

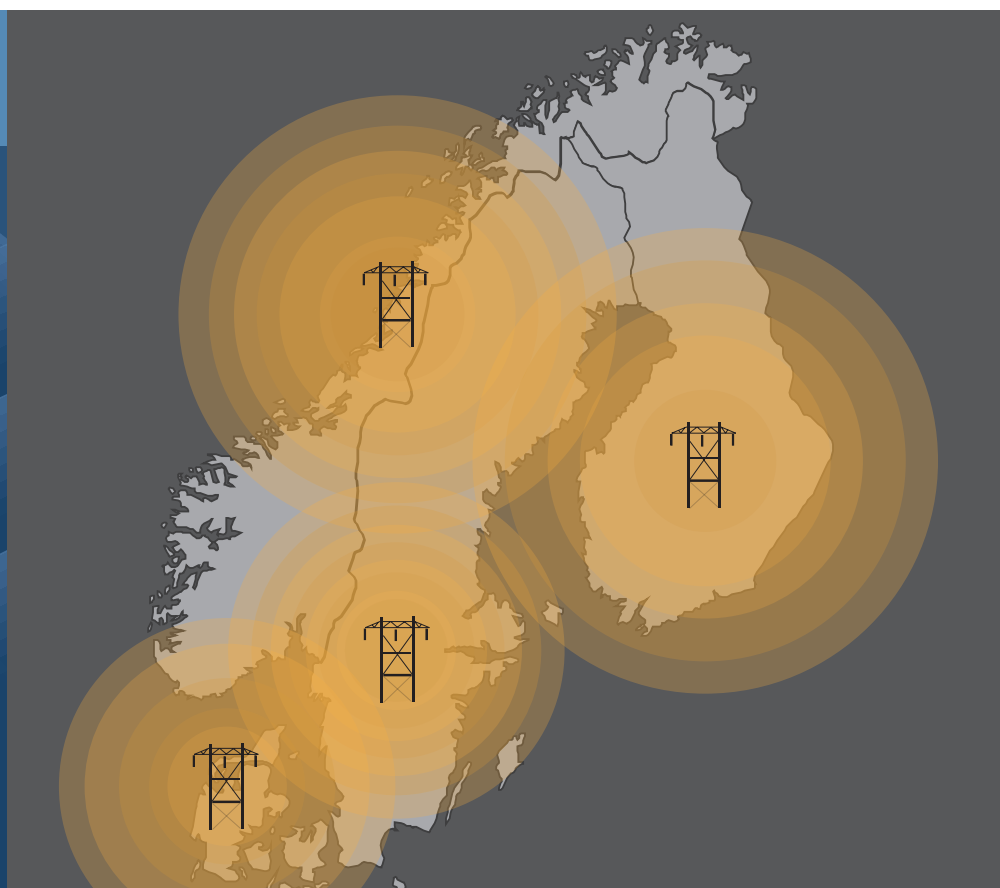


Tid for ny markedsdesign?

*Finn Erik Ljåstad Pettersen
Anne Sofie Ravndal Risnes*

36
2012

R
A
P
P
O
R
T



Tid for ny markedsdesign?

Rapport nr 36

Tid for ny markedsdesign?

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Finn Erik Ljåstad Pettersen

Forfattere: Finn Erik Ljåstad Pettersen og Anne Sofie Ravndal Risnes

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag: 100

Forside: Rune Stubrud

Sammendrag: Rapporten belyser ulike sider ved eksisterende og alternativ markedsdesign. Videre gir rapporten et innblikk i de vurderinger og avveininger NVE gjør med hensyn til behov for og videre utvikling av kraftmarkedet.

Emneord: kraftmarked, systemdrift, utnyttelse av nett, nodeprising, kapasitetsfastsettelse, flytbasert markedskobling

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

15. oktober 2012

Innhold

Forord	4
1 Innledning	5
2 Utnyttelse av eksisterende kraftsystem	7
2.1 Systemdrift– fysiske forhold ved kraftoverføring	7
2.1.1 Tap	8
2.2 Dagens markedsorganisering	10
2.3 Håndtering av flaskehalsar	11
2.4 Beregning av priser i døgnet	11
2.5 Fastsettelse av handelskapasiteter mellom budområder	13
2.6 Svakheter ved dagens markedsdesign	14
3 Alternativer til dagens markedsdesign	15
3.1 Nodepriser – detaljert representasjon av overføringsnettet	16
3.1.1 Nodeprising legger til rette for sanntidsmarked	16
3.1.2 Tapkostnad reflektert i prisene	17
3.2 Flytbasert markedskobling – en mellomløsning	17
3.2.1 Usikkerhet ved fastsettelse av parametre	18
4 Markedsdesign basert på nodepristeori	20
4.1 Budområder versus nodepriser	20
4.2 utfordringer knyttet til et vannkraftsystem	21
4.3 Markedsmakt og transparens	21
5 Valg av markedsdesign	23
5.1 Hvordan valg av markedsdesign påvirker optimal utnyttelse av nettet	23
5.2 Budområdeinndeling og prisvariasjon	25
5.3 Usikkerhet i ulike markedsdesign	26
6 Avsluttende betraktninger	28
6.1 Videre arbeid	28
Kilder	30

Forord

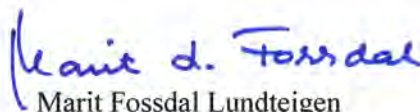
Det nordiske kraftmarkedet er i mange sammenhenger karakterisert som en suksesshistorie. En felles nordisk kraftbørs har bidratt til effektiv handel mellom de nordiske landene. Da markedet ble etablert på 90-tallet var det imidlertid stor overskuddskapasitet i kraftsystemet både med hensyn til produksjon og overføring. Denne situasjonen har gradvis endret seg frem til i dag. Overføringskapasiteten har blitt knappere og systemet driftes med strammere marginer. Nettinvesteringer er en naturlig løsning for å øke kapasiteten, men erfaringer viser at det tar lang tid å realisere planlagte nettinvesteringer. Parallelt med dette kan det skje endringer i kraftforbruk og -tilgang som skaper nye behov for investeringer. Det er derfor viktig å sikre at kraftmarkedet og systemdriften organiseres slik at eksisterende nett og produksjonssystem utnyttes effektivt.

NVE ønsker med denne rapporten å belyse ulike sider ved eksisterende og alternativ markedsdesign. Videre gir rapporten et innblikk i de vurderinger og avveininger NVE gjør med hensyn til behov for og videre utvikling av kraftmarkedet. Det er viktig å poengtere at Norge er en del av et nordisk kraftmarked med en stadig sterkere integrering mot Europa. En videre utvikling og eventuell endring i det norske systemet må sees i sammenheng med dette.

Oslo, 15.oktober 2012



Per Sanderud
vassdrags- og
energidirektør



Marit Fossdal Lundteigen
avdelingsdirektør

1 Innledning

Det er nå over 20 år siden den norske energiloven trådte i kraft. Den innledet reformprosessen mot en felles nordisk børs for omsetning av kraft. Kraftbørsen har vært viktig for å realisere gevinster gjennom økt handel mellom land og regioner i Norden. Det at den nordiske markedsmodellen har fungert tilfredsstillende så langt, betyr imidlertid ikke at den ikke kan bli bedre.

Kraftsystemet har endret seg siden 90-tallet. Overskuddskapasiteten i produksjonsressurser og overføringsnett har blitt spist opp av økt kraftforbruk utover 2000-tallet. I flere regioner drives systemet nå med knappe marginer. Fremover forventes det også store endringer i kraftsystemet. En økning i produksjonen fra fornybar energi vil føre til at en større andel av kraftproduksjonen ikke er regulerbar. Flere kabelforbindelser til Kontinentet, der store volum kan skifte retning inn og ut av Norge fra en time til den neste, vil også ha store konsekvenser for driften av kraftsystemet.

For at kraftsystemet skal være dimensjonert for å møte fremtidige endringer i overføringsbehov må det gjennomføres investeringer i nytt nett. Det tar imidlertid tid å realisere investeringer i ny overføringskapasitet og nye produksjonsenheter. Norge må derfor også ha et system som sikrer at forsyningssikkerheten i det til enhver tid eksisterende kraftsystemet ivaretas. Markedets og systemdriftens organisering er en viktig del av dette og må bidra til at utnyttelsen av produksjonskapasiteten, overføringskapasiteten og forbruksfleksibiliteten er effektiv nok til å opprettholde strømforsyningen selv om viktige overføringslinjer eller produksjonsenheter faller ut (N-1 drift). For å få til dette er det nødvendig å tillate prisvariasjoner mellom ulike deler av nettet. Det vil bidra til en fordeling av produksjon og forbruk som håndterer begrensningene i nettets overføringsevne på en mer effektiv måte.

Norge står foran en periode med store nettinvesteringer. Investeringsplanen for sentralnettet skisserer investeringer på mellom 50-70 milliarder kroner i årene fremover. NVE vil også trekke frem viktigheten av å sikre en kostnadseffektiv utbygging av nettet. En dårlig utnyttelse av kraftsystemet vil kunne medføre behov for flere investeringer enn nødvendig for å sikre et godt dimensjonert kraftsystem på lengre sikt.

For tiden foregår et større europeisk arbeid med å etablere felles nettkoder¹ som vil omfatte detaljerte bestemmelser vedrørende driftssikkerhet, nettilknytning, flaskehalshåndtering, tredjepartsadgang og datautveksling. Hvilken betydning disse reglene vil ha for norsk lovgivning på området er per i dag ikke avklart, men vil få betydning for hvilke endringer i markedssystemet som kan implementeres.

Fastsettelsen av overføringskapasiteter er en avgjørende del av dagens markedsdesign. Gjennom kapasitetsfastsettelsen setter systemansvarlig grensen for hvor stor kraftflyten kan være mellom ulike budområder. Utkast til nettkoder for kapasitetsfastsettelse og

¹ Network codes (NC)

kapasitetsallokering² tilsier at foretrukket metode for kapasitetsfastsettelse skal være flytbasert markedskobling³. Kodene tar samtidig høyde for at det skal være mulig å fortsette med dagens nordiske metode⁴ hvis en samfunnsøkonomisk analyse kan vise at denne er mest effektiv.

