanskelig for produsentene å forutse nøyaktig når prisene vil være høyest. Om man sammenligner prisen på Nord Pool Spot og i de finansielle kraftmarkedene (som er ”veddemål” på prisutviklingen på sikt) så vil man få et inntrykk av hvordan markedet vurderer denne usikkerheten.

Usikkerheten i fremtidig tilsig ivaretas ved beregning av vannverdiene, som dermed ikke er deterministiske (gitte) verdier, men forventningsverdier⁵. Usikkerhetene i priser og tilsig danner derfor en tilleggsmekanisme som fører til variasjoner i prisene også selv med svært store magasiner og produksjonskapasitet i kraftstasjonene.

Vannverdiene til vannkraftprodusentene er sterkt koblet til kostnadene for termisk kraftproduksjon. Jo tettere det nordiske markedet blir bundet sammen med markeder med en høy andel termisk produksjon (Nordvest Europa), jo sterkere vil prissignalene derfra slå gjennom i det nordiske markedet. De viktigste usikkerhetsmomentene i det termiske systemet er fremtidige brenselpriser og tilgjengeligheten til kraftverkene.

⁵ I prinsippet spiller også variansen (hele sannsynlighetsfordelingen) en rolle her, men det utelater vi i det videre resonnementet.

Feilsannsynligheten til vannkraftverk i det nordiske systemet er svært lav. Kjernekraften har historisk også hatt en lav feilsannsynlighet, mens den er høyere for typiske gass- og kullkraftverk. En utfordring med kjernekraften er at den består av relativt få svært store enheter, og hvis flere av disse er ute av drift samtidig så har dette en stor innvirkning på det øvrige produksjonssystemet, og dermed på vannverdiene.

3.5 Vindkraft og annen uregulerbar kraftproduksjon

Kraftproduksjon ved fornybare teknologier som vind, sol, småkraft (elvekraft) og lignende er ikke regulerbar. Det vil si at kraften produseres når ressursene er tilgjengelige (når det blåser, når det er sol, når vannet renner, osv.), det vil si uavhengig av prisene. Imidlertid vil de fortsatt ha påvirkning på kraftprisene i et velfungerende marked. I og med at tilgangen på disse ressursene er stokastisk (tilfeldig) betyr dette økt usikkerhet for aktørene i kraftmarkedet. Denne type økt stokastikk vil føre til økt etterspørsel etter reguleringssevne i et vannkraftsystem. I og med at disse kraftverkene er lokalisert på ulike steder hvor ressurstilgangen varierer stokastisk, vil en optimal tilpasning tilsi at man tillater geografiske prisvariasjoner.

3.6 Kraftnettet og driftssikkerhet

Produksjon og forbruk er knyttet sammen gjennom kraftnettet som består av kraftledninger, kabler, transformatorer og en rekke andre komponenter. Nettet deles normalt inn i tre nivåer: Sentralnett, regionalnett og distribusjonsnett. Kraftnettets totale utstrekning i Norge er på nærmere 330 000 km.

Sentralnettet er landsdekkende, og omfatter vanligvis ledninger og kabler med spenning fra 300 til 420 kilovolt (kV). I enkelte deler av landet inngår også linjer på 132 kV i sentralnettet. Regionalnettet (66 og 132 kV) knytter sentralnettet og distribusjonsnettet sammen. Mellomspennings distribusjonsnett (11 og 22 kV) og lavspennings distribusjonsnett (230 og 400 V) er det lokale nettet som bringer kraft ut til sluttbrukerne. De fleste kraftverk og mesteparten av kraftintensiv industri er tilknyttet regionalnett eller sentralnett. Vi vil i det følgende konsentrere oss om sentralnettet.

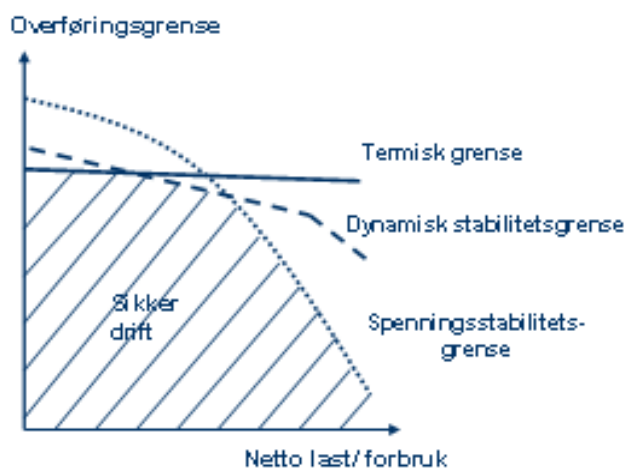
Sentralnettet omfatter også utenlandsforbindelser som åpner for eksport og import av elektrisk kraft. De norske, svenske, finske og østdanske sentralnettene er et integrert vekselstrømsnett (synkront område). Det nordiske nettet er vist i Figur 13. Som vist i figuren har Norge også overføringskabler til Jylland og Nederland. Dette er likestrømsforbindelser der kraftflyten kan styres. I et vekselstrømsnett bestemmes

kraftflyten av fysiske lover, og det er begrensede muligheter til å styre strømmens vei gjennom nettet.

Komponentene i kraftnettet har en termisk grense, det vil si at hvis strømmen overskrider denne grensen vil komponentene brenne opp. For å unngå dette brukes ulike typer vern og brytere som sørger for at komponenter frakobles før de ødelegges.

I tillegg til å kontrollere at termisk grenselast ikke overskrides, må det kontrolleres at nettet oppfyller nødvendige krav til stabilitet og spenning. Hvilke av disse forholdene som blir begrensende for overføringsgrensene i ulike deler (snitt) av nettet varierer over året og er avhengig av hvilke produksjonsanlegg og linjer som er innkoblet, impedansforholdene i nettet, hvor mye effekt som flyter på andre forbindelser og i hvilken retning flyten går. Ulike forhold som bestemmer overføringsgrensene er illustrert i Figur 6.

Figur 6: Illustrasjon av ulike grenser for overføring som funksjon av netto last/forbruk



Ved overføring av store mengder kraft over store avstander kan det oppstå pendlinger i systemet. Hvis disse får utvikle seg ukontrollert vil de føre til sammenbrudd av deler eller i verste tilfelle hele systemet. Disse forhold bestemmer den dynamiske stabilitetsgrensen. Ved svært høye belastninger vil spenningen kunne bli så lav at den "kollapser", og deler av systemet vil bryte sammen. Dette bestemmer grensen for spenningsstabilitet.

Som figuren over illustrerer vil det i noen tilfeller kunne være stabilitetsforhold (dynamisk eller spennings-) som er begrensende for kraftoverføringen (netto last/forbruk), og dette kan medføre en vesentlig lavere overføringsgrense for å oppnå sikker drift enn komponentene selv kan tåle ut fra termiske forhold.

Balansering av produksjon og forbruk og drift av systemet innenfor overføringsgrensene er avgjørende for sikker drift. Dersom grenseverdiene for kraftoverføring overskrides eller det skjer feil på komponenter i systemet, vil det oppstå driftsforstyrrelser⁶. Egenskapene ved et kraftsystem innebærer at en uforutsett hendelse ett sted i systemet kan få betydning i andre deler av systemet langt unna kilden til problemet. For å unngå at driftsforstyrrelser kan medføre alvorlige konsekvenser, er det vanlig å utarbeide regler/retningslinjer⁷ for driften med krav til sikkerhetsmarginer og å beskrive ulike preventive og korrektive tiltak som kan tas i bruk for å bringe systemet innenfor akseptable grenser (reguleringstiltak, reserver og vern mm.).

Ifølge feilstatistikken til Statnett har det vært i overkant av 800 driftsforstyrrelser per år de siste ti år til sammen i regional- og sentralnettet⁸. Som regel medfører driftsforstyrrelser i sentralnettet små eller ingen konsekvenser. En driftsforstyrrelse fører til utfall av en eller flere komponenter, dvs. at en eller flere komponenter frakobles systemet ved hjelp av vern og brytere, men fører sjelden til avbrudd for sluttbrukere. En viktig grunn til dette er at sentralnettet (og i hovedsak også regionalnettet) er masket og har tilstrekkelig kapasitet til å tåle utfall av en enkelt komponent uten at det medfører avbrudd for sluttbrukere. Dette innebærer at systemet er dimensjonert og driftes etter N-1 kriteriet⁹. Dersom en driftsforstyrrelse i sentralnettet fører til avbrudd vil det derfor som oftest skyldes en kombinasjon av hendelser, f.eks. flere feil samtidig eller at et vern ikke fungerer som tiltenkt. Slike feilkombinasjoner anses å ha svært liten sannsynlighet for å inntreffe, men i verste fall kan det lede til kaskadeutfall og til at hele systemet bryter sammen. Kraftsystemets evne til å motstå driftsforstyrrelser uten at gitte grenser overskrides er definert som driftssikkerhet. Kraftsystemet er i dag robust

⁶ Driftsforstyrrelse: Utløsning (*anm: av bryter*), påtvunget eller utilsiktet utkobling eller mislykket innkobling som følge av feil i kraftsystemet (Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet).

⁷ Beskrevet i "Grid codes", f.eks. Nordic Grid Code, "Operational handbooks" (ENTSO-E) osv.

⁸ Årsstatistikk 2009 33 – 420 kV, www.statnett.no

⁹ N-1 kriteriet: Kraftsystemet skal tåle utfall av en enkelt komponent uten at det medfører avbrudd for sluttbrukere.

og driftssikkerheten høy med en tilgjengelighet av elektrisk energi på nesten 100 % (vi opplever avbrudd i gjennomsnitt 2-3 timer pr år¹⁰).

Når en driftsforstyrrelse fører til avbrudd medfører dette konsekvenser for den enkelte sluttbruker og for samfunnet som helhet, avhengig av hvor store områder som berøres og av varigheten av avbruddet. Samfunnet påføres en avbruddskostnad som består av direkte og indirekte kostnadselementer¹¹. Avbruddskostnadene er en forventet kostnad gitt av sannsynligheten for at det skal skje driftsforstyrrelser og av konsekvensene av avbrudd.

I tilfeller der markedet har ønske om høyere overføring enn det som kan tillates ut fra grenseverdier oppstår flaskehals¹². Flaskehals fører til et samfunnsmessig tap fordi billigere produksjon blir innestengt og må erstattes av dyrere produksjon andre steder og/eller redusert forbruk. De ulike overføringsgrensene som er illustrert i Figur 6 er absolutte – hvis de overskrides bryter hele eller deler av systemet sammen i løpet av kort tid. Hvis en overføringsgrense er satt ut fra hensynet til at utfall av (enkelt)komponenter ikke skal føre til avbrudd for forbrukerne (N-1 kriteriet), er situasjonen annerledes. Overskridelse av en slik grense fører ikke til avbrudd umiddelbart, men kun hvis aktuelle komponenter faktisk feiler. I prinsippet kan man derfor sette en kostnad på overskridelsen av denne grensen, nemlig sannsynligheten for at aktuelle komponenter feiler multiplisert med avbruddskostnaden som oppstår hvis dette skjer. Det at ønsket overføring ikke kan tillates medfører derfor på den ene siden såkalte flaskehalskostnader (se neste kapittel), mens på den annen side vil ønsket overføring føre til at sannsynligheten for avbrudd øker og at det påløper avbruddskostnader. Hva som gir optimal overføringsgrense i et samfunnsøkonomisk perspektiv vil være en avveining mellom flaskehalskostnader og forventede avbruddskostnader. Prinsippet for å finne optimal overføringsgrense basert på en slik avveining er illustrert i Figur 7 nedenfor for en gitt driftssituasjon. Optimal

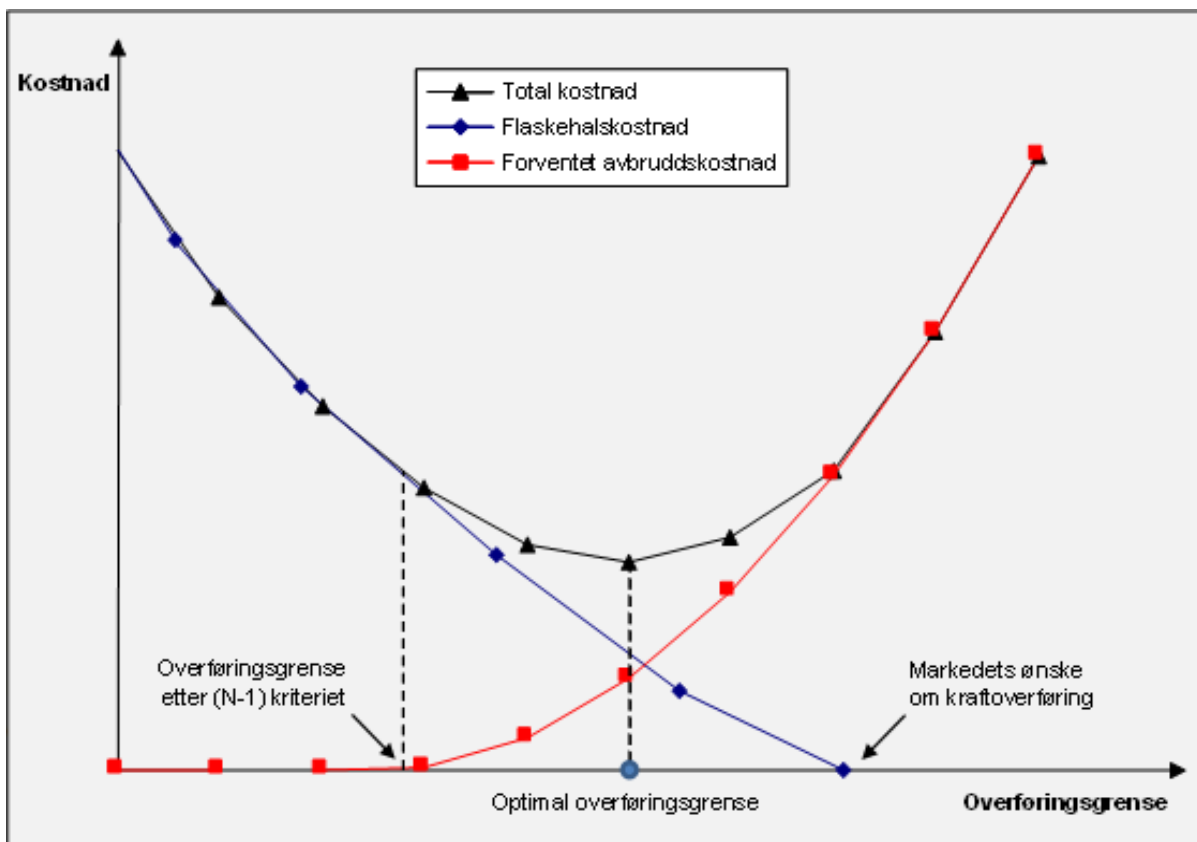
¹⁰ Kilde: NVEs avbruddsstatistikker, kan lastes ned fra www.nve.no:
<http://www.nve.no/no/Energi1/Kraftsystemet/Leveringskvalitet/Avbruddstatistikk/>

¹¹ Avbruddskostnader består av direkte og indirekte kostnadselementer av privat og samfunnsmessig karakter. I dette inngår også elementer av typen ubehag, tap av fritid, frykt for den enkelte og konsekvenser for samfunnet ved at kritiske samfunnsfunksjoner ikke kan opprettholdes osv. De private kostnadene kan i hovedsak anses å dekkes av KILE-ordningen (KILE = Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi). KILE representerer sluttbrukernes kostnader forbundet med avbrudd. I tillegg kommer øvrige direkte og indirekte kostnader for samfunnet.

¹² Flaskehals: Situasjon som oppstår når utvekslingsbehovet i nettet overstiger overføringsgrensen (Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet)

overføringsgrense vil være der hvor summen av flaskehalskostnader og forventede avbruddskostnader minimeres. I eksempelet er markedets ønske om overføring større enn teoretisk optimal overføringsgrense. Figuren illustrerer også at dersom det ikke tillates avbrudd som følge av enkeltutfall, dvs. at N-1 kriteriet skal være oppfylt, vil overføringsgrensen kunne være lavere enn den teoretisk optimale og dermed vesentlig lavere enn markedets ønske om overføring (kraftutveksling).

Figur 7: Driftskriterium som minimaliserer summen av flaskehalskostnader og avbruddskostnader



(Kilde: SINTEF Energi, TR A4982, 1999)

Et viktig poeng er her også at dagens samfunn i liten grad aksepterer at avbrudd faktisk skjer (noe som i prinsippet gjenspeiles i avbruddskostnaden). Dette kan oppfattes som en forutsetning om at sannsynligheten for avbrudd skal være under en viss grense, og dette kan i neste omgang bli oppfattet som en restriksjon. I så tilfelle snakker vi ikke lenger om økonomisk optimalisering, men et absolutt krav som må tilfredsstilles uansett kostnad. Dette defineres gjerne gjennom krav til sikkerhetsmarginer. N-1 kriteriet er eksempel på et slikt krav. Mer om dette i kapittel 4 og 6.

3.7 Produksjonsreserver

Mens det forrige avsnittet beskriver driftssikkerheten fra nett- og forbruksperspektivet, skal vi her kort diskutere den i forhold til produksjonssystemet. På samme måte som nettkomponenter, kan også kraftverk falle ut på grunn av feil. Det er derfor viktig at det investeres i nok effekt, slik at sannsynligheten for at topplasten kan dekkes er tilstrekkelig stor¹³. I termiske system er dette et svært viktig dimensjoneringskriterium, mens det har vært mindre vektlagt i vannkraftsystem. Dette skyldes at man vanligvis har investert i mer enn nok effekt i et vannkraftverk for å unngå store flomtap – i sum resulterer dette i rikelig med effekt.

I driftsfasen er det viktig at nok effekt er tilgjengelig på kort og til dels meget kort varsel, i praksis momentant. Man må derfor ha såkalte roterende reserver, som betyr ledig effekt på kraftverk som allerede produserer. I tillegg må man ha reserver som kan startes opp på kort varsel. Hvordan reserver deles opp i grupper er beskrevet i kapittel 4.4. Et viktig poeng her er imidlertid at kravet til reserver i noen tilfeller kan føre til at det ikke er nok effekt igjen for å dekke lasten i løpende drift. Man har enda ikke nådd produksjonssystemets kapasitetsgrense, men fordi man må ”sette til side” noe effekt til reserver, kan ikke lasten dekkes, og man må bruke ekstraordinære tiltak (i verste tilfelle koble ut last) for å unngå at systemet bryter sammen. Dette kan typisk skje hvis man får en kombinasjon av høylast samtidig med at store produksjonsenheter er ute av drift. Problemet kan forsterkes av flaskehalsen i nettet.

I slike situasjoner bør man i prinsippet også gjøre en avveining mellom på den ene siden å beholde reservekravet (til en høy kostnad) eller på den andre siden å redusere reservekravet og dermed driftssikkerheten (som fører til en økning i den forventede avbruddskostnaden). Denne avveining tilsvarende i prinsippet den som er illustrert i Figur 7. Dagens praksis er å overholde reservekravet med mindre dette fører til direkte utkobling av last for å oppfylle kravet.

3.8 Flaskehalshåndtering

Når ønsket overføring er større enn det som er mulig med grensene som er beskrevet i det forrige avsnittet oppstår det en ”flaskehals”. Flaskehalsen må håndteres fordi belastningen på den aktuelle linjen eller snittet (en gruppe av flere linjer) ellers blir for

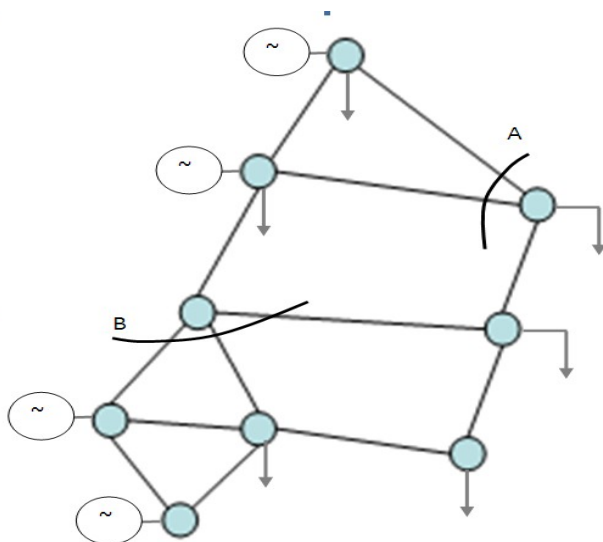
¹³ Før dereguleringen passet kraftselskapene og myndighetene i fellesskap på at dette ble ivaretatt. I et kraftmarked er det i utgangspunktet markedsaktørene som bestemmer hvor mye effekt de vil investere i, og hvis man fortsatt ønsker å sikre seg nok effekt etter dette kriteriet, må det innføres tilleggsmekanismer som for eksempel effektmarkedene i USA.

høy, noe som kan føre til skader og/eller større utfall. I et masket nett som det norske er det potensielt mange og varierende flaskehalser. Det kan da være hensiktsmessig å starte diskusjonen omkring håndtering av flaskehalser på et detaljert nivå.

3.8.1 Noder i nettet og optimal lastflyt

Figur 8 viser som et eksempel et nett med 9 noder og 13 forbindelser mellom nodene. Eksempelet utelater mange virkelige komponenter som transformatorer og brytere med mer, men kan brukes for å illustrere prinsippene. Kraftsystemet har både produksjon (de hvite sirklene med (~)) og last (pilene), og som i et virkelig system kan de enkelte nodene ha produksjon, last, begge deler eller ingen av delene. Vi antar at dette representerer det virkelige kraftsystemet med alle noder og forbindelser representert, og nodene representerer utvekslingspunkter hvor kraft mates inn og/eller tas ut fra nettet. Forbindelsene som knytter nodene sammen representerer individuelle overføringslinjer. Figuren viser også to snitt, A og B, som er knyttet til grupper av linjer.

Figur 8: Enkelt kraftsystem, illustrasjon



For å finne flyten i systemet med en gitt fordeling av produksjon og last, brukes såkalte lastflytberegninger. Disse gjennomføres ved hjelp av matematiske modeller som beskriver egenskapene til de ulike komponentene og som resulterer i et sett av

ligninger hvor kraftflyten er gitt ved løsningen av disse. Disse modellene kan også inkludere overføringsgrenser på enkeltlinjer og snitt som diskutert i kapittel 3.6.

For å ta hensyn til at utfall av komponenter ikke skal føre til avbrudd må det i tillegg gjennomføres utfallsanalyser, det vil si at det gjøres lastflytanalyser hvor en eller flere komponenter fjernes fra modellen, og det kontrolleres at den resulterende flyten fortsatt er innenfor grensene.

Den mest korrekte modellen bruker en såkalt AC ("vekselstrøm") beskrivelse, som fullt ut tar hensyn til alle de elektriske karakteristikkene til komponenter og system. Alternativt brukes det ulike varianter av DC ("likestrøm") modeller. Disse modellene er ikke like nøyaktige, men fordelene er at de krever mindre regnetid. Dette er spesielt viktig når man gjør utfallsanalyser.

I et samfunnsøkonomisk perspektiv er det relevant å bruke en optimal økonomisk lastflytanalyse. Man modellerer da produksjonskostnadene for de enkelte generatorene samt etterspørselskurvene, og den optimale lastflyten finnes ved å maksimere samfunnsøkonomisk overskudd, gitt de tilbuds- og etterspørselskurver som finnes for hvert punkt i nettet, samt de begrensninger som følger av termiske og andre kapasitetsbegrensninger i overføringsnettet.

Stilisert kan vi formulere optimal økonomisk lastflyt som følgende problem:

Maksimer $Velferd = \text{Konsumentenes betalingsvilje} - \text{Produksjonskostnader}$

Gitt Lastflytbetingelser

Termiske overføringsgrenser

Restriksjoner knyttet driftssikkerhet

Optimal økonomisk lastflyt løser et statisk (nett-)problem, og den dynamiske tilpasningen over tid er overlatt til aktørene, hvilket betyr at tilbudskurvene for en periode inneholder aktuelle kostnader eller alternativkostnader som vannverdier o.l.

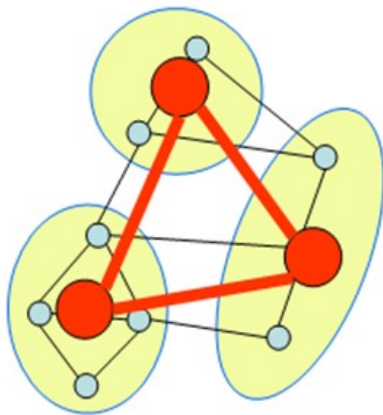
En optimal økonomisk lastflyt beregnes ut fra tilbuds- og etterspørselskurver for hvert punkt i nettet, og begrensninger på linjene i nettet. Et viktig poeng er at denne beregningen gir ulike priser i alle noder i nettverksmodellen. Dette forårsakes av at produksjonskostnadene er forskjellige og at det er overføringsgrenser på linjer og snitt, samt av nettapene. I markedssammenheng sikrer metoden at produksjon og forbruk får prissignaler som fører til en best mulig utnyttelse av produksjon og nett sett under ett.

Optimal økonomisk lastflyt og optimale nodepriser er et referansepunkt, som praktiske metoder for å håndtere kapasitetsbegrensninger i elektriske nett kan måles mot¹⁴.

3.8.2 Soner og dagens nordiske modell

I Figur 9 har vi illustrert dagens nordiske modell for flaskehalshåndtering. Dette er en fysisk aggregert nettmodell¹⁵. Flere noder (blå punkter) grupperes sammen i soner (gul farge) og det opereres med et fiktivt nett mellom hvert prisområde (angitt med rød farge), der det fiktive nettet ofte er en fysisk aggregering av flere individuelle overføringslinjer. Aktørenes bud til kraftbørsen blir gitt på sonenivå.

Figur 9: Noder og soner, illustrasjon



Å bruke soner i stedet for noder ved markedsklareringen vil ved flaskehals gi effektivitetstap, det vil si man finner en løsning som ikke gir en optimal utnyttelse av nettet. I en fysisk aggregert nettmodell vil soneprisene være uavhengige av den interne fordelingen av tilbuds- og etterspørselsbud i sonene, fordi budene kun vil være representert på aggregert nivå innad i hver sone i modellen. Dette tar ikke hensyn til de fysiske begrensningene innad i sonene.

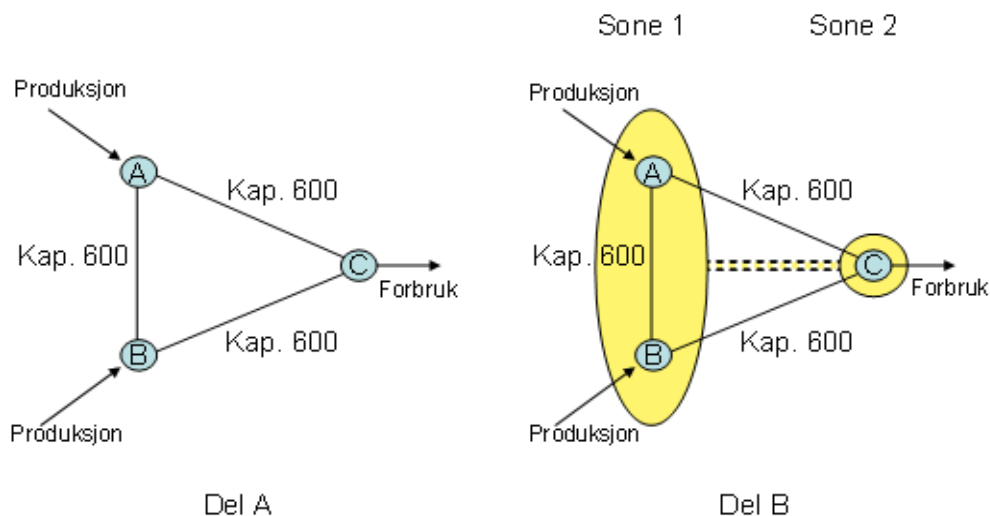
¹⁴ I litteraturen er det foreslått flere metoder som er konsistente med optimale nodepriser, se vedlegg 2? (for eksempel Chao og Peck (1996) eller Wu og Varaiya (1997)), se også Schweppe et al (1988) og Wu et al. (1996).

¹⁵ I dagens modell har nettariffen en nodekomponent relatert til estimerte marginaltap i nettet, se kapittel 6.4.

