

Rapport

“Leverandører og knapphetsprising av elektrisitet i Norge vinteren 2009/2010”

15. februar 2011



Innhold

1	BAKGRUNN OG MANDAT	3
2	SAMMENDRAG	4
3	EKSTREMPRISER VINTEREN 2009/2010	5
4	KRAFTMARKEDET	7
4.1	DET FYSISKE MARKEDET	7
4.2	DET FINANSIELLE MARKEDET.....	8
5	KRAFTOMSETNINGSVIRKSOMHETEN	10
5.1	PRODUKTSPEKTER TIL SLUTTKUNDER	10
5.2	MARGINER I SLUTTBRUKERMARKEDET	11
6	RISIKO I SLUTTBRUKERMARKEDET	15
6.1	FINANSIELL MARKEDSRISIKO	15
6.2	FINANSIELL MOTPARTSRISIKO	19
6.3	OPERASJONELL RISIKO	19
6.4	LIKVIDITETSRISIKO	20
6.5	OPPSUMMERING RISIKOER FOR KRAFTOMSETNINGSVIRKSOMHETEN	20
7	ERFARINGEN FRA LEVERANDØRENE	22
7.1	LEVERANDØRENES SIKRINGSSTRATEGI FØR VINTEREN 2009/2010	22
7.2	I HVILKEN GRAD MEDFØRTE HØY PRIS TAP FOR LEVERANDØRER?	23
7.3	HVA VAR ÅRSAKENE TIL OG MEKANISMENE BAK TAPENE?	25
7.4	HVILKE JUSTERINGER HAR LEVERANDØRENE GJORT?	32
8	INDELING AV PRISOMRÅDER	34
8.1	LEVERANDØRENES VURDERING AV REGIONALE PRISOMRÅDER.....	34
8.2	ALTERNATIV MODELL MED FLERE, MEN FASTE, PRISOMRÅDER	35
9	DRØFTING AV BESTE PRAKSIS RISIKOSTYRING	36
9.1	PROSESS OG RAMMEVERK FOR RISIKOSTYRING	36
9.2	INNLEDENDE MOMENTER FOR HÅNDTERING AV MARKEDSRISIKO.....	39
9.3	HÅNDTERING AV SYSTEMPRISRISIKO.....	42
9.4	HÅNDTERING AV OMRÅDEPRISRISIKO	43
9.5	HÅNDTERING AV VOLUMRISIKO	44
9.6	HÅNDTERING AV DØGNPROFILRISIKO.....	45
9.7	HÅNDTERING AV REGULERKRAFTKOSTNADSRISIKO.....	46
9.8	KOMMENTARER TIL RISIKOOVERFØRING LEVERANDØR – KUNDE.....	47
9.9	OPERASJONELL RISIKO OG MOTPARTSRISIKO	48
9.10	OPPSUMMERING BESTE PRAKSIS RISIKOHÅNDTERING.....	49
10	REFERANSER	50

1 Bakgrunn og mandat

Vinteren 2009/2010 opplevde deler av Norge, Sverige, Finland og østlige Danmark ekstremt høye spotpriser i enkelte timer. Flere norske leverandører rapporterte i etterkant om betydelige tap som en konsekvens av disse ekstremprisene.

På denne bakgrunn har NVE ønsket å tilegne seg bedre kunnskap om hvordan leverandørene, spesielt i Midt- og Nord Norge, var forberedt på å håndtere disse ekstreme prisene i forkant av vinteren 2009/2010, hvordan de ble berørt av prisene og hvordan deres innkjøps- og sikringsstrategier eventuelt har endret seg.