Det nordiske regulatorsamarbeidet (NordREG) har startet arbeidet med å evaluere dagens metode for kapasitetsfastsettelse samt vurdere mulige forbedringer. Foreløpig har NordREG konkludert med at dagens metode fungerer tilstrekkelig, men at det er rom for forbedring. De nordiske systemansvarlige har også igangsatt et eget prosjekt hvor de vurderer om flytbasert markedskobling kan være hensiktsmessig for det nordiske systemet.

NVEs vurdering er at dagens norske markedsdesign fungerer, men samtidig er det mye som taler for å gjøre en reell vurdering av om det finnes en bedre organisering av markedet. En slik vurdering vil se på knytningen mellom markeder drevet av Nord Pool Spot og systemdriften som ivaretas av systemansvarlig.

Kapittel 2 i denne rapporten gir en kort introduksjon til dagens markedsdesign og peker på hvilke svakheter denne har. I kapittel 3 fokuserer rapporten på hvordan metoden for prisberegning og for tildeling av overføringskapasitet til markedet kan forbedres med utgangspunkt i prinsippene bak flytbasert markedskobling og nodepristeorien. Det er flere praktiske hensyn å ta når det gjelder hvordan disse prinsippene best mulig kan implementeres i et helhetlig alternativ markedsdesign. Rapporten kommer i kapittel 4 og 5 inn på flere avveininger knyttet til slike designvalg og betydningen for økonomisk effektivitet. Det gis noen avsluttende betraktninger i kapittel 6.

² Network codes capacity calculation and congestion management (NC CACM), draft sendt ACER 27.september

³ Flow based capacity allocation

⁴ NTC net transfer capacity

2 Utnyttelse av eksisterende kraftsystem

God utnyttelse av eksisterende overførings- og produksjonskapasitet skal sikres gjennom kraftmarkedet og systemdriften. Det er dette som utgjør kjernen i gjeldende markedsdesign. Statnett har konsesjon for å utøve systemansvaret i kraftsystemet og skal som systemansvarlig bidra til effektiv og sikker drift. Tilrettelegging for et effektivt kraftmarked er svært viktig i utøvelsen av dette ansvaret.

Siden 1991 har vi hatt et fritt kraftmarked i Norge. Etter hvert som resten av de nordiske landene fulgte etter og deregulerte sine kraftmarkeder, ble handelen mellom landene organisert gjennom en felles nordisk markeds plass som i dag heter Nord Pool Spot. Det har bidratt til mer effektiv handel mellom de nordiske landene og bedre utnyttelse av de samlede nordiske kraftressursene.

Hver dag beregner Nord Pool Spot kraftpriser for hver time neste dag. Prisene danner utgangspunkt for en rekke kontrakter der ulike markedsaktører forplikter seg til å produsere eller forbruke en gitt mengde kraft til de gjeldende prisene. Det er således viktig at prisene reflekterer alle relevante kostnader og gir riktige signaler til produsenter og forbrukere om verdien av å produsere en kilowattime mer eller forbruke en kilowattime mindre strøm der de befinner seg.

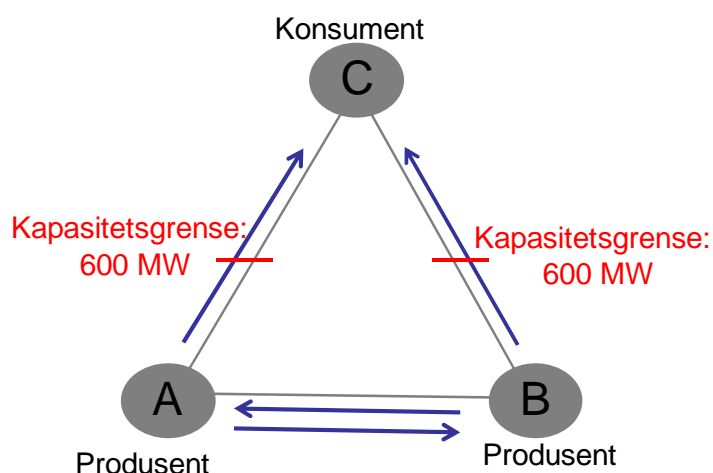
2.1 Systemdrift– fysiske forhold ved kraftoverføring

Kraftmarkedet skiller seg fra andre markeder ved at elektrisk kraft egner seg dårlig til lagring. Forbruket skjer samtidig med at den elektriske kraften blir produsert. Overføringsnettet har derfor stor betydning, da det i praksis er eneste måte å transportere kraft på. Den reelle kostnaden ved å bruke en enhet mer strøm varierer med hvor i overføringsnettet strømmen tas ut. Nettap er en kilde til kostnadsvariasjon, da en del av den produserte mengden går tapt på vei fra produsent til forbruker.

Videre vil overføringskapasiteten kunne være en begrensende faktor. Når det ikke er tilstrekkelig overføringskapasitet, vil ikke alt forbruk kunne dekkes av de billigste produksjonsenhetene.

I sentralnettet eksisterer det flere mulige transportveier mellom forbruksenheter og produsenter. Kraften fordeler seg på de ulike transportveiene avhengig av de fysiske egenskapene til overføringslinjene. Det har stor betydning hvor i nettet kraften produseres og forbrukes som følge av dette. I noen tilfeller kan økt forbruk i et tilknytningspunkt bidra til å redusere tap og/eller flaskehals og dermed bidra til at mer kraft kan overføres til områder hvor kraftbehovet er stort.

Figur 1 Illustrasjon av overføringsevnen mellom tre tilknytningspunkter



Figur 1 illustrerer med et enkelt eksempel at nettets overføringsevne avhenger av nettets egenskaper samt produksjons- og forbruksfordelingen i nettet. Tre tilknytningspunkter (A, B og C) er bundet sammen med tre overføringslinjer som hver har en kapasitetsgrense på 600 MW. En konsument tar ut strøm fra C og to produsenter mater inn strøm i A og B. Gitt kapasitetsgrensene på de to linjene inn til C, skal det være mulig å overføre 1200 MW fra produsentene i A og B til konsumenten i C. Det er imidlertid ikke alltid tilfelle. Strømmen kan ta to veier fra henholdsvis A og B til C. I følge de fysiske lovene som kraftflyten følger (Kirchoff's lov), vil elektrisiteten produsert i A og B fordele ut fra den relative motstanden (impedansen) til de alternative transportveiene med en hovedvekt der motstanden er minst. I eksemplet har vi antatt linjer med identiske egenskaper. Det betyr at $\frac{2}{3}$ vil følge den direkte veien til C og $\frac{1}{3}$ vil følge den indirekte veien som er dobbelt så lang.

Under disse forutsetningene vil det ikke være mulig å overføre 1200 MW til C hvis en av produsentene står for all produksjonen alene. Produserer A 1200 MW, vil $\frac{2}{3}$ eller 800 MW søke å gå den direkte veien fra A til C. De resterende 400 MW vil gå den indirekte veien fra A til C via B. Gitt kapasitetsgrensen på 600 MW mellom A og C, er det ikke mulig å overføre 800 MW. Hvis all produksjon er lokalisert i A, vil ikke mer enn 900 MW kunne overføres til C (600 MW vil da flyte direkte til C og 300 MW indirekte via B).

Kort oppsummert må det altså være en viss mengde produksjon i både A og B for at den samlede kapasiteten på de to linjene inn til C skal være lik linjenes maksimale overføringsevne som er 1200 MW. Dette enkle eksemplet illustrerer således at den totale overføringskapasiteten i nettet avhenger av hvordan produksjonen og forbruket fordeler seg i nettet.

2.1.1 Tap

Statnett beregner i dag marginaltapssatser for kommende uke basert på en prognose av flyten. Der hvor innmating eller uttak av elektrisk kraft er gunstig ut fra den prognoserte flytberegningen og reduserer det samlede tapet i systemet, vil marginaltapssatsen være

negativ. Der innmating eller uttak bidrar til å øke de samlede tap i systemet er marginaltapssatsen positiv.

2.2 Dagens markedsorganisering

I dagens nordiske kraftmarked har vi tre markeder hvor aktører kan legge inn bud og hvor det fastsettes priser:

- Elspotmarkedet - døgnetmarkedet (Day-Ahead-markedet)
- Elbas – kontinuerlig intradagmarked
- Regulerkraftmarkedet - balansemarked

I Norge og Europa for øvrig er det døgnetmarkedet som anses som hovedmarkedet. I diskusjonen omkring markedsorganisering, er det ofte dette markedet det refereres til. Døgnetmarkedet og Elbas drives av Nord Pool Spot, mens Statnett organiserer regulerkraftmarkedet sammen med de andre nordiske systemansvarlige.

Døgnetmarkedet klareres dagen før leveransedøgnet. Aktørene leverer bud før kl 12 . Budene som leveres angir hvor mye en produsent eller forbruker er villig til å selge eller kjøpe for ulike priser i et budområde som helhet. Hvis en markedsdeltaker har både produksjon og forbruk i budområdet, leveres et nettosalgs- eller nettokjøpsbud. Etter budgivning beregner Nord Pool Spot priser som publiseres kl 13. Aktørene får da informasjon om hvor mye de er forpliktet til å produsere og forbruke til hvilken pris[3].