En fysisk aggregert modell er derfor i utgangspunktet mindre restriktiv enn virkeligheten, og prisene som beregnes kan medføre løsninger for fordelingen av produksjon og forbruk som i virkeligheten ikke lar seg realisere, det vil si at det oppstår flaskehalsen innenfor en eller flere soner¹⁶. I slike tilfeller skal systemoperatøren ifølge forskriften om systemansvaret bruke mothandel. Mothandel (eller spesialregulering) skjer ved at systemoperatøren betaler aktører for å øke eller redusere produksjonen og/eller forbruket slik at flaskehalsen inne i sonen forsvinner (Se også avsnittet om mothandel nedenfor).

For å synliggjøre betydningen av lokalisering av produksjon og forbruk innad i prisområder, ser vi på et enkelt eksempel med tre noder. I nettverket i Figur 10 forutsettes det at de elektriske egenskapene (impedansen) til linjene er identiske og at overføringskapasiteten er lik 600 MW på hver av linjene. Vi antar videre at det er produksjon i node A og B og forbruk i node C.

Figur 10: Kapasitetsbestemmelse i fysisk aggregert modell, illustrasjon



Anta nå at sone 1 omfatter begge produksjonsnodene og sone 2 er forbruksnoden, det vil si at det er to soner som vist som de gule områdene i høyre del av Figur 10.

Spørsmålet er nå hvilken kapasitet man bør sette på den aggregerte forbindelsen mellom sone 1 og sone 2. En ren addisjon av kapasiteten på enkeltlinjene vil gi en

¹⁶ Det kan også oppstå flaskehalsen mellom sonene, fordi fordelingen av bud er slik at overføringskapasitetene som er satt for de aggregerte linjene ikke er strenge nok, eller kan representere godt nok den faktiske flyten.

kapasitet lik 1200 MW, men det er kun mulig å overføre 1200 MW dersom det produseres 600 MW i hver produksjonsnode. Flyten er avhengig av fordelingen av produksjon innad i sone 1. Dette vil man i en fysisk aggregert modell ikke kunne ta hensyn til. Den verst tenkelige produksjonsfordeling mht kapasitetsutnyttelse, er at hele produksjonen foregår i en av produksjonsnodene. Dersom for eksempel 1200 MW produseres i node A, vil linje AC i dette eksemplet få en lastflyt på 800 MW (2/3 av produksjonen i A, fordi det antas at linjene har de samme elektriske egenskapene), og være overbelastet. Den maksimale produksjonen man kan ha i en av nodene uten å overbelaste enten AC eller BC er 900 MW. Det betyr at dersom kapasiteten mellom sone 1 og 2 settes til 900 MW, vil man kunne overføre alle mulige fordelinger av produksjon inntil 900 MW i sone 1, så dette kan vi kalle en "worst case" kapasitetsbestemmelse mellom de to sonene.

Problemet med denne kapasitetsfastsettelsen er selvsagt at den er svært restriktiv. For alle andre fordelinger av produksjon, kunne overføringskapasiteten vært satt høyere. Hvis for eksempel 100 MW produseres i node B, vil en produksjon på 800 MW i node A føre til at det er ledig kapasitet i overføringsnettlet. Produksjonen i node A kunne vært hevet til 850 MW, og mer kraft kunne vært overført til forbruksnoden C. Den fysisk aggregerte nettmodellen skiller ikke mellom produksjon i node A og B, og dermed må kapasiteten settes restriktivt.

Eksempelene illustrerer at kapasiteten mellom sonene er avhengig av fordelingen av produksjon (og mer generelt, også forbruk) over systemets enkelte tilknytningspunkter.

I studier av de samfunnsøkonomiske effektene av å flytte begrensninger til områdegrensener, er det vist at det kan være betydelige besparelser ved å ta hensyn til systemets faktiske begrensninger ved markedsklarering, snarere enn indirekte gjennom å begrense kapasiteten mellom anmeldingsområder¹⁷.

3.8.3 Intertemporære restriksjoner

Foregående avsnitt beskriver markedsklareringen som om den er uavhengig fra den ene timen til den neste. I virkeligheten er det bindinger i tid. For varmekraftverk kommer dette av oppstartkostnaden og minimum oppe- og nedetider. Hvis man starter opp vil man derfor ha en viss sikkerhet for at man skal produsere i flere timer for å tjene tilbake oppstartkostnaden. Minimum oppe- og nedetider gjør også at det som skjer i en

¹⁷ Studert i blant annet Bjørndal og Jörnsten (2001) og Nonås (2010) for et forenklet nordisk nettsystem og Price (2007) for California.

time ikke kan sees uavhengig av alle andre timer. For vannkraft får man lignende bindinger som forårsakes av den fysiske sammenhengen i et vassdrag. Vann som produseres i ett kraftverk vil etter kortere eller lengre tid havne i inntaksmagasinet til neste kraftverk. Med mindre dette er et stort magasin, må da dette kraftverket også begynne å produsere, noe som gir en binding mellom disse timene.

Bindingene i tid gir betydelige utfordringer. Dagens marked har en løsning for dette (blokkbud, se kapittel 4.3.2.1). I PJM systemet i USA har man løst det termiske problemet gjennom en flertrinnsprosess, jfr. Price (2007). Det eksisterer ingen markeder der man har en slik løsning integrert med optimalisering av vannkraft i vassdrag med flere kraftverk og små magasiner. Det er viktig at det tas hensyn til dette når man ser på løsninger for å få en optimal utnyttelse av det totale systemet.

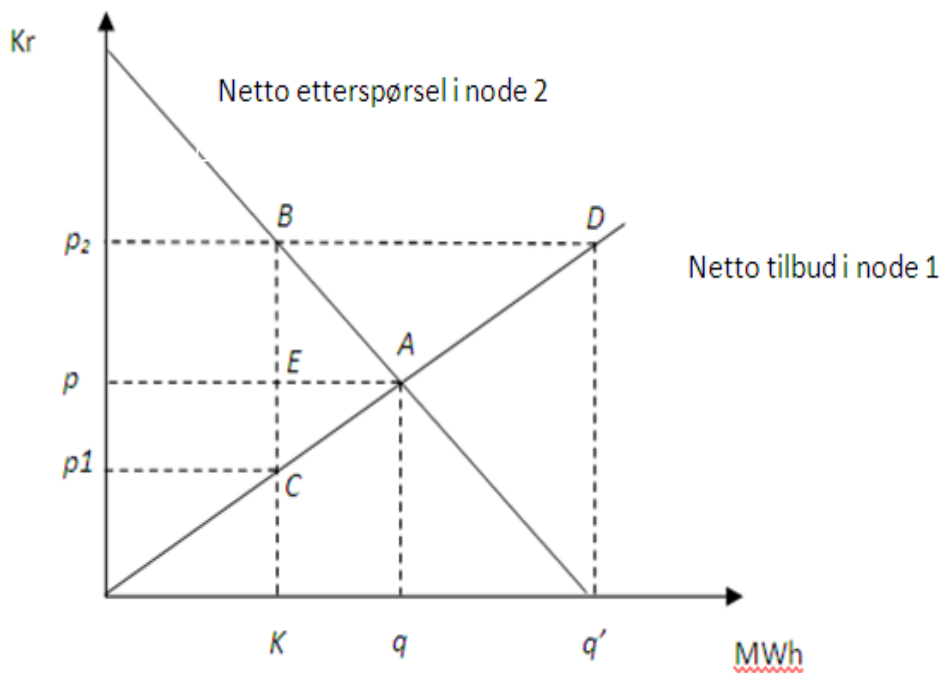
I dagens norske system er kraftverk som ligger i samme vassdrag gjenstand for samarbeid gjennom brukseierforeninger, for å optimalisere utnyttelsen av hele vassdraget. I dag får disse aktørene imperfekte prissignaler ved at de får like prissignaler i et stort område med potensielle flaskehalsar mellom områdene. I et nodeprissystem vil driften av hele vassdraget bli bestemt som et resultat av markedsklareringen som baseres på estimerte marginalkostnader for de enkelte kraftverk, men som ikke tar hensyn til de faktiske og tidsavhengige restriksjonene som eksisterer i vassdraget. Fordelen med dagens system er at produksjonen i Elspot bestemmes (de fleste plasser) for vassdraget totalt, og at eieren i etterkant kan gjennomføre en optimalisering mellom de enkelte kraftverk. Denne muligheten forsvinner ved node prising. Begge løsninger gir altså effektivitetstap, og det må sees nærmere på dette når alternative løsninger for innføring av nodeprising vurderes.

3.8.4 Mothandel

Ved flaskehalsar innenfor elspotområder benyttes mothandel. Figur 11 viser et eksempel med to noder og en linje som knytter nodene sammen. Det er netto tilbud i punkt 1 og netto etterspørsel i punkt 2, og linjen mellom de to punktene har kapasitet K .

Ubegrenset lastflyt tilsvarer punkt A i figuren, med pris lik p og overført kvantum lik q . Denne løsningen lar seg imidlertid ikke realisere fordi lastflyt på linjen mellom de to nodene da vil være større enn kapasiteten K . Hvis vi deler markedet i elspotområder blir prisen p_1 i lavprisområdet der det er netto innlevering og p_2 i høyprisområdet med netto uttak. Ved disse prisene, vil flyt mellom område 1 og 2 bli lik kapasiteten K .

Figur 11: Mål på flaskehalskostnader, illustrasjon



Et alternativ til deling av markedet er å kjøpe ut en del av produksjonen ved å kompensere produsentene med differansen mellom p_2 og produksjonskostnaden. I Figur 11 impliserer dette en kostnad for systemoperatøren lik arealet av trekant BCD. Dersom både produsenter og forbrukere kan ta del i nedreguleringen, kan systemoperatøren realisere den samme løsningen som ved markedsdeling på billigste måte ved å ta utgangspunkt i en markedspris på p , og kompensere de dyreste produsentene med en kostnad lik arealet av trekanten ACE og forbrukerne med lavest betalingsvilje med en kostnad lik arealet av trekanten ABE, altså benytte perfekt prisdiskriminering. De bedriftsøkonomiske kostnadene er da lik de samfunnsøkonomiske kostnadene ABC.

Dette illustrerer at en mothandelsordning som involverer alle aktørene kan realisere den samme løsningen som nodepriser. Generelt, i et masket nett, må man ta hensyn til hvordan de ulike aktørene påvirker den aktuelle flaskehalsituasjonen for å minimere kostnadene ved kvantumsomfordelingene. Dette betyr at for produsenter eller forbrukere som ved økt aktivitet avhjelper kapasitetsbegrensningen, vil det være aktuelt å kompensere for økt produksjon/forbruk.

4 Kraftsystem og marked i praksis

4.1 Systemansvaret og driften av kraftsystemet

Ansvar for kort og langsiktig balanse i kraftsystemet er tillagt Statnett. Dette ansvaret reguleres gjennom forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (FoS)¹⁸. Formålet med FoS er å ”legge til rette for et effektivt kraftmarked og en tilfredsstillende leveringskvalitet¹⁹ i kraftsystemet. Forskriften skal sikre at systemansvaret utøves på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt”.

Systemoperatøren skal:

- a) sørge for frekvensreguleringen og sikre momentan balanse i kraftsystemet til enhver tid,
- b) opptre nøytralt og ikke-diskriminerende i forhold til alle som omfattes av denne forskrift,
- c) utvikle markedsløsninger som bidrar til å sikre en effektiv utvikling og utnyttelse av kraftsystemet,
- d) i størst mulig utstrekning gjøre bruk av virkemidler som er basert på markedsmessige prinsipper,
- e) samordne og følge opp konsesjonærer og sluttbrukere sine disposisjoner med sikte på å oppnå tilfredsstillende leveringskvalitet og en effektiv utnyttelse av kraftsystemet, og
- f) utarbeide og distribuere informasjon om forhold i kraftsystemet som er av betydning for kraftmarkedet, samt om forhold som er av betydning for den generelle leveringskvaliteten

En viktig del av systemansvaret er å ivareta forsyningssikkerheten som betyr kraftsystemets evne til å levere elektrisk energi til sluttbrukerne. Dette forutsetter sikker tilgang på energi, tilstrekkelig effekt (kapasitet) og pålitelige komponenter og anlegg. Forsyningssikkerheten påvirkes av langsiktig nettutvikling, driften og

¹⁸ Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet (FOR 2002-05-07 nr 448), www.lovdata.no

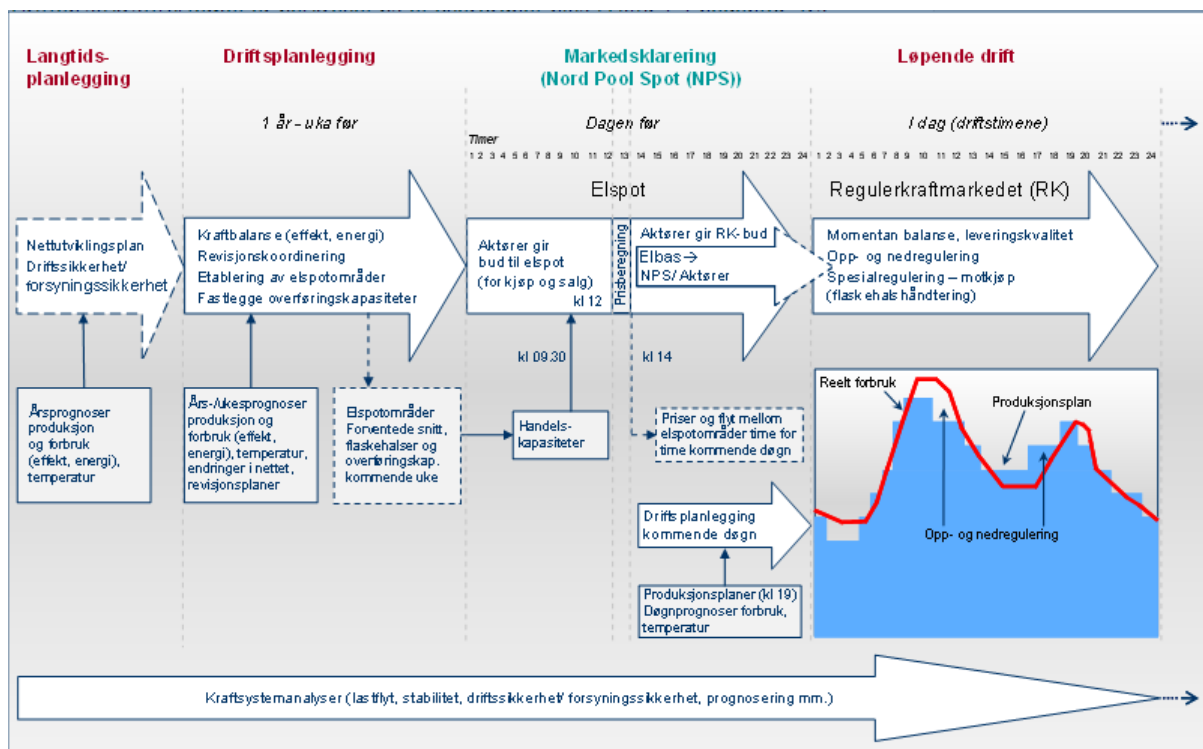
¹⁹ Leveringskvalitet: Kvalitet på levering av elektrisitet i henhold til gitte kriterier, som omfatter bl.a. krav til frekvens og spenning, se Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FOR 2004-11-30 nr 1557), www.lovdata.no.

rammebetingelser (konsesjonsbehandling, økonomisk regulering, lover og forskrifter mv.). Forsyningssikkerheten håndteres kontinuerlig f.eks. ved å overvåke kraftbalansen og gjennomføre kraftsystemanalyser. I løpende drift er forsyningssikkerheten bestemt av driftssikkerheten (som beskrevet i kapittel 3.6).

Nord Pool Spot A/S (Nord Pool Spot) er den nordiske handelsplassen for fysiske kraftkontrakter, og her foregår klareringen av markedet. Daglig beregnes systempris og områdepriser for neste døgn basert på anmeldelser (bud) fra aktørene for kjøp og salg av kraft (kraftprodusenter, forbrukere, kraftleverandører).

Driften av kraftsystemet er beskrevet på et overordnet nivå i Figur 12 nedenfor, fra langsiktige nettutviklingsplaner med mange års horisont, via driftsplanlegging på års- og ukebasis, til daglig markedsklaring og den løpende driften. Økonomisk er også de finansielle markedene viktige, og disse er kort omtalt i kapittel 4.6. Denne rapporten fokuserer imidlertid i henhold til utvalgets mandat hovedsakelig på den kortsiktige driften fra og med driftsplanleggingen som vist i figuren under.

Figur 12: Kraftsystem og marked i praksis – driften av kraftsystemet



4.2 Driftsplanlegging

Driftsplanleggingen foregår som skissert i Figur 12, kontinuerlig og med lange tidshorisonter. Den konkrete planleggingen for et bestemt driftsdøgn foregår dels

dagen før med fastsettelse av handelskapasitetene, det vil si de overføringskapasitetene som Nord Pool Spot bruker i sin markedsklarering og dels etter at produksjonsplanene foreligger om kvelden før driftsdøgnet. En viktig del av driftsplanleggingen består i bestemmelse av de aktuelle elspotområdene, som skjer noe lengre tid i forveien. I dette kapitlet beskrives etablering av elspotområder og fastsettelse av overførings- og handelskapasiteter.

4.2.1 Etablering av elspotområder

Systemoperatøren skal i henhold til forskrift om systemansvaret i kraftsystemet fastsette elspotområder for å håndtere store og langvarige flaskehals i regional- og sentralnettet²⁰. Videre skal systemoperatøren normalt fastsette separate elspotområder ved forventet energiknapphet i et avgrenset geografisk område, og systemoperatøren skal informere om fastsatte elspotområder i rimelig tid før de tas i bruk.

Det er altså to grunner for opprettelse av elspotområder, ”store og langvarige flaskehals” og ”energiknapphet i et avgrenset geografisk område”. Disse forholdene kan endre seg over tid, for eksempel ved forbruksvekst eller etablering av ny produksjon eller langvarige revisjoner, og dette kan gjøre det nødvendig å opprette nye områder. Elspot anmeldingsområder gir ikke automatisk ulike prisområder, men prisforskjeller oppstår når utvekslingskapasiteten mellom områder reelt begrenser flyten mellom områdene.

Inntil 11. januar 2010 var Norge delt inn i tre elspotområder. Fra denne datoen ble det daværende NO1 delt inn i to områder: en ny NO1 og NO2. Statnett anså dette ”nødvendig av hensyn til driften av det samlede kraftsystemet og for utnyttelsen av de totale ressursene” og fordi det i mange driftssituasjoner oppstod flaskehals i nettet mellom Sørvest-Norge og Østlandet²¹. Opprettelsen av dette området ble meldt til markedet 7. desember 2009. I dette tilfelle er det altså snakk om ”store og langvarige flaskehals”.

Den 23. februar 2010 meldte Statnett at ”fra 15. mars blir deler av Vestlandet skilt ut som eget markedsområde for kraft på grunn av lite vann i vannmagasinene i området, og for å sikre at ledningene inn til området blir utnyttet best mulig slik at det kan spares vann der²²”. Opprettelsen av det nye området NO5 er altså begrunnet med

²⁰ Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet, www.lovdata.no

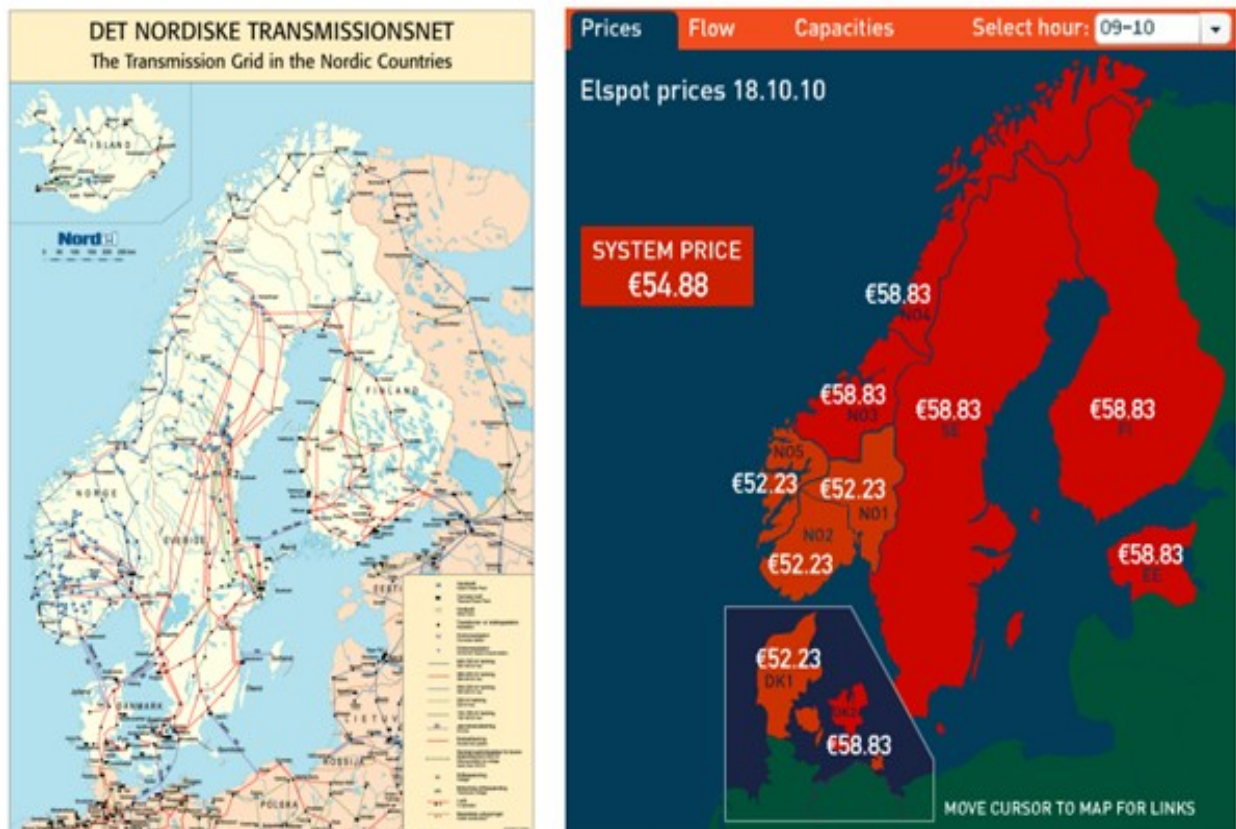
²¹ Pressemelding fra Statnett 11.01.2010.

²² Pressemelding fra Statnett 23.02.2010.

”energiknapphet i et avgrenset geografisk område”. Et slikt elspotområde fører til at hele det nye området blir eksponert for den høye prisen som blir et resultat av energiknappheten i området. Hvis dette området med energiknapphet forblir en del av et større område vil kun de aktørene som brukes av systemoperatøren til mothandel (spesialregulering) se denne prisen. (Mer om dette i kapittel 4.4.3.3).

Figur 13 viser hvordan det nordiske kraftsystemet, med hundrevis av noder og kraftlinjer, for tiden representeres av 10 anmeldingsområder. Fra desember 2011 skal også Sverige deles i fire anmeldingsområder av hensyn til en bedre utnyttelse av både det interne nettet i Sverige og utenlandsforbindelsene som knytter Sverige sammen med resten av det nordiske markedet.

Figur 13: Det nordiske kraftsystemet og anmeldingsområder



(Kilde: Nordel og Nord Pool Spot)

Opprettelsen av to nye områder i løpet av to måneder er uvanlig. Norge har i mange år før vært inndelt i først to og senere tre områder. Dette illustrerer det faktum at nettet blir stadig hardere utnyttet i en situasjon hvor produksjon, forbruk og utvekslingskapasiteter med utlandet øker, men hvor det er svært vanskelig å bygge nye

overføringslinjer. Dette resulterer blant annet i nye anmeldingsområder og flere prisforskjeller.

I det nordiske markedet løses flaskehalsen delvis ved hjelp av elspotområder og delvis ved hjelp av mothandel i regulerkraftmarkedet. Elspotområder skal slik systemet er i dag, løse strukturelle, det vil si større og langvarige flaskehalsen på landegrensene og på grensene mellom definerte elspotområder. Mothandel skal først og fremst løse flaskehalsen internt i elspotområdene.

Hvordan flaskehalsen håndteres generelt er beskrevet i kapittel 3.8, der det konkluderes med at velferden maksimaliseres med nodeprising med egne priser på hver node i nettet der de fysiske begrensningene er representert direkte. Videre beskrives modellen med fysisk aggregerte noder (anmeldingsområder) som brukes i Nord Pool, og ulempene med denne metoden diskuteres.

Nord Pool Spots prisalgoritme (SESAM) er basert på en fysisk aggregert nettmodell. Aktørene ved Nord Pool Spot leverer bud gjeldende for det anmeldingsområdet de befinner seg i, og det skjer ikke noen ytterligere geografisk spesifisering av bud innad i sonene. Verken Nord Pool Spot eller Statnett som systemoperatøren har på tidspunktet for budgivning i Elspot noen informasjon om hvor i anmeldingsområdene produksjon og forbruk vil skje. Informasjonen om fordeling av produksjon kommer først om kvelden kl 19 i forbindelse med at aktørene spesifiserer produksjonsplaner, etter at markedet er klarert i Elspot, jfr. Figur 12. Således kan ikke denne informasjonen med dagens budgivning benyttes i selve prisberegningen. Prisalgoritmen tar kun hensyn til budene for kjøp og salg og handelskapasitetene mellom anmeldingsområdene. Interne flaskehalsen er ikke representert, og det tas ikke hensyn til de fysiske lovene som bestemmer flyten i et kraftnett.

De handelskapasitetene som systemoperatøren setter og som benyttes i prisalgoritmen for Elspotmarkedet kan ha svært stor effekt på prisene, det er derfor svært viktig hvordan man fastsetter handelskapasitetene mellom elspotområdene. Selv små økninger i overføringskapasitetene vinteren 2009/10 ville gitt store endringer i prisene²³.

Slik kraftflyt mellom anmeldingsområdene er modellert i Nord Pools prisberegningssalgoritme, vil områdepriser normalt gi en positiv nettinntekt for systemoperatøren, mens mothandel for å løse flaskehalsen internt i

²³ Det har nylig blitt utarbeidet en rapport for de nordiske reguleringsmyndighetene som viser at selv små økninger i overføringskapasitetene vinteren 09/10 ville gitt store endringer i prisene (Gaia consulting 2010).

anmeldingsområdene medfører kostnader. Nettoeffekten av de to mekanismene godskrives sentralnettets kunder. Over tid har ikke dette økonomisk betydning for systemoperatøren fordi den positive nettinntekten vil bli brukt til reduksjon av nettariffene senere. Likevel kan systemoperatøren sine insentiver være sterkere i retning av å gi for restriktive handlingskapasiteter heller enn romslige kapasiteter. Ved å gi mye kapasitet reduseres den kortsiktige inntekten, og man pådrar seg kostnader for mothandel, som i neste omgang gjør det nødvendig å øke nettariffen, noe som er upopulært. Ved å gi for lav kapasitet økes den kortsiktige inntekten, som over tid kan redusere nettariffen, og mothandelskostnader og driftsproblemer reduseres.

4.2.2 Fastleggelse av overføringskapasiteter

Overføringen mellom større geografiske områder, for eksempel mellom Vest- og Øst-Norge består vanligvis av to eller flere kraftledninger som går delvis i parallell. Slike grupper av ledninger kalles "snitt" ("cross-section" på engelsk).

Figur 14 viser viktige snitt i det nordiske nettet i 2007. Noen viktige snitt i Norge er for eksempel Haslesnittet, Flesakersnittet og Sørlandssnittet.