Prosjektets mandat har vært å besvare følgende spørsmål:

- Hva var leverandørenes sikringsstrategi før vinteren 2009/2010?
- I hvilken grad medførte de korte periodene med svært høy pris sist vinter tap for leverandører?
- Hva var årsakene til og mekanismene bak tapene?
- Hvilke justeringer har leverandørene gjort med hensyn til kontrakter, innkjøpspolitikk eller annen atferd/strategi på grunn av pristoppene i løpet av vinteren 2009/2010?
- Er leverandørene fornøyde med dagens usikkerhet med hensyn til eksistensen og omfanget av regionale prisområder og de tilgjengelige sikringsinstrumenter?
- Hvordan ville flere og mindre, men faste konstellasjoner av prisområder, påvirke leverandører?
- I teorien, hva er "state of the art" med hensyn til strømlleverandørenes risikohåndtering, innkjøp og kontraktsstrategier?

Som en sentral del av prosjektet er det gjennomført møter med 6 leverandører i Midt- og Nord-Norge. Denne rapporten oppsummerer de funn Trond Brevik Rådgivningstjenester AS (TBR) ved Trond Brevik og Steinar Vikingstad har gjort gjennom prosjektet.

Arbeidet er utført i perioden oktober 2010 til februar 2011.

2 Sammendrag

Med bakgrunn i de ekstremt høye kraftprisene i enkelttimer vinteren 2009/2010 har NVE ønsket å tilegne seg bedre kunnskap om hvordan leverandørene, spesielt i Midt- og Nord Norge, var forberedt på å håndtere de ekstreme prisene i forkant av vinteren, hvordan de ble berørt av prisene og hvordan deres innkjøps-/hedgingstrategi eventuelt har endret seg.

Prosjektet er gjennomført ved intervjuer av sentrale leverandører i Midt- og Nord-Norge og andre relevante aktører.

Erfaringene fra prosjektet er todelt. Studiene viser at enkeltleverandører har hatt til dels betydelige tap i de angitte timene, mens andre har sluppet nesten uten tap i perioden.

Tapene er knyttet til fire områder:

- Systemprisisiko: Ingen sikring på inndekning av standard variabel avtaler
- Områdeprisisiko: Ingen områdeprissikring på fastprisavtaler
- Forbruksvolumrisiko: Høyere forbruk enn forventet for fastprisavtaler
- Døgnprofilrisiko: Faktisk profiltilllegg ble høyere enn forventet

En fellesnevner for leverandørene som har unngått tap, er at de gjennom en bevisst produktstrategi hadde overført det meste av risikoen til kundene, eller ikke hadde produkter hvor de var eksponert for risikoen.

Den generelle tilbakemeldingen fra leverandørene på bakgrunn av erfaringen med vinteren 2009/10, er at forbruksvolum- og døgnprofilrisiko i større grad søkes overført til kunden. Dette gjøres ved produkttilpasninger som typisk gjør at produktene ikke lenger passer inn i premisene for Konkurransetilsynets liste. Dessuten er oppmerksomheten omkring områdeprisisiko økt betraktelig og det er større innslag av områdeprissikring.

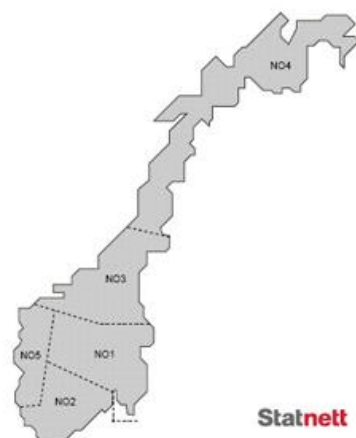
Overføringen av forbruksvolum- og døgnprofilrisiko til kundene er da også i tråd med et generelt prinsipp for risikostyring, nemlig at den som er nærmest til å kontrollere en risiko også bør ha eierskapet til og bære konsekvensen av risikoen. Dessuten vil en kunde normalt ha større evne til å bære risikoen. En risiko som utgjør +/-1% i forhold til en kundens samlede strømkostnad, vil som tommelfingerregel utgjøre i størrelsesorden +/-100% i forhold til leverandørens nettomargin.

I forhold til sikring av system-, områdepris og valutakurs, er beste praksis å vurdere sikringskostnad opp mot risikoens omfang. En normal tilnærming er at systemprisisikoen i fastprisavtaler alltid sikres, mens systemprisisikoen i standard variabel avtaler ikke sikres. Områdeprissikring må kostnadsvurderes fra gang til gang.