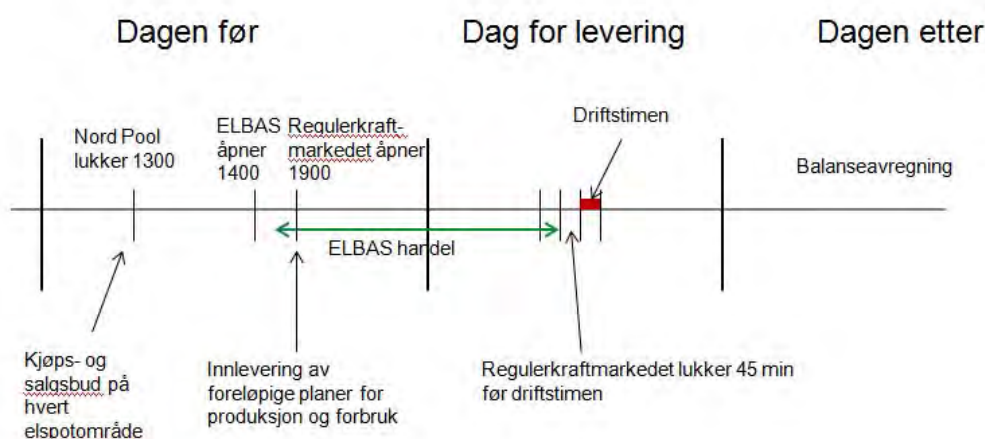
Det at produsenter kun gir aggregerte bud for alle sine kraftverk i området, gir aktørene en fleksibilitet i hvordan de totale salgsforpliktelser blir fordelt på de ulike kraftstasjonene i markedsområdet. Produsentene må innen kl 1900 kvelden før driftsdøgnet levere produksjonsplaner til Statnett. Produksjonsplanene kan endres frem til 45 minutter før driftstimen.

Kjøps- og salgsforpliktelsene som døgnetmarkedsklareringen resulterer i, kan kun endres gjennom bruk av det kontinuerlige markedet Elbas (også referert til som intradag markedet). I Elbas kan aktørene kjøpe og selge sine forpliktelser fra døgnetmarkedsklareringen. I Norge stenger Elbas-handelen to timer før driftstimen, mens i våre naboland lukker Elbas en time før. Særlig store aktører som har aktiviteter i flere budområder bruker Elbas for å handle med seg selv når de optimaliserer sin portefølje frem mot driftstimen.

Det tredje markedet er det nordiske balansemarkedet, Regulerkraftmarkedet (RK). Balansemarkedet skal sikre at det er balanse mellom forbruk og produksjon i driftstimen slik at systemsikkerhet og frekvensen ivaretas. I dette markedet kan aktørene legge inn bud for å endre sin produksjon eller sitt forbruk i forhold til forpliktelsene i døgnetmarkedet. Norske bud i RK angis med hvilket tilknytningspunkt budet tilhører.

RK åpnes kl 19 dagen før leveranse og stenger 45 min før driftstimen. Alle nordiske bud legges inn i en felles liste og budene rangeres fra lavest til høyest. Budene aktiveres i prisrekkefølge hvis ikke fysiske overføringsbegrensninger hindrer at budene er tilgjengelige. Budene på RK lista blir også brukt til spesialregulering i driftstimen som følge av driftsutfordringer eller flaskehals.

Figur 2 Dagens markedssystem



Ved avregning etter driftstimen vil aktørene i tillegg til oppgjør basert på spotprisen også bli avregnet for den endelige balansen gjennom balanseavregningen.

2.3 Håndtering av flaskehals

Flaskehals er betegnelsen på situasjonen som oppstår når utvekslingsbehovet i nettet overstiger overføringsgrensen. Statnett håndterer flaskehals gjennom etablering av *budområder* (elspotområder) eller *spesialregulering*. Ved større flaskehals av en viss varighet oppretter Statnett budområder som åpner for ulike kraftpriser på hver side av flaskehalsen. I dag er det fem budområder i Norge, men inndelingen har variert opp gjennom årene. I Norge var det lenge bare to eller tre budområder. Inndelingen i budområder betyr ikke at det automatisk oppstår ulike priser i budområdene. Ulike priser oppstår når overføringskapasiteten begrenser flyten mellom områdene.

Midlertidige flaskehals internt i budområdene skal i henhold til forskriften om systemansvaret håndteres ved hjelp av spesialregulering. Spesialregulering innebærer at systemansvarlig betaler produsenter og forbrukere for å regulere sin kraftproduksjon eller sitt kraftforbruk opp eller ned.

2.4 Beregning av priser i døgnmarkedet

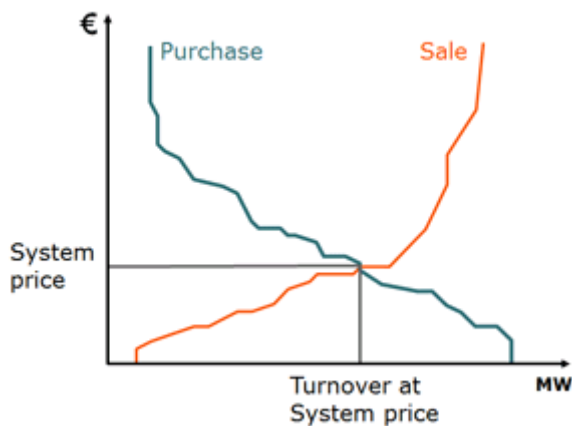
Ut fra budene som leveres inn til Nord Pool Spot og tilgjengelig overføringskapasitet mellom budområdene fastsatt av de systemansvarlige, beregner Nord Pool Spot priser for hver time neste dag.

Figur 3 Budområder og forbindelser i døgnet. Kilde: nordpoolspot.com



Det beregnes alltid en systempris som er felles for alle budområdene. Systemprisen er ganske enkelt prisen som ville blitt realisert i alle budområdene hvis det ikke var overføringsbegrensninger mellom områdene. Systemprisen tjener som referansepris for en rekke finansielle kontrakter.

Figur 4 Systempris. Kilde: nordpoolspot.com



Oftentimes, the system price will be higher than the available interconnector capacity between two or more bidding zones. In such cases, with bottlenecks between bidding zones, the zone prices will deviate from the system price. The price will have to rise relative to the system price if there is not enough local production and import capacity to cover the demand at the system price. A higher price will stimulate an increase in production and a decrease in consumption in this

området. I et område med overskudd og eksport vil områdeprisen synke relativt til systempris.

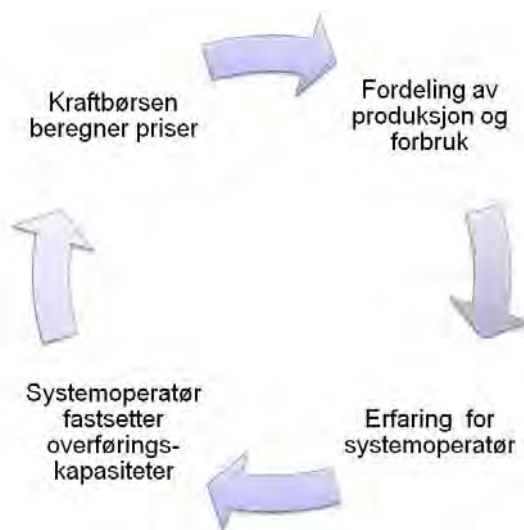
Mer teknisk skjer prisberegningen basert på en matematisk optimeringsmetode som gitt de rådende overføringsbegrensningene og andre markedsregler, finner de områdeprisene som gir høyest mulig produsent- og konsumentoverskudd definert av budkurvene i hvert budområde.

2.5 Fastsettelse av handelskapasiteter mellom budområder

Det er Statnett og de andre nordiske systemansvarlige selskapene som fastsetter handelskapasitetene. Handelskapasiteter mellom budområdene for hver time neste dag blir sendt fra de systemansvarlige til Nord Pool Spot kl 0930 og blir offentliggjort kl 10:00. Gjennom fastsettelsen av handelskapasiteter forsøker den systemansvarlige å legge til rette for at prisberegningen resulterer i en flyt som passer inn i den fysiske virkeligheten. Til grunn for disse vurderingene ligger analyser av lastgrenser for enkeltkomponenter og overføringssnitt, det aktuelle koblingsbilde samt forventning til fordeling av last og produksjon.

Hensynet til forsyningssikkerheten innebærer at ikke hele overføringsnettene kan utnyttes til enhver tid. Kraftforsyningen skal tåle at en viktig nettkomponent faller ut. Systemansvarlig fastsetter derfor lastgrensene basert på komponentene hvis utfall vil være mest kritisk for nettets overføringsevne. Lastgrenser må settes slik at andre komponenter kan overta flyten fra en enkeltkomponent hvis denne skulle falle ut. Komponenter som i fellesskap danner en grense for hva som er forsvarlig overføring utgjør et overføringssnitt. Slike overføringssnitt overvåkes og er avgjørende for hvilken overføringsgrense som kan settes. Ikke bare komponentenes fysiske egenskaper, men også hensynet til stabilitets- og spenningsforholdene i nettet er fysiske grunner for å sette begrensninger for hva som er forsvarlig overføring over snittet.

Hvordan kraftforbruk og -produksjon fordeler seg i det underliggende overføringsnettene har stor betydning for hvor mye overføringskapasitet som kan tilgjengeliggjøres mellom budområdene. Prisene påvirker produksjons- og forbruksmønsteret, og prisene avhenger igjen av overføringskapasitetene den systemansvarlige fastsetter. Den systemansvarlige må bruke sin erfaring til å gjøre antagelser om hvordan markedsløsningen og flyten i nettet vil bli når de fastsetter overføringskapasitetene. Det at systemansvarlig må gjøre antagelser om utfallet av aktørenes budgivning og prisberegningen til Nord Pool Spot, gir en betydelig usikkerhet i kapasitetsfastsettelsen.



Systemansvarlig må ta høyde for denne usikkerheten gjennom tilstrekkelige marginer når de fastsetter handlingskapasiteten.