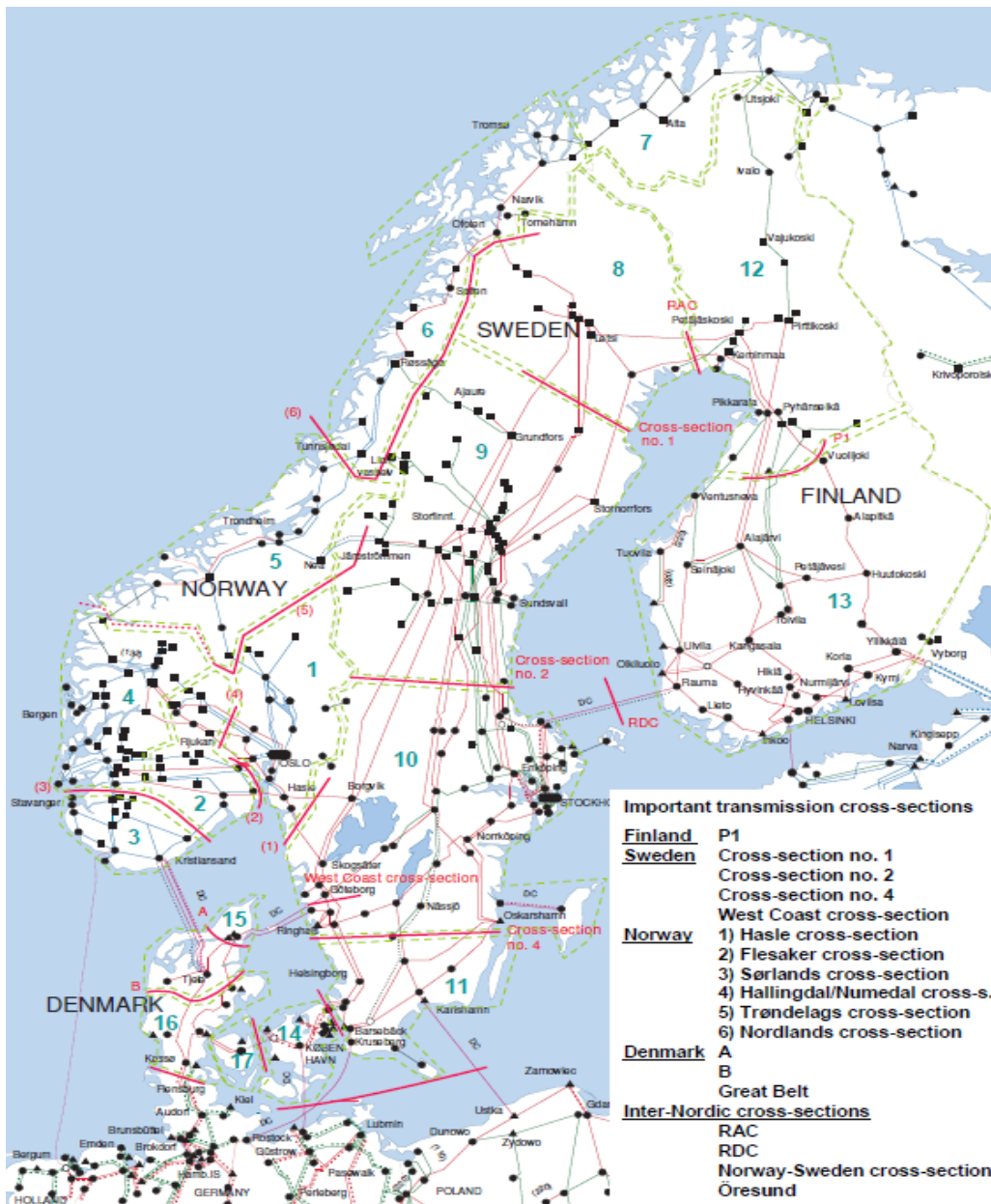
Overføringsgrensen for et snitt er sjelden lik summen av de termiske grenselastene for de enkelte ledningene i snittet. Som beskrevet i kapittel 3 bestemmes overføringsgrensene av termisk grenselast, dynamisk stabilitet og spenningsstabilitet. I tillegg må det tas hensyn N-1 kriteriet, revisjoner og anlegg som er ute av drift pga feil.

Statnett utarbeider oversikter over maksimale overføringsgrenser for komponenter. Dette er beskrevet i "Statnetts praktisering av systemansvaret"²⁴ der det også er gitt grenseverdier for dynamisk stabilitet og spenningsstabilitet.

Sentralnett er dimensjonert for og driftes normalt etter N-1 kriteriet. I praksis vil driftoperatøren legge noe skjønn inn i praktiseringen av kriteriet. Dette kan bety at det i enkelte spesielle tilfeller tillates høyere effektflyt enn det N-1 kriteriet skulle tilsi, f.eks. dersom været er fint og ulempen ved å innføre overføringsrestriksjoner er høy. Tidligere benyttet Statnett et mulighetsrom ved driftsforstyrrelser der enkeltutfall ikke skulle gi avbrudd for mer enn 1400 MW forbruk og normal drift skulle være gjenopprettet i løpet av 2 timer og med maksimalt 1000 MWh ikke levert energi.

²⁴ Statnetts praktisering av systemansvaret 2010, www.statnett.no

Figur 14: Viktige snitt i det nordiske nettet



(Kilde: Nordel, Nordic Grid Code 2007)

Ut fra en erkjennelse av at disse grenseverdiene kunne medføre store (ikke akseptable) konsekvenser for samfunnet, innførte Statnett våren 2010 en ny driftspolicy²⁵ som gir snevrere grenser enn det forrige mulighetsrommet:

- En driftsforstyrrelse skal ikke gi avbrudd for mer enn 200 MW forbruk

²⁵ Kilde: Statnett

- Leveringspunkt skal etter en driftsforstyrrelse være spenningsstøtt og ha tilstrekkelig kapasitet innen 1 time
- I perioder med planlagt vedlikehold tillates høyere risikoeksponering, maksimalt 500 MW med varighet opptil 2 timer.

I tillegg til de overnevnte sikkerhetsmarginene driftes systemet i visse områder i henhold til kriterier som kan kalles N-1/2 og N-0. N-1/2 betyr at det ved utfall kobles ut last/forbruk med lav avbruddskostnad, mens N-0 ofte betyr radiell drift og enkeltutfall medfører avbrudd for sluttbrukere. N-1/2 og N-0 innebærer redusert driftssikkerhet. Selv om hovedprinsippet er en drift som tilfredsstiller N-1-kriteriet, praktiseres altså skjønnsmessige vurderinger og fleksibilitet i fastsettelsen av grenser i en avveining mellom markedshensyn og risiko for avbrudd.

De fysiske overføringsgrensene til snittene beregnes ved lastflyt- eller dynamiske analyser på en kraftsystem-modell som inneholder nett og generatorer/kraftstasjoner. I tillegg beregnes hvordan utfall av de mest kritiske linjer (eller transformatorer) påvirker flyten. Denne utfallsanalysen brukes til å bestemme hvilken belastning snittene tåler for at N-1 kriteriet skal bli overholdt. I praksis betyr dette at man beregner hvordan flyten på komponenter som faller ut fordeler seg prosentvis på parallelle linjer og transformatorer. Den prosentvise fordelingen er bestemt av selve nettbildet, det vil si hvilke linjer som til enhver tid er inne eller ute på grunn av planlagte utkoblinger.

At overføringsgrensene likevel endres over året skyldes for eksempel at maksimalt tillatt strøm i kraftledningene varierer med utetemperaturen, eller at spenningsproblemer lettere oppstår når store deler av nettet har høy belastning samtidig slik som på vinterstid. I vedlikeholdsperioden (mars-desember) foretas det et stort antall slike analyser. Tabell 1 viser hvilke faktorer som bestemmer overføringsgrensene.

For å bestemme handelsgrensene mellom elspotområdene er det i praksis N-1 som er det viktigste kriteriet, og dette påvirkes primært av nettbildet, og i noen grad av produksjons- og lastfordelingen. Utover dette er spesifikke anslag for antatt lastflyt viktig i noen sammenhenger, spesielt i forbindelse med fastsettelsen av handelskapasiteten mellom Sør-Norge og Sverige (Haslesnittet). Problemet med fastsettelse av denne handelskapasiteten er helt spesifikk og vil omtales noe nærmere i kapittel 6²⁶. Omfanget av dette som problem vil påvirkes når Sverige blir delt inn i flere

²⁶ Prosedyren er beskrevet i "Principles for determining the transfer capacity in the Nordic power market", Nordel, 2008.

prisområder, men det fundamentale problemet består med dagens håndtering av områder i Norden.

Tabell 1: Overføringsgrenser og N-1 kriteriet, og hva som påvirker disse

	Påvirkes av:
Termisk grense	← temperatur
Dynamisk stabilitet	← last ← nettbilde ← temperatur, årstid
Spenningsstabilitet	← last ← nettbilde ← temperatur, årstid
N-1	← nettbilde ← produksjonsfordeling ← lastfordeling

4.2.3 Prognoser for produksjon og forbruk

Overføringskapasitetene (handelskapasiteter) som faktisk stilles til disposisjon for Nord Pool Spot meddeles fra systemoperatøren klokken 9.30, det vil si 2,5 timer før aktørene leverer inn sine bud for dagen etter (se Figur 12). Handelskapasitetene er basert på at det fastlegges overføringskapasiteter for viktige snitt for kommende uke. I denne fastsettelsen antas at kommende døgn blir som tidligere døgn med hensyn på lastflyt, det vil si det lages ingen eksplisitt prognose for lastflyt for den aktuelle perioden. Implisitt ligger det en slik prognose til grunn siden man baserer seg på likhet mellom døgn. Imidlertid justeres antakelsene med utgangspunkt i to forhold: eventuelle revisjoner av nett og temperaturens virkning på komponentenes overføringsgrenser. Det siste baserer seg på prognoser for temperaturendringer.

Som Tabell 1 viser, bestemmes de fysiske overføringsgrensene av termisk grenselast og krav til dynamisk stabilitet og spenningsstabilitet, og i tillegg må N-1 kriteriet tilfredsstilles. I den grad disse faktorene varierer over tid bestemmes de av lasten (som igjen bestemmes av temperatur og årstid), nettbildet og produksjonsfordelingen.

Utgangspunktet for beregning av overføringsgrensene er lastflyt og dynamiske analyser på intakt nett. Dette gjøres jevnlig (på års- og ukesbasis) med ulike lastnivåer, men ikke spesifikt på daglig basis. Ifølge Statnett er definisjonene av de fysiske begrensningene fra dag til dag i stor grad uavhengige av forbruk og produksjon fordi det er N-1 kriteriet som normalt bestemmer de fysiske grensene. Dette fører til at de fysiske overføringsgrensene og dermed handelskapasitetene stort sett er like over året med mindre viktige linjer er utkoblet og nettbildet ellers avviker fra det normale. Ett av unntakene fra denne regelen er kapasiteten mellom Sør-Norge og Sverige som er avhengig av netto effektuttak i Østlandsområdet, kalt "Oslolasten". Øvrige variasjoner forårsakes av at det er flere ulike interne snitt som kan være begrensende for den fysiske kapasiteten mellom områdene. Disse variasjonene er imidlertid små ved intakt nett, ifølge Statnett. Kapasitetsfastsettelsen for kommende døgn tar derfor utgangspunkt i overføringskapasitetene som er fastsatt på forhånd i års- og ukesplanleggingen og om nødvendig justeres de ut fra erfaringer fra forrige døgn eller perioder som er sammenlignbare.

Statnett foretar en evaluering av om handelskapasiteten er fastsatt til såkalt "riktig nivå" i etterkant av markedsklareringen, og handelskapasitetene kan da justeres for kommende døgn. Det at man baserer seg på tidligere døgn lastflyt i anslag for kommende døgn lastflyt må nødvendigvis føre til regelmessige avvik mellom de kapasitetene som fastsettes på forhånd, og de som faktisk er tilgjengelige i driftstimen.

Interne overføringsbegrensninger innenfor elspotområder tas noen ganger hensyn til ved å redusere overføringskapasitetene på enkeltsnitt (for eksempel Haslesnittet) eller ved å redusere summen av kapasitetene på flere snitt og la prisberegning algoritmen bestemme fordeling gjennom optimalisering (for eksempel snitt B på Jylland og snitt 2 i Sverige, jfr. Figur 14). I slike tilfeller kan i praksis kapasitetene variere mye over døgnet.

4.3 Budgiving og markedsklarering

4.3.1 Nord Pool Spot-Elspotmarkedet

Nord Pool Spot er den nordiske handelsplassen for fysiske kraftkontrakter. Elspot er et felles nordisk marked for kontrakter for levering av fysisk kraft, neste døgn, time for

time. Spotmarkedet er grunnlaget for systemoperatørens balansering av kraftflyten mellom landene i Norden. Systemprisen i elspotmarkedet fungerer også som referansepris for prissetting av den finansielle krafthandelen i Norden.

Når det gjelder fysiske kraftkontrakter omsettes over 70 prosent av forbruket i Norden gjennom Nord Pool Spot. Resten handles gjennom bilaterale avtaler. Det er kun store aktører i kraftmarkedet som handler direkte på kraftbørsen Nord Pool Spot eller gjennom bilaterale kraftkontrakter. Disse aktørene omfatter kraftprodusenter, kraftleverandører, tradere, meglere, større industri og andre større forbruksenheter. Transaksjonskostnader forbundet med slik handel gjør at det ikke vil være lønnsomt for mindre forbrukere.

For å kunne handle på Nord Pool Spot må aktørene signere en balanseavtale direkte med ansvarlig systemoperatør eller indirekte gjennom en åpen leveranseavtale med en balanseansvarlig part i det relevante budområdet. For deltakere i Norge er det et krav at man har en direkte balanseavtale med Statnett SF. Hensikten med denne balanseavtalen er å sikre at deltakerne i markedet kan tilfredsstille oppgjør for omsetningen. Kjøpere og selgere av kraft på de fysiske kraftmarkedene har ansvar for sin egen kraftbalanse. Dersom det viser seg at aktøren har hatt ubalanse etter de fysiske kraftmarkedene har stengt, vil ubalansen bli dekket gjennom kjøp eller salg i regulerkraftmarkedet. Den balanseansvarlige bedriften har økonomisk ansvar for å gjøre opp for et eventuelt kjøp i regulerkraftmarkedet.

4.3.2 Budgivingen og klareringen i Elspot

Innen klokken 12 hver dag kan aktører som ønsker det legge inn kjøps- og eller salgsbud i Elspot for hver av timene i det kommende døgn. Det er produksjons- eller forbruksenhets beliggenhet som bestemmer hvilket elspotområde den tilhører. Bilaterale transaksjoner som involverer uttak og innmating i ulike anmeldingsområder skal anmeldes i elspotmarkedet. Budgivingen foregår elektronisk. Deltakerne kan by i alle nordiske valutaer samt i Euro. På Nord Pool Spot summeres alle bud til en total tilbuds- og etterspørselskurve, og i prisberegningen finnes "systemprisen" der de to kurvene møtes. Systemprisen tar (nesten) ikke hensyn til begrensninger i nettet. Prisen kan variere fra time til time, men er altså fast for en time om gangen.

Siden aktørene byr inn tilbuds- og etterspørselsbud i ulike områder vil markedsklareringen resultere i flyt av kraft mellom disse elspotområdene. Denne initielle flyten basert på systemprisen kan enten ligge innenfor de overføringskapasiteter systemoperatørene har gitt, eller flyten kan *overstige* handelskapasitetene. I det siste tilfellet foretas en ny klarering av markedet der det på

Nord Pool Spot regnes ut en pris for hvert elspotområde basert på nettkapasiteten mellom områdene og bud fra aktørene.

Prisene regnes ut for hver time det kommende døgnet. I tilfeller hvor det ikke er tilstrekkelig overføringskapasitet mellom elspotområdene oppstår det prisforskjeller mellom områdene. I underskuddsområder, dvs. hvor kraftflyt inn til området er begrenset, vil prisen bli høyere enn i overskuddsområder, dvs. der hvor kraftflyt ut av området er begrenset. Dersom det ikke er nettbegrensninger mellom to elspotområder har man ingen flaskehals, og prisen i de to områdene vil være den samme.

Ved flaskehals og prisforskjeller mellom Elspotområder vil det oppstå en netto inntekt i Elspotmarkedet som Nord Pool sitter igjen med etter at alle selgere har fått oppgjør. Denne nettoinntekten overføres til systemoperatørene for videre fordeling.

4.3.2.1 Typer av bud i Elspot

Ordinære bud

Normalt bys kjøp og salg for hver time ved at budgiver spesifiserer inntil 64 par av pris og volum som til sammen utgjør en i utgangspunktet diskret kjøps- eller salgskurve, som interpoleres til en stykkevis linær kurve.

Blokkbud

Ved blokkbud melder ikke budgiverne inn en kurve for hver time, men spesifiserer en gjennomsnittspris de minst må ha for å tilby x MW for en blokk med varighet y timer. En bakgrunn for å velge denne type bud kan være kostnader forbundet med å regulere produksjonen/forbruket opp og ned. For eksempel kan dette gjelde termiske verk der det er kostnader forbundet med å starte produksjon. Blokkbud anmeldes for minimum 3 timer og maksimum 24 timer. I markedsklareringen inngår et volum tilbudt som blokkbud dersom gjennomsnittsprisen over blokkens timer er høyere enn budprisen. Om den gjennomsnittlige prisen ikke er høy nok får ikke det aktuelle blokkbudet tilslag.

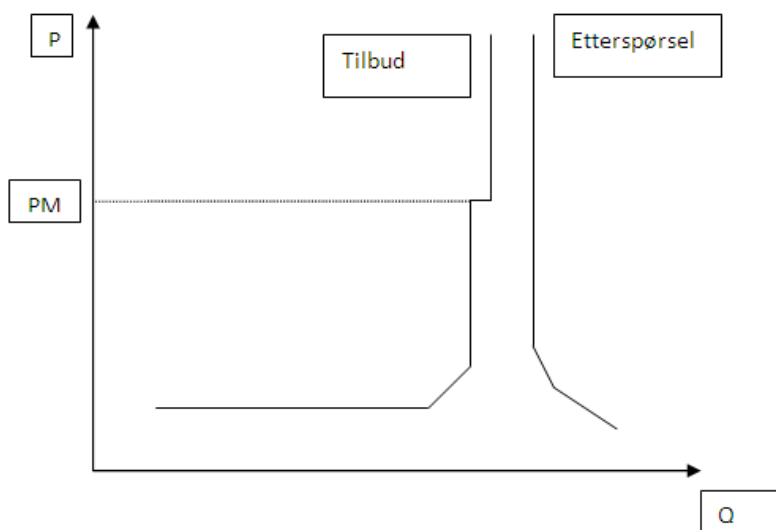
Fleksible bud

Fleksible bud er salgsbud som benyttes i størst grad av forbruk som kun kan stoppe forbruket en kort periode. Et fleksibelt bud spesifiserer en utkoblingspris og et volum og budet gjelder for en time. Budet får tilslag dersom prisen er høyere enn utkoblingsprisen. Om dette gjelder flere timer benyttes budet i den timen det gir størst samfunnsøkonomisk verdi.

4.3.3 Markedsklarering oppnås ikke

I spesielle tilfeller er det ikke mulig å klarere markedet fordi tilbuds- og etterspørselskurvene er for lite fleksible. Den akkumulerte tilbudskurven gir for lite tilbud til at den akkumulerte etterspørselen kan tilfredstilles uansett hvor høyt man setter prisen i elspotområdet, jfr. Figur 15.

Figur 15 Illustrasjon: Mangel på markedsklarering



Prosedylene sier da at Nord Pool Spot skal gjennomføre følgende tiltak i prioritert rekkefølge²⁷ (Nord Pool Spot, 2010): i) konvertere blokkbud til timetilbud når dette er påkrevd (betingelse for å kunne anmelde blokktilbud), ii) aktivere reservekraft (gjelder bare kapasitet i Sverige og Finland) iii) be systemoperatørene vurdere om de kan gi mer kapasitet i nettet mellom områdene, iv) blokkbud som øker behovet for avkorting tas ut av klareringen, v) aktivere separate kjøps- og salgsbud fra Energinet.dk ved problemer med markedskobling mellom Danmark og Tyskland vi) pro rata avkorting. Nedenfor omtales kort ii), iii) og vi).

²⁷ Nord Pool Spot, 2010 www.nordpoolspot.com

4.3.3.1 Reservekraft i Elspot (gjelder bare i Sverige og Finland)

I Sverige og Finland har TSOene lovmessig anledning til å sikre seg tilgang på såkalte effektreserver, hhv 2000 og 600 MW. Slik reservekapasitet kan benyttes for å oppnå klarering i Elspotmarkedet i de tilfeller man ikke finner en markedslukevekt. I Sverige har Riksdagen vedtatt at reservekraften suksessivt skal fases ut til 15. mars 2020 etter et ønske om en overgang til mer markedsbaserte løsninger.

Kraftreservene i Sverige og Finland blir aktivert som timebaserte bud hvis det ikke oppnås markedsklarering i Elspot (man kaller dette en "avkortingssituasjon" eller "curtailment"). Bruk av reservene skjer ved at de oppnår prisen på dyreste ordinære bud i Elspot, det vil si at de legges inn i tilbuds- eller etterspørselskurven med pris lik dette budet. Om man er i en situasjon uten markedsklarering i Elspot (som i Figur 15), vil reservekraft i Sverige og Finland kunne tas i bruk for å realisere kryssing av tilbuds- og etterspørselskurven. Volumet av reservekraft som må til for å få klarering er lik differansen mellom etterspørsels- og tilbudskurvene over prisnivået PM i figuren. For å aktivere dette volumet er det imidlertid av tekniske årsaker noen ganger nødvendig å starte opp mer effekt enn det som strengt tatt er nødvendig og dermed oppstår et behov for økt nedregulering i driftstimen.

4.3.3.2 Mer kapasitet til markedet

Avkortingssituasjonen som skissert ovenfor kan opptre kun i deler av markedet når det er bindende begrensninger i handlingskapasitetene mellom områdene. Hvis det ikke befinner seg reservekapasitet i et område hvor det ikke oppnås markedskryss, vil Nord Pool Spot anmode systemoperatørene om at de øker overføringskapasiteten i nettet inn til området med manglende klarering. Om systemoperatørene finner å kunne gi mer kapasitet til markedet vil det kunne bidra til at markedslukevekt oppnås.

Systemoperatørene kan gi mer kapasitet til markedet dersom det har skjedd endringer i forhold som påvirker kapasiteten, eller om salgs- og/eller kjøpsbudene fører til en annen lastflyt enn det systemoperatøren tidligere har lagt til grunn.

Det kan også være situasjoner der systemoperatøren tildeler mer kapasitet ved å redusere sikkerhetsmarginer som i utgangspunktet ble satt for en sikker drift av kraftsystemet (for eksempel ved å benytte N-1). Om så er tilfelle vil driftssikkerheten i systemet endres, se nærmere omtale av dette i kapittel 3.6.

4.3.3.3 Avkorting ved mangel på markedsklarering

Hvis andre tiltak ikke er tilstrekkelige til å sikre markedsklarering vil det skje en pro-rata avkorting av budene i Elspot, jfr. Figur 16. I dette tilfelle settes prisen til maksimumsprisen, for tiden 2000 €/MWh.

Figur 16: Pro-rata avkorting av kjøpsbud



(Kilde: Nord Pool Spot, 2010)

Alle aktører på kjøpsiden får redusert sine kjøp med samme andel. Hvis de ikke gjør noe med sine faktiske kjøp og deres reelle balanse blir lik opprinnelig bud, vil de bli nødt til å kjøpe avkortingene på Elbas eller regulerkraftmarkedet (se senere i dette kapitlet) til potensielt svært høye priser. De vil derfor ha et klart insentiv til å forsøke å redusere etterspørselen til det avkortede volumet.

En tilsvarende situasjon oppstår noen ganger med overskuddstilbud, typisk i perioder med stor uregulert produksjon (elvekraft, vind) og lavt forbruk. Da får man en pro-rata avkorting av tilbudene med en minstepris på minus 200 €/MWh. En slik pro rata avkorting gir et sterkt insitament til tilbyderne om ikke å tilby for høye volumer og å tilby fleksibilitet da konsekvensen for dem vil være en avkorting med risiko om lav pris om det ikke blir markedsklarering. Situasjonen med overskuddstilbud er imidlertid mindre relevant for problemstillingen i denne rapporten.

4.3.4 Intradag handel

Intradag krafthandel legger til rette for handel i tidsrommet mellom klareringen i spotmarkedet (day-ahead) og driftstimen. På denne måten gis aktørene i kraftmarkedet en mulighet til å handle seg i balanse frem mot driftstimen, og på den måten slippe å betale for ubalansene sine gjennom regulerkraftmarkedet.

Elbas er et fysisk justermarked for handel i Norge, Sverige, Finland, Danmark og Tyskland med kontinuerlig handel hvor kjøps- og salgsbud kobles inntil en time før driftstimen. Fordi det er kontinuerlig handel dannes det ikke én klareringspris slik som i Elspot eller regulerkraftmarkedet, men snarere gjennomføres handler fortløpende tilsvarende kjøp og salg i et aksjemarked. Kontraktene tas opp til notering etter at handelen i Elspot for neste døgn er avsluttet, og kontraktene kan handles inntil en time før levering starter²⁸.

Handel over elspotområdene i Elbas forutsetter ledig kapasitet i nettet etter at elspothandelen er avsluttet. Til forskjell fra elspotmarkedet vil kapasiteten i Elbas kunne endres av systemoperatørene i begge retninger, men allerede inngåtte kontrakter står fast. Kapasiteten vil oppdateres regelmessig.

Nord Pool Spot AS er motpart og forestår oppgjør i alle kontrakter som inngås via Elbas. Elbas administreres av Nord Pool Finland Oy som er et 100 % eiet datterselskap av Nord Pool Spot AS. Norge ble med i Elbas-markedet i mars 2009.

4.4 Løpende drift

Systemansvaret innebærer å sørge for momentan balanse mellom produksjon og forbruk til enhver tid og at driften foregår innenfor de fysiske begrensningene i systemet. Videre skal systemoperatøren blant annet samordne kraftprodusenter og sluttbrukere sine disposisjoner med sikte på å oppnå tilfredsstillende leveringskvalitet og en effektiv utnyttelse av kraftsystemet.

I løpende drift overvåker driftsoperatøren frekvens, strømmen og spenninger og følger med på at ikke grenseverdiene overskrides. For å opprettholde balanse mellom produksjon og forbruk kan det være nødvendig å sørge for opp- eller nedregulering av produksjon og/eller forbruk. Elektrisitet må produseres i samme øyeblikk som den forbrukes. Balansering av produksjon og forbruk i et kraftsystem er derfor avgjørende for å ha en akseptabel driftssikkerhet i systemet. Statnett har ansvaret for å ha kontroll

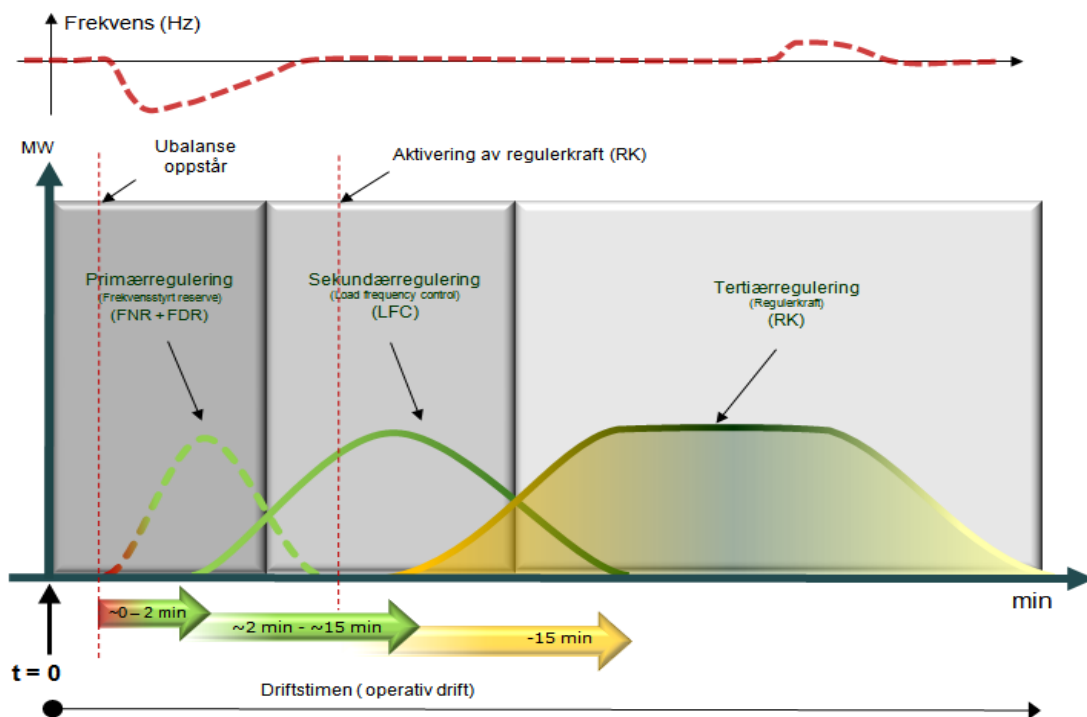
²⁸ For norske aktører må handelen være avsluttet to timer før driftstimen.

med balanse og driftssikkerhet. I balanseringen av kraftsystemet benyttes i stor grad markedsløsninger for å oppnå en effektiv ressursbruk og god samfunnsøkonomi²⁹.