Dagens situasjon med relativt store, men usikre, prisområder anses som håndterbar. Det påpekes imidlertid at endringer i prisområdene med kort frist er administrativt ressurskrevende og uheldig i forhold til finansiell handel. Ingen av leverandørene vi snakket med mente inndeling i flere mindre, men faste, områder ville være å foretrekke. Man så fordelene med større forutsigbarhet omkring området, men fryktet likevel svekket likviditet i CfD markedet på grunn av færre aktører og muligheter for monopoldannelse.

3 Ekstrempriser vinteren 2009/2010

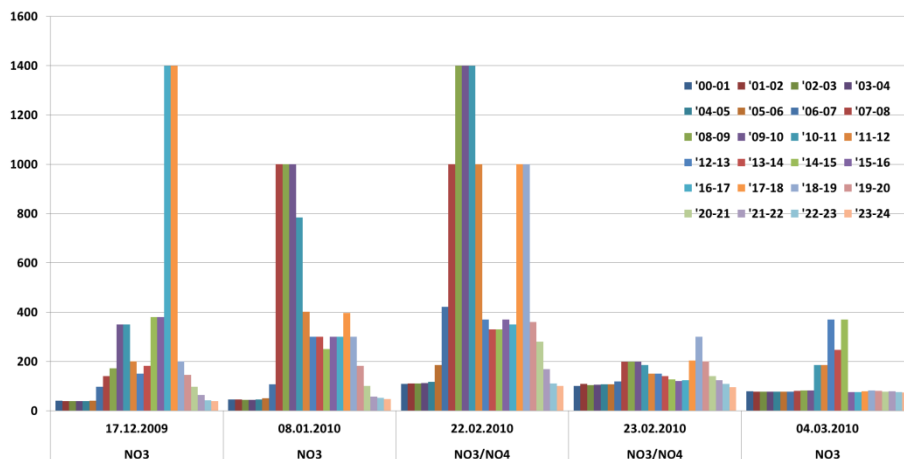
Vinteren 2009/2010 opplevde deler av Norge, Sverige, Finland og østlige Danmark ekstremt høye spotpriser i et antall timer. I Norge gjaldt dette særlig prisområdene NO3 og NO4.



Figur 1 Statnetts prisområdeinndeling gjeldende fra 15. mars 2010

Mellom 1. desember 2009 og 31. mars 2010 var det for NO3 og NO4 i alt fem dager hvor spotprisen i enkelttimer var høyere enn 300 EUR/MWh (ca 2,4 kr/kWh). De høyeste prisene ble notert 17. desember 2009 og 22. februar 2010 med 1400 EUR/MWh (11,8 kr/kWh med valutakurs 8,40 per 17. desember) samt 8. januar 2010 med 1000 EUR/MWh (8,17 kr/kWh).

Timeprisene for de aktuelle dagene er vist i figuren nedenfor.



Figur 2 Ekstremutslag i timepriser vinteren 2009-2010. Tallstørrelser EUR/MWh. Kilde: Nord Pool Spot

Den 17. desember 2009 kom ekstremprisene på 11,8 kr/kWh i timene 16.00 til 18.00, mens de dyreste timene den 22. februar 2010 var mellom 08.00 – 11.00.