2.6 Svakheter ved dagens markedsdesign

Slik dagens markedsorganisering er beskrevet over, er det naturlig å ta utgangspunkt i følgende tre svakheter ved den nordiske markedsorganiseringen:

1. Dagens prisberegning tar ikke hensyn til nettets faktiske topologi eller de fysiske lover for hvordan kraften flyter i nettet. Prisene gir i så måte ikke riktige signaler til produsenter og forbrukere om hvor mye kraften faktisk er verdt der de er lokalisert.
2. Å sette riktige overføringskapasiteter er utfordrende for Statnett og de systemansvarlige i resten av Norden, da de på forhånd må danne seg gode forventninger om hvordan kraftflyten vil bli i driftsfasen kommende døgn, samt sette tilstrekkelig store sikkerhetsmarginer slik at den flyten som blir realisert er forenlig med sikker drift av nettet.
3. Døgnmarkedet er dagens hovedmarked, dvs at priser bestemmes dagen før driftsfasen. Hvis det lett oppstår betydelige ubalanser mellom klareringen i døgnmarkedet og hva som blir faktisk produksjon, forbruk og flyt i driftstimen, vil dette kunne gi et effektivitetstap i forhold til å ha et hovedmarked som klareres nærmere sanntid.

Endringer i kraftsystemet i årene fremover kan forsterke konsekvensene av disse svakhetene. En større andel vindkraftproduksjon vil kunne skape større variasjoner i flytmønsteret innenfor korte perioder. Flere kabler og større overføringskapasitet mot Kontinentet vil føre til at store kraftvolum skifter retning fra en time til den neste. Selv om nettet utvikles for å være godt dimensjonert for en normalsituasjon, vil disse systemendringene kunne medføre at det blir mindre tydelig hva som faktisk kan betegnes som en normalsituasjon grunnet høyere forekomst av flytendringer fra time til time. Dette vil gjøre kapasitetsfastsettingen enda mer utfordrende enn i dag og vil øke betydningen av å ha et godt organisert sanntidsmarked.

3 Alternativer til dagens markedesdesign

Som tidligere beskrevet, beregnes dagens priser ved å optimere kraftsektorens samlede ressursbruk i hver time. Det tilgjengelige produksjonsapparatet skal brukes til å dekke etterspørselen etter kraft til lavest mulige kostnader. Optimeringen må imidlertid overholde visse restriksjoner. De mest sentrale restriksjonene relaterer seg til overføringsnettet:

- **Områdeinndeling:** Når markedet deles inn i ulike områder, innebærer det en aggregering av innmatings- og uttakspunkter innenfor hvert område og en aggregering av overføringslinjer mellom områdene. Prisen kan ikke variere innenfor markedsområdene, og prisberegningen tar ikke hensyn til hvor kjøps- og salgsbud er lokalisert innenfor hvert markedsområde.
- **Kraftflyt:** Det er som regel flere mulige transportveier mellom en produsent og en forbruker. I et vekselstrømnett fordeler den elektriske kraften seg på de ulike veiene med en hovedvekt der motstanden er minst. Dette skaper komplekse avhengigheter i kraftnettet. Hvor mye som flyter på én overføringsforbindelse påvirker hvor mye som kan flyte på en annen. Prisberegningemetoden til ulike markedssystemer reflekterer disse egenskapene i ulik grad.

Restriksjonene i prisberegningen på Nord Pool Spot innebærer en forenkling av overføringsnettet i forhold til den fysiske virkeligheten. Elspotområdene består av et stort antall innmatings- og uttakspunkter og i prisberegningen er det gitte handelsgrenser (ATC – Available Transmission Capacity)⁵ for hvor mye kraft som kan flyte mellom de ulike områdene.

For å bøte på svakhetene med dagens markedsorganisering, er det nødvendig å se på metoden for beregning av priser og tildelingen av overføringskapasitet til markedet. Her er det spesielt relevant å se på prinsippene som ligger til grunn for teorien om nodepriser samt flytbasert markedskobling.

Til forskjell fra dagens markedsorganisering vil en markedsorganisering basert på disse prinsippene innebære at tildelingen av overføringskapasitet til markedet i større grad skjer samtidig med prisberegningen. Det fastsettes således ikke overføringskapasiteter mellom budområder forut for prisberegningen, men i stedet angis det et mulighetsrom for overføring som er mindre restriktivt enn de faste grensene som ATCene gir i dagens system. Prisene vil videre bedre reflektere hvor i nettet endringer i forbruk og produksjon har mest effekt med hensyn til å redusere flaskehalsen i nettet. En forskjell fra dagens system er at vi som følge av dette vil få mer varierende priser mellom flere områder/lokaliseringer. Bedre utnyttelse av overføringskapasiteten vil imidlertid isolert sett trekke i retning av at størrelsen til de generelle prisforskjellene blir mindre enn det vi ser i dagens marked. Konsekvenser for prisbildet blir behandlet grundigere i avsnitt 5.2.

⁵ I Norden er ATC det samme som NTC (Net Transfer Capacity) siden det ikke er allokert fysisk kapasitet før døgnet. I andre europeiske markeder vil NTC være lik ATC fratrukket den fysiske kapasiteten som er fordelt på langsiktige kontrakter.

3.1 Nodepriser – detaljert representasjon av overføringsnett

Teorien om nodepriser legger til grunn at overføringsnettets faktiske topologi og virkemåte blir tatt fullstendig hensyn til i beregningen av priser[4]. Prisene vil for eksempel være høyere der mer produksjon og mindre forbruk vil lette flaskehalsen i overføringsnett og føre til at mer elektrisk kraft kan overføres dit hvor den verdsettes mest. Gjennom kjøps- og salgsbud anmeldt på hvert uttaks- og innmatingspunkt i nettet (noder) får børsen/markedsoperatøren den informasjonen den trenger for å kunne finne de optimale prisene, det vil si de prisene som gir høyest mulig samlet velferd for produsenter og forbrukere gitt de mulighetene for overføring som det eksisterende overføringsnett faktisk gir.

Hvis budkurvene reflekterer markedsaktørenes sanne kostnader eller betalingsvilje og nettmodellen er korrekt spesifisert, gir denne prisberegningmetoden den økonomisk mest effektive utnyttelsen av de samlede ressursene (både overføringssystem og produksjonsressurser) for å dekke et gitt forbruk. I praksis lar det seg imidlertid vanskelig gjøre å implementere nodepristeorien i sin reneste form. Det er likevel naturlig å ha disse teoretiske prinsippene som utgangspunkt når man vurderer hvilke forbedringsmuligheter som ligger i dagens markedsorganisering. Det finnes flere kraftmarkeder utenfor Europa som i stor grad baserer seg på disse prinsippene [5]. Hvilke praktiske avveininger som vil være spesielt relevante i forhold til det norske kraftsystemet er nærmere behandlet i kapittel 4.

3.1.1 Nodeprising legger til rette for sanntidsmarked

Som beskrevet over, angis norske bud i balansemarkedet med fysisk plassering i nettet. Mer generelt kan vi si at bud på budområde-nivå vil være for upresist når balansemarkedet benyttes til å håndtere flaskehalsen internt i budområdene.

Budene angis også med fysisk lokalisering i nettet i markeder basert på nodeprising, og det er sanntidsmarkedet som er hovedmarkedet i nodemarkedene som eksisterer i dag. En mulig løsning som blant annet er brukt i de amerikanske nodemarkedene er å ha både et døgnmarked og et sanntidsmarked [5]. Aktørene vil da, slik som i dagens nordiske system, møte to priser⁶ - en for døgnmarkedet og en for sanntidsmarkedet. Klareringen i sanntidsmarkedet vil prise endringen i produsert eller konsumert volum sammenlignet med døgnmarkedet.

I og med at bud knyttes til hvert tilknytningspunkt eller node i nettmodellen og egenskaper ved det fysiske overføringsnett er tatt direkte hensyn til, er det naturlig å klarere markedet i sanntid basert på produksjonen og det faktisk realiserede forbruket. Med økt vindkraft- og uregulerbar kraftproduksjon i systemet vil effektivitetsvirkningen av dette ha spesielt stor betydning, da det ikke lenger er usikkerhet knyttet til endringene som kan inntreffe mellom markedsklarering og driftsfasen.

⁶ I dag avregnes aktørene ikke bare etter pris og forpliktelse i døgnmarkedet, men også etter ubalanser.

3.1.2 Tapkostnad reflektert i prisene

Nodeprising legger også til rette for at beregningen av tapkostnaden kan integreres i prisberegningen og dermed reflektere de faktiske tapene gitt den kraftflyten prisene gir. Den marginale tapkostnaden blir da en ekstra komponent i kraftprisen som beregnes for hvert tilknytningspunkt i nettet. Denne komponenten i prisen vil resultere i at prisene varierer mellom ulike tilknytningspunkt selv om det ikke skulle være flaskehalser i overføringsnettet.

3.2 Flytbasert markedskobling – en mellomløsning

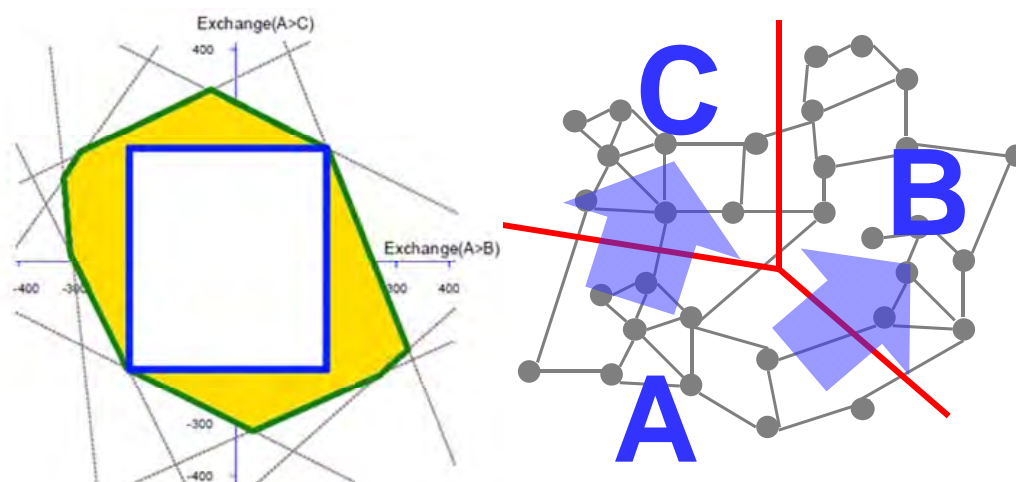
Det foregår for tiden en utvikling av markedsorganiseringen i Europa, og denne utviklingen er således relevant i vurderingen av alternative markedsorganiseringer i Norden. Etter planen skal de europeiske elektrisitetsmarkedene kobles sammen gjennom en markedsmodell som går under navnet flytbasert markedskobling. Denne markedsmodellen har ennå ikke vært implementert i praksis for noe elektrisitetsmarked i verden. Den er under utvikling i Sentral-Vest-Europa (CWE) og skal etter planen tas i bruk fra 2014 [2]. Det er ikke avklart om Norden på sikt vil implementere denne modellen.