I det følgende vil vi gå igjennom de ulike markedene for system- og balansetjenester i Norge. Disse markedene aktiveres etter at handelen i Elspot og Elbas er avsluttet, og fortsetter inn i driftstimen.

Balansering av kraftsystemet ivaretas av Statnett med reguleringsinngrep definert som primær-, sekundær- og tertiærregulering. Se Figur 17.

Figur 17: Prinsippskisse av de ulike kategorier av reserver



(Kilde: Statnett: Systemtjeneste- og markedsutviklingsplan 2009)

4.4.1 Primærregulering: Frekvensstyrte reserver

Frekvensstyrte reserver aktiveres automatisk i kraftverkene ved frekvensavvik fra 50,0 Hz. I "Nordisk systemdriftsavtale" er det stilt krav til Statnett om hvor mye slike reserver som skal finnes i Norge til enhver tid. Av hensyn til driftssikkerheten stiller

²⁹ Statnett: Systemtjeneste- og markedsutviklingsplan 2009

Statnett krav til minimumsleveranse av frekvensstyrt reserve fra kraftverkene. En grunnleveranse av tjenesten sikres gjennom et krav til aktørene med generatorer over 10 MVA om maksimal statikkinnstilling. Aktørene betales med fastsatt sats for denne grunneleveransen.

Leveranse utover grunnleveransen kan anmeldes i markedet for frekvensstyrte reserver. Markedet består av et uke- og et døgnmarked. Ukemarkedet kjøres før elspotmarkedet og benyttes av de aktørene hvor denne rekkefølgen er mest hensiktsmessig, mens døgnmarkedet kjøres etter elspotmarkedet for å dekke "restbehov" etter energihandelen i Elspot, inklusive utvekslingsønsker fra andre TSO'er. Dette markedet ble satt i drift i januar 2008³⁰.

4.4.2 Sekundærregulering: Automatisk sekundærregulering og InnfasingsReserve

Sekundærregulering sørger for at frekvensavvik nullstilles raskt og frigjør dermed primærreserver for regulering av nye ubalanser. Per i dag er det ikke etablert ordninger for automatisk sekundærregulering i det nordiske kraftsystemet, men dette jobbes det med å innføre. Derimot er det innført en manuell variant av dette, InnfasingsReserve i Norge.

InnfasingsReserve er en reserve som tilbyder garanterer kan aktiveres med 1. minutt responstid når som helst innenfor kvarteret før en planlagt økning av produksjonen til en stasjonsgruppe. Dette er et virkemiddel som gir Statnett's landssentral mulighet til å sikre seg roterende reserve i kvarteret før en større planlagt effektendring i kraftsystemet.

InnfasingsReserve er en frivillig ordning som produsenter i Norge kan ta del i. Det kvantum som Statnett og tilbyder blir enige om skal stilles som InnfasingsReserve, registreres og kompenseres basert på midlere ukepris i elspot for området der stasjonsgruppen er lokalisert.

4.4.3 Tertiærregulering: Regulerkraftmarkedet

De nordiske systemoperatørene bruker regulerkraftmarkedet (RK-markedet) for å sikre at produksjon og forbruk er i balanse i driftstimen. Produsenter som kan regulere opp eller ned egen produksjon på inntil 15 minutters varsel, deltar som aktive aktører i dette markedet. Også storforbrukere av kraft som er i stand til å koble ut eget forbruk på kort varsel er aktive i regulerkraftmarkedet. Slik regulering skjer for eksempel ved

³⁰ Statnett: Systemtjeneste- og markedsutviklingsplan 2009

utfall av produksjon eller linjer, til håndtering av overføringsbegrensninger eller når etterspørselen avviker fra prognosene dagen før.

Statnett utveksler regulerkraft med de øvrige systemoperatørene i Norden gjennom en felles nordisk regulerkraftliste. Statnett og Svenska Kraftnät har sammen ansvaret for balansereguleringen i Norden.

Aktørene legger inn bud med angivelse av hvor stort kvantum som tilbys opp- eller nedregulert til hvilken pris i de 24 timene i neste driftsdøgn innen kl. 19.30 kvelden før. Budene i regulerkraftmarkedet kan endres inntil 45 minutter før driftstimen. På tidspunktet for bud i regulerkraftmarkedet kjenner altså hver enkelt hvilket volum de fikk tilslag på i Elspot markedet og prisen i dette markedet, og dette er utgangspunktet for deres bud i regulerkraftmarkedet³¹.

I driftstimen vurderer systemoperatørene fortløpende behovet for regulering, og aktiverer de til en hver tid billigste tilgjengelige budene. Det siste budet som blir benyttet i denne timen, bestemmer regulerkraftprisen. Det vil si at det settes en uniform pris for alle aktørene.

4.4.3.1 Opp- og nedregulering

Hvis i driftstimen totalt forbruk er større en produksjonen må produksjonen økes eller forbruket reduseres, og dette kalles oppregulering. I det motsatte tilfelle må produksjonen reduseres, og dette kalles nedregulering (økning av forbruket innen dette korte tidsperspektivet er neppe aktuelt i dagens marked).

Det brukes ulike prisingssystemer for produksjon og forbruk, hhv toppris og enpris systemer, jfr. Tabell 2.

Ved oppregulering er RK prisen alltid høyere enn elspotprisen, mens den er lavere enn elspotprisen ved nedregulering ³¹. Prisene gitt i denne tabellen gjelder for differansen mellom aktørens anmeldelser i Elspot og den aktuelle balansen i driftstimen. Er aktøren i balanse, så verken betaler eller mottar han noe i RK oppgjøret.

³¹ Laveste anmeldingspris for oppregulering, er nærmeste hele 5 kr over områdepris i elspotmarkedet. Høyeste anmeldingspris for nedregulering, er nærmeste hele 5 kr under områdepris i elspotmarkedet (VILKÅR for anmelding, håndtering av bud og prissetting i regulerkraftmarkedet (RKM), Gjeldende fra 28.09.2009, Statnett SF)

Tabell 2: Betaling for avvik mellom Elspot forpliktelse og faktisk produksjon eller forbruk

	Aktør \ System	Underskudd - oppregulering	Overskudd – nedregulering
Topris (produsenter)	produserer for mye	får betalt spotpris	får betalt RK pris
	produserer for lite	betaler RK pris	betaler spotpris
Enpris (forbrukere)	bruker for lite	får betalt RK pris	får betalt RK pris
	bruker for mye	betaler RK pris	betaler RK pris

Norge hadde tidligere et enpris- system for alle aktører, men den nåværende løsningen ble innført ved en nordisk harmonisering i 2009. Ved enpris- systemet vil aktørene i teorien forventes å komme ut omtrent i null, men i praksis kan det være noe avvik. For eksempel vil et overforbruk med 1 MW i en time koste omtrent like mye ekstra som et underforbruk på 1 MW gir en annen time i sparte kostnader. Med et topris system derimot straffes avvik som ”går mot” systembalansen. Intensjonen er å gi produsentene et sterkere insentiv til å være i balanse, og dermed redusere sannsynligheten for at systemoperatøren ikke greier å balansere systemet. Noen eksempler er gitt i boksen nedenfor.

Eksempel regulerkraftoppgjør

Nedenfor illustreres RK markedet ved noen eksempler på regulerkraftkostnader ved forskjellige situasjoner. Anta først at en produsent i Elspot har forpliktet seg til å produsere 100 MWh, og at Elspot prisen er 400 NOK/MWh. Nedenstående tabell viser oppgjøret for produsenten avhengig av hans faktiske produksjon.

Systemets Driftsbalanse	RK pris	Virkelig produksjon	Produsent balanse	Betaler / Mottar (NOK)
Underskudd	420	110 MW	overskudd	10 x 400 = 4000 M
Underskudd	420	90 MW	underskudd	10 x 420 = 4200 B
Overskudd	380	110 MW	overskudd	10 x 380 = 3800 M
Overskudd	380	90 MW	underskudd	10 x 400 = 4000 B

Vi ser nå på situasjonen for en kraftleverandør med et forbruk i Elspot på 100 MW:

Systemets Driftsbalanse	RK pris	Virkelig forbruk	Leverandør balanse	Betaler / Mottar (NOK)
Underskudd	420	90 MW	overskudd	10 x 420 = 4200 M
Underskudd	420	110 MW	underskudd	10 x 420 = 4200 B
Overskudd	380	90 MW	overskudd	10 x 380 = 3800 M
Overskudd	380	110 MW	underskudd	10 x 380 = 3800 B

Merk at hvis det er usikkerhet i bildet og vi antar svært forenklet at alle de fire situasjonene er like sannsynlige, får produsenten et forventet tap på 100 kroner, mens leverandøren går i null.

4.4.3.2 Regulerkraftbud og priser

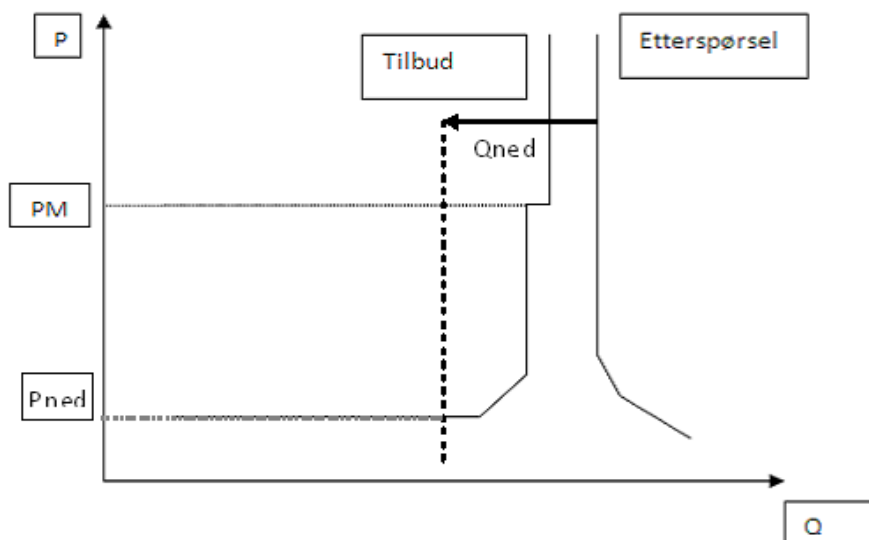
Når produsenter gir bud i RK-markedet må de vurdere sine kostnader for økning eller reduksjon av produksjonen mens forbrukere må vurdere kostnadene ved reduksjon av forbruket. I utgangspunktet skulle man tro at den dyreste enheten i Elspot, det vil si den enheten som setter prisen, også er prissettende i RK markedet. Ved oppregulering er dette den billigste enheten (alle andre enheter som er i drift er allerede maksimalt utnyttet) og ved nedregulering spares det mest ved å redusere produksjon på denne enheten. Det er normalt svært kostbart å endre forbruket på kort varsel, og forbrukssiden vil derfor bare bli brukt til regulering ved spesielle forhold. Dermed skulle man tro at RK-prisen normalt er i nærheten av elspotprisen.

Dette enkle resonnementet tar imidlertid ikke hensyn til en rekke tekniske forhold som begrenser i hvilken grad og hvor raskt ulike produksjonsenheter kan endre produksjon. Dette er spesielt fremtredende for termisk kraftproduksjon, mens vannkraft er langt mer fleksibel. I det nordiske systemet avviker da også RK-prisen normalt ikke så mye fra elspotprisen, mens man i for eksempel Nederland ser langt større forskjeller³².

³² I Nederland brukes det sekundærregulering mens det i Norden brukes tertiærregulering. Dette er også med på å påvirke prisforskjellene.

Under spesielle forhold kan imidlertid også forskjellen mellom Elspot- og RK-prisene ble svært store, noe som skjedde i de tre aktuelle periodene i desember 2009 og januar og februar 2010. Dette gjelder for eksempel ved utfall av større enheter, hvor produksjonen plutselig må økes svært mye på kort tid. I slike tilfeller kan det bli nødvendig for eksempel å starte gassturbiner. Et annet eksempel er nedregulering under ekstrem høylast. For å illustrere dette tar vi igjen fram figuren fra kapittel 4.3.3.

Figur 18 Illustrasjon: Lav nedreguleringspris ved mangel på markedsklarering



Nedreguleringen (for å matche etterspørselen) er i figuren illustrert ved pilen. Den viser at forbruket i driftstimen er "Qned" lavere enn i Elspot. Dette volumet må reguleres ned, og nedreguleringsprisen "Pned" dannes der hvor volumreduksjonen krysser tilbudskurven som vist i figuren. I teorien vil nå alle enheter med budpris mellom markedsprisen "PM" og nedreguleringsprisen redusere produksjonen, og nedreguleringsprisen blir dette tilfelle er svært mye lavere enn markedsprisen. I praksis vil flere av enhetene med budpris mellom "PM" og "Pned" ikke være fleksible, og den store prisforskjellen vil derfor kunne oppstå ved langt mindre nedreguleringer enn figuren antyder.

4.4.3.3 Spesialregulering (motkjøp)

Ved flaskehalsen internt i et Elspot anmeldingsområde agerer Statnett i forhold til et begrenset sett av aktører og kjøper oppregulering (økt produksjon og mindre forbruk)

eller nedregulering (mindre produksjon). Disse kjøp kan ikke alltid skje etter "merit-order" siden det er en intern flaskehals i Elspotområdet som skal avhjelpest. Derav navnet spesialregulering som henspiller på kjøp av regulering der "merit-order" rekkefølgen fravikes. Slike reguleringer påvirker ikke RK-prisen direkte, kun indirekte ved at brukte objekter i neste omgang ikke kan brukes i RK-markedet.

Eksempel spesialregulering og RK-prisen

Anta følgende budliste for oppregulering i RK markedet:

generator A	100 MW	420 NOK/MWh
generator B	50 MW	430 NOK/MWh
generator C	100 MW	450 NOK/MWh

Ved et totalt oppreguleringsbehov i timen på 75 MW brukes kun generator A, og RK-prisen blir 420 NOK/MWh. Er oppreguleringsbehovet 125 MW brukes både A og B, og RK-prisen blir 430 NOK/MWh.

Anta nå imidlertid at det først oppstår behov for spesialregulering på 50 MW og at generator B må brukes til dette på grunn av plasseringen i nettet. Hvis oppreguleringsbehovet i samme timen blir 75 MW blir RK-prisen 420 NOK/MWh som ovenfor, og spesialreguleringen påvirker ikke RK-prisen. Hvis derimot oppreguleringsbehovet blir 125 MW må også generator C brukes (fordi generator B allerede er brukt til spesialregulering), og RK-prisen blir 450 NOK/MWh. I dette tilfelle påvirker spesialreguleringen RK-prisen indirekte.

Kostnaden ved flaskehals i Elspot fordeles på kjøpere og selgere ved at det oppstår ulike priser i ulike områder. Kostnadene ved motkjøp dekkes inn gjennom sentralnettstariffen. Det betyr at alle kjøpere av nett-tjenester må betale en ekstra "avgift" selv om det i deres område ikke er noen flaskehals. Aktørene i det begrensede området stilles heller ikke overfor kostnaden ved disse flaskehalsene. Dette er nærmere i omtalt i kapittel 3.8 om flaskehalshåndtering.

4.4.3.4 RKOM-markedet

For å sikre tilstrekkelige ressurser i regulerkraftmarkedet inngår Statnett kontrakter om effektreserver med produsenter og større forbrukere i regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM). Kontraktene bidrar til at tilstrekkelige reserver stilles til disposisjon i regulerkraftmarkedet, slik at balansen mellom produksjon og forbruk kan opprettholdes, selv når effektbalansen er presset.

Kontraktene for effektreserver angir hvor mye kapasitet hver enkelt aktør stiller til disposisjon for regulerkraftmarkedet, hvilken tidsperiode som omfattes og hvilken pris de får for å stille den tilbudte kapasiteten til disposisjon. RKOM opereres på sesong- og ukebasis og både forbruk og produksjon kan tilbys i RKOM. Minstevolumet for tilbud er 25 MW innenfor angitt nettområde i angitt tidsrom. Kontraktene angir ikke hvilken pris hver enkelt tilbyder får for den energimengde som til slutt eventuelt anvendes. Denne prisen fastsettes i regulerkraftmarkedet.

I tillegg til RKOM har Statnett hatt langsiktige bilaterale avtaler med aktører om å holde effekt tilgjengelig i regulerkraftmarkedet i en viss periode. For sesongen 2009/10 innførte Statnett et langsiktig produkt i RKOM til erstatning for bilaterale avtaler som har løpt ut³³.

Produksjonseffekt som er i RKOM tas ut av Elspot, og en slik reservering vil derfor påvirke elspotprisen under høylast. I prinsippet gjelder det samme for etterspørselssiden, men i praksis ville mye av etterspørselen vært uelastisk i Elspot uansett. Deltakelse i RKOM gir et insitament til å øke fleksibiliteten, og slik sett kan man si at RKOM ordningen tilfører markedet økte fleksible ressurser.

4.5 Forbrukerfleksibilitet

4.5.1 Etterspørselen i Elspot

Aktørene på etterspørselssiden på Nord Pool Spot består hovedsakelig av følgende grupper:

- Kraftleverandører som selger kraften videre til sluttbrukere
- Produsenter med bilaterale eller terminkontrakter
- Større industribedrifter
- Porteføljeforvaltere
- Tradere

Alle som kjøper kraft til eget forbruk er definert som sluttbrukere. Små sluttbrukere, som for eksempel husholdninger kjøper vanligvis kraft fra en kraftleverandør. Store sluttbrukere, for eksempel industri, kjøper ofte kraft direkte i spotmarkedet. Alle

³³ Statnett: Systemtjeneste- og markedsutviklingsplan 2009

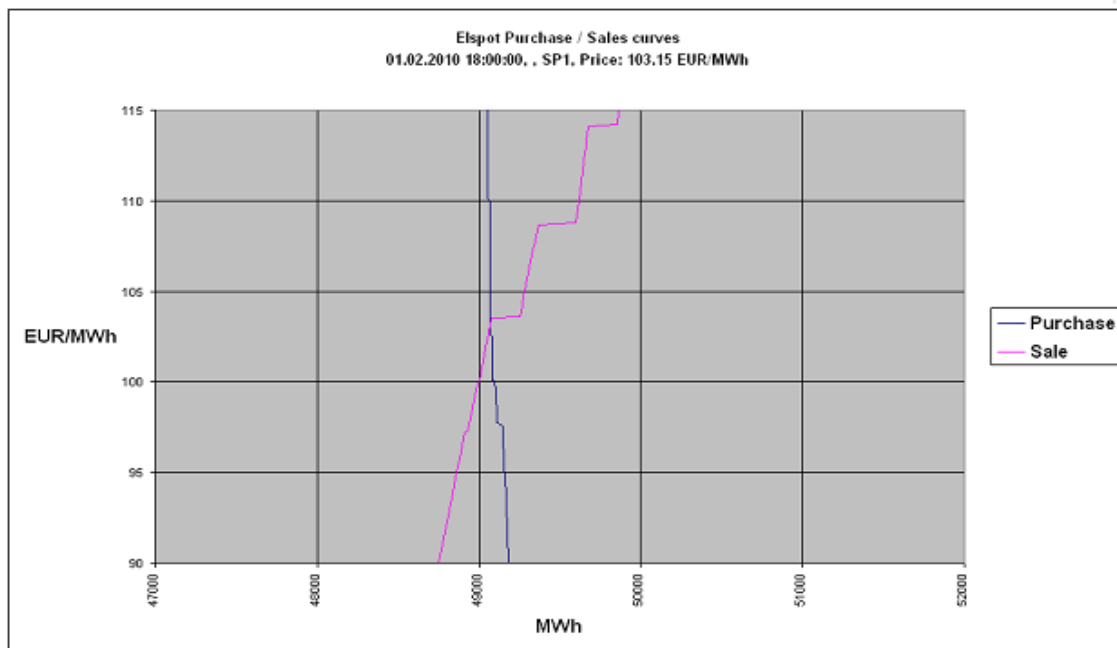
sluttbrukere kan fritt velge hvilken kraftleverandør de vil benytte. Det finnes om lag 100 kraftleverandører i Norge, hvorav rundt 30 er landsdekkende leverandører³⁴.

Priselastisiteten definerer den relative endringen i forbruket som følge av en relativ endring i pris. For eksempel betyr en priselastisitet på -0,10 at en fordobling av prisen (dvs en 100 % økning) gir 10 % nedgang i forbruket. Når det gjelder priselastisiteten i elforbruket er det viktig å ta tidshorisonten i betraktning. Det må også tas hensyn til at kraftprisen *normalt* kun utgjør mellom en tredjedel og halvparten av den totale prisen for sluttbrukeren, det vil si at en dobling av kraftprisen kun gir en økning på mellom 30 og 50 % i prisen som forbrukeren betaler (Johnsen 2010).

4.5.1.1 Etterspørselskurvene på Nord Pool Spot

Som forklart i kapittel 4.3.2 klareres elspotmarkedet i Norden ved å finne den prisen som gir balanse mellom aggregerte tilbuds- og etterspørselskurver. Nord Pool Spot publiserer daglig de aggregerte budkurvene for hele systemet. Disse kurvene danner grunnlaget for *systemprisen*, som tidligere omtalt. Figur 19 viser et eksempel på en slik kurve.

Figur 19 Aggregerte tilbuds- og etterspørselskurver Nord Pool Spot 01.09.2010, time 14



(Kilde: Nord Pool Spot)

³⁴ Konkurransetilsynets kraftprisoversikt i uke 25, 2010.

Disse kurvene viser det typiske forholdet at mens det er betydelig elastisitet i tilbudet rundt markedskrysset, er etterspørselen ofte svært uelastisk. Det er flere grunner til dette utover at få forbrukere faktisk betaler spotprisen, noe vi omtaler nærmere i diskusjonskapitlet.

Leverandører, som er kjøpere i markedet for forbrukerne, antar at sluttforbruket i liten grad avhenger av prisen på kort sikt, og disse gir derfor lite elastiske bud på elspot. Forbrukergrupper med timemåling kan imidlertid ha noe fleksibilitet.

Den *kortsiktige* spotpriselasiteteten er i Bye og Hansen (2007)³⁵ beregnet til -0,02 for Norge og -0,01 for Sverige om vinteren, og 0 for begge land om sommeren.

Elastisitetene er høyere på dagtid på hverdager og lavere om natten og i helgene, noe som tyder på at det primært er næringslivet som reagerer på prisene. Dette er konsistent med målings- og avregningsrutiner som diskuteres senere. Det må tas i betraktning at de beregnede elastisitetene gjelder for moderate prisendringer, og at de ikke nødvendigvis er gyldige ved for eksempel en fem- eller tidobling av prisen som man så vinteren 2010.

Det finnes studier av eksperimenter hvor forbrukere har vært eksponert for faktisk varierende priser³⁶. I disse studier får forbrukerne ulike former for tariffer som varierer over døgnet, så det er heller snakk om en krysspriselasitet mellom forbruket i flere timer. De mest relevante eksperimenter i denne studien gir elastisiteter rundt -0,20. Disse kortsiktige priselasitetene er bemerkelsesverdig høye når man holder dem opp mot de beregnede elastisitetene i det nordiske markedet. De aktuelle studiene tyder på at forbruket er fleksibelt selv i et kortsiktig perspektiv (timer) hvis forholdene ligger til rette for det. Det er hovedsakelig to faktorer som gjør at dette ikke er tilfelle i Norden i dag: de aller fleste forbrukere skjermes på ulike vis for spotprisene og forbrukerne har ikke tilgang til tilstrekkelig informasjon. Det siste er imidlertid en logisk følge av det første. I neste avsnitt skal vi se på hvordan og hvorfor forbrukerne er skjermet for prisene på Elspot.

³⁵ I Bye og Hansen (2007) brukes en økonometrisk modell med tilbud og etterspørsel for å beregne priselasiteter for forskjellige tidshorisonter for de norske og svenske kraftmarkedene basert på timedata fra Nord Pool Spot i perioden 2000 til 2004.

³⁶ Börgesson et al. (2004)

4.5.2 Kontraktstyper, måling og avregning

4.5.2.1 Kontraktstyper og risiko

Det finnes ulike kontraktsformer for kjøp av kraft i sluttbrukermarkedet. De vanligste kontraktene for husholdningene har priser som varierer etter markedsforholdene. Per 2. kvartal 2010 hadde 55,4 % av husholdningene spotpriskontrakt. Disse kontraktene følger markedsprisen som fastsettes på Nord Pool Spot, samt at de må betale et påslag. Normalt brukes områdeprisen som referanse, ofte brukes et månedsgjennomsnitt i avregningen. Standard profiler over forbruk brukes i avregningen, og ikke reelt forbruk over døgnet.

Videre hadde 40,1 % av husholdningene standard variabel kontrakt i 2. kvartal 2010. Denne type kontrakt følger markedsprisene med en viss treghet, kraftleverandørene kan endre prisen med to ukers varsel. De øvrige 4,5 % av husholdningskundene hadde ulike former for fastpriskontrakter per 2. kvartal 2010³⁷. En fastpriskontrakt er en avtale om en fast pris på kraft over en periode, for eksempel ett år.

Med en fastpriskontrakt er det leverandøren som tar hele risikoen knyttet til usikkerheten både i system- og områdeprisen (prisrisiko) og usikkerheten i forbruket (volumrisiko). Forskjellen mellom spotpris- og fastpriskontrakter er relativt liten i dagens marked noe som antyder relativt liten risiko knyttet til slike leveranser, men dette kan forandre seg når ulike elementer i markedet strammes til. Risikoen er det naturlig at leverandøren tar seg betalt for, og slike kontrakter er derfor også noen øre/kWh dyrere enn spotprisavtaler allerede i dag. Med en standard variabel kraftpris har leverandøren anledning til å justere prisen etter hvert. Prisene på disse kontraktene har normalt et etterslep i forhold til prisen i elspotmarkedet. Det kan være vanskelig for leverandøren å ta igjen ekstreme pristopper fordi det er en risiko at kunder forsvinner hvis man beholder en for høy pris for lenge etter en slik topp. Noen kraftleverandører har helt sluttet med å tilby fastpris og standard variabel pris fordi de anser risikoen som for stor. Med en spotprisavtale basert på områdeprisen tar kunden hele risikoen. Det har i Norge i lang tid vært fokusert på at spotprisavtaler er billigst over tid, og andelen forbrukere på denne typen avtale har vært jevnt økende.

³⁷ NVEs kvartalsrapport for 2. kvartal 2010: <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Analyser/Kvartalsrapporter/>

4.5.2.2 Forbrukssegmenter

Når man diskuterer priselastisitet er det hensiktsmessig å dele inn markedet i følgende segmenter:

- Kraftkrevende industri
- Tjenesteyting og industri med et årlig forbruk over 100.000 kWh
- Husholdninger og bedrifter med forbruk under 100.000 kWh

Alle sluttbrukere med et årlig forbruk over 100.000 kWh skal ha timeregistrering av forbruket, og i de segmentene ligger i prinsippet forholdene bedre til rette for et fleksibelt forbruk.

4.5.2.3 Kraftkrevende industri

Kraftkrevende industri er storforbrukere av elektrisitet og bør på grunn av dette være profesjonelle i dette markedet. De fleste har spesifikke kontrakter med sine leverandører og må antas å ha et bevisst forhold til hvordan de agerer i forhold til spotmarkedet. Likevel oppfattes de industrielle prosessene ofte å være et hinder mot en tilpasning av forbruket ved store prissvingninger. Tidligere utredninger har antydnet svært store potensialer for kortsiktige forbruksreduksjoner, opp mot 3500 MW i Norge³⁸ og 1000 MW i Sverige³⁹.

Erfaringene fra sist vinter viser at dette potensialet i svært liten grad blir tatt i bruk om man ikke har regelmessige pristopper. Gevinsten ved enkelthendelser med moderate pristopper er for små til at man er aktiv i budfasen, det betyr samtidig at man heller ikke får gevinster ved store prisutslag. Mye tyder på at de svært høye prisene kom overraskende på markedet og at mange bedrifter ikke var forberedt. Dette kommer også fram av en presentasjon fra et industriselskap som ble gitt for utvalget. Ved ekstremprisene den 17. desember var bedriftene ikke med i budfasen. Den 8. januar syntes det som man hadde lært at sparepotensialet kan være stort ved å faktisk levere bud i høyprisområdet og flere var med. Den 22. februar var aktiviteten størst. Dette illustrerer at det er et latent potensiale som kan realiseres om man tillater at man har mer jevnlig prisvariasjoner som gir gevinst om man er aktiv i budfasen.