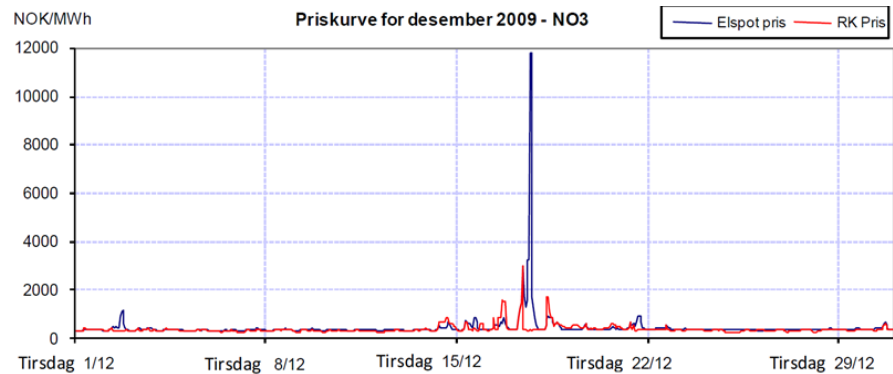
Til da, var dette de høyeste prisene som var notert på kraftbørsen Nord Pool, med unntak av DK2 som opplevde en timepris på 1804,7 EUR/MWh den 28. november 2005. I desember 2010 hadde Sjøælland to timer med priser på 2000 EUR/MWh

I hovedsak skyldtes ekstremprisene kaldt vær og høyt forbruk (til tross for de høye prisene), samtidig med reduksjoner i produksjons- og importkapasitet.

Tabell: Dagene med de høyeste prisene

Dato	Bakgrunn (kilde NVE)
17. desember 2009	Lav svensk kjernekraftproduksjon og kulde
8. januar 2010	Svært kaldt, også dagene i forveien, lav kjernekraftproduksjon og lav importkapasitet
22. februar 2010	Svært kaldt, lav kjernekraftproduksjon og lav magasinifylling og tilsig (reduisert effekt i vannkraftsystemet)

Regulerkraftmarkedet responderte tilsvarende med høye priser i den samme perioden med toppriser på mellom 3 kr/kWh – 3,5 kr/kWh. Hovedutfordringen med regulerkraftmarkedet var imidlertid ikke absoluttnivået på regulerkraft-prisene, men store differanser mellom elspot- og regulerkraft-priser. Avvik mellom anmeldt mengde og faktisk mengde ble potensielt svært kostbart.



Figur 3 Priser i elspot og regulerkraftmarkedet desember 2009. Kilde: Statnett.

4 Kraftmarkedet

Norge er en del av et felles nordisk kraftmarked som innebærer at kraftprodusenter og leverandører fritt kan kjøpe og selge kraft i konkurranse med produsenter og forbrukere i de øvrige nordiske landene.

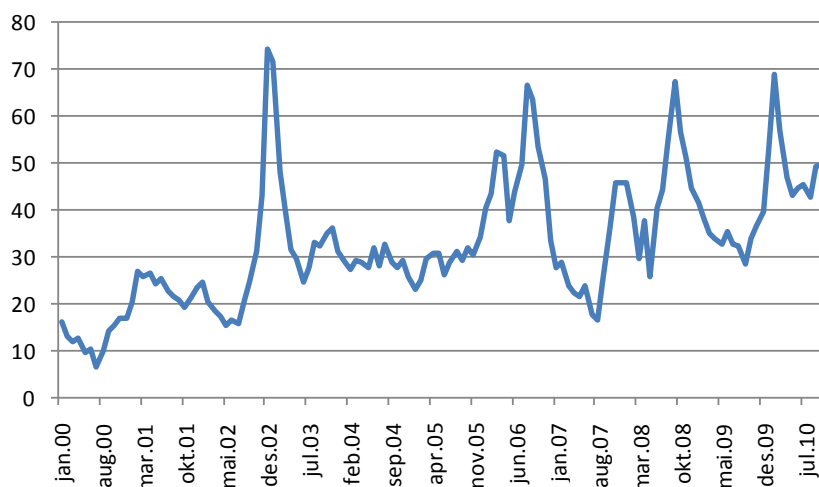
Markedsprisen (spotpris) på kraft fastsettes gjennom handelen på den nordiske kraftbørsen Nord Pool Spot AS. I tillegg handles standardiserte finansielle kontrakter på fremtidige kraftpriser, i hovedsak på markedsplassen NASDAQ OMX Commodities (tidligere Nord Pool). Disse finansielle kontraktene avregnes mot spotprisen (systempris) på Nord Pool Spot. I tillegg handles det finansielle og fysiske kontrakter i OTC (over-the-counter) markedet, der aktørene handler direkte seg i mellom uten noen standardisert markedsplass.