Flytbasert markedskobling skiller seg fra nodeprising ved at det er mulig å ha budområder som dekker et større antall innmatings- og uttakspunkter. Det er dermed mulig å opprettholde dagens nordiske budområdeinndeling med flytbasert markedskobling. Flytbasert markedskobling skiller seg imidlertid fra dagens markedssystem ved at det ikke er gitte grenser for overføring mellom budområdene. I stedet for å fastsette ATC'er beregner de systemansvarlige et sett parametre som inngår i prisberegningen. Disse parametrene reflekterer hvordan flyten mellom alle områdene endres når balansen mellom produksjon og forbruk i hvert budområde endres. I beregningen av parametrene må imidlertid systemansvarlig danne seg forventninger om forbruks- og produksjonsmønstret innad i budområdene slik som i fastsettelsen av ATC'er i dagens marked. De må også ta høyde for den usikkerheten som ligger i disse antagelsene.

I flytbasert markedskobling vil flyten mellom to markedsområder være avhengig av hvor mye som flyter mellom de øvrige markedsområdene i det synkrone nettet. Flytbasert markedskobling vil således bedre kunne reflektere hvordan kraften faktisk fordeler seg i nettet. Det totale mulighetsområdet for overføring blir angitt mer presist i prisberegningen og mulighetene for handel blir større.

Hvor mye mer kapasitet som tilgjengeliggjøres er illustrert ved det gule området i eksemplet i Figur 5. Flyten fra område A til C i figuren avhenger av flyten fra A til B. Lite flyt fra A til B vil for eksempel gjøre det mulig å overføre mer fra A til C enn det som vil være mulig når det fastsettes en fast overføringsgrense (ATC) som skal gjelde uansett hva som flyter mellom A og B. Hvis område C har knapt med produksjonskapasitet i forhold til etterspørselen og verdsettelsen av import fra andre områder er høy, er det viktig at prisberegningen tar hensyn til dette og sikrer mest mulig flyt fra A til C gjennom å begrense kapasiteten mellom A og B. Gevinsten som flytbasert markedskobling tilgjengeliggjør i form av mer overføringskapasitet, avhenger av egenskapene til det aktuelle overføringsnettet samt hvor lett det er for den systemansvarlige å fastsette presise flytrestriksjoner som angir avhengigheten mellom overføringsforbindelsene. Restriksjonene er basert på antagelser som er usikre.

Figur 5 Tilgjengelig overføringskapasitet i Flytbasert markedskobling sammenlignet med faste overføringsgrenser (ATC). Gult område angir hvor mye mer overføringskapasitet som tilgjengeliggjøres for handel med flytbasert markedskobling



3.2.1 Usikkerhet ved fastsettelse av parametre

Selv om flytbasert markedskobling legger til rette for at mer av kapasiteten i overføringsnettet kan utnyttes, er det fremdeles stor usikkerhet ved fastsettelse av flytrestriksjonene som inngår i prisberegningen. Den systemansvarlige må fortsatt danne seg forventninger om hvordan forbruk og produksjon faktisk vil fordele seg i driftsfasen. Dette må gjøres på samme informasjonsgrunnlag som de har ved fastsettelse av overføringskapasiteter innenfor dagens markedsorganisering.

Det er et sett av to typer parametre som danner restriksjoner for hvor mye som kan flyte mellom budområdene:

- **Maksimal tillatt flyt**⁷ på linjer som er kritiske⁸ med hensyn til systemsikkerheten og som vil være begrensende for flyten i systemet. Det kan både være linjer internt i budområder og mellom budområder. Prisberegningen må ta hensyn til hvor mye ledig kapasitet det er på disse kritiske linjene.
- **PTDF (Power Transfer Distribution Factors)** – Forteller hvordan en endring i kraftbalansen (forholdet mellom produksjon og forbruk) i et budområde påvirker flyten på hver kritiske linje. Antallet PTDFer kan bli stort avhengig av antallet budområder og antallet kritiske linjer. For hver kritisk linje må det tilordnes en PTDF til hvert budområde.

Ved hjelp av en detaljert modell av overføringsnettet vil den systemansvarlige kunne beregne de konkrete parameterne, men flere antagelser må gjøres. For å finne de kritiske linjene i systemet og den maksimalt tillatte flyten på disse, må systemansvarlig legge inn den mengden produksjon og forbruk som den anser som mest sannsynlig i hvert innmatings- og uttakspunkt i den detaljerte nettmodellen. Denne fordelingen kalles et

⁷ Maximum allowable flow

⁸ Critical branch

base-case scenario. Systemansvarlig vil her kunne ta utgangspunkt i forbruks- og produksjonsdata fra sammenlignbare timer den siste tiden, samt kjente endringer i kraftsystemet med hensyn til linjer og kraftstasjoner som er ute på grunn av vedlikehold eller tekniske problemer.

For å beregne PTDFe er det nødvendig å se på hvordan endringer i balansen mellom forbruk og produksjon i hvert budområde påvirker flyten på de kritiske linjene som er definert. I den detaljerte nettmodellen kan den systemansvarlige finne ut hvordan flyten på de enkelte linjene endres når produksjon og forbruk endres. Det holder imidlertid ikke å endre den aggregerte balansen mellom forbruk og produksjon i budområdet som helhet, da flyten på enkeltlinjer avhenger av hvor i budområdet produksjons- og forbruksendringer skjer. Den systemansvarlige må derfor ha en oppfatning om hvordan en endring i balansen mellom forbruk og produksjon i budområdene vil fordele seg utover de enkelte tilknytningspunktene (nodene) i budområdene (disse fordelingsfaktorene går under navnet Generation Shift Keys – GSK).



Det kan være krevende for den systemansvarlige å danne seg gode antagelser om dette. I praksis må de ha en oppfatning om hva slags bud produsentene ville hatt hvis det hadde vært anmelding på hvert tilknytningspunkt (node) i nettmodellen. For norske vannkraftprodusenter vil dette være bestemt av vannverdiene som er lik den forventende avkastningen ved å spare vannet og produsere på et senere tidspunkt. Vannverdiene varierer imidlertid hyppig ut fra tilsigsforhold og magasinifylling. Det kan derfor være mer krevende for Statnett å gjøre slike antagelser enn det er for systemansvarlige i Europa, der kraftsystemene i hovedsak er dominert av termiske kraftverk som har mer stabile marginalkostnader.

Områdeinndelingen vil ha stor betydning for usikkerheten i fastsettelsen av flytrestriksjoner. Ved flere og mindre budområder vil det være lettere å gjøre antagelser om produksjon og forbruk innad i områdene.

Økt detaljeringsgrad i nettmodellen som ligger til grunn for prisoptimeringen bidrar til at mindre overlates til den systemansvarliges antagelser. Markedsløsningen vil i større grad stemme overens med hva som er fysisk mulig å overføre i nettet. Den systemansvarlige vil i hovedsak sørge for at nettmodellen er korrekt spesifisert med hensyn til hvilke overføringslinjer og –kabler som er i drift i tillegg til restriksjoner knyttet til sikkerhet. Restriksjoner knyttet til utnyttelsen av nettet vil i mindre grad være basert på antagelser om den forbruks- og produksjonsfordelingen prisberegningen vil resultere i. Hvor mye av nettkapasiteten som kan utnyttes uten å bryte med krav til systemsikkerheten blir da bestemt på en mer presis måte samtidig med prisene.

4 Markedsdesign basert på nodepristeori

Felles for alle markeder som er basert på nodepristeori i dag er at det beregnes priser og flyt basert på en detaljert nettmodell som tar hensyn til elektrisitetens fysiske lover. Dette sikrer en markedsløsning som er fysisk mulig. Det er imidlertid flere måter å implementere en slik prisberegning på utover dette. I dette kapitlet ønsker vi å belyse problemstillinger som krever videre utredning.

4.1 Budområder versus nodepriser

Felles for alle såkalte nodemarkeder er at det kalkuleres nodepriser for alle tilknytningspunkt i nettmodellen. Det er imidlertid mulig å konstruere områdepriser som benyttes til avregning basert på nodeprisene innad i de definerte områdene.

For eksempel vil det være mulig å definere områdepriser som leverandører av kraft blir avregnet til. Leverandører legger normalt inn prisuavhengige bud basert på det estimerte forbruket til kundegrunnlaget sitt innenfor et område. For å bidra til mer transparens og oversiktighet i sluttbrukermarkedet, kan det være aktuelt å konstruere områdepriser som er et gjennomsnitt av nodeprisene innenfor et definert område der hver nodepris er vektet med det totale forbruket i den noden. Dette er benyttet i de regionale nodemarkedene i USA. Det er således mulig for kraftleverandører og sluttbrukere å forholde seg til samme antall prisområder som vi har i dagens nordiske marked. Gitt at sluttbrukere i liten grad reagerer på prisendringer, i hvert fall på kort sikt, vil dette ha lite å si for effektiviteten. Installering av timesmålere og økte muligheter for utnyttelse av forbrukerfleksibilitet i fremtiden vil imidlertid kunne endre betydningen for effektiviteten til en slik områdeinndeling på sluttbrukersiden

Kraftprodusenter er i en annen posisjon. De varierer produksjonen sin med prisutviklingen og produserer kun når prisene tilsier at det er lønnsomt å produsere. Unntaket er uregulerbar kraftproduksjon som produseres uansett pris. Dette gjelder vindkraft- og elvekraftproduksjon, men produksjonen til vannkraftstasjoner med lagringskapasitet vil også fungere som uregulerbar produksjon når magasinene er så fulle at de må produsere for å unngå spill av vann.