³⁸ Øvrebø (1997), Adapt Consulting (2008)

³⁹ Fritz (2006)

Hva er fordelen med å selge tilbake kraft til markedet?

Man kan si at høye spotpriser i utgangspunktet ikke betyr noe hvis bedriften har sikret seg langsiktige kontrakter med faste priser. Imidlertid kan det være svært fordelaktig hvis det er mulig å stoppe produksjonen noen timer og selge tilbake kraft til markedet. Hvorvidt dette er mulig er svært avhengig av den aktuelle produksjonsprosessen, men hvis ekstremt høye priser forekommer oftere vil bedrifter få et insentiv til å utnytte de mulighetene som finnes.

Det følgende svært forenklete eksemplet illustrerer mulighetene:

Anta en bedrift som bruker 100 MW og som produserer et produkt som gir en inntekt på 100 000 NOK per time produksjon. Kraftprisen på en langsiktig kontrakt er 250 NOK/MWh, bedriftens faste kostnader er 40 000 NOK/time og de øvrige variable kostnadene 20 000 NOK/time. Fortjenesten er da $100\,000 - 40\,000 - 20\,000 - 100 \cdot 250 = 15\,000$ NOK/time.

La oss nå anta at det blir noen timer med "unormalt høye" spotpriser på 1000 NOK/MWh. Hvis bedriften stopper produksjonen og selger kraften blir fortjenesten $100 \cdot 1000 - 40\,000 - 100 \cdot 250 = 25\,000$ NOK/time. Dette er noe mer enn den ville tjent på å produsere, men forskjellen er liten og fordi det er betydelige transaksjonskostnader vil bedriften neppe stoppe produksjonen.

Blir derimot prisen 10 000 NOK/MWh blir fortjenesten ved å stoppe produksjonen lik $100 \cdot 10\,000 - 40\,000 - 100 \cdot 250 = 935\,000$ NOK/time. Ved en slik pris i 3 timer, som man hadde vinteren 2010, ville fortjenesten bli ca 2,8 millioner NOK. I løpet av 3 timer tjenes da 2,4 % av de ca 120 millioner som denne bedriften tjener hvis den produserer kontinuerlig 8000 timer i året.

Det understrekes at dette er et svært forenklet eksempel som ikke er basert på noen konkret bedrift, men likevel viser det at det å delta med sin fleksibilitet i markedet kan gi betydelige gevinster.

4.5.2.4 Tjenesteyting og industri

I segmentet tjenesteyting og industri med et årlig forbruk over 100.000 kWh har alle forbrukere timemåling. Dette betyr i utgangspunktet at en av de vesentligste hindringene mot kortsiktig priselastisitet ikke skulle eksistere i dette segmentet⁴⁰. Likevel er det imidlertid få forbrukere i denne gruppen som faktisk blir avregnet etter timeprisen av flere grunner, og da får man heller ikke gevinsten av å være fleksibel:

Selv om disse forbrukere har timemåling brukes dette i de fleste tilfeller kun til å registrere effekttopper, som er et av grunnlagene for nettariffen. Energiforbruket leses

⁴⁰ Stofts (2002)

av relativt sjelden i forhold til hva en slik timemåling egentlig åpner for. Grunnen til dette kan være at kundeinformasjonssystemene som brukes til avregning per i dag ikke er klargjort for håndtering av timedata. Så selv om ca 75 % av denne gruppen har spotpris⁴¹, så vil de kun betale en midlere pris over avlesningsperioden.

Hos de forbrukerne som har timeavregnet spotpris synes det å være liten bevissthet omkring priser og muligheten for å spare på tilpasninger. Dette kan henge sammen med at det er knyttet transaksjonskostnader til slik aktivitet og for at gevinsten skal overstige disse må man tillate prisene å variere i henhold til utviklingen i underliggende kostnader.

Ca 25 % i denne gruppen har standard variabel eller fast pris. Disse har få incentiver til å gjøre noe med forbruket uansett målemetoden. De som har inngått fastpriskontrakt har gjort det for at de ikke skal utsettes for de prisvariasjoner vi har i markedet.

Et tilleggsmoment er at leverandører for å bli med på Konkurransetilsynets kraftprisoversikt skal avregne et månedsgjennomsnitt av områdeprisen i Elspotmarkedet. Grunnen til dette er at kunden skal ha en reell mulighet til å kontrollere regningen. Ulempen er at det lager enda et hinder til å avregne kunden på timebasis, noe som ville økt priselastisiteten.

I dette segmentet er derfor priselastisiteten svært lav fordi timemålinger i liten grad brukes til avregning og fordi det er mangel på bevissthet hos de forbrukere hvor timemåling faktisk brukes til avregning. En viktig årsak til det siste er at kortvarige svært høye pristopper som i vinteren 2009/10 har forekommet svært sjelden, og at den reelle gevinsten ved å reagere på priser ved tidligere prisvariasjoner har vært svært beskjeden.

Eksempel på tilbakesalg, liten bedrift

Anta en bedrift med et årsforbruk på 500000 kWh og en maksimallast på 120 kW. Anta også at denne bedriften har muligheter for å redusere forbruket med 40 kW (1/3 del) i 2 timer, for eksempel ved å endre litt på en produksjonsprosess, lagre varme eller andre tiltak. Det forutsettes at dette forbruket må "tas igjen" senere. Bedriften betaler spotpris.

⁴¹ Johnsen (2010)

Anta videre at spotprisen i 2 timer er 1000 NOK/MWh (1 NOK/kWh), mens den senere går tilbake til et normalt leie på 500 NOK/MWh (0.5 NOK/kWh). Ved å flytte på forbruket tjener bedriften $2 \cdot 40 \cdot (1 - 0,5) = 40$ NOK. Hvis denne prisforskjellen gjelder daglig hele året blir det noen kroner ut av dette, men ved sporadiske hendelser er det lite å hente.

4.5.2.5 Husholdninger og bedrifter med forbruk under 100.000 kWh

I husholdningssegmentet er det kun en liten del som har timemåling. Kun noen få, stort sett mindre nettselskap har timemålere hos samtlige abonnenter, og det er ikke vanlig at husholdningskundene blir avregnet på timebasis. En årsak til at få har installert timemålere er at man avventer pålegg og endelige spesifikasjoner fra NVE, og årsaken til at timedata ikke brukes i avregningen er at kundeinformasjonssystemene ikke er tilrettelagt for dette og at det kan være begrensninger i mulighetene til å overføre store datamengder. Som et resultat av denne situasjonen er det knapt noen husholdninger i Norge som har et økonomisk insentiv til å endre forbruket under pristopper i elspotmarkedet, selv om over 50 % har spotprisavtaler⁴².

4.5.3 Hovedårsaker til lav forbrukerfleksibilitet

- 1) Ut ifra den foregående diskusjon er det altså fire hovedpoenger her:
- 2) Svært *små* variasjoner i sluttbrukerprisen over tid gir små insentiver til å investere i fleksibilitet for å unngå prisspikrene.
- 3) *Få* store prisvariasjoner over tid gir liten gevinst ved tilpasning, da transaksjonskostnadene ved å følge med blir for store (jfr. erfaringene fra kraftintensiv industri i vinter).
- 4) Manglende timemåling og Timeavregning gir små eller ingen insitament til å reagere på pris.
- 5) Elementer av manglende informasjon, se diskusjon av dette punktet i kapittel 6.

⁴² Johnsen (2010)

4.6 Finansielle markeder

I finansiell krafthandel inngår kjøp og salg av finansielle instrumenter (også kalt derivater) som brukes til risikostyring, prissikring og spekulasjon i kraftmarkedet, uten at fysisk leveranse av kraft finner sted. De finansielle produktene omtales ofte som langsiktige kontrakter (varighet mer enn ett døgn).

I Norden foregår det både bilateral og børsorganisert finansiell handel. For den børsorganiserte handelen danner elspotmarkedet grunnlaget for det finansielle kraftmarkedet. På NASDAQ OMX Commodities Europe (tidl. Nord Pool ASA) er det blant annet mulig å handle dag-, uke-, måned-, kvartal- og årskontrakter med referanse til spotpris i Norden, Tyskland og Nederland. Gjennom finansiell handel kan aktørene i kraftmarkedet prissikre seg for kjøp og salg av kraft for opp til seks år fram i tid. De vanligste finansielle kontraktene beskrives nedenfor.

”Futures”-kontrakter for kraft er finansielle kontrakter mellom kjøper og selger som omfatter *daglige* kontantoppgjør i handels- og leveringsperioden. I handelsperioden utgjør kontantoppgjøret forskjellen mellom avtalt pris og den daglige sluttprisen som fastsettes på kraftbørsen for den avtalte mengde kraft. Gitt at man tar med seg posisjonen til levering vil de daglige kontantoppgjørene i leveringsperioden fastsettes av forskjellen mellom sluttprisen siste handelsdag for gjeldende kontrakt og den daglige spotprisen (referanseprisen) for den avtalte mengden kraft.

”Forward”-kontrakter for kraft er finansielle kontrakter mellom kjøper og selger om en forhåndsbestemt leveringspris på en avtalt mengde kraft i forhold til referanseprisen i spotmarkedet i en avtalt leveringsperiode. Forwardkontrakten stenger inne prisen for en bestemt tidsperiode og gjøres opp i løpet av leveringsperioden. Det er ikke kontantoppgjør i handelsperioden, men aktørene må kunne stille til veie sikkerheter i form av garanti eller pantsatt konto for det akkumulerte resultatet av prisendringene i leveringsperioden.

Differansekontrakter (Contracts for Difference, CfD) gir mulighet til justering og sikring av porteføljer med tanke på prisforskjeller mellom systemprisen og de enkelte områdeprisene i elspot. CfD-kontraktene gjøres opp på samme måte som forwardkontraktene.

Selskapenes risikoeksponering er av ulik art, de er knyttet til markedsrisiko (priser, renter, valuta), risiko for at markedene blir tynne som følge av få deltakere, tapsrisiko knyttet til kontrakter og teknologisk risiko i tillegg til politisk og regulatorisk risiko. Aktørenes utfordringer og muligheter til å håndtere risiko på en effisient måte gjennom kontrakter i markedet, er prinsipielt de samme i denne bransjen som i andre. Hvis

markedet for finansielle kontrakter er effisient, vil økt prisvolatilitet, som følge av at det fysiske markedet blir mer effisient, motsvares av en utvikling av finansielle markeder som ivaretar aktørenes behov for sikring.

5 Internasjonalt samarbeid og rammebetingelser

5.1 Nordisk samarbeid

Landene i Norden utgjør et felles kraftmarked, og det er dermed behov for en koordinering av beslutninger i det nordiske kraftsystemet. Det pågår et omfattende kraftmarkedssamarbeid mellom de nordiske landene. Olje- og energidepartementet er involvert i dette samarbeidet gjennom Elmarkedsgruppen under Nordisk Ministerråd. Videre har regulatorne (gjennom NordReg) og de nordiske systemoperatørene et omfattende samarbeid. Utover dette er det også en koordinering mellom finanstilsynene i Norden og mellom konkurransemyndighetene i Norden i behandlingen av spørsmål tilknyttet kraftmarkedet.

5.1.1 Nordisk systemdriftsavtale

De nordiske systemoperatørene har vedtatt en felles nordisk systemdriftsavtale som gjelder for det nordiske kraftsystemet. Avtalen ble inngått med bakgrunn i at driften av det sammenkoblede nordiske kraftsystemet forutsetter driftssamarbeid og koordinering mellom de systemansvarlige. Partene i systemdriftsavtalen (danske Energinet.dk, finske Fingrid, svenske Svenska Kraftnät og norske Statnett) skal bidra til å opprettholde en koordinert drift av det nordiske kraftsystemet med en tilfredsstillende forsyningssikkerhet og leveringskvalitet.

I Statnetts konsesjon for tilrettelegging av kraftutveksling med andre nordiske land (gitt av Olje- og energidepartementet) er det vilkår om at kraftutvekslingen med andre nordiske land skal basere seg på kraftomsetningen på Nord Pool Spot AS' elspotmarked, samt på Statnetts systemdriftssamarbeid med de andre systemoperatørene i Norden. Foreslåtte endringer i systemdriftsavtalen som antas å påvirke prinsippene for kraftutvekslingen mellom Norge og andre land i vesentlig grad, skal forelegges og godkjennes Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) i god tid før endringene skal tre i kraft. NVE skal også informeres om alle endringer i systemdriftsavtalen.

5.2 Europeisk samarbeid og regelverk

På energiområdet vedtas en rekke direktiver og forordninger som blir innlemmet i EØS-avtalen. Det har over flere år pågått et arbeid for å åpne elektrisitetsmarkedene i EU for mer konkurranse. Siste ledd i dette arbeidet er EUs tredje energimarkedspakke som ble vedtatt av EUs råd og Europaparlament i juli 2009, og som skal implementeres i medlemslandene i mars 2011. Hovedelementene i den tredje energimarkedspakken på

elektrisitetområdet omhandler en ytterligere integrering av det europeiske kraftmarkedet: etablering av et tydeligere skille mellom nett og produksjon/salg av elektrisitet, økt regulatorsamarbeid og samarbeid mellom systemoperatørene for å legge til rette for mer handel over landegrensene, samt økt uavhengighet for regulatorne. ENTSO-E⁴³ er en sammenslutning (nettverk) av de europeiske systemoperatørene. ENTSO-E har fått viktige roller i den tredje energimarkedspakken om blant annet koordinering av nettinvesteringer på EU-nivå og utarbeidelsen av såkalte "network codes". Det er også etablert et byrå for de europeiske regulatorne – ACER⁴⁴. Økt transparenss i markedet samt økt forbrukervern er også viktige elementer i de nye direktivene og forordningene.

Det er vedtatt en rekke nye prosedyrer for å vedta nye forskrifter og retningslinjer under den tredje energimarkedspakken. Disse skal utvikles i samarbeid mellom ACER, ENTSO-E, EU-Kommisjonen og medlemslandene. Blant annet omhandler dette utarbeidelse av såkalte "Framework guidelines" og "network codes". Regulatorne / ACER vil, på oppdrag fra kommisjonen utarbeide "Framework Guidelines" som skal være grunnlaget for ENTSO-Es utarbeidelse av "Network Codes". Disse skal deretter godkjennes av ACER (og forelegges EU-Kommisjonen), og deretter vedtas gjennom komitologi⁴⁵. De nye reglene vil bli juridisk bindende for Norge etter et vedtak i EØS-komiteén. Slike Guidelines og Codes vil dermed kunne erstatte norske regler og forskrifter på området.

5.2.1 ENTSO-E: European Network for Transmission System Operators for Electricity

European Network for Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) består av 42 TSO-er fra 34 land og ble formelt opprettet den 19. desember 2008. Opprettelsen av ENTSO-E førte til at alle de regionale TSO samarbeidsorganisasjonene, slik som Nordel, ble nedlagt.

⁴³ European Network for Transmission System Operators for Electricity, <https://www.entsoe.eu/>

⁴⁴ Agency for the Cooperation of European Energy Regulators, http://www.energy-regulator.eu/portal/page/portal/ACER_HOME

⁴⁵ EU-Kommisjonen har også anledning til å ta deler fra både Guidelines og Codes og sette sammen nye Guidelines eller Codes som så tas gjennom en komitologi prosess

EU- Kommisjonen vil benytte ENTSO-E i utarbeidelsen av fremtidig europeisk regelverk innenfor kraftsektoren. ENTSO-E har dermed en meget sentral rolle i utviklingen av kraftmarkedet i Europa.

Statnett er fullverdig medlem av ENTSO-E fra stiftelsen. EØS forhandlingene vil avgjøre Statnetts videre status i ENTSO-E.

Gjennom EUs tredje energimarkedspakke har EU-kommisjonen fått en rekke nye verktøy for å nå målsetningen om et felles marked for energi. Det viktigste verktøyet er utarbeidelsen og implementering av "network codes". Områdene hvor det først vil komme "codes" er på tilknytning av produksjon. Videre arbeides det med felles detaljert regelverk for kapasitetsfastsettelse og flaskehalshåndtering, intradag handel, samt regelverk for driftskoordinering⁴⁶. "Network codes" vil også kunne omhandle regler for tredjepartsadgang, driftssikkerhet, harmonisering av tariffer, transparens og datautveksling.

ENTSO-E samarbeider med de europeiske distribusjonsnettselskapene (European Distribution System Operators – EDSO) om "The European electricity grid initiative"⁴⁷ (EEGI). EEGI er etablert for å kunne oppfylle målene i SET⁴⁸-planen innenfor utviklingen av kraftnettet. EEGI foreslår et 9-årig europeisk forsknings-, utviklings- og demonstrasjonsprogram, innen områdene arkitektur for det pan-europeiske nettet, kraftsystemteknologier, nettdrift og -kontroll (blant annet driftssikkerhetskriterier) og ny markedsdesign (blant annet for flaskehalshåndtering).

5.2.2 ACER – Agency for the Cooperation of European Energy Regulators

Per i dag samarbeider de europeiske energiregulatorene gjennom to organisasjoner: The Council of European Energy Regulators (CEER) og European Regulators' Group for Electricity and Gas (ERGEG). CEER er basert på en frivillig avtale mellom energiregulatorene, mens ERGEG ble etablert av EU-kommisjonen i 2003 som et rådgivende organ for energispørsmål. Etter at EUs tredje energimarkedspakke er implementert vil ERGEG opphøre, og ACER vil overta flere av oppgavene som i dag ligger hos CEER/ERGEG. ACER vil i stor grad være et rådgivende organ, men vil få beslutningsmyndighet i enkelte saker, blant annet i saker som dreier seg om

⁴⁶ Statnett (2009): "Rapport fra systemansvarlig om kraftsystemet i Norge 2009"

⁴⁷ The European electricity grid initiative (EEG) Roadmap 2010 – 18 and Detailed Implementation Plan 2010 - 12

⁴⁸ SET Plan = The European Strategic Energy Technology Plan

grensekryssende handel. ACER vil også ha en sentral rolle i utviklingen av fremtidig europeisk regelverk – og vil være ansvarlig for å utarbeide ”Framework Guidelines” på oppdrag fra Kommisjonen. ACER vil dermed også ha en meget sentral rolle i utviklingen av kraftmarkedet i Europa. Norsk deltakelse i ACER er ikke avklart, og vil behandles i EØS-forhandlinger.

5.2.3 Flaskehalshåndtering og kapasitetsfastsettelse i europeisk perspektiv

ERGEG har blitt bedt av EU-kommisjonen om å utarbeide forslag til retningslinjer for flaskehalshåndtering og kapasitetsfastsettelse for elektrisitet (”Framework guidelines on capacity allocation and congestion management for electricity”). Målet for retningslinjene er å sikre en optimal bruk av produksjonskapasitet og overføringskapasitet på tvers av landene. Retningslinjene omhandler blant annet fastsettelse av handelskapasitet og definisjon av soner/prisområder i kraftsystemer. De omhandler også de ulike kraftmarkedene: døgnetmarkedet (spot), finansielle markeder og intradag markedene. Retningslinjene er på høring inntil 10. november 2010. Etter dette vil ERGEG vedta de endelige retningslinjene, som deretter oversendes til Kommisjonen.

I følge utkastet til retningslinjer skal kapasitetsfastsettelsen foregå gjennom enten ”Flow-Based method” (FB) eller ”Available Transmission Capacity method” (ATC). Begge metoder innebærer at systemoperatøren skal bruke informasjon fra relevante produksjons- og forbruksenheter, og bruke en detaljert nettmodell. Gjennom ATC-metoden (som brukes i Norden i dag) må systemoperatøren i forkant av klareringen i spotmarkedet lage prognoser om forventninger til produksjon og forbruk som vil være bestemmende for hvor mye kapasitet som gis til markedet. FB-metoden anses som den mest effektive metoden for kapasitetsfastsettelse, siden den bruker en nettmodell som estimerer fysisk flyt på nettet – ikke bare overføringskapasitet mellom områder – med utgangspunkt i definerte kritiske snitt (”critical branches”) i nettet. Handelskapasiteten kommer frem ex post – etter at spotmarkedet er klarert. Det vil si at den detaljerte flytberegningen tas inn i prissettingsalgoritmen og ligger til grunn for klareringen av markedet. FB metoden skiller seg fra ATC ved at det ikke publiseres ex ante kapasitet på overføringsforbindelser. (Denne metoden krever ikke at alle nodene i nettet inngår i beregningen, jf kapittel om flaskehalshåndtering).

Uansett valg av metode for kapasitetsfastsettelse skal denne, i følge retningslinjene, godkjennes av regulator. Per i dag er det ingen kraftsystemer som bruker FB-metoden, da denne ikke er ferdig utviklet for bruk i praksis. Imidlertid pågår det arbeid med å

utforme (og på sikt implementere) denne modellen både i CWE-regionen (Central West Europe)⁴⁹ og CEE-regionen (Central East Europe)⁵⁰. Det pekes på at ATC-metoden vil være et godt alternativ til FB-metoden i områder med mindre maskede nett og begrensede problemer med sirkelflyt (loop flows), slik som det nordiske markedet.

Når det gjelder prisområder sier retningslinjene at systemoperatørene skal gjøre en vurdering av effektivitet, nettmessige forhold og topologi når de definerer antall prisområder. Definisjonen av prisområder skal gi korrekte prissignaler til markedet og bidra til en effektiv håndtering av flaskehalsen i systemet. Regulator skal godkjenne systemoperatørens inndeling i prisområder og skal vurdere inndelingen med tanke på å maksimere velferd. Inndelingen i prisområder skal stimulere til handel og konkurranse i kraftmarkedet. Kostnader ved mothandel skal tas inn i vurderingen om inndeling av prisområder. Systemoperatøren skal i utgangspunktet ikke håndtere interne flaskehalsen ved å redusere utvekslingskapasiteten mot andre land. Hvis slike situasjoner oppstår, skal dette innrapporteres på en transparent måte til regulatoren.

Når det gjelder regler for døgnet markedet så skal det i følge retningslinjene implementeres implisitt auksjon gjennom priskobling som bestemmer volum og priser i samme steg for alle relevante soner. Prisen som fastsettes skal være basert på marginal prising. Algoritmen for døgnet markedet skal legge til rette for blokkbud.

5.2.4 Markedskobling i Nordvest Europa

I dag er kraftmarkedet i Norden organisert gjennom implisitt auksjon. I CWE-regionen ble det implementert en tilsvarende organisering av kraftmarkedene (priskobling) den 9. november 2010.

Det nordiske markedet er koblet til det tyske markedet med en såkalt "volumkobling" gjennom et markedskoblingskontor kalt "European Market Coupling Company" (EMCC) som eies av skandinaviske, tyske og nederlandske børser/TSO'er⁵¹. Forbindelsen mellom Norge og Nederland håndteres inntil videre som en eksplisitt auksjon (gjennom "NorNed Auction Office"). Samtidig med at Tyskland ble koblet sammen med de øvrige landene i CWE-regionen gjennom implisitt auksjon den 9. november 2010, ble også Norden volumkoblet med hele CWE-regionen gjennom

⁴⁹ Denne regionen består av Frankrike, Tyskland, Nederland, Belgia og Luxembourg

⁵⁰ Denne regionen består av Polen, Slovenia, Tsjekkia, Slovakia, Ungarn, Østerrike og Tyskland

⁵¹ Nord Pool Spot 20 %, Energinet.dk 20 % EEX (tysk) 20 %, transpower (eies av nederlandske TenneT) 20 %, 50 Hertz (tysk) 20 %

forbindelsene til Tyskland (Danmark-Tyskland og Sverige-Tyskland). Det er nå en felles algoritme som bestemmer kraftflyten mellom landene.

EMCC jobber nå med en løsning for å koble sammen alle forbindelsene mellom Norden og CWE-regionen. NorNed-kabelen mellom Norge og Nederland vil etter planen bli inkludert i den nye markedskoblingsløsningen mellom Norden og CWE-regionen 14. desember 2010.

6 Diskusjon

6.1 Introduksjon

Kapitlene 3, 4 og 5 ga henholdsvis den teoretiske bakgrunnen for et effektivt kraftmarked, viktige og relevante faktiske forhold rundt dagens kraftmarked, og en gjennomgang av internasjonale rammebetingelser. I dette kapittelet fokuseres det på noen hovedområder som utvalget mener er av helt avgjørende betydning for funksjonsmåten i kraftmarkedet. I denne diskusjonen forsøker vi å relatere faktisk design av markedet til de teoretiske bakenforliggende forholdene, hvor poenget er at teorien dels gir noen signaler til hvordan man faktisk skal utforme markedssystemet for at man skal oppnå en optimal utvikling og bruk av ressursene, men like viktig sier teorien noe om hva vi må akseptere for at vi skal få en slik optimal utnyttelse, se kapittel 6.2. Deretter, i kapittel 6.3 drøftes driftssikkerhet og sikkerhetsmarginer ut fra at dette representerer forutsetninger eller restriksjoner som må håndteres, men hvor spørsmålet er hvordan dette skal utformes og spesielt om dagens system er optimalt for å dekke dette spørsmålet. I kapittel 6.4 diskuteres problemstillinger rundt hvordan håndtering av flaskehals og inndeling i relevante områder kan gjøres for å få tatt hensyn til de fundamentale fysiske kapasiteter som eksisterer samt tatt hensyn til at kapasiteten i hele systemet er avhengig av den faktiske kraftflyten som skjer på nettnivå. Et svært viktig element i klareringen av kraftmarkedet er den fleksibiliteten som eksisterer på tilbuds- og etterspørselsiden i kraftmarkedet. I kapittel 6.5 diskuteres fleksibiliteten på etterspørselssiden. Tilbudssiden diskuteres og omtales i avsnitt 6.7 om budgivningen på børsen. I hvilken grad det er manglende informasjon i dagens kraftmarked diskuteres i kapittel 6.6. I ethvert marked er tilstrekkelig og relevant informasjon viktig for at man skal få effektive markeder. En viktig diskusjon omkring inndelingen i områder/noder er i hvilken grad man da får effektive markeder på et detaljert områdenivå, denne diskusjonen tas i kapittel 6.8 hvor vi berører både risiko, likviditet og markedsmakt.

6.2 Teoretisk bakgrunn med drøfting av implikasjoner

I termiske kraftsystemer (kullkraft, kjernekraft, gasskraft etc.) tenker man ofte på veldefinerte driftskostnader som de relevante kostnadene som bidrar til å definere prisene i markedet. I et vannkraftsystem er de rene driftskostnadene svært lave uten at prisen dermed behøver å være lav, det skyldes at det her er andre viktige forhold som bidrar til prisfastsettelsen, slik som vannverdien, begrensede lagringsmuligheter for vann, begrenset effekt i kraftverk etc. I tillegg er det totale kraftsystemet beskranket gjennom begrensede overføringskapasiteter og av hensyn til driftssikkerheten i

systemet. Dette representerer kostnader som må gjenspeiles i prisene. Disse forhold er nærmere drøftet i kapittel 3.

Mange fundamentale egenskaper ved kraftmarkedet er viktige for å forstå prisutviklingen i dette markedet og også for å forstå de forslagene til tiltak som kommer fra utvalget i kapittel 7: i) Det er store forskjeller i kostnadene ved de billigste og de dyreste kraftverkene, noe som ved riktig rangering av produksjonen gir stigende enhetskostnader i driften av dette systemet, ii) etterspørselen varierer svært mye gjennom året (både over timer, dager, uker og måneder), for eksempel kan effektuttaket være 2-3 ganger større på vinteren enn om sommeren, iii) det er store infrastrukturkostnader og begrensede kapasiteter i flere deler av systemet (overføringslinjer, demninger for lagring av vann etc), iv) på grunn av at elektrisitet ikke kan lagres kreves momentan balanse mellom produksjon og forbruk, og endelig v) det er høye krav til driftssikkerhet siden samfunnet er svært avhengig av elektrisitet. Kombinasjonen av alle disse fundamentale elementene på både tilbudssiden og etterspørselssiden gjør at enhetskostnadene per time varierer betydelig over driftstimene. I et effektivt og samfunnsøkonomisk optimalt tilpasset marked skal prisene gjenspeile marginalkostnadene til enhver tid. Dette betyr at prisen *må få lov å variere over tid* for å gjenspeile variasjonen i kostnader og prisene *må få lov å variere mellom områder* for å gjenspeile begrensingene i overføringskapasitet mellom disse områdene. Om man drifter kraftsystemet etter disse premisene sørger man for at totalkostnadene i systemet blir minst mulig og den totale velferden for samfunnet blir høyest mulig. Dessuten blir prissignalene som gis til investeringsbeslutninger riktige over de ulike komponentene i kraftsystemet. Prisforskjeller i tid og rom vil gi signaler til investeringer. Slike investeringer vil bidra til å redusere prisvariasjonene.