Prisen i kraftmarkedet bestemmes av tilbud og etterspørsel. Dess mer kraft som er tilgjengelig i markedet, jo lavere blir prisen. Tilsvarende vil høy etterspørsel presse prisen oppover. Tilbud og etterspørsel påvirkes på kort sikt av forhold som forventninger til markedsutviklingen, nedbørsmengde, temperatur, magasinbefylling, marginalkostnaden ved ulike produksjonsteknologier (kull, olje, gass, kjernekraft etc.), flaskehals i overføringsnettene etc. På lang sikt påvirkes forventninger og derved prisen av hvor mye kraftproduksjon og overføringsforbindelser som bygges i forhold til etterspørselsveksten og hvordan de generelle rammebetingelsene utvikler seg.

4.1 Det fysiske markedet

Det fysiske markedet består av Elspot markedet og regulerkraftmarkedet. I Elspot markedet etableres spotprisen for det nordiske markedet i de respektive prisområdene. Summen av alle kjøps- og salgsbud bestemmer systemprisen time for time. Uten flaskehals blir systemprisen den gjeldende prisen i hele Norden. For å løse opp i flaskehals, introduseres det prisforskjeller mellom områdene slik at tilbud og etterspørsel innenfor områdene samsvarer med den fysiske tilgjengelige nettkapasiteten.

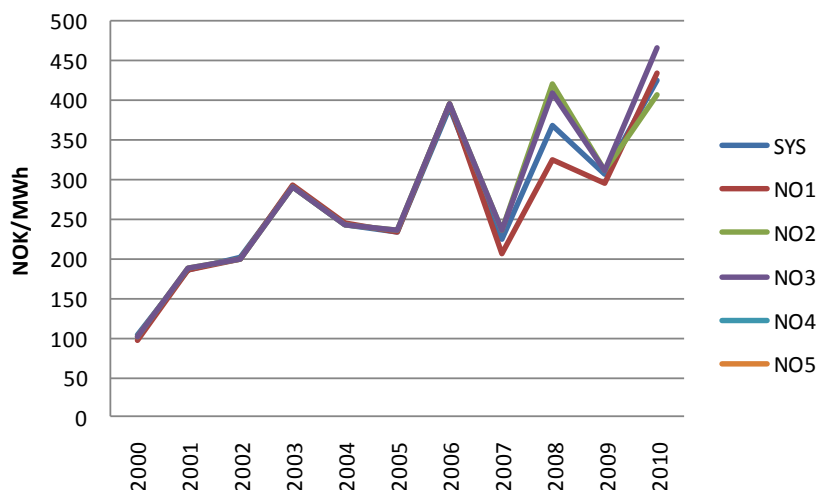
Figuren under viser systempris Nord Pool, omregnet til EUR/MWh, perioden fra januar 2000.



Figur 4 Nord Pool systempris, EUR/MWh. Månedlige gjennomsnitt fra januar 2000 til september 2010. For perioden 00-06 omregnet fra NOK/MWh til EUR/MWh. Kilde Nord Pool Spot.