Siden prisene avgjør hvor mye som blir produsert hvor i nettet, er det ønskelig at produsenter får presise prissignaler som bidrar til en best mulig utnyttelse av overføringsnettet sammen med tilgjengelige produksjonsressurser. Dette gjelder også større forbruksenheter innen industrien som opptrer prisavhengig, for eksempel som følge av at de har mulighet til å bytte ut elektrisk kraft med andre energikilder som oljekjeler. De vil kunne redusere kraftforbruket og gå over til oljekjeler når forholdet mellom kraftprisen og oljeprisen tilsier at det er lønnsomt.

De fleste kraftprodusenter er også eksponert mot priser lokalt i nettet innenfor dagens system. Hva de faktisk får betalt for strømmen avhenger av områdepriser, marginaltapssatser og prisene i regulerkraftmarkedet hvis de blir opp- eller nedregulert gjennom driftsdøgnet. Det er derfor mer uklart hva som kan være motivasjonen for å ha avregning for produsenter på områder innenfor et nodemarked.

4.2 utfordringer knyttet til et vannkraftsystem

Det norske vannkraftsystemet krever en markedsorganisering som også legger til rette for at aktørene kan optimere bruken av vannressurser over tid. De norske vannkraftprodusentene søker til enhver tid å disponere magasin vannet de har tilgjengelig best mulig gitt forventninger om fremtidig tilsig og fremtidige priser. Det er stor variasjon med hensyn til lagringskapasiteten i magasinene som igjen påvirker tidshorisonten for vanddisponeringen.

Marginalkostnaden ved å produsere vannkraft er gitt ved alternativkostnaden eller vannverdien. Tapper man ut vann umiddelbart vil en gå glipp av de inntekter denne vannmengden ville ha gitt dersom det ble lagret for salg i fremtiden. Ulikheter i magasin fylling og magasin kapasitet skaper ulike vannverdier for ulike kraftverk. Separat anmelding av ulike kraftverk skulle i så måte gjøre det mulig å reflektere forskjellene i vannverdier mellom ulike nettlokaliseringer i anmeldingen. Det at prisene tillates å variere for ulike kraftverk vil også isolert sett kunne føre til bedre utnyttelse av vannressursene. Lokal knapphet blir reflektert i prisene og vil stimulere til at kraftverkene i disse områdene holder igjen mer vann. Det totale vannkraftsystemet vil være mer robust med hensyn til anstrengte ressurs situasjoner.

En utfordring er imidlertid at det eksisterer avhengigheter mellom kraftverk innenfor vassdrag. Hvor mye som produseres lenger opp i vassdraget vil kunne påvirke hvor mye som produseres lenger ned i vassdraget på et senere tidspunkt. Denne kompleksiteten som følge av avhengigheter både i tid og rom er viktig å ta hensyn til i beslutningen om hvor mye man vil produsere i hvert kraftverk. Det er nødvendig å vurdere ulike måter å løse dette på. En enkel løsning på dette ville være å behandle vassdrag som budområder der man tar stilling til hvor mye man totalt vil produsere i vassdraget som helhet og så bestemme produksjonsfordelingen på kraftverkene innad i vassdraget når pris og volum er bestemt slik som i dag. I den grad det ikke forekommer flaskehals innenfor vassdraget er det uproblematisk.

4.3 Markedsmakt og transparens

En hyppig innvending mot en markedsdesign som tillater mer geografisk differensierte priser er at det kan få uheldige konsekvenser med hensyn til utøvelse av markedsmakt. Det er i denne sammenheng viktig å være klar over at gitt det eksisterende antallet produsenter og størrelsesforholdet mellom dem, vil muligheten for utøvelse av markedsmakt først og fremst knytte seg til de reelle fysiske overføringsbegrensningene i overføringsnett. Det er disse overføringsbegrensningene som skjærer produsenter fra konkurranse og kan gi enkelte produsenter en mulighet til presse opp prisene utover marginalkostnaden. Flaskehals innenfor budområder vil kunne gi produsenter markedsmakt i et balanse-/regulerkraftmarked. I den grad en alternativ markedsdesign legger til rette for at mer av den installerte fysiske overføringskapasiteten i nettet utnyttes, vil det isolert sett bidra til å motvirke markedsmakt.

Markedsdesign vil også ha betydning for markedets transparens og muligheten til å avdekke utøvelse av markedsmakt som er i strid med konkurranselovgivningen. I et marked med budområder og portefølgebud (netto salgs- eller kjøpsbud) er det vanskelig å avdekke utnyttelse av markedsmakt. Budgivning for enkelt noder og -kraftverk vil bidra til mer transparens og dermed bedre markedsovervåkingen og muligheten for å avdekke

utøvelse av markedsmakt. Budgivning for enkeltnoder i døgnet vil videre bidra til
transparens rundt sammenhengen mellom bud i regulerkraft-/sanntidsmarkedet og
døgnet.

5 Valg av markedsdesign

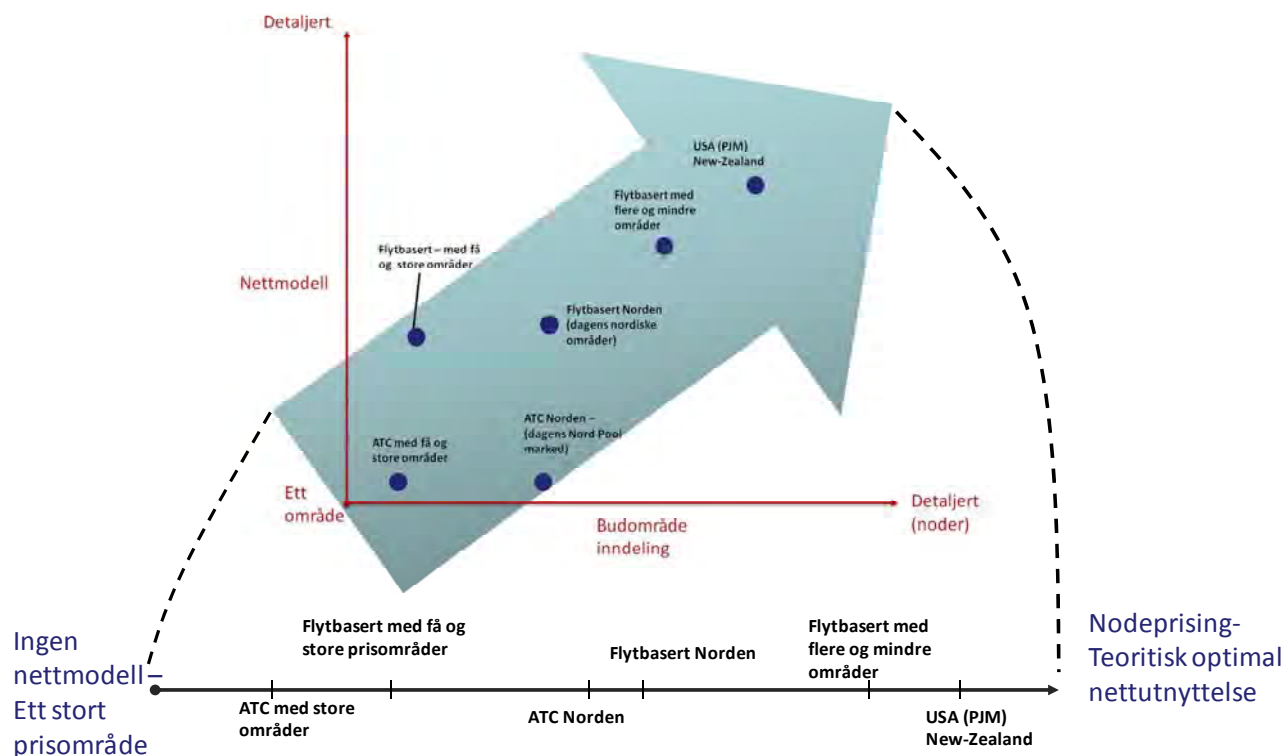
En vurdering av ulike løsninger for markedsdesign som eksisterer i dag viser at elementer fra teorien om nodepriser brukes på ulike måter. Hensynet knyttet til praktisk gjennomførbarhet gjør at ulike designvalg vil gi et effektivitetstap sammenlignet med en teoretisk optimal nodeprising. Noen slike hensyn er nærmere diskutert i kapittel 4. I dette kapitlet diskuteres betydningen noen overordnede designvalg kan ha for den økonomiske effektiviteten sammenlignet med dagens ATC modell.

5.1 Hvordan valg av markedsdesign påvirker optimal utnyttelse av nettet

Som det fremgår av Figur 6, kan detaljeringsgraden til nettmodellen som brukes i prisberegningen beskrives ved hjelp av to dimensjoner: Den ene gjelder topologien til nettmodellen som følger av budområdeinndelingen. Den andre dimensjonen gjelder i hvilken grad de fysiske lovene som bestemmer hvordan elektrisiteten faktisk flyter i nettet, blir tatt hensyn til i nettmodellen. Disse to dimensjonene sett i sammenheng gir en tredje dimensjon for graden av nettutnyttelse. Med nettutnyttelse menes her i hvor stor grad flyten i nettet utnyttes optimalt gitt aktørenes bud og restriksjoner knyttet til systemsikkerhet.

Ulike markedssystem er plassert i diagrammet ut fra budområdeinndelingen og nettmodellens detaljeringsgrad i prisberegningen. Diagrammet gir kun en illustrasjon av hvordan nettutnyttelsen til ulike markedssystem kan variere med hensyn til prisberegnings- og kapasitetstildelingsmetode. Hva som er den mest effektive og hensiktsmessige måten å organisere det norske og nordiske markedet på er imidlertid ikke gitt ut fra denne figuren. En endelig vurdering av hva som vil være mest hensiktsmessig vil være en totalvurdering av kost-nytte ved en praktisk implementerbar modell for det norske systemet.