Her er det viktig at når teorien sier hva vi bør gjøre for å minimere kostnadene, så vil andre måter å gjøre det på prinsipielt medføre økte kostnader i systemet. Til syvende og sist må disse kostnadene bæres av noen, enten direkte eller indirekte ved at utformingen av systemet medfører omfordeling av byrdene. I siste tilfelle vil kostnadene som påføres systemet *fra noen* bidra til økte kostnader for alle deltakerne i markedet. Gjennomsnittsprisene i et optimalt designet marked med varierende priser vil generelt være lavere enn prisene i et ikke optimalt designet system, rett og slett fordi kostnadene i det siste vil være høyere.

En kort oppsummering av dette er følgende: I det teoretisk beste systemet vil vi få *flere, jevnere og lavere priser* enn i en situasjon hvor vi avviker fra en optimal design med henvisning til andre hensyn. Avvik fra det teoretisk riktige vil prinsipielt sett lede til økte kostnader og dermed også økte gjennomsnittspriser i systemet.

6.3 Driftssikkerhet, N-1 kriteriet og sikkerhetsmarginer

Kraftsystemet er dimensjonert og driftes etter det såkalte N-1 kriteriet, som innebærer at det skal tåle utfall av en enkelt komponent uten at det medfører avbrudd for sluttbrukere. N-1 kriteriet er et deterministisk kriterium der det ikke tas hensyn til sannsynligheten for at ett enkelt utfall inntreffer. Indirekte ligger det likevel en sannsynlighetsbetraktning bak, ved at man anser at sannsynligheten for aktuelle enkeltutfall er så stor at man ikke kan tillate avbrudd som følge av disse. Når systemet kan fortsette i normal drift også etter utfall av en rekke spesifiserte enkeltkomponenter, anses driften å være N-1 sikker. Kriteriet innebærer at sannsynligheten for feil på mer enn én komponent anses så lav at man kan tillate at de får konsekvenser, fordi det vil være for dyrt å bygge ut og drive nettet for å unngå slike sjeldne situasjoner. Kravet til at N-1 kriteriet normalt skal være oppfylt representerer en tilleggsrestriksjon til grenseverdier gitt av termiske forhold og av stabilitetshensyn. En nærmere drøfting av dette er gitt i kapittel 3 i tilknytning til Figur 6.

N-1 kriteriet har erfaringsmessig vist seg å gi god driftssikkerhet. Ulempen med kriteriet er at det ikke tar hensyn til om driftssikkerhetsnivået er riktig i økonomisk forstand, det vil si om man driver nettet på en samfunnsøkonomisk optimal måte. I noen tilfeller kan en streng overholdelse av N-1 kriteriet medføre høye kostnader, spesielt hvis dette medfører at det innenfor et bestemt snitt ikke er nok produksjon til å dekke lasten uansett pris. Dette har vært situasjonen i Bergensområdet i mange timer vinteren 2009/10. En overholdelse av N-1 kriteriet ville da ført til ufrivillig utkobling av last. I slike tilfeller praktiseres da først et såkalt N-1/2 kriterium, som betyr at man ved utfall vil koble ut belastning med en lav avbruddskostnad. Hvis dette heller ikke er tilstrekkelig må man gå over til N-0, som innebærer at avbrudd ved utfall av enkeltkomponenter tillates uansett forventet avbruddskostnad. Det er åpenbart at ufrivillig utkobling av last for å tilfredsstille N-1 kriteriet har en høyere kostnad enn risikoen for avbrudd som er et resultat av å gå over til N-0. I slike tilfeller vil altså N-0 drift være samfunnsøkonomisk optimalt. Samtidig må det påpekes N-0 er driftssikkerhetsmessig uakseptabelt som standard.

N-1 kriteriet er deterministisk og tar altså ikke hensyn til sannsynligheten for hendelser og skiller ikke på ulike typer konsekvenser – hvor store konsekvensene blir og hvilke typer sluttbrukere som blir berørt. Flere utfall samtidig inngår ikke i kriteriet (f.eks. N-2) selv om noen større avbruddshendelser i de senere år har vist at dersom det skjer flere samtidige utfall er disse ofte ikke uavhengige, enten fordi værpåkjenninger rammer et større område samtidig eller fordi vern i systemet ikke fungerer slik de er tiltenkt i feilsituasjoner. Selv om kraftsystemanalysene i driftsplanleggingen indikerer at

N-1 kriteriet vil være oppfylt for en gitt driftssituasjon, vil det alltid være en viss risiko for at feilhendelser og avbrudd skal inntre i spesifikke driftssituasjoner.

Tilstrekkelig med reserver i produksjon er også helt avgjørende for driftssikkerheten. Fordi det i kraftsystemet må være kontinuerlig balanse mellom produksjon og forbruk, må det være ledige produksjonsressurser som til enhver tid kan håndtere variasjon i etterspørselen eller utfall av produksjonsenheter og komponenter i nettet. Til dette formålet brukes såkalte primærreserver som er dimensjonert slik at de dimensjonerende utfall håndteres, samt sekundær og/eller tertiærreserver, som kan sies å brukes for å sikre at det hele tiden er tilstrekkelig med primærreserver.

Dimensjoneringen av sekundærreservene er likevel noe skjønsmessig. I tillegg til ENTSO-E anbefalingen om å kunne erstatte tap av største enhet etter feil (dimensjonerende utfall for Norden er 1200 MW), holder Statnett i tillegg 800 MW for å håndtere usikkerhet i etterspørselen. På samme måte som kriterier knyttet til overføringsgrenser, vil også reservene ha en kostnad på den måten at ressurser som brukes til reserver ikke samtidig kan brukes til å dekke etterspørselen i Elspot⁵². I situasjoner hvor dette medfører høye kostnader bør det derfor vurderes om en marginal reduksjon av reservekravet kan redusere disse kostnadene mer enn den forventede økning i avbruddskostnadene. Man bør også se om det er mulig å dele reserver bedre mellom land. Det er for eksempel kanskje ikke nødvendig at både Norge og Sverige har tilstrekkelig med sekundærreserver til å kunne erstatte utfall av største enhet, forutsatt at det er ledig overføringskapasitet til gjensidig "lån" av reserver.

Krav til grenseverdier og sikkerhetsmarginer har en kostnad i tilfeller der slike krav blir bindende restriksjoner. Sikkerhetsmarginer medfører kostnader på den ene siden, mens på den annen side vil en høyere overføring eller reduserte reserver føre til at sannsynligheten for avbrudd og dermed de forventede avbruddskostnader øker. En annen konsekvens vil være at det må etableres en bedre beredskap for å håndtere feilsituasjoner, for en raskere gjenoppretting av forsyning etter feilhendelser. Dette har også en kostnad.

Et kriterium som tar hensyn til forventede avbruddskostnader vil, i motsetning til N-1 kriteriet eller absolutte reservekrav, bety at en tar hensyn til sannsynligheten for feilhendelser og til forskjeller i avbruddskostnader mellom ulike sluttbrukere.

Imidlertid er det flere ulemper knyttet til å innføre et slikt kriterium. Økte

⁵² En betydelig del av reservene som Statnett bruker ligger hos forbrukere. Likevel gjelder resonnetet for de produksjonsressursene som også er med i reservene.

overføringsgrenser (og lavere sikkerhetsmarginer) medfører som nevnt ovenfor større usikkerhet og risiko knyttet til økt fare for alvorlige systemsammenbrudd. Andre viktige utfordringer er knyttet til beregningen av forventede avbruddskostnader, identifisering av feilhendelser, sannsynligheter for disse og varighet av avbrudd, samt til selve avbruddskostnadene for sluttbrukere og samfunnet. En hardere utnyttelse av sentralnettet gir økt risiko for mer omfattende avbrudd, og dagens KILE-kostnader⁵³ anses ikke dekkende for de forventede avbruddskostnadene ved langvarige avbrudd over større områder (jfr beskrivelsen i kap. 3.6). Et pålitelighetsbasert driftskriterium⁵⁴ kan ikke innføres før nødvendig dataunderlag og beregningsmodeller er på plass. Likeledes må konsekvenser av å innføre et slikt kriterium analyseres og kartlegges.

Til syvende og sist er det kravene til sikker forsyning og hva som kan anses som akseptabel drifts- og forsyningssikkerhet som vil avgjøre hvilke driftskriterier som skal gjelde. Utover KILE-ordningen som er en insentivbasert regulering av nettselskapene finnes ingen eksplisitte myndighetskrav til driftssikkerhet⁵⁵. Det er en stor utfordring å definere hva som er akseptabelt med hensyn til avbrudd på generelt grunnlag, fordi det vil være en avveining mellom sannsynligheter for feilhendelser og konsekvenser av disse opp mot kostnadene ved investeringer for å oppnå en sikrere drift (høyere grad av forsyningssikkerhet).

Vi anser det derfor verken mulig eller riktig å innføre pålitelighetsbaserte kriterier på kort sikt⁵⁶. Imidlertid anbefaler vi at det settes i gang arbeid for å vurdere krav til forsyningssikkerhet, driftssikkerhet, sikkerhetsmarginer og reservekrav. I denne sammenheng anbefaler vi også at Norge følger det arbeidet som er startet opp i forbindelse med The European Electricity Grid Initiative (EEGI - beskrevet i kapittel 5 innen nettdrift og – kontroll. Ett av temaene her er ”Innovative tools and approaches for the Pan-European network reliability assessment”. Her skal dagens

⁵³ KILE= Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi

⁵⁴ Et pålitelighetsbasert driftskriterium er et probabilistisk kriterium der det tas hensyn til forventede avbruddskostnader, dvs. til sannsynligheten for utfall av komponenter og den avbruddskostnaden som oppstår hvis dette skjer.

⁵⁵ Med unntak av visse krav til frekvensavvik og spenningsvariasjoner i ”Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet”.

⁵⁶ Se også CIGRE Technical Brochure No 434 ”Review of the Current Status of Tools and Techniques for Risk-Based and Probabilistic Planning in Power Systems” (2010), som støtter denne konklusjonen, basert på mangler ved eksisterende metoder av programvare.

driftssikkerhetskriterier vurderes og det skal analyseres muligheter for å erstatte N-1 kriteriet i både planlegging og drift av det europeiske kraftnettet.

Basert på kravene til forsyningssikkerhet og driftssikkerhet bør det vurderes hvilke eventuelt nye kriterier som skal gjelde for driften og hva som må forutsettes å være på plass av data, metodikk og beregningsverktøy dersom det viser seg at det er riktig å anbefale nye driftskriterier.

6.4 Nett og flaskehalshåndtering

Kraftproduksjon og – forbruk er spredd over store geografiske områder. Det landsomfattende sentralnettet transporterer elektrisk kraft fra produksjons- til forbrukssted. Sentralnettet er som oftest masket slik at det finnes flere ”veier” fra produksjons- til forbrukssted. Det er nettets fysiske egenskaper og lokaliseringen av produksjon og forbruk som bestemmer hvordan den elektriske kraften til en hver tid flyter gjennom nettet. Endret innmating og utmating ett sted i nettet vil generelt påvirke flyten mange forskjellige steder i nettet. Kraftflyten bestemmes i første rekke av impedansen på hver enkelt forbindelse og flyt som kun i begrenset grad kan styres⁵⁷.

En effektiv utnyttelse av kraftsystemet eller optimal løsning kan bare realiseres dersom markedsklareringen og de tilhørende markedspriser er basert på en maksimering av samfunnsøkonomisk overskudd der en detaljert nettmodell inngår slik at de fysiske kapasitetene i nettet er inkludert. En slik optimal løsning er kjennetegnet ved at prisene varierer mellom tilknytningspunkter eller noder. I praksis kreves at alle kjøps- og salgsbud er spesifisert med referanse til tilknytningspunkt eller node og at prisberegningen inkluderer en detaljert fysisk nettmodell der alle relevante bibetingelser, skranker og sikkerhetsmarginer er spesifisert.

Flaskehalshåndteringen i Norge skjer i dag innenfor Nord Pool Spots elspotmarked. Dette er utførlig omtalt tidligere i rapporten. Dagens elspotområdemodell er enkel og oversiktlig. På den annen side utnytter områdemodellen et svært begrenset antall geografiske priser og den har verken informasjon om den detaljerte lokalisering av produksjon og forbruk eller tar hensyn til nettets fysikk og topologi. Det betyr at kraftprodusenter og forbrukere som potensielt belaster nettet på ulike måter får identiske prissignaler. Et eksempel er Haslesnittet hvor mer spesifikke geografiske

⁵⁷ Et unntak er HVDC forbindelser. Noen grad av styrbarhet oppnås også gjennom såkalte FACTS teknologi, men den har svært høye kostnader og er derfor sjelden lønnsom.

prissignaler kunne realisere et produksjons- og/eller forbruksmønster som i større grad bidro til å legge til rette for økt flyt mot øst inn til Oslo og videre mot Sverige.

I litteraturen er det gjort en rekke studier av gevinstene ved å forbedre metodene for flaskehalshåndtering. Optimale nodepriser som forklart ovenfor, er et veletablert og velkjent referansepunkt. Analysene fokuserer som regel på hva det koster for samfunnet å avvike fra nodeprisløsningen. For det nordiske markedet har for eksempel Bjørndal og Jörnsten (2001a,b og 2007), Bjørndal et al. (2003) og Nonås (2010) sammenlignet optimale områdepriser med optimale nodepriser og vist at forskjellene i samfunnsøkonomisk effektivitet er betydelige. De samfunnsøkonomiske kostnadene ved å løse flaskehalser som er interne for prisområdene på områdegrensene er også studert, og det er vist at flaskehalskostnaden kan fordoble seg ved en slik praksis.

Grande et al. (2004) har studert effekter av flere prisområder og en bedre representasjon av nettet ved bruk av lastflyt modeller og bedre estimater for nettparametrene. Hagman (2008) har sett på effekter av bedre fastsettelse av handelskapasiteter og hvordan bedre informasjon om budenes lokalisering kan forbedre flaskehalshåndteringen i Norden.

Etter vinterens høye priser har GAIA (2010) undersøkt en modell som ligner på dagens Nord Pool Spot modell, og finner at selv små endringer i handelskapasiteter kunne hatt svært stor effekt på prisene i ekstremisituasjonene vinteren 2009/2010.

Også internasjonalt er det gjort en rekke studier på dette feltet. Green (2007) har studert England og Wales i en optimal økonomisk lastflytmodell og beregner en velferdsøkning på 1,3 prosent som følge av at tap og flaskehalser prises korrekt. Til sammenligning estimeres velferdsøkningen fra hele dereguleringen å være ca. 5 prosent. I artikkelen studeres kun driftskostnader, men det fremheves at bedre prising også vil gi bedre investeringssignaler. Leuthold et al. (2008) har studert denne type modeller for det tyske markedet og får lignende resultater. Price (2007) har sammenlignet markedsklarering basert på virkelige bud og nettforhold i California for to ulike markeddesign; sonepriser med tre prisområder og full nodeprising. Han konkluderer med at nodeprissystemet gir bedre nettutnyttelse, forbedret driftssikkerhet og lavere kostnader enn alternativet med tre prisområder. I sum viser alle disse arbeidene til dels betydelige gevinster på kort sikt av bedre flaskehalshåndtering. I tillegg legges det også vekt på at bedre langsiktige investeringssignaler vil bidra til enda større samfunnsøkonomiske gevinster.

I USA har det de siste 10-15 årene vært en sterk økning i bruk av nodepriser. Såkalt "Locational Marginal Pricing" er en viktig bestanddel i den føderale regulatorens (FERC) "Standard Market Design". Ofte brukes nodepriser direkte til produksjon og

større forbrukere. Leverandører og små forbrukere som i utgangspunktet ikke reagerer i særlig grad på prisvariasjoner, gir uelastiske kjøpsbud pr node men betaler en i etterkant beregnet volumveid gjennomsnittspris for et større område.

Det må understrekes at "nodeprising" i praktisk utforming kan anta ulike former. Det eksisterer en rekke varianter med ulike sterke og svake sider. En oppsummering av noen av metodene er gitt i Vedlegg 2.

Et problem av samme karakter som Hasleproblemet er nedskalering av kapasiteten på Øresundforbindelsen mellom Sverige og Øst-Danmark for å løse interne svenske nettkapasitetsproblemer. Her har Sverige nå blitt pålagt en områdeinndeling av EU for å bøte på dette problemet. Dette er altså en utvikling mot mer detaljerte områder (fra ett til fire) for å løse mer detaljerte nettproblemer. I den forstand er en utvikling mot nodeprising en utvikling i samme retning bare enda mer fokusert på de fundamentale fysiske kapasitetene i et masket nett. I kapittel 2 viste vi den oppdelingen av Sør-Norge som skjedde i perioden desember 2009 til mars 2010. Dette ble av kraftbransjen opplevd som problematisk. En inndeling i noder vil representere de begrensninger og tap som er i systemet og som kan slå ut i større eller mindre prisdifferanser avhengig av etterspørsels- og produksjonsforhold. Dette kan være lettere og mer forutsigbart for bransjen enn en plutselig ny oppdeling i nye elspotområder midt i en tappesesong.

I dagens modell er det spesifisert marginale tapsprosent per node (ca. 180 sentralnettspunkter). Det beregnes separate marginaltapssatser for dag og natt/helg. Beregningene er basert på prognostisert lastflyt i det nordiske nettet og marginaltapssatsene. Kraftprodusentene stilles overfor disse kostnadene ved at nettoprisen de faktisk oppnår er systempris korrigert for tapsprosent. Tapsprosenten for innmatning i hvert enkelt punkt er administrativt begrenset til $\pm 15\%$, dvs at nettoprisen for en produsent kan variere fra en node til en annen med opptil 30%. Kunder med uttak i sentralnettspunktene står overfor tapsprosent med motsatt fortegn (symmetrisk om null i forhold til produksjon). For mindre kunder er marginale tap inkludert i nettleien som et forbruksavhengig energiledd. Tapsprosentene kan sees på som en form for begrenset nodeprising som kun er basert på nettapene, men ikke på overføringsbegrensninger.

Mye av det som inkluderes i en nettmodell med nodeprising gjøres allerede i dag, men på en imperfekt måte. I den forstand er forslaget om å implementere en mer detaljert nettmodell et forslag om at dette integreres bedre i markedsløsningen.

Finansielle produkter i nodeprissystemer

Ved overgang til en prismodell med flere geografiske priser, og i ytterste konsekvens nodepriser, stilles det ofte spørsmål ved mulighetene for velfungerende finansielle markeder. I USA har nodeprismodellen vært prøvd ut gjennom flere år, og blir benyttet i stadig økende grad i stadig flere regioner. De finansielle markedene er her gjerne knyttet til transmisjonsrettigheter (Financial Transmission Rights) som handles både av aktører i det fysiske markedet og finansielle aktører (banker, hedge fond og lignende). Et eksempel er PJM Interconnection, som er en "regional transmission organization (RTO)" som koordinerer engrosprisene i hele eller deler av Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia og District of Columbia. PJM kaller seg verdens største integrerte deregulerte kraftmarked med en topplast på ca. 145000MW og et energiforbruk på ca. 729 TWh (www.pjm.com).

Internasjonale rammebetingelser

Norge er del av et stadig mer sammenkoblet og integrert europeisk kraftmarked. Fortsatt ligger imidlertid Norge og Norden på mange områder i forkant av Europa med hensyn til introduksjon av markedsbasert kraftomsetning. Utviklingstrekkene i Europa synes i stadig større utstrekning å gå vår vei løsningsmessig for å oppnå mer effektive markeder.

Det internasjonale arbeidet øker i omfang og utviklingstrekkene synes å gå i riktig retning. Utvalget kan ikke se at utviklingstrekkene er i motstrid til de tanker man gjør seg i Norge om utvikling i retning av mer og mer effektive markeder. Utvalget kan derfor ikke se at de europeiske utviklingstrekkene er til hinder for å gjennomføre de tiltak som utvalget påpeker bør gjennomføres.

Utviklingen i det europeiske kraftmarkedet går i retning av stadig mer integrerte markeder generelt og gjennom blant annet økt bruk av implisitt auksjon av nettkapasitet mellom europeiske regioner, gjennom ulike former for markedskobling og bruk av felles prisberegningssystemer. Norden har blitt koblet til Tyskland gjennom European Market Coupling Company (EMCC) og videre kobling til både Frankrike, Belgia og Nederland er snart en realitet. Det er planer for både å forbedre de felles prisberegningssystemene og å utvide området for markedskobling videre mot Spania og Portugal. Viktige problemstillinger er hvilke nettmodeller som skal brukes og hvordan prisområdene skal defineres. Slik det ser ut nå, kan det være aktuelt å innføre flere soner innenfor TSO-områder.

Norge har lenge vært et foregangsland når det gjelder utvikling av effektive kraftmarkeder, og utvalget mener at Norge fortsatt bør ta sikte på å ligge i front med hensyn til markedsdesign for kraftmarkedet. Det er derfor viktig at utviklingen av integrerte markedsdesign i Europa, som tross alt ligger noe etter vår utvikling, ikke blir en hemske for en slik videre utvikling og også eventuelt setter Norge tilbake i tid fordi utviklingen i Europa foreløpig har kommet kortere enn i Norge. Et mer effektivt markedsdesign i ett land koblet mot andre land som er kommet noe kortere i utviklingen vil uansett medføre økt effektivitet i det samlede markedet i forhold til en enklere beskrivelse i alle land. I europeisk sammenheng bør derfor Norge arbeide for at enkeltland eller grupper av land, om de selv ønsker det, kan innføre og delta i det europeiske kraftsamarbeidet med bedre og mer effektivt designede engrosmarkeder for elektrisk kraft for sine interne markeder. Den overordnede tanken bak en felles algoritme, basert på felles grunnleggende prinsipper, for beregning av markedsklarering der flere land er med ansees av utvalget å være en fornuftig utvikling, som lett bør la seg kombinere med en spesifisering med ulik detaljgrad i de ulike land. Denne detaljgraden bør gjenspeile hvor langt man har kommet i utviklingen i de ulike landene. Konkret mener utvalget at det i praksis bør arbeides for en europeisk prisberegningsmodell og algoritme der det i deler av markedsområdet for eksempel kan spesifiseres et detaljert nodeprisopplegg som skissert i denne rapportens kapittel 3, mens andre områder kan velge enklere markedsdesign med langt større anmeldingsområder uten noen detaljert nettmodell. Samlet vil dette gi en høyere grad av effektivitet også for det samlede markedet, enn et mer aggregert opplegg for alle land. Rent beregningsteknisk vil også en bedre oppløsning av nettbeskrivelsen representere en forenkling snarere enn å gjøre opplegget vanskeligere, jfr diskusjonene om dette i kapittel 3 og 4.

6.5 Forbrukerfleksibilitet

En omfattende diskusjon av forbrukerfleksibilitet er gitt i kapittel 5 om samme, her tas dermed kun opp noen hovedelementer.

Hendelsene gjennom vinteren 2009/2010 har understreket at elspotprisene kan bli svært høye. Det viser at priselastisitetene er små i Elspot. På den annen side indikerer omfanget av nedregulering i høypristimene at det skjer reduksjon av forbruket, men for sent til at det kommer til uttrykk i elspotmarkedet.

Økt forbrukerfleksibilitet og forbedrede systemer hos leverandørene som ivaretar og styrker insentivene til å reagere på prisvariasjonene vil i seg selv effektivt begrense prisvariasjonene. Utvalget har gjennom kontakt med ulike aktører i kraftsektoren fått en klar forståelse for at høyprisperiodene genererer en læringseffekt både hos

enkeltforbrukere og leverandører. Slik sett er det grunn til å tro at tilsvarende knapphet i kraftmarkedet som siste vinter vil gi mindre opphav til høye elspotpriser i fremtiden.

Avanserte målesystemer (AMS) og hyppigere rapportering av faktisk forbruk og eventuell priskommunikasjon fra leverandør til kunde vil berede grunnen for mer aktiv deltakelse i kraftmarkedet og bidra til å begrense potensialet for pristopper i Elspot. Med de forslag til forbedrede prissignaler i den geografiske dimensjonen som fremmes av utvalget vil avanserte målesystemer og potensielt toveiskommunikasjon kunne få en viktigere rolle i det norske kraftmarkedet i tiden fremover.

Fleksibiliteten på forbrukssiden avhenger også av egenskapene til kapitalutstyret med hensyn til mulighetene for substitusjon mellom elektrisitet og andre energibærere. Kapitalutstyret bygges opp, er i drift og skiftes ut over lang tid. Således er de løpende prissignalene over lang tid viktige for investeringenes lønnsomhet. Det er derfor viktig at prisene er korrekte både over tid og rom. Ved å undertrykke betydningen av kostnadselementer eller knapphetssignaler løper en risikoen for at investeringsbeslutninger blir fattet på feilaktig grunnlag.

For at ovenstående skal kunne fungere må man sørge for at forbrukerne i større omfang enn i dag timesmåles og timeavregnes. Arbeidet med dette bør forseres, selv om utvalget kjenner til at det pågår standardiseringsarbeide på dette i Europa. Her er det grunn til å tro at man kan velge det ”ideelle” og at det ikke vil være i motstrid med slike standarder om man går lenger enn standarden. Det bør vurderes om innføring av titemåling skal påskyndes spesielt i områder hvor det i dag er store problemer, spesielt Bergensområdet og kanskje Midt-Norge. Det må tas hensyn til dette ved fastsettelse av inntektsrammene for de aktuelle nettselskapene.

Det er videre viktig at kundene får anledning til faktisk å reagere på de prisvariasjonene som er i markedet når de først blir eksponert for slike prisvariasjoner. De færreste små og mellomstore kunder vil ønske å bruke ressurser på å følge med priser på timebasis. Det må derfor gjøres tiltak for å øke bevisstheten rundt mulighetene for automatisk styring av ulike typer forbruk (varme og kulde som kan lagres over tid, for eksempel varmtvannstanker, gulvvarme, frysenskap osv.)

6.6 Informasjon

Informasjon om forhold i kraftsystemet er viktig for at forbrukere og produsenter skal kunne fatte så effisiente beslutninger som mulig. På den annen side kan informasjon som avdekker konkurransesituasjonen og/eller markedets utstrekning legge til rette for utøvelse av markedsrett og dermed gi et mindre effektivt marked enn om

informasjonen ikke hadde blitt gitt. Likeledes kan skjevfordelt informasjon representere en konkurransehindring og gi opphav til strategisk atferd og redusert effektivitet.

Vannkraftprodusentene står overfor et dynamisk beslutningsproblem under usikkerhet. Det vesentlige kostnadselementet er alternativverdien av å bruke vann. Den fremtidige verdien av vann vil avhenge av hva andre produsenter har av vann, forbruksutsiktene, overføringskapasiteter og prisene i naboområdene.

I dag gis det informasjon om overføringskapasitetene mellom elspotområdene kl 9.30 hver dag, det vil si to og en halv time før budfristen til elspotmarkedet. Uten dette kravet kunne systemoperatøren vente med å bestemme kapasiteten frem til etter kl 12. Informasjon om neste døgns overføringskapasiteter kan ikke spille så stor rolle for produsentenes vannverdi. På den annen side vil informasjonen om overføringskapasiteten kunne bety at produsentene gis informasjon om den potensielle konkurransen de vil møte fra produsenter i naboområdene. På denne bakgrunn er det ikke grunn til å fortsette med å opplyse om overføringskapasitetene før aktørene leverer sine bud til elspotmarkedet. Når det gjelder informasjon om fremtidige overføringskapasiteter er disse viktige for å beregne verdien av spart vann. Derfor bør det gis informasjon om de litt mer langsiktige overføringskapasiteter og planlagte revisjoner og lignende.

Innenfor et vannkraftsystem spiller informasjon en særlig rolle, i det at den viktigste komponenten i marginalkostnaden, vannverdien, hviler fundamentalt på selskapets vurderinger av sannsynligheter for framtidige begivenheter. Tilbakeholdt vann har en opsjonsverdi, hvor stor er i bunn og grunn et spørsmål om informasjon. Produksjonsteknologiske forhold, nedbør, temperatur og kunnskap om forbruksprofiler er viktige elementer i vurderingen av vannverdien.