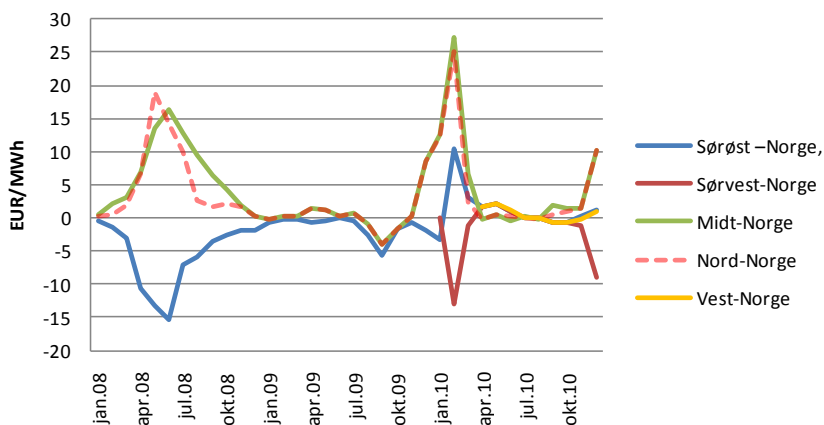
Som figuren viser var systemprisen sist vinter høy, men på ingen måte ekstraordinært høy i forhold til pristopper tidligere år. Siden høyprisvinteren 2002-03 var pristoppen vinteren 2009-10 fjerde gang man så månedsgjennomsnitt i området 70 EUR/MWh. Gjennomsnittlig systempris for 2009 var på 306,47 NOK/MWh (35,02 EUR/MWh), mot 369,38 NOK/MWh(44,73 EUR/MWh) i 2008.

Figuren nedenfor viser hvordan systempris og områdepris lenge var nesten sammenfallende. Fra 2007 begynte det å oppstå forskjeller som ikke har vært observert tidligere.



Figur 5 System- og områdepriser , årsgjennomsnitt fra 2000. Områdeinndelingen har variert gjennom perioden. Kilde: Nord Pool Spot.

Figuren nedenfor viser forskjellene mellom områdepriser og systempris fra januar 2008 og frem til desember 2010.



Figur 6 Prisområdeforskjeller, EUR/MWh. Månedlige gjennomsnitt perioden januar 2008-desember 2010. Kilde: Nord Pool Spot.

Som figuren viser erfarte man gjennom første del av 2009 relativt små områdeprisforskjeller. Likevel skal man ikke lenger tilbake enn til 2008 for å finne utslag i den størrelsesorden som man skulle oppleve for vinteren 2009-10.

4.2 Det finansielle markedet

Markedsplassen NASDAQ OMX (tidligere Nord Pool) tilbyr handel i standardiserte kraftkontrakter:

“Leverandører og knapphetsprising av elektrisitet i Norge vinteren 2009/2010”

- ✓ Finansielle fastpriskontrakter mot systempris
 - ✓ Future kontrakter for dager og uker
 - ✓ Forward kontrakter for måneder, kvartal og år
- ✓ Finansielle kontrakter for å låse en fast områdedifferanse, Contract for difference (CFD)
- ✓ Peak kontrakter
- ✓ Finansielle (europeiske) opsjonskontrakter mot systempris

Utover de standardiserte kontraktene er det noe handel i ikke-standardiserte kontrakter. Dette skjer gjerne ved at spesialiserte leverandører stiller priser på de kontraktstyper som etterspørres fra de som har sikringsbehovet – typisk produsenter eller sluttbrukersiden. Noen eksempler på slik kontrakter er:

- ✓ 10 års fastpriskontrakter
- ✓ Brukstidskontrakter
- ✓ Asiatiske opsjoner
- ✓ Områdepriskontrakter for ikke børsnotert område, periode og kvoteringsvaluta

5 Kraftomsetningsvirksomheten

Samlet elektrisitetsforbruk i Norge var på 124 TWh i 2009. Av dette utgjorde forbruket til husholdninger, tjenesteyting etc. rundt 70 TWh og forbruket til industrien ca. 54 TWh. Antall husholdningskunder utgjør i størrelsesorden 2,3 mill kunder. Totalt driver anslagsvis 230 selskaper kraftomsetningsvirksomhet i Norge. Av disse hadde 5 - 20 leverandører registrert produkter på Konkurransetilsynets liste for levering i Nord-Norge (NO4) og Midt-Norge (NO3), avhengig av produkt. I tillegg har de lokale distribusjonsselskapene kraftleveranse innenfor sitt forsyningsområde direkte eller gjennom kommisjonsavtaler med større leverandører.

5.1 Produktspekter til slutt kunder

Strømproduktet er en råvare der prisen til nå har vært det viktigste som skiller leverandørene fra hverandre.