Figur 6 Detaljeringsgrad i nettmodell og budområdeinndeling for ulike markedssystem



Budområdeinndeling

På det europeiske kontinentet er budområdene i hovedsak definert av de ulike nasjonalstatenes grenser. Nettets begrensninger følger nødvendigvis ikke de nasjonale grensene. Interne nettbegrensninger innad i landene håndteres gjennom mothandel samt en tilpasning av hvor mye kapasitet som gjøres tilgjengelig for handel mellom landene. Dette er i mange tilfeller krevende da overføringsnettene er sterkt integrert over landegrensene. Kraftflyten internt i ett land vil ofte ha stor innvirkning på flyten innad i andre land. Gitt at beregningen av priser i liten grad tar innover seg disse forholdene kan det være utfordrende for de systemansvarlige selskapene å håndtere dette gjennom blant annet fastsettelse av overføringskapasiteter over landegrensene.

Budområdeinndelingen som benyttes i prisberegningen på Nord Pool Spot reflekterer overføringsbegrensningene i nettet vesentlig bedre enn det som karakteriserer markedskoblingen i Europa. Både Norge, Danmark og Sverige er i dag inndelt i flere interne budområder som reflekterer viktige strukturelle flaskehalsen i nettet. Nord Pool Spot er derfor plassert lenger til høyre enn dagens europeiske markedskobling som kan beskrives med en ATC modell med få og store områder i diagrammet over.

Nettmodell

Hvor mye som flyter på en kraftlinje påvirker hvor mye som kan flyte på en annen. Flyten mellom budområder kan ikke styres i tråd med tilbudet og etterspørselen slik markedene er organisert i Europa i dag.

Hvor mye som kan flyte mellom budområder avhenger av hvordan forbruk og produksjon fordeler seg i det underliggende nettet innad i budområdene. Flytbasert markedskobling er en prisberegning metode som i større grad tar hensyn til dette enn det som er mulig

gjennom fastsettelse av ATC'er. Prisberegningen tar hensyn til at flyten på ulike budområdeforbindelser er avhengig av hverandre og begrenser flyten mellom to områder for å tilgjengeliggjøre mer flyt på andre forbindelser når det er lønnsomt ut fra budene for kjøp og salg.

Utnyttelse av eksisterende nett

Ved flere og mindre budområder vil en flytbasert prisberegning metode ta bedre hensyn til de fysiske lovene som faktisk bestemmer flyten i nettet. Dette er illustrert med en pil som går opp og til høyre i diagrammet i Figur 6. Nodeprising er i teorien den metoden som gir perfekt utnyttelse av overføringsnettet. I prinsippet er nodeprising en flytbasert prisberegning metode, men med like mange budområder som det er uttaks- og innmatingspunkter (noder) i nettet. Den diagonale pilen i Figur 6 danner en dimensjon for i hvilken grad nettet utnyttes optimalt gitt budene og det eksisterende nettet.

Som illustrert i Figur 6, kan et markedssystem i Norden basert på flytbasert markedskobling gi liten gevinst i forhold til dagens system når områdene er store. Dette kan forklares med at usikkerheten kan være stor i fastsettelsen av parameterne som danner flytrestriksjonene i prisberegningen. Hvis vi derimot øker antallet budområder i Norden og det blir færre innmating- og uttakspunkter i hvert område systemansvarlig må gjøre antagelser om, vil usikkerheten kunne reduseres betraktelig.

Det er i dag flere markeder utenfor Europa som i svært stor grad har implementert en detaljert nettmodell og tillater prisene å variere fra node til node i tråd med nodeprisingens teoretiske prinsipper. PJM (Pennsylvania -New-Jersey-Maryland Interconnection) i USA er kanskje det mest kjente markedet basert på nodepriser. New-Zealand er et annet eksempel. Det er stor variasjon med hensyn til hvordan disse markedene er utformet og hvordan nodeprisingens teoretiske prinsipper er implementert. NVEs kartleggingsrapport beskriver disse markedene nærmere[5].

5.2 Budområdeinndeling og prisvariasjon

Prisberegningen i dagens nordiske ATC-modell er i likhet med flytbasert markedskobling og teorien om nodepriser basert på en optimering. Det er det samlede konsument- og produsentoverskuddet definert av budkurvene som maksimeres for alle disse markedsmoellene. Forskjellen ligger i hvilke restriksjoner som optimeringen må overholde. I ATC-modellen tillates ikke prisene å gi en produksjons- og forbruksfordeling som fører til at flyten mellom budområdene overstiger på forhånd fastsatte handelskapasiteter. Handelskapasiteten er en gitt restriksjon og det er således ingen fleksibilitet i optimeringen med hensyn til hva maksimal overføring mellom de ulike budområdene kan være. Denne fleksibiliteten er større i flytbasert markedskobling og nodeprising, da det i stedet for faste verdier angis et mulighetsrom for overføring. Mer fleksibilitet i optimeringen gjør det mulig å oppnå et høyere konsument- og produsentoverskudd som igjen betyr en mer samfunnsøkonomisk effektiv utnyttelse av overføringsnettet og produksjonsressursene.

Budområdeinndelingen er avgjørende for hvor stort mulighetsrommet for overføring blir av to grunner. For det første er budområdeinndelingen bestemmende for hvor mye prisene tillates å variere mellom ulike lokaliseringer i nettet. Prisene bestemmer hvilke produsenter som produserer og hvilke konsumenter som bruker elektrisitet. Flere og

mindre budområder gjør det mulig å variere prisene etter hvor i nettet mer/mindre produksjon/forbruk er gunstig for den totale utnyttelsen av nettet.

For det andre avgjør budområdeinndelingen informasjonen til prisberegningen om hvordan produksjon og forbruk vil fordele seg i nettet for ulike priser. Optimeringen som ligger til grunn for prisberegningen tar ikke hensyn til hvordan prisendringer påvirker forbruks- og produksjonsfordelingen innenfor budområdene. Den interne fordelingen er avgjørende for hvor mye kraft som kan overføres mellom budområdene. Manglende informasjon til prisberegningen gjør det nødvendig for systemansvarlig å gjøre antagelser om flyten internt i budområdene og ta høyde for det ved fastsettelse av overføringskapasitetene. Systemansvarlig må også vurdere usikkerheten forbundet med disse antagelsene, og legge inn marginer som sikrer driftsikkerheten. I tilfeller med stor usikkerhet vil disse marginene kunne gi store begrensninger i handelskapasitet.

Generelt vil flere budområder øke muligheten for å styre fordelingen av produksjon og forbruk samt redusere usikkerhetsmarginen i fastsettelsen av restriksjonene som inngår i prisberegningen. Selv om budområdeinndelingen i flytbasert markedskobling kan være lik inndelingen i dagens nordiske ATC-modell, er det en vesentlig forskjell mellom disse markedssystemene med hensyn til hva prisene reflekterer. Hvis det i ATC modellen er flaskehals mellom to budområder, vil det gi ulik pris på hver side av flaskehalsen. Det vil imidlertid ikke være prisforskjeller mellom budområdene som er på samme side av flaskehalsen. Dette vil ikke være tilfelle ved flytbasert markedskobling. Der vil en flaskehals mellom to områder ofte kunne føre til prisforskjeller mellom samtlige budområder. Årsaken er at prisene reflekterer den varierende effekten produksjons- og forbruksendringer i de ulike budområdene har på flyten på forbindelsen som er begrensende.

En markeddesign basert på prinsippene til flytbasert markedskobling og nodepriser vil generelt gi et prisbilde preget av flere prisforskjeller. Prisforskjellene vil imidlertid kunne bli betydelig mindre enn det vi observerer i dagens nordiske marked. Det at prisene varierer mer muliggjør en produksjons- og forbruksfordeling som bidrar til at dyr produksjon i områdene med størst behov kan erstattes av billigere produksjon fra andre områder.

5.3 Usikkerhet i ulike markedssystem

Tabell 1 oppsummerer hvordan usikkerheten ved fastsettelse av restriksjoner for utnyttelsen av overføringsnettet varierer med ulike organiseringer av markedet. I dagens Nord Pool marked samt i flytbasert markedskobling med samme budområdeinndeling er usikkerheten stor. Usikkerheten knytter seg til at systemansvarlig må basere restriksjonene på antagelser om produksjons- og forbruksmønster innad i markedsområdene. Med mindre områder vil denne usikkerheten reduseres da prisberegningen får mer presis informasjon om budenes lokalisering i nettet.

I en markedorganisering basert nodepriser vil prisberegningen ta hensyn til budenes eksakte lokalisering i nettet. Det er således mulig å beregne priser som gir en produksjons- og forbruks sammensetning som er gjennomførbar og økonomisk optimal gitt de fysiske egenskapene til nettet og krav til systemsikkerhet. Å ha markedsklareringen nærmere sanntid vil redusere usikkerheten ytterligere for

systemoperatøren, da det i liten grad vil oppstå ubalanser mellom det som anmeldes og det som realiseres i driftstimen.

Tabell 1 Usikkerhet i fastsettelse av flytrestriksjoner for ulike markedssystem

		Tidspunkt for klarering	
		Dagen før	Sanntid
Usikkerhet i fastsettelse av flytrestriksjoner	Minimal		•Nodeprising
	Lav	•Nodeprising	
	Medium	•Flytbasert med mange og små budområder	
	Høy	•Flytbasert med få og store budområder •ATC (Nord Pool Spot i dag)	

Bedre utnyttelse av nettet gjennom å fjerne usikkerhet gjør det også mulig å opprettholde driftsikkerheten på ønsket nivå i en større andel av tiden enn i dagens markedssystem. Kraftsystemet bør kunne driftes slik at enkeltfeil ikke medfører konsekvenser for brukere av nettet (N-1 drift). Når kraftsituasjonen er anstrengt og presset på systemet er stort, viser erfaring fra dagens system at det kan bli nødvendig å drifte systemet uten tilstrekkelig reserve til å erstatte utfall av viktige komponenter (N-0). Det er viktig å poengtere at N-0 drift er et resultat av de fysiske begrensningene i kraftsystemet. Endret markeddesign vil ikke kunne eliminere slike fysiske begrensninger, men vil bidra til at eksisterende overføringsnett, produksjonsapparat og forbruksfleksibilitet kan håndtere energi- og effektknapphet bedre.