Kraftmarkedet er et eksempel på et marked hvor det er klare elementer av "common value", dvs felles verdsetting, et begrep som står sentralt innenfor den delen av markedsteorien som omtales som auksjonsteori. Hvor høy marginalkostnaden er for et selskap, dvs vannverdien, er nært korrelert til andre selskapers vannverdi. Et svært robust resultat fra auksjonsteorien er nettopp knyttet til betydningen av informasjon: Markedet vil generelt gi en riktigere prising av kraften desto mer av den relevante informasjonen som er tilgjengelig for selskapene på beslutningstidspunkt. Det påpeker

at en potensielt viktig rolle for myndighetene er å tilføre markedsaktørene adekvat informasjon om underliggende faktorer som påvirker vurderingen av vannverdiene⁵⁸.

En vesentlig størrelse for fremtidig markedsbalanse og tilhørende pris er den eksisterende vannmagasinbeholdning i de enkelte lokaliteter. I dag publiseres det magasinifylling ukentlig for regioner ned til elspotområdenes størrelse. For mindre geografiske områder finnes det ikke slik informasjon. Dette er uheldig av to grunner. For det første er det dermed ikke mulig for den enkelte aktør selv å gjøre seg opp en mening om fremtidig knapphet og dermed fremtidige regionale prisdifferanser. For det andre eksisterer det en vesentlig informasjonsskjevheter ved at Statkraft er den dominerende produsenten i de fleste geografiske deler av landet. I tillegg gir Statkrafts omfattende deleierskap og deltagelse i felleseide kraftverk en betydelig informasjonsfordel. En større grad av detaljering i publisering av magasinifyllingstall vil gi bedre beslutningsgrunnlag for aktørene, og det vil eliminere Statkrafts informasjonsfordel på dette punktet.

Mange kraftleverandører kjøper inn kraft daglig i elspotmarkedet. For i størst mulig grad å unngå kostbare ubalanser mellom innkjøp i Elspot og faktisk videresalg (uttak) vil leverandørene ønske så gode anslag på uttaket som mulig. Det er i dag betydelig etterslep med hensyn til informasjon om faktisk uttak. Bedre informasjon om egne kunders uttak vil kunne minske omfanget av og størrelsen på avvik mellom leverandørens innkjøp i Elspot og kundenes uttak.

Et potensielt viktig spørsmål er rettighetene til kundeinformasjon som besittes av nettselskapene, og da spesielt informasjon om kundenes forbruk fra time til time. Denne type informasjon har verdi for leverandørens budgivning, og kan begrunne vertikal integrasjon mellom leverandør og nettselskap. Det forhold at nettselskapene er regulerte monopoler, aktualiserer spørsmålet om hvem som bør ha eierrettighetene til kundeinformasjon.

6.7 Budgivingen i elspot- og regulerkraftmarkedet

Kjøpere og selgere i elspotmarkedet leverer sine bud før kl 12 dagen før. Dersom det i de neste 12 til 36 timene oppstår forandringer i ønsket eller mulig kjøp eller salg kan aktørene foreta korrigerende kjøp eller salg i Elbas markedet. Likevel vil det i

⁵⁸ I så måte framstår professor von der Fehrs rapport til Statkraft, "Information provision in electricity markets", som noe unyansert ved å unnlate å sondre mellom informasjon benyttet konkurransestrategisk på en uheldig måte (som von der Fehr tillegger avgjørende vekt), og informasjon som har potensielt stor verdi for markedsaktørens optimalisering.

driftstimen normalt være ubalansert mellom produksjon og forbruk som gir seg utslag i opp- eller nedregulering til en pris som avviker fra elspotprisen. Som vist i kapittel 2 var det stor nedregulering i alle elspotområder i alle høypristimene vinteren 2009/10. I utgangspunktet skulle det være like sannsynlig med oppregulering som med nedregulering.

Imidlertid ga nedreguleringen i de aktuelle høypristimene reguleringspriser på normalt nivå og dermed svært stor prisdifferanse mellom elspotpris og regulerkraftpris. Gitt nedreguleringen er det ikke urimelig med lav regulerkraftpris, siden kjøps- og salgskurvene i begge markeder i disse situasjonene må forventes å være meget bratte.

Det er flere forhold som kan medvirke til lave priser for nedregulering:

En del forbrukere reduserer forbruket etter at spotprisen er blitt kjent⁵⁹.

Det er vanskelig å estimere forbruket ved svært lave temperaturer på grunn av ikke-lineariteter og fordi disse opptrer sjelden og man således har lite erfaringsgrunnlag.

Basert på ”normal” erfaring synes kraftleverandører å være generelt redd for høye priser for oppregulering, og kjøper derfor heller litt i overkant av forventet behov i Elspot, jfr. Heden og Doorman (2009).

Ved oppstart av reservekraftverkene i Sverige ble det startet opp større produksjon enn strengt nødvendig, dels på grunn av minimumsproduksjonskrav og dels fordi de samtidig ble brukt til mothandel av Svenska Kraftnät.

Konklusjonen er at det ikke er noe galt i at vi får slike nedreguleringer, men at det bør ligge betydelige læringseffekter her for kjøpsiden: hvis de hadde meldt sin faktiske fleksibilitet i Elspot ville de kunne unngått store kostnader og de høye prisene ville blitt sterkt dempet. Slike læringseffekter kan man forvente blir større jo flere prisvariasjoner vi får i markedet og på den måten vil man kunne høste positive effekter om man da gjør som utvalget påpeker: *store variasjoner i kostnader må få gjenspeile i seg i varierende priser i rom og tid.*

⁵⁹ For svært mange forbrukere var dette en irrasjonell atferd som vitner om manglende markedsforståelse (og et informasjonsbehov). De som hadde allerede kjøpt på Elspot kunne selvfølgelig håpe på en høy pris for nedregulering, men utsatte seg for stor risiko. De fleste andre betaler en månedlig eller kvartalsvis gjennomsnittspris, og hadde derfor heller ikke noen reell grunn til å redusere forbruket akkurat i disse timene.

6.8 Risiko, likviditet og markedsmakt

Et system med nodepriser leder til priser som er optimale i samfunnsøkonomisk forstand, under forutsetning av at konkurransen er effektiv. Disse prisene gir de rette signalene til aktørene i økonomien, både med hensyn til kortsiktige driftsbeslutninger og sluttbrukernes kraftforbruk, langsiktige investeringer på produksjonssiden, investeringer i overføringskapasitet og sluttbrukernes langsiktige tilpasning i sin etterspørsel.

Hvis konkurransen på produksjonssiden ikke er effektiv, noe som i prinsippet kan forekomme i perioder hvor overføringskapasiteten binder, er man i en situasjon hvor strukturelle tiltak kan tenkes å bedre effektiviteten. Slike tiltak kan være langsiktige tiltak som investeringer i produksjon og nett, og tiltak som kan påvirke eierstrukturene regionalt, for eksempel gjennom konsesjonssystemet.

Også i en modell med områdepriser kan det oppstå effektivitetstap som følge av begrenset konkurranse. Riktignok vil disse være av en noe annen karakter enn under nodepriser, av særlig betydning er risikoen for strategisk tilpasning i tilknytning til mothandel. Hvorvidt et nodeprissystem eller et system med færre prisområder er best egnet til å håndtere et eventuelt markedsmaktproblem, er vanskelig å si noe om på prinsipielt grunnlag. Under begge systemer er markedsmaktproblemer noe som mest effektivt håndteres gjennom markedsstrukturelle tiltak.

Som i andre markeder eksponeres aktørene i kraftmarkedet for ulike former for risiko. Teknologiske forhold og lav fleksibilitet i sluttbrukerleddet, i kombinasjon med usikkerhet i temperatur og nedbør, tilsier at prisene i kraftmarkedet kan svinge mye, og i korte perioder bli svært høye. Betydelig økt prisvolatilitet har da også kjennetegnet de liberaliserte kraftmarkedene internasjonalt.

Svært mye av denne risikoen er usystematisk. For kraftprodusentene, som er gjennomgående profesjonelle aktører med diversifiserte eiere, skulle på generelt grunnlag håndtering av denne type risiko ikke reise spesielle utfordringer, slik vi heller ikke ser det i andre lignende bransjer.

Selskapenes risikoeksponering er av ulik art, de er knyttet til markedsrisiko (priser, renter, valuta), risiko for at markedene blir tynne som følge av få deltakere, tapsrisiko knyttet til kontrakter og teknologisk risiko i tillegg til politisk og regulatorisk risiko. Aktørenes utfordringer og muligheter til å håndtere risiko på en effektiv måte gjennom kontrakter i markedet, er prinsipielt de samme i denne bransjen som i andre. Hvis markedet for finansielle kontrakter er effisient, vil økt prisvolatilitet, som følge av at det fysiske markedet blir mer effisient, motsvares av en utvikling av finansielle markeder

som ivaretar aktørenes behov for sikring. Utvalget registrerer at en rekke markedsaktører er redde for at effisiensen i de finansielle markedene vil reduseres som følge av nodeprising, men mener at det ikke er teoretisk grunnlag for denne frykten.

Om det ikke er lønnsomhet i disse markedene betyr det at betalingsviljen for slik sikring er for lav til at noen finner det lønnsomt å tilby instrumentene. Forøvrig kan det nevnes at det eksisterer sikringsinstrumenter også i de fysiske markedene gjennom ulike kontraktsformer, som for eksempel variable priskontrakter, fastpriskontrakter etc.

Riktignok kan det være informasjonsproblemer og transaksjonskostnader som medfører at markedene for finansielle kontrakter blir for tynne eller blir ikke-eksisterende. Det er en rekke kilder til slike imperfeksjoner som drøftes i litteraturen. Det er også framsatt påstander om at CfD-markedene lider under manglende likviditet. Det er imidlertid vanskelig å identifisere noen spesifikke imperfeksjoner i det nordiske kraftmarkedet som skulle tilsi at markedene ikke blir effisiente.

Valg av markedsdesign for kraftmarkedet vil påvirke prisstrukturen og volatiliteten. Det er mulig å dempe usikkerheten ved å avvike fra effisient prising. Det vil imidlertid være uheldig av flere årsaker. For det første henger det fysiske og det finansielle markedet sammen – ineffisenser i det fysiske markedet blir en kilde til ineffisens i det finansielle. For det andre forsvinner ikke kostnaden ved underliggende risiko gjennom endringer i markedsdesign, den bæres fremdeles av aktørene i markedet gjennom generelt høyere priser. For det tredje gir det gale signaler til aktørene når det gjelder den langsiktige tilpasningen i deres etterspørsel, hvor nettopp noe av kilden til høy volatilitet ligger.

På forbrukssiden kan større prisvariasjon framstå som en utfordring. Riktignok er det en betydelig effektivitetsmessig gevinst knyttet til at forbrukerne stilles overfor riktige priser på marginen, og dermed får de rette insentivene til å tilpasse det langsiktige forbruket til de reelle kostnadene. Men samtidig kan mange husholdninger ha et ønske om å dempe usikkerheten i samlede energiutgifter. Det tilsier et større behov for prissikring gjennom kontrakter som garanterer prisen for avtalte volumer. Markedet for slike kontrakter blir større hvis forbrukerne eksponeres for større prisusikkerhet.

Forbrukernes behov for sikring er primært knyttet til å stabilisere de gjennomsnittlige energiutgiftene. Det betyr at dag til dag, eller time til time variasjonene har mindre betydning for konsumentenes velferd. Det er gjennomsnittsprisene over tid som får størst betydning,

I tillegg til sluttbrukere og kraftprodusenter, er det en rekke andre aktører i kraftmarkedet som f.eks. leverandørbedrifter, tradere og meglere. Det er aktører som

bidrar til å gjøre markedet mer effektivt på flere måter, det være seg gjennom en bedre matching av kjøper og selger, ved kontraktsdesign, eller ved å legge grunnlaget for mer effektiv prising, for å nevne noen typiske elementer. Hvilke typer aktører som er etablert i et marked til enhver tid avhenger av hvordan markedet er organisert, og av konkurransebetingelsene i markedet. Det er påpekt at en endring i retning av et mer nodeprisbasert system vil påvirke markedsbetingelsene for bl.a. leverandørbedriftene, og gjøre det vanskelig for uavhengige kraftleverandører å operere nasjonalt. Nå er ikke en slik utvikling nødvendigvis opplagt. For det første kan kraftleverandørene inngå andre typer priskontrakter både nedstrøms og oppstrøms. For det andre kan en se for seg en større grad av vertikal integrasjon mellom leverandører og produsenter. Det er i utgangspunktet korrekt at endringer i markedsorganiseringer vil påvirke selskapsstrukturer. Men selskapenes lønnsomhet vil nettopp gjenspeile den verdiskaping de bidrar med. Det er derfor ønskelig at slike strukturer blir påvirket, nettopp for å sikre at ressursene blir kanalisert dit hvor de kaster mest av seg.

Det har imidlertid vært reist spørsmål om endringer i selskapsstrukturen kan gi opphav til noen nye konkurransemessige utfordringer. Bl.a. om færre kraftleverandører vil kunne øke markedsmakten til større kraftprodusenter og dermed øke prisen til sluttbruker som følge av at markedet blir mindre likvid. Det er ikke korrekt. Innenfor den markedsorganisering vi har i kraftmarkedet vil spotprisen være styrende for prisen til sluttbruker. Siden etableringskostnadene for leverandører som tilbyr spotpriskontrakter er svært lave er det ikke grunnlag for utøvelse av markedsmakt i leverandørleddet, da avvik mellom sluttbrukerpris og spotpris meget raskt vil bli korrigert i markedet.

Vi vil også påpeke at vertikal integrasjon isolert sett ikke er et konkurransemessig problem – økt koordinering vertikalt kan tvert imot ha konkurransemessig gunstige effekter, ved f.eks. å dempe risikoen for at prisene blir drevet opp av at hver aktør i en vertikal kjede legger på en margin som øker kostnadene i neste trinn i kjeden, såkalt dobbel marginalisering. Det kan imidlertid være et problem hvis det gir opphav til en mer oligopolistisk prisdannelse. Kjernen til eventuell markedsmaktutøvelse ligger imidlertid ikke i leverandørleddet. Gitt strukturen i kraftmarkedet er dette et problem som eventuelt må ligge på produksjonssiden. Konkurranse mellom uavhengige kraftleverandører demper ikke et slikt eventuelt problem.

La oss gå noe nærmere inn på markedsmaktproblemet. Samfunnet står overfor et markedsmaktproblem hvis et selskap på mer varig grunnlag kan sette priser som overstiger marginalkostnadene. Det kan forekomme at selskaper setter høye priser temporært uten at en dermed står overfor et markedsmaktproblem, hvis det er slik at konkurransen eliminerer en slik mulighet over tid gjennom nyetablering. Det er først

når en slik meravkastning blir varig at en står overfor et strukturelt konkurranseproblem.

Etableringsbarrierene for leverandører med spotpriskontrakter er lave. På produksjonssiden kan derimot markedsmakt være et aktuelt problem hvis et selskap har en dominerende stilling innenfor et område hvor overføringskapasitetene inn i området er begrenset. I perioder hvor kapasitetsskrankene i nettet binder, vil selskapet kunne foreta disposisjoner som påvirker prisnivået. Dermed kan samfunnet påføres effektivitetstap ved at det oppstår et avvik mellom den marginale verdien av kraften for sluttbruker og produsentens marginalkostnad. Markedsmakt kan også utøves ved at en dominerende produsent i et overskuddsområde tilbakeholder produksjon. I et slikt tilfelle blir flaskehalsen ikke bindende og det blir ingen prisforskjell mellom områdene, men prisen i begge områder blir høyere enn den ville vært uten utøvelse av markedsmakt.

Når det gjelder markedsmaktproblemet vil vi tillegge følgende momenter vekt:

Enten en velger et system med nodeprising eller har flere prisområder, vil en kunne ha problemet med at kapasitetsskranker binder, og at det oppstår en risiko for at en dominerende produsent kan påvirke prisnivået. Riktignok vil insentivene til selskapene bli noe forskjellige innenfor ulike markedsordninger. Generelt er gjennomsnittsproduksjonen for vannkraftprodusenter på lang sikt gitt av utenforliggende forhold, og er følgelig utenfor selskapets kontroll. Det er da bare gjennom å utnytte variasjoner i etterspørselastisitetene over tid at selskapet kan hente ut gevinster som kan påføre samfunnet et effektivitetstap. Innenfor et nodeprissystem er det etterspørselastisiteten i sluttbrukermarkedet i det aktuelle området som er relevant. I et system med færre prisområder er de strategiske elementene knyttet til de inntekter selskapet kan realisere ved motkjøp. Det er ikke opplagt hvilket system som er å foretrekke hvis en ser på markedsmaktproblemet mer isolert⁶⁰. Det er momenter som trekker i ulike retninger, hvilke som har størst betydning avhenger av detaljene i ordningene.

Et markedsmaktproblem bør håndteres gjennom strukturelle virkemidler. En eventuell meravkastning skulle i utgangspunktet stimulere til nyetablering, i så måte er det viktig at markedssystemet er designet slik at det gir de mest presise investeringssignaler. Det er åpenbart en av fordelene ved et nodeprissystem. Generelt er konkurranseproblemer

⁶⁰ Se f.eks. Krause og Andesson, "Evaluating Congestion Management Schemes in Liberalized Electricity Markets Using an Agent-based Simulator", Power Engineering Society General Meeting (2006).

av denne type noe som håndteres av konkurransemyndighetene hvor konkurranselovens bestemmelser om dominerende selskaper kan anvendes. Endelig har myndighetene muligheter til å påvirke markedsstrukturen gjennom sin eierskaps- og konsesjonspolitik.

La oss drøfte noe grundigere problematikken omkring vertikal integrasjon mellom leverandør og produsent. Det er påpekt at et system med nodepriser kan ha som konsekvens at det blir færre frittstående kraftleverandører, og et større innslag av vertikalt integrerte selskaper. Et sentralt spørsmål er hvilke virkninger en slik utvikling vil kunne ha på effektiviteten i markedet. Vertikal integrasjon mellom kraftprodusenter og kraftleverandører er i selv ikke en kilde til konkurranseproblemer. Hvis det er virksom konkurranse i leverandørleddet vil vertikal integrasjon som hovedregel bare være lønnsom for bedriftene hvis det er synergigevinster forbundet med integrasjonen, i hvilket tilfelle disse også bør hentes ut. Hvis derimot konkurransen i leverandørleddet er svak, vil vertikal integrasjon i tillegg kunne gi gevinster for samfunnet som følge av at dobbel marginalisering unngås, og at prisene til sluttbruker dermed blir lavere enn de ellers ville vært.

Nå er det vanskelig å se at markedsmyndighetenes utøvelse på leverandørleddet skulle være et problem. Det er små etableringskostnader. Basert på spotprisen, er leveranse av kraft et standardisert produkt hvor det er lite rom for utøvelse av markedsmyndighet. Det er heller ikke noen informasjonsproblemer som skulle tilsi at konkurransen ikke er virksom. Det er følgelig vanskelig å se noen kilde til avvik av betydning mellom prisnivået i sluttbrukermarkedet og spotprisen.

Det er også viktig å understreke at konkurranse mellom leverandørselskaper ikke løser eventuelle markedsmyndighetproblemer på produksjonssiden. Hvis det er markedsmyndighet på produksjonssiden, oppstår det en risiko for at en kraftprodusent kan sette priser som medfører avvik mellom marginal betalingsvilje og marginalkostnad. Hvorvidt kraftkontraktene omsettes i et marked med konkurranse mellom mange leverandører, eller ved at den dominerende produsenten selv inngår kontraktene med sluttbrukerkundene, har ingen selvstendig betydning for sluttbrukerprisene. Monopolmarginen er reflektert i spotprisen, og konkurranse mellom leverandører fjerner ikke en slik eventuell ekstramargin.

7 Tiltak

7.1 Innledning

Utgangspunktet for de forslagene til tiltak som presenteres i dette kapitlet er følgende:

- Et viktig formål med en god organisering av kraftmarkedet er at det skal oppfylle kravene om effektiv bruk av ressurser.
- Videre må man ta behørig hensyn til kravet om sikker strømforsyning.
- Siden kostnadene i kraftsystemet varierer i tid og rom er det viktig at man gir prissignaler til aktørene som gjenspeiler disse kostnadsvariasjonene; slike kostnadsforskjeller kan selvsagt reduseres ved investeringer i nett eller produksjon.
- Man må etter hvert forvente at kapasitetsutnyttelsen i kraftsystemet er økende og dermed at begrensningene blir hyppigere, altså at det å løse slike begrensninger på en effektiv måte blir viktigere og viktigere.
- Eventuelle imperfeksjoner/eksternaliteter må i størst mulig grad internaliseres i markedsløsningene.
- Kostnadene i markedet blir ikke borte gjennom ulike design men omfordeles mellom aktører, samtidig som at ineffektiv design gir høyere kostnader enn nødvendig.
- Fundamental risiko kan ikke fjernes gjennom markeddesign, men den kan omfordeles på uheldige måter som totalt sett kan øke kostnaden i systemet.
- Eventuelle problemer av strukturell karakter bør møtes med langsiktige tiltak som kan påvirke eierstrukturene regionalt. De kan også løses gjennom investeringer i nett og produksjon.
- Prisene skal spille rollen som informasjonsbærer om underliggende kostnader, samtidig som de da vil gi viktige investeringssignaler på de riktige stedene.
- Man må forholde seg til internasjonale rammebetingelser gjennom å utnytte mulighetsrommet dette gir, men også påvirke utviklingen av disse rammebetingelsene i gunstig retning.

7.2 Driftssikkerhet og sikkerhetsmarginer

N-1 kriteriet som baserer seg på at enkeltutfall ikke skal føre til avbrudd av forbruk er deterministisk, og fører ikke alltid til riktig driftssikkerhet i økonomisk forstand. Men dette kriteriet har vist seg normalt å gi den driftssikkerheten som samfunnet krever. Såkalte pålitelighetsbaserte kriterier som tar hensyn til sannsynlighet for utfall av komponenter og den avbruddskostnaden som oppstår når dette skjer, gir en bedre avveining mellom på den ene siden kostnadene for å holde en bestemt driftssikkerhet og på den andre siden kostnadene ved avbrudd. Teorien rundt en slik framgangsmåte er likevel ikke utviklet langt nok til at den kan brukes i den daglige driften. Utvalget anser det derfor verken mulig eller riktig å innføre pålitelighetsbaserte kriterier på kort sikt. Imidlertid anbefaler vi at det settes i gang arbeid for å vurdere krav til forsyningssikkerhet, driftssikkerhet, sikkerhetsmarginer og reservekrav. I denne sammenheng anbefaler vi også at Norge følger det arbeidet som er startet opp i forbindelse med The European Electricity Grid Initiative innen nettdrift og –kontroll. Her skal blant annet dagens driftssikkerhetskriterier vurderes og det skal analyseres muligheter for å erstatte N-1 kriteriet i både planlegging og drift av det europeiske kraftnettet.

Utvalget er enig i at en fleksibel praktisering av N-1 kriteriet kan være nødvendig i spesielle tilfeller slik som i Bergensområdet i vinter. Likevel må det påpekes at lengre perioder med N-0 drift gir en uakseptabel driftssikkerhet, og at tiltak må iverksettes for å unngå slike situasjoner.

Utvalget anbefaler videre at det ses nærmere på om det er mulig å ha en noe mer fleksibel håndtering av kravene til produksjonsreserver under ekstreme forhold.

7.3 Nett og flaskehalshåndtering

Utvalget går inn for at det settes i gang arbeid med å implementere metoder for flaskehalshåndtering ved Nord Pool Spot som i større grad tar hensyn til lokalisering av produksjon og forbruk i en detaljert nettmødel. Dette vil gi prissignaler som i større grad tar hensyn til den faktiske innvirkning som produksjon og forbruk har på kraftsystemet og de reelle begrensningene i overføringsnettet. Dette vil redusere de samfunnsøkonomiske kostnadene av begrensninger og sikkerhetskrav i kraftsystemet. Ved denne forberedelsen bør en også se på konsekvensene for koblede vassdrag, jf diskusjonen i kapittel 3.8.3.

Det finnes mange varianter av nodeprising, og arbeidet må derfor vurdere de mest egnede algoritmer, jfr. Vedlegg 2. Arbeidet må bringes inn i diskusjonene omkring utviklingen av en felles europeisk algoritme for beregning av markedsklarering i

Europa. En bedre og mer effektiv algoritme for Norge vil også medføre at den europeiske algoritmen gir en mer effektiv markedsløsning.

Av spesiell karakter er problemene knyttet til Haslesnippet som igjen er knyttet til områdeinndelingen i hele Oslo-området. Utvalget har vurdert om det er hensiktsmessig å løse dette først ved flere prisområder men finner at dette må løses simultant med nettmodell for hele Norge. Utvalget peker også på at innføring av fire elspotområder i Sverige fra november 2011 vil få betydning for håndteringen av flaskehalsen mellom Sør-Norge og Sverige.

7.4 Bruk av reservekraft

Sverige og Finland har totalt 2600 MW effektreserver tilgjengelig til bruk i situasjoner hvor elspotmarkedet ikke klarer. I et velfungerende marked burde ikke slike reserver være nødvendig. I Sverige er det da også vedtatt at disse reservene skal avvikles innen 2020, som utvalget for øvrig vurderer som en lang utsettelse, etter tidligere vedtak om først 2008 og senere 2011.

Reservene blir brukt i Elspot når det ikke oppnås markedsklarering. Prisen settes da lik det høyeste kommersielle budet for å unngå at bruk av disse reservene skal påvirke prisen og dermed insentivene til investering.

I en rapport til NVE⁶¹ har Nord Pool Spot påpekt at denne framgangsmåten har uheldige virkninger, og spesielt for reserver som ligger på forbrukssiden. Disse burde heller ha vært tilgjengelig i Elspot, bidratt til fleksibilitet i etterspørselen og redusert prisen i ekstreme tilfeller.

Nord Pool Spot anbefaler derfor at forbruksressursene i effektreserven skal legges inn som bud i Elspot til den pris de selv bestemmer. Utvalget støtter denne anbefalingen.

7.5 Forbrukerfleksibilitet

Med utgangspunkt i diskusjonene omkring elspotmarkedet og regulerkraftmarkedet vurderer utvalget at det synes å være mer fleksibilitet i markedet enn det som bare kommer fram av elspotmarkedet (jfr behovet for de kraftige nedreguleringene under høyprisperiodene i vinter, som delvis ble forårsaket av at etterspørselen i etterkant av Elspot viste seg å bli mindre enn det som framkom i Elspot). Det bør settes inn tiltak for å bringe denne fleksibiliteten fram i spotmarkedet.

⁶¹ Nord Pool Spot, "Handling of the peak load reserves in the spot market", 1 October 2010

Noen spesifikke tiltak er:

- Fokuserer på den store gruppen sluttbrukere med forbruk over 100.000 kWh i året som allerede i dag har timemåling. Det bør legges til rette for at timemåling brukes til avregning i denne gruppen.
- For å stimulere til bruk av elspotpriser til avregning anbefaler utvalget at kontrakter med markedspris/spotpris og timeavregning publiseres på Konkurransetilsynets websider fordi denne listen også i betydelig grad brukes av mindre bedrifter.
- Stimulere til bruk av priskontrakter med gitt kontraktsvolum. Slike kontrakter eksponerer forbrukeren mot spotprisen (mulighet for tilbakesalg av volum), mens de samtidig gir en prissikring for de forbrukerne som ønsker det.

For at ovenstående skal kunne fungere må man sørge for at forbrukerne i større omfang enn i dag timesmåles og timeavregnes. Arbeidet med dette bør forseres, selv om utvalget kjenner til at det pågår standardiseringsarbeide på dette i Europa. Her er det grunn til å tro at man kan velge det ”ideelle” og at det ikke vil være i motstrid med slike standarder om man går lenger enn standarden. Det bør vurderes om innføring av timemåling skal påskyndes spesielt i områder hvor det i dag er store problemer, spesielt Bergensområdet og kanskje Midt-Norge. Det må tas hensyn til dette ved fastsettelse av inntektsrammene for de aktuelle nettselskapene.

En framskynding av AMS vil også legge grunnlaget for at leverandørene får bedre informasjon om balanser/ubalanser mellom faktiske handler i Elspot og faktisk uttak fra egne kunder. Dette vil bidra til å redusere antall og omfang av slike ubalanser i regulerkraftmarkedet.

Det er videre viktig at kundene får anledning til faktisk å reagere på de prisvariasjonene som er i markedet når de først blir eksponert for slike prisvariasjoner. De færreste små og mellomstore kunder vil ønske å bruke ressurser på å følge med priser på timebasis. Det må derfor gjøres tiltak for å øke bevisstheten rundt mulighetene for automatisk styring av ulike typer forbruk (varme og kulde som kan lagres over tid, for eksempel varmtvannstanker, gulvvarme, frysenskap osv.)