For husholdningskunder publiserer Konkurransetilsynet ukentlig en oversikt over leverandørenes priser på de mest vanlige prisingskonseptene;

- ✓ Markedspris
- ✓ Standard variabel pris
- ✓ Fastpris (1 og 3 år)

For første kvartal 2010 viser en undersøkelse gjort av SSB at 53,9 prosent av husholdningene var knyttet til spotpriskontrakt, mens 41,9 prosent hadde en variabel kontrakt. De resterende 4,2 prosent var knyttet til en fastprisavtale. Rapporten vil i hovedsak ta utgangspunkt i Konkurransetilsynets definisjon av produktene.

Standard variabel: Prisen varierer basert på utviklingen i kraftmarkedet. Leverandørene plikter å informere om prisendringer 14 dager før de trer i kraft. Dette skjer som oftest ved annonsering i aviser, ved publisering på Konkurransetilsynets kraftprisoversikt og på egne nettsider. Kontraktene har normalt ingen bindingstid. Noen leverandører krever et fast årlig administrasjonsgebyr i tillegg til det variable leddet som er knyttet til forbruket. Variable priskontrakter tilbys også i alternative varianter.

Fastpris: En fastpris kontrakt er en avtale om en fast pris på kraft over en fastsatt periode. Avtaletiden vil normalt være fra 3 måneder (kvartal) til 3 år. Konkurransetilsynets oversikt viser kontrakter med 1- og 3 års varighet. I avtaleperioden kan ikke kunden normalt skifte leverandør uten å bryte avtalen og gjøre opp for dette. Samtidig er leverandøren forpliktet til å levere strøm til den avtalte prisen, uansett hva som skjer med kraftprisen i markedet. På denne måten kan kunden "sikre" seg mot høye strømpriser. I tillegg til prisen for kraften man forbruker, krever noen leverandører også et årlig fastbeløp.

Markedspris; eller spotpris med påslag, er en avtale der prisen følger markedsprisen som fastsettes på kraftbørsen Nord Pool. I tillegg til referanseprisen må kunden betale et påslag per kWh. Noen leverandører krever et fast årlig eller månedlig beløp i tillegg til, eller i stedet for, det variable leddet som er knyttet til forbruket.

Større bedriftskunder, med forbruk på mer enn 100.000 kWh, inngår gjerne individuelle avtaler, og/eller betaler en forvalter for å håndtere sine kraftinnkjøp i det finansielle marked. For disse sluttkundene vil således kraftkjøpet inkludere en rekke ulike avtaler og leveranser. Avtalene er gjerne bygget opp omkring de samme prinsippene som for de 3

kontraktstypene nevnt ovenfor, men ofte som en kombinasjon av markedspris og ulike fastpriskontrakter eller bruk av finansielle produkter i en sikringsstrategi.

5.2 Marginer i sluttbrukermarkedet

Tema for denne rapporten er leverandørers risikohåndtering. For å forstå risikobildet er det nyttig med en overordnet forståelse av hvordan ulike elementer bidrar til den samlede lønnsomheten for leverandører. I det følgende gis en kort fremstilling av hvordan marginbildet er sammensatt, deretter gis et eksempel på en marginberegning. Kostnader i beregningen er basert på vår erfaring og analyse og antas å kunne gi et representativt kostnadsbilde for illustrasjonsformål.

5.2.1 Samlet marginbilde – brutto og netto margin

Det samlede marginbildet for en leverandør kan deles inn i en bruttomargin og en nettomargin.

Bruttomargin er et uttrykk for resultatet fra selve energihandelen og kan beregnes som:

$$\begin{aligned} & \text{Salgsinntekt for levert energi} \\ & - \text{Kostnad innkjøp levert energi} \\ & = \text{Bruttomargin} \end{aligned}$$

Bruttomarginen utgjør differansen mellom leverandørens samlede salgsinntekt og samlede kostnader ved kraftinnkjøpet. Bruttomargin omtales også som (brutto) dekningsbidrag. Salgsinntekten er lik leverandørens samlede inntekt inklusive påslag eller dekningsbidrag.