6 Avsluttende betraktninger

For å ha et robust kraftsystem er det viktig med en markedsdesign som sikrer at det til enhver tid er nok overførings- og produksjonskapasitet i systemet til å dekke etterspørselen etter kraft uten at forsyningssikkerheten trues. Samtidig må markedsdesignen ivareta hensyn til samfunnsøkonomisk effektivitet og at Norge etterfølger internasjonale forpliktelser for å tilrettelegge for effektiv handel over landegrensene.

Det tar tid før investeringer i overføringsnettet blir realisert. Usikkerheten knyttet til utviklingen i krafttilgang og –etterspørsel er stor. Denne utviklingen drives av politiske og økonomiske forhold på nasjonalt og internasjonalt nivå. Endringer i klima er en annen faktor som har stor betydning for kraftsystemet. Å sikre at nettet utvikles og planlegges i tråd med endringer i behov, er således utfordrende. Det er umulig å ha et perfekt dimensjonert kraftsystem til enhver tid. Samtidig bidrar høye investeringskostnader til at det er ønskelig å unngå betydelige overinvesteringer.

Det er derfor også viktig for den langsiktige utviklingen at det eksisterende kraftsystemet utnyttes på en effektiv måte. Prisdannelsen i kraftmarkedet har her en viktig rolle sammen med driften av kraftsystemet som Statnett har ansvaret for. NVE vil vurdere alternative måter å organisere markedet på slik at markedsaktørens atferd i større grad spiller på lag med den systemansvarlige i å oppnå en effektiv og sikker drift av kraftsystemet.

Hvor mye av nettet som kan utnyttes uten at forsyningssikkerheten trues avhenger av hvordan produksjon og forbruk fordeler seg i nettet og de fysiske lovene som bestemmer kraftflyten. Dagens prisberegning tar innover seg dette i svært liten grad. Det innebærer at prisene ikke nødvendigvis resulterer i en kraftflyt som er forenlig med egenskapene til det fysiske overføringsnettet. Når Statnett fastsetter overføringskapasiteter mellom budområdene, er det avgjørende at de legger til rette for at markedsløsningen passer med den fysiske virkeligheten og kravene til sikker drift. Det er utfordrende for Statnett å sette disse kapasitetene på en måte som bidrar til god utnyttelse av nettet, da de må danne seg forventninger om hvordan produksjon og forbruk vil bli i driftfasen. Disse forventningene er svært usikre og betydelige sikkerhetsmarginer i kapasitetsfastsettelsen er nødvendig. Dette problemet vil forsterkes dersom kraftsystemet får en mer omskiftelig karakter som følge av mer uregulerbar produksjon og økt overføringskapasitet mellom Norden og andre kraftsystemer i Europa.

NordREG har igangsatt et arbeid for å se på kapasitetsfastsettelsen som benyttes i dag samt mulige forbedringer i denne. NVE ser behov for samtidig å gjøre en bredere gjennomgang av flere aspekter ved markedsdesign. I utgangspunktet kan dette arbeidet igangsettes som et nasjonalt prosjekt, men forholdet til nordisk utvikling og europeisk regelverk må tillegges vesentlig vekt.

6.1 Videre arbeid

NVE ser det som en viktig del av sin rolle som fagmyndighet for energi å vurdere om alternative organiseringer av markedet og prisdannelsen kan bidra til en bedre utnyttelse av kraftsystemet. Muligheten for i større grad å anvende prinsipper fra nodepristeorien og flytbasert markedskobling er et naturlig utgangspunkt for disse vurderingene. Ved at prisberegningen i større grad tar hensyn til nettets fysiske egenskaper kan utnyttelsen av

både produksjons- og overføringskapasiteten bedres. Dette må også sees i forhold til hvordan forsyningssikkerheten på kort og lang sikt vil påvirkes av ulike alternativer.

Det er imidlertid flere forhold enn de som er behandlet her som må tas med i vurderingen av mulige omorganiseringer av markedet. Spesielt fokus vil konsekvensene for utnyttelse og løpende verdsetting av norske vannkraftressurser ha. Hvordan ordninger som bidrar til fleksibilitet i forbruket påvirkes vil også vurderes. Konsekvenser for finansielle markeder og muligheten for finansiell sikring vil også være et tema i det videre arbeidet.

NVE vil vektlegge åpenhet i arbeidet med markedsdesign. Aktører og bransjen vil inviteres til dialog for å sikre at alle relevante fordeler og ulemper tas med i vurderingen av de ulike alternativene.

Kilder

- [1] Bye-rapporten, "Flere og riktigere priser - Et mer effektivt kraftsystem",
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/hoeringer/hoeringsdok/2010/horing-om-rapport-fra-ekspertutvalget-om/horingsnotat.html?id=629405>
- [2] Central Western Europe (CWE), "CWE Enhanced Flow-Based MC feasibility report",
http://www.apxendex.com/uploads/media/CWE_FB-MC_feasibility_report.pdf
- [3] Nord Pool Spot, "The power market - how does it work",
<http://nordpoolspot.com/How-does-it-work/>
- [4] NVE rapport 3 2010, "Capacity allocation and Congestion Management",
<http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202010/Report%202010/rapport3-10.pdf>
- [5] NVE rapport 2 2011, "Mapping of selected markets with nodal pricing or similar systems Australia, New Zealand and North American power markets",
<http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202011/Report%202011/rapport2-11.pdf>

Denne serien utgis av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE)

Utgitt i Rapportserien i 2012

- Nr. 1 Kvikkleireskred ved Esp, Byneset i Trondheim. Kari Øvrelid (20 s.)
- Nr. 2 Årsrapport for tilsyn 2011 (40 s.)
- Nr. 3 Første inntrykk etter ekstremværet Dagmar, julen 2011 (28 s.)
- Nr. 4 Energy consumption. Energy consumption in mainland Norway (59 s.)
- Nr. 5 Climate change impacts and uncertainties in flood risk management: Examples from the North Sea Region (62 s.)
- Nr. 6 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 4. kvartal 2011. Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.) (86 s.)
- Nr. 7 Statistikk over nettleie i regional- og distribusjonsnett 2012. Inger Sætrang (53 s.)
- Nr. 8 Flomrisikoplan for Gaula ved Melhus. Et eksempel på en flomrisikoplan etter EUs flomdirektiv (78 s.)
- Nr. 9 Inntak Viddal – FoU-prosjekt på tilbakespyling. Sluttrapport. Jan Slaggård (31 s.)
- Nr. 10 Oversikt over vedtak og utvalgte saker. Tariffer og vilkår for overføring av kraft 2011 (15 s.)
- Nr. 11 Flomsonekart: Delprosjekt Ålen: Kjartan Orvedal, Julio Pereira
- Nr. 12 NVEs årsmelding 2011
- Nr. 13 Vannet vårt. Hydrologi i Norge 2011
- Nr. 14 Capacity building in Hydrological Services Course in Water Level recording and Data Processing at Ministry of Water and Energy 13th – 16th February 2012. Documentation (23 s.)
- Nr. 15 Landsomfattende mark- og grunnvannsnett. Drift og formidling 2011. Jonatan Haga og Per Alve Glad (40 s.)
- Nr. 16 Challenges in Flood Risk Management Planning. An example of a Flood Risk Management Plan for the Finnish-Norwegian River Tana. Eirin Annamo (59 s.)
- Nr. 17 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 1. kvartal 2012. Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.)
- Nr. 18 Eksempelsamling. Risiko- og sårbarhetsanalyser for kraftforsyningen
- Nr. 19 Annual Report 2011 The Norwegian Energy Regulator
- Nr. 20 Flomberegning for Levangselva. Lars-Evan Pettersson
- Nr. 21 Driften av kraftsystemet 2011. Karstein Brekke (red.)
- Nr. 22 Annual report 2009 The cooperation between the Norwegian Agency for Development Cooperation (Norad), the Ministry of Foreign Affairs (MFA) and the Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE)
- Nr. 23 Flaumsonekart. Delprosjekt Naustdal Siss-May Edvardsen, Camilla Meidell Roald
- Nr. 24 Årsrapport for utførte sikrings- og miljøtiltak 2011
- Nr. 25 Kvartalsrapport for kraftmarknaden. 2. kvartal 2012. Finn Erik Ljåstad Pettersen (red.)
- Nr. 26 Glimt fra NVEs historie. Per Einar Faugli
- Nr. 27 Glimses form the history of NVE. Per Einar Faugli
- Nr. 28 Regiontjenesten 100 år. Per Einar Faugli
- Nr. 29 Flomsonekart. Delprosjekt Vigeland. Per Ludvig Bjerke og Julio Pereira
- Nr. 30 Energibruk i fastlands-Norge
- Nr. 31 Flom og stor vannføring forårsaket av ekstremværet Frida august 2012
- Nr. 32 Bioressurser i skog – kartlegging av økonomisk potensial.
Even Bergseng, Tron Eid, Per Kristian Rørstad og Erik Trømborg, UMB
- Nr. 33 Naturfareprosjektet: Kvikkleireworkshop. En nasjonal satsing på sikkerhet i kvikkleireområde.
Teknologidagene, Trondheim, 2012
- Nr. 34 Naturfareprosjektet: Delprosjekt Kvikkleire. Datarapport for Kvikkleireskred ved Esp i Byneset i januar 2012
- Nr. 35 Naturfareprosjektet: Delprosjekt Kvikkleire. Datarapport for Kvikkleireskred ved Esp i Byneset i januar 2012
Naturfareprosjektet: Skredvarsling, beredskap og sikring Erfaringer fra studietur til Ministry of Transportation (British Columbia) og Canadian Avalanche Center Teknologidagene, Trondheim, 2012
- Nr. 36 Tid for ny markedsdesign? Finn Erik Ljåstad Pettersen, Anne Sofie Ravndal Risnes



Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no