Om man skal få god fleksibilitet på forbruks- og produksjonssiden i kraftmarkedet er det viktig at aktøren får gode signaler med tanke på å investere i fleksibel kapasitet. Den beste måten å sikre dette på er å sørge for at prisen får lov til å variere i takt med variasjon i kostnadene i systemet både i tid og rom. Selv om det kan virke ”urettferdig” med ulike priser så er dette viktig for å sikre god ressursutnyttelse, hente ut nødvendig

fleksibilitet og sikre gode investeringssignaler. Samtidig vil det at man tillater varierende priser i seg selv redusere omfanget av varierende priser ved at fleksibilitet på etterspørsels- og tilbudssiden utløses. Gjennom investeringssignalene sikres nettopp minst mulig prisforskjeller på lang sikt. Samtidig vil dette sikre lavest gjennomsnittspriser for brukerne, og spesielt de forbrukerne som er villige til å tilpasse sitt forbruk til varierende priser.

7.6 Informasjon

Under dette avsnittet vil vi skille mellom informasjonstiltak på produksjonssiden og forbrukersiden.

På produksjonssiden vil en mer detaljert områdeinndeling også kreve noe mer informasjon på detaljert nivå for å få effektiv konkurranse. I et vannkraftsystem hvor man vurderer verdi og allokering av vann over tid er informasjon om magasinbeholdninger av vann viktig. Her er det nok også skjevhet i informasjonsmengden i store og mindre selskaper som bør avhjelpes med mer detaljert informasjon.

Selv om man ønsker mer detaljert informasjon så må man avveie detaljering i forhold til at detaljert informasjon også kan utnyttes strategisk. Den informasjon som Statnett i dag gir til markedet kl 9.30 hver dag om kapasiteter mellom områder anser utvalget både er unødvendig og kan være uheldig med tanke på strategisk atferd. Slik disse kapasitetene fastsettes kan de også utledes fra lastflyt dagen før og eventuelle markedsmeldinger om endringer i nettet. I påvente av en fullstendig nettmmodell i Nord Pool Spot sin algoritme for markedsklarering må fortsatt Nord Pool få disse kapasitetene fra Statnett i forbindelse med prisenregningen.

For at spesielt mindre forbrukere skal kunne reagere på priser er det viktig at de får lett tilgang til relevant prisinformasjon, spesielt ved ekstreme priser – det er da de virkelig kan realisere en økonomisk gevinst ved å reagere på pris. Delvis kan og bør dette automatiseres ved at relevant utstyr styres etter priser, for eksempel utkobling av varmtvannsbeholdere og golvvarme. Men det bør også satses på direkte prisinformasjon for eksempel ved hjelp av spesifikke display, bruk av tv-skjerm eller pc, apps til mobiltelefoner eller bruk av SMS ved spesielt høye priser.

En framskynding av avanserte målesystemer (AMS) – se avsnitt over om forbrukerfleksibilitet – vil også legge grunnlaget for at leverandørene får bedre informasjon om balanser/ubalanser mellom handler i Elspot og faktisk uttak fra egne kunder. Dette vil bidra til å redusere antall og omfang av slike ubalanser i regulerkraftmarkedet.

7.7 Andre forhold

7.7.1 Budgivningen i Elspot og regulerkraftmarkedet

Når det gjelder budgivningen i Elspot og regulerkraftmarkedet er utvalgets konklusjon at det ikke er noe galt med de nedreguleringer vi fikk i høypristimene i vinter, men at det kan ligge betydelige læringseffekter her i forholdet mellom aktørene på elspotmarkedet og sluttkundene, som også innebærer informasjonselementer, se avsnitt om forbrukerfleksibilitet og avsnitt om informasjon. Slike læringseffekter kan man forvente blir større jo mer prisvariasjon vi får i markedet og på den måten vil man kunne høste positive effekter om man da gjør som utvalget påpeker: *store variasjoner i kostnader må få gjenspeile i seg i varierende priser i rom og tid.*

7.7.2 Risiko, likviditet og markedsrett

Utvalget ser ingen fundamentale problemer med risiko i dette markedet som er annerledes enn i andre markeder og som profesjonelle aktører vanligvis håndterer. Vurderingene omkring likviditet tilsier heller ikke spesielle tiltak på dette området. Utvalget har ikke grunnlag for å si at det er problemer med utnyttelse av markedsrett eller at dette skulle være et større problem i et nodesystem enn i et områdesystem, men påpeker at om det er slike problemer så må det eventuelt være knyttet til produksjonssiden. Slike eventuelle problemer er i så fall av strukturell karakter og bør møtes med langsiktige tiltak som investeringer i produksjon og nett, og tiltak som kan påvirke eierstrukturene regionalt, for eksempel gjennom konsesjonssystemet.

Referanser

Adapt Consulting (2008), *KMB Balance Management in multinational power markets*. WP2: Documentation and analysis of present cots.

Bjørndal, M. and K. Jörnsten (2001a), *Zonal Pricing in a Deregulated Electricity Market*, The Energy Journal, 22, 51-73.

Bjørndal, M. og K. Jörnsten (2001b), Koordinering av nordiske systemoperatører i kraftmarkedet - gevinster ved bedret kapasitetsutnyttelse og mer fleksibel prisområdeinndeling. SNF-rapport, Aug. 2001:29.

Bjørndal, M., and K. Jörnsten (2007), Benefits from Coordinating Congestion Management – the Nordic Power Market, Energy Policy, 35, 1978-1991.

Bjørndal, M., K. Jörnsten and V. Pignon (2003), *Congestion Management in the Nordic Power Market: Counter Purchases and Zonal Pricing*. Journal of Network Industries, 4, 273-296.

Bjørndalen, Jørgen (2009): Risiko og likviditet. Tanker omkring langt flere anmeldingsområder i Norge, presentasjon.

Borenstein, Severin (2005a), *The Long-Run Efficiency of Real-Time Electricity Pricing*, Energy Journal, 26, 93-116.

Borenstein, Severin (2005b), *Wealth Transfer from Implementing Real-Time Electricity Pricing*, Working Paper 11594, NBER Working Paper Series.

Bye, Torstein and Petter Vegard Hansen (2007), *How do Spot prices affect aggregate electricity demand?*, Discussion Papers No. 527, January 2008, Statistics Norway.

Börgesson, Len, Gerard Doorman, Peter Fritz och Lennart Larsson (2004), *Elförbrukningens karaktär vid kall väderlek*, Elforsk rapport 04:18.

Chao, Hung-Po and Stephen Peck (1996), *A Market Mechanism for Electric Power Transmission*, Journal of Regulatory Economics, 10, 25-59.

Ea Energy Analyses, Hagman Energy and COWI (2008), *Congestion Management in the Nordic Market Evaluation of Different Market Models*, Report to Nordic Council of Ministers.

Fritz, Peter (2006), Effektkapasitet hos kunderna, Market Designs projekt – en sammanfattning. Elforsk rapport 06:38, April 2006.

FOR 2002-05-07 nr 448, *Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet*, www.lovdata.no.

FOR 2004-11-30 nr 1557, *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet*, www.lovdata.no.

Gaia (2010): Nordic electricity peak prices during the winter 2009-2010

Grande, O., I. Norheim, L. Warland, K. Uhlen og G. Solem (2004), *Alternative models for area price determination in the Nordic system*, CIGRE 2004.

Green, Richard (2007), *Nodal Pricing of Electricity: How Much Does it Cost to Get it Wrong?*, Journal of Regulatory Economics, 31, 125-149.

Heden, Håkan og Gerard Doorman (2009), *Modeller for en forbedret balansavräkning*, Elforsk rapport 09:54.

Hogan, William W. (1992), *Contract Networks for Electric Power Transmission*, Journal of Regulatory Economics, 4, 211-242.

Johnsen, Tor Arnt (red) (2010), *Kvartalsrapport for kraftmarkeder, 2. kvartal 2010*, NVE Rapport 14/2010.

Konkurransetilsynet (2010), Konkurransetilsynets kraftprisoversikt i uke 25, 2010.

Krause and Andesson (2006), *Evaluating Congestion Management Schemes in Liberalized Electricity Markets Using an Agent-based Simulator*, Power Engineering Society General Meeting.

Leuthold, Florian, Hannes Weigt and Christian von Hirschhausen (2008), *Efficient Pricing for European Electricity Networks – The Theory of Nodal Pricing Applied to Feeding-in Wind in Germany*, Utilities Policy, 16, 284-291.

Nonås, Lars Magne (2010), *Optimization Topics within Power Markets, Inventory Systems with Transshipments and Election Systems*, doktoravhandling NHH.

Nordel (2008), *Principles for determining the transfer capacity in the Nordic power market*, www.entsoe.eu.

Nordic Grid Code, *UCTE Operational handbook*, www.entsoe.eu.

Nord Pool Spot AS (2009), *Annual report 2009*.

NVE (2010), *NVEs kvartalsrapport for 2. kvartal 2010* <http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Analyser/Kvartalsrapporter/>.

- NVE (2010), *NVEs avbruddsstatistikker*,
<http://www.nve.no/no/Energi1/Kraftsystemet/Leveringskvalitet/Avbruddstatistikk/>.
- NVE (2010), Vinterens kraftsituasjon - 2009/2010, NVE Rapport 20100344.
- Møller, Ulrik (2006), *Til redegjørelse for prisdannelsen i november i Østdanmark*, Energinet.dk, Dokument nr. 244051.
- Price, James E. (2007), *Market-Based Price Differentials in Zonal and LMP Market Designs*, IEEE Transactions on Power Systems, 4, 1486-1494.
- Schweppe, F., M. Caramanis, R. Tabors and R. Bohn (1988), *Spot Pricing of Electricity*, Kluwer Academic Publishers.
- Statnett (2010), pressemelding fra 11.01.2010.
- Statnett (2010), pressemelding fra 23.02.2010.
- Statnett (2009), Rapport fra systemansvarlig om kraftsystemet i Norge 2009.
- Statnett (2010), *Regulerkraft Opsjonsmarked*,
<http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/Regulerkraftopsjoner-RKOM/>.
- Statnett (2010), *Statnetts praktisering av systemansvaret 2010*, www.statnett.no.
- Statnett (2009), *Systemtjeneste- og markedsutviklingsplan 2009*, www.statnett.no.
- Statnett (2009), *Årsstatistikk 2009 33 – 420 kV*, www.statnett.no.
- Stoft, Steven (2002), *Power system economics: Designing markets for electricity*, IEEE Press/Wiley-Interscience.
- Uhlen, Kjetil, Astrid Petterteig, Gerd Kjølle, John Olav G. Tande (2009), *Pålitelighetsbasert nettdrift – Fleksible lastgrenser*, SINTEF Energi, TR A4982.
- Wu, Felix, Pravin Varaiya, Pablo Spiller og Shmuel Oren (1996), *Folk Theorems on Transmission Access: Proofs and Counterexamples*, Journal of Regulatory Economics, 10, 5-23.
- Øvrebø, K. (1997), Effektregulering i kraftintensiv industri, Enfo: 1193-199.

Vedlegg 1: Definisjoner

Anmeldingsområde: Et delområde i det nordiske kraftmarkedet som defineres av de systemansvarlige nettselskapene. Kraftmarkedet fordeles i anmeldingsområder for å håndtere begrensninger i nettet. Markedsaktører må gi sine bud avhengig av i hvilket anmeldingsområde deres produksjon eller forbruk er fysisk tilsluttet nettet ved å spesifisere anmeldingsområde for hvert bud. (Oversatt fra www.nordpoolspot.com)
Anmeldingsområde kan også kalles elspotområde.

Driftsforstyrrelse: utløsning, påtvunget eller utilsiktet utkobling eller mislykket innkobling som følge av feil i kraftsystemet (Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet).

Driftssikkerhet: Kraftsystemets evne til å motstå driftsforstyrrelser uten at gitte grenser overskrides, (Definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet, versjon 2, 2001, NVE, Energi Norge, Statnett, SINTEF Energi, www.fasit.no.)⁶²

Dynamisk stabilitet: Også kalt vinkelstabilitet. Refererer til kraftsystemets evne til å opprettholde synkronisme når det utsettes for forstyrrelser (UCTE Operational handbook, www.entsoe.eu)⁶³.

Effektsikkerhet: Kraftsystemets evne til å dekke momentan belastning og karakteriseres ved tilgjengelig kapasitet i installert kraftproduksjon eller i kraftnettet (Vulnerability of the Nordic Power System, SINTEF Energi, 2004)

Elspotmarkedet: marked hvor kontrakter for kjøp og salg av elektrisk energi handles på timebasis for fysisk levering neste døgn (Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet, www.lovddata.no).

Elspotområde: geografisk avgrenset område for allokering av anmelding i elspotmarkedet (Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet, www.lovddata.no).

Flaskehals: situasjon som oppstår når utvekslingsbehovet i nettet overstiger overføringsgrensen (Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet, www.lovddata.no).

⁶² Engelsk: Power system security, IEC/IEV Dependability and quality of service 60050-191

⁶³ Ved overføring av store mengder kraft over store avstander kan det oppstå effektpendlinger i systemet. Hvis disse får utvikle seg ukontrollert vil de føre til sammenbrudd av deler eller i verste tilfelle hele systemet. For å hindre at dette skal kunne skje settes det krav til dynamisk stabilitet, se "Statnetts praktisering av systemansvaret 2010", www.statnett.no

Forsyningssikkerhet: Her definert som samlebegrep for leveringskvalitet, effektsikkerhet og energisikkerhet.

Handelsgrenser/- kapasitet: Maksimalt tillatt handel av energi mellom elspotområder på timebasis, se Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet, www.lovddata.no

Leveringskvalitet: Kvalitet på levering av elektrisitet i henhold til gitte kriterier, som omfatter bl.a. krav til frekvens og spenning, se Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FOR 2004-11-30 nr 1557), www.lovddata.no.

Momentan balanse: likevekt mellom samlet forbruk og samlet produksjon av kraft, hensyntatt kraftutveksling med tilknyttede kraftsystemer (Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet, www.lovddata.no).

Overføringsgrense: maksimalt tillatt overført aktiv effekt i overføringssnitt eller på en enkelt overføringslinje (Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet, www.lovddata.no).

Overføringskapasitet: Driftsmessig overføringsgrense for snitt i sentralnettet som fastsettes under hensyntagen til anleggsdelenes maksimale overføringsgrenser (termiske grenser), dimensjonerende enkeltutfall, og krav til dynamisk stabilitet og spenningsstabilitet i nettet. ("Statnetts praktisering av systemansvaret 2010", www.statnett.no)

Prisområde: En samling av ett eller flere anmeldingsområder som har den samme områdeprisen for en bestemt time. (Oversatt fra www.nordpoolspot.com)

Sluttbruker: Kjøper av elektrisk energi som ikke selger denne videre, se Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FOR 2004-11-30 nr 1557), www.lovddata.no

Spenningsstabilitet: Refererer til kraftsystemets evne til å opprettholde jevne spenninger rundt om i systemet når det utsettes for forstyrrelser (UCTE Operational handbook, www.entsoe.eu)⁶⁴.

⁶⁴ Ved svært høye belastninger vil spenningen kunne bli så lav at den "kollapser", og deler av eller i verste tilfelle hele systemet vil bryte sammen. For å hindre at dette skal kunne skje settes det krav til spenningsstabilitet, se "Statnetts praktisering av systemansvaret 2010", www.statnett.no

Vedlegg 2: Flaskehalshåndtering i spotmarkedet

Vi har i denne rapporten kommet fram til at områdemodellen som brukes i Nord Pool i dag medfører en viss ineffektivitet, og at nodeprising vil føre til en bedre utnyttelse av nettet. Det er imidlertid viktig å påpeke at "nodeprising" ikke er én metode, men at det finnes en lang rekke varianter. Vi beskriver her kort noen aktuelle modeller og sammenligner dem etterpå med hensyn til visse kriterier. Listen er ikke uttømmende fordi det finnes flere mulige kombinasjoner av de ulike karakteristikkkene, og definisjonene er heller ikke entydige eller omforente.

	Metode	
1	"Ingen"	Markedet klareres uten å ta hensyn til flaskehalser
2	Prisområder / ATC	Dagens system i Nord Pool
3	Prisområder / Flow based / Fysisk aggregering	Et system med prisområder (soner), men i stedet for "transportkapasiteter" mellom områdene brukes estimerte elektriske parametre i tillegg til en maksimal kapasitet. N-1 må ivaretas ved fastsettelse av disse kapasitetene.
4	Som 3, med utfallsanalyse	Utfallsanalysen inkluderes i markedsklareringen, slik at N-1 implisitt blir tatt hensyn til.
5	Nodeprising DC	Et system med en fullstendig eller i alle fall svært komplett beskrivelse av transmisjonsnettet, men en forenklet modell for lastflytberegninger. Fordelen med denne modellen er primært at den er langt raskere.
6	Som 6, med intertemporære restriksjoner	Intertemporære restriksjoner betyr de restriksjonene som binder problemet i tid, slik som startkostnader og minimum oppe- og nedetider for termiske kraftverk og de fysiske sammenhengene i vassdrag for vannkraft.
7	Nodeprising AC	Et system med en fullstendig eller i alle fall svært komplett beskrivelse av nettet, og en formelt riktig modell for lastflytberegninger.
8	Nodeprising AC med lastsoner	Lastsoner innebærer at det for prisuavhengig forbruk beregnes én felles pris per sone, mens det for produksjon og prisavhengig last brukes nodepriser.

I tabellen nedenfor har vi brukt noen stikkord for å beskrive og vurdere disse modellene opp mot hverandre:

# priser	Antall forskjellige priser i markedet.
flaskehals-håndtering	Den måten som brukes i den aktuelle modellen for å håndtere flaskehals.
Hvem betaler flaskehals kostnadene	Det angis om det er TSO eller markedsaktørene som betaler flaskehalskostnadene (hvis det er TSO betales det også av markedsaktørene, men forsinket og ”sosialisert”). I noen modeller vil kostnadene være fordelt mellom begge, for eksempel vil i dagens modell flaskehalskostnadene knyttet til prisområder betales av markedsaktørene mens kostnadene knyttet til mothandel betales av markedsaktørene. Fordelingen vil avhenge av antall områder, og dette er indikert i tabellen
Optimal utnyttelse av kraftnettet	Dette indikerer i hvilken grad metoden resulterer i at nettet utnyttes maksimalt i økonomisk forstand.
Bud-differensiering	Angir på hvilket nivå aktørene må gi sine bud.
Prissignaler	Beskriver i hvilken grad fysiske flaskehals reflekteres i prissignaler til markedsaktørene.
Prisforskjeller	Sier noe om hvor store prisforskjeller man kan forvente med metoden. Mange områder eller noder vil resultere i mange forskjellige priser, men forskjellene mellom enkeltnodene vil normalt ikke være så stor.
Transparens	Beskriver hvor transparent forholdene rundt fastsettelse av overføringskapasiteter er.
Kompleksitet for markedsaktørene	Generelt er det slik at mange priser oppfattes av markedet som mer komplekst enn få, men man vil kunne argumentere for at dette kun er et spørsmål om tilvenning.

Flaskehalsbehandling i spotmarkedet (day ahead)

Metode	# priser	flaskehalsbehandling	Hvem betaler flaskehalskostnadene	Optimal utnyttelse av nettet	Bud-differensiering	Prissignaler	Prisforskjeller	Transparens	Kompleksitet for markedsaktører	
1	"Ingen"	1	motkjøp	TSO	Svært lav	ingen	ingen	ingen	lav	lav
2	Prisområder / ATC	= antall områder	marked splitting + motkjøp	få → mange områder TSO → marked	Øker med økende antall områder	per område	mellom områder	tildels store	lav mht fastsettelse av ATC	noe høyere enn 1
3	Prisområder / Flow based / Fysisk aggregering	= antall områder	marked splitting + motkjøp	få → mange områder TSO → marked	Mer dynamisk enn 2, øker med økende antall områder	per område	mellom områder, mer korrekt enn 2	tildels store, men mer korrekt enn 2	lav mht fastsettelse av nettparametre	omtrent som 2
4	Som 3, med utfallsanalyse	= antall områder	marked splitting + motkjøp	få → mange områder TSO → marked	Bra med tilstrekkelig # områder, N-1 implisitt	per område	mellom områder, mer korrekt enn 3	tildels store, men mer korrekt enn 3	Bedre enn 3 fordi N-1 er implisitt	omtrent som 2
5	Nodeprising DC	= antall noder	implisitt gjennom prisdifferensiering på nodenivå	marked	Bra, men spenningsforhold neglisjeres	per node	mellom noder	som 6	høy	høy
6	Som 6, med intertemporære restriksjoner	= antall noder	implisitt gjennom prisdifferensiering på nodenivå	marked	Veldig bra, men spenningsforhold neglisjeres	per node	mellom noder	som 6	ganske høy	svært høy men intertemporære restriksjoner er kun aktuelle for profesjonelle aktører
7	Nodeprising AC	= antall noder	implisitt gjennom prisdifferensiering på nodenivå	marked	Veldig nært ideell, best hvis intertemporære restriksjoner betyr lite	per node	mellom noder	som 6	høy	høy
8	Nodeprising AC med lastsoner	= antall noder	implisitt gjennom prisdifferensiering på nodenivå	marked	veldig nært ideell	produksjon og prissensitiv last - per node. Prisuavhengig last - per sone.	mellom noder Prisuavhengig last mellom soner	kan være store for som 6	høy	omtrent som 2 for leverandører

Vedlegg 3: Oversikt over andre rapporter om vinterens kraftsituasjon 2009/10

- **Gaia (2010): Nordic electricity peak prices during the winter 2009-2010**

De nordiske energiregulatorene (NordREG) bestilte våren 2010 en rapport fra konsulentfirmaet Gaia Consulting på bakgrunn av de høye kraftprisene vinteren 2009/10. Oppdraget var å beskrive hva som skjedde i denne perioden og analysere hva som var årsaken til de høye prisene. Gaia-rapporten viser at systemoperatørenes forbruksprognoser i timene med høye priser ble estimert høyere enn det reelle forbruket viste seg å bli. Dette hadde blant annet betydning for fastsettelsen av handelskapasitet mot Sverige ("Hasletrappen"). Gaia-rapportens analyser viser at noe økte kapasiteter i Haslesnittet ville medført store prisreduksjoner i spotmarkedet. Deres analyser viser også at dersom systemoperatørene hadde bestemt handelskapasiteten over Haslesnittet endogent med prisklareringen på Nord Pool Spot, ville også prisene blitt betydelig lavere enn de var i høypristimene. Videre skriver Gaia at på grunn av at Sverige kun har ett prisområde, måtte Svenska Kraftnät mothandle i høypristimene 8. januar for å håndtere interne flaskehals, og samtidig redusere kapasiteten sør for snitt 2 i Sverige. En av hovedkonklusjonene i rapporten er at en bedre representasjon av nettet (i retning nodeprising) i spotklareringen bør studeres nærmere. Videre konkluderer rapporten med at potensialet for forbruksfleksibilitet er lite utnyttet, blant annet på grunn av mangel på prissignaler til sluttbrukerne.

Kilde: http://www.energiemarkkinavirasto.fi/files/Gaia_Raportti_20100930.pdf

- **NordREG memo on the price peaks in the NPS market**

Basert på Gaia-rapporten beskrevet over utarbeidet NordREG et memo om pristoppene på Nord Pool Spot vinteren 2009/10. Dette ble oversendt de nordiske energiministrene som innspill til deres møte i København i oktober 2010.

Innledningsvis påpeker NordREG at det er viktig å la prisene variere- og at perioder med høye priser på grunn av knapphet i markedet gir viktige prissignaler til forbrukere og produsenter. NordREG beskriver de faktorene de mener var hovedårsakene til de høye prisene vinteren 2009/10: kaldt vær som førte til høyt forbruk, bortfall av svensk kjernekraft, begrensninger i overføringskapasiteten intern i Norden og inn til det

nordiske markedet og noe lave vannmagasinbeholdninger i forhold til normalt. Forbruket i høyprisperiodene viste seg å være lavere enn det som var estimert av systemoperatørene i forkant av markedsklareringen. Dette kan i følge NordREG ha ført til at det ble gitt lavere handelskapasiteter til markedet enn det burde. Videre vises det til at lav fleksibilitet på etterspørselssiden bidro til de høye prisene, og at små endringer i forbruket kunne medført store endringer i pris.

NordREG anbefaler følgende kortsiktige tiltak: økt transparens i markedet (herunder publisering av mer markedtsdata på Nord Pool Spot), innføring av avanserte målesystemer med mulighet for timemåling (for å få sluttbrukere til å respondere på prissignaler), inndeling av markedet i mer relevante (og i noen tilfeller mindre) elspotområder bør studeres nærmere, harmoniserte prosedyrer for vedlikehold av store produksjonsenheter bør analyseres videre.

Av mer langsiktige tiltak påpeker NordREG at nettutbygging vil bidra til å stabilisere kraftsystemet, herunder er gjennomføringen av nettinvesteringene forslått i Nordels masterplan fra 2008 viktige. Videre bør det utføres analyser av endringer i metode for kapasitetsfastsettelse. Bruken av reservekapasitet og hvordan denne prissettes bør bli revurdert. Økt innslag av fornybar energiproduksjon og hvordan dette påvirker kraftsystemet bør også studeres nærmere.

Kilde:

[https://www.nordicenergyregulators.org/upload/Reports/NordREG %20memo on %20price peaks in the Nord Pool spot market.pdf](https://www.nordicenergyregulators.org/upload/Reports/NordREG_%20memo_on_%20price_peaks_in_the_Nord_Pool_spot_market.pdf)

- **Svenska Kraftnät (2010): Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintrarna 2009/2010 och 2010/2011**

Svenska Kraftnät publiserte i august 2010 en rapport til det svenske Näringsdepartementet om kraftbalansen i det svenske kraftmarkedet under vinteren 2009/10 (og prognoser for vinteren 2010/11). I rapporten påpekes det at utfall av svensk kjernekraft var en av hovedårsakene til den anstrengte effektbalansen i de tre periodene med pristopper. Kjernekraften hadde en historisk lav tilgjengelighet under hele høylastperioden fra desember til februar. Den lave tilgjengeligheten medførte en stor nettoimport fra august 2009 til og med april 2010. Samtidig med stort importbehov var handelskapasiteten mellom Sverige og Sør-Norge, samt mellom Sverige og Vest-Danmark begrenset gjennom hele vinteren, noe som bidro til de høye prisene. Rapporten konkluderer med at på tross av den lave tilgjengeligheten av

kjernekraftkapasitet ble effektbalansen opprettholdt takket være import, lav forbruksøkning (først og fremst i industrien), høye kraftpriser som dempet etterspørselen i forbruket og aktivering av effektreservene.

Kilde: <http://www.svk.se/Publicerat/RapporterRemisser/Rapporter/>

- **Statnett (2010): Statnetts oppsummering pristopper 2010**

Våren 2010 ba Statnett Econ Pöyry og Nord Pool Spot om å redegjøre for og analysere viktige aspekter ved markedssituasjonene i høypristimene vinteren 2009/10. I sin rapport skriver Statnett at det ikke er et uventet fenomen med store prisforskjeller i kraftmarkedet. Når priskrysset ligger nær (eller på) kapasitetsskranken for produksjon er tilbudskurven svært bratt, og til slutt vertikal. Kombinert med svært liten priselastisitet i etterspørselen kan selv små variasjoner i for eksempel temperatur, gi store utslag i prisen.

Statnett påpeker at de store prisutslagene skyldes flere sammenfallende uheldige omstendigheter. I tillegg til kjernekraften var også flere andre produksjonsenheter i det nordiske markedet ute i enkelte av høypristimene på grunn av feil eller vedlikehold. For eksempel var 1607 MW produksjonskapasitet ute 17. desember 2009. I tillegg var det begrensninger i overføringskapasiteten intern i Norden og inn til det nordiske markedet i denne perioden. Videre bidro sterk kulde i perioden til økt forbruk i alminnelig forsyning. Statnett fant også at det er liten prisfølsomhet i kjøpskurven på Nord Pool Spot på de aktuelle prisnivåene. En stor andel av forbruket meldes prisuavhengig.

Kilde: <http://www.statnett.no/no/Nyheter-og-media/Nyhetsarkiv/Nyhetsarkiv--2010/Begrenset-produksjon-hoyt-forbruk-og-lav-prisfolsomhet-ga-vinterens-pristopper/>