Salgsinntekt:

- ✓ Strømpris
- ✓ Dekningsbidrag (Påslag pr kWh, månedsgebyr, årsgebyr etc)
- ✓ Purregebyrer, forsinkelsesrenter etc.
- ✓ Service gebyrer

Salgsinntekten må justeres for:

- ✓ Tap på kunder som ikke betaler sine fordringer
- ✓ Rentekostnader knyttet til kreditt-tid, eventuelt må dette tas inn et annet sted i lønnsomhetsberegningen.

Kostnaden for innkjøp av levert energi inkluderer alle direkte kostnader ved kraftanskaffelsen, herunder:

- ✓ Fysisk kraftkjøp
- ✓ Døgnprofilkostnad
- ✓ Nord Pool spot avgifter
- ✓ Gebyrer knyttet til balanseavregningen (Regulerkraftmarkedet)
- ✓ Gevinst/tap i regulerkraftmarkedet knyttet til upresis anmelding
- ✓ Kostnader forbundet med evt. finansiell sikring.
- ✓ Kostnader knyttet til marginkrav på Nord Pool Spot

Nettomargin skal dekke de faste kostnadene og kan beregnes som:

$$\begin{aligned} & \text{Bruttomargin} \\ & - \text{Driftskostnader} \\ & = \text{Nettomargin} \end{aligned}$$

En typisk leverandør vil ha et kostnadsbilde som er preget av variable driftskostnader og en betydelig andel faste og sprangvis faste driftskostnader.

“Leverandører og knapphetsprising av elektrisitet i Norge vinteren 2009/2010”

En vesentlig del av variable kostnader som ikke inngår i kraftkjøpskostnaden er faktureringskostnader, herunder:

- ✓ Systemkostnader (fakturering og avregning)
- ✓ Fakturaprint, konvolutter og porto
- ✓ Efaktura/avtalegiro/OCR
- ✓ Kundeservice

Faste kostnader er typisk kostnader knyttet til lokaler, datasystemer, hardware og personell til funksjonene:

- ✓ Salg og markedsføring
- ✓ Krafthandel/prognoser/anmelding
- ✓ Ledelse

I tillegg til å dekke alle faste kostnader skal så nettomarginen betjene evt. gjeld i virksomheten og skatt. Den resterende marginen er resultat etter skatt, eller avkastning til egenkapitalen.

5.2.2 Eksempel på beregning av forventede marginer

Tabellen nedenfor lister alle leverandørene som var registrert på Konkurransetilsynets liste med produktene standard variabel og spotpris, tirsdag 22 februar (uke 8) 2010 med levering i Midt-Norge (eks mva). De samme leverandører og priser gjaldt tilnærmedesvis også for Nord-Norge.

Tabell: Konkurransetilsynets liste, levering Trondheim, uke 8, 2010

Nr.	Selskap	St.variabel øre/kWh	Selskap	Spot påslag i øre/kWh
1	Telinet Energi AS - Telinet Online	39,96	Gudbrandsdal Energi Lavpris (akonto)	-
2	Ustekveikja Energi AS – Lavpris	42,24	Skandiakraft AS	0,48
3	LOS eKunde	42,28	Kraftinor AS	0,52
4	NorgesEnergi GUL e-STRØM	43,95	Ustekveikja Energi AS - Spot Lavpris	0,54
5	Fjordkraft Web	43,96	SKS Kraftsalg – Enkel	0,80
6	Trondheim Energi Web	43,96	Gudbrandsdal Energi Lavpris	0,89
7	Gudbrandsdal Energi Lavpris	46,32	Svorka Energi AS – Innkjøpspris	1,18
8	Lærdal Energi	48,48	NorgesEnergi AS	1,19
9	Lyse AS	50,00	Fortum Markets	1,20
10	Sunnal Energi KF	50,96	Lærdal Energi	1,34
11	Svorka Energi AS	51,00	EB Kontakt AS	1,36
12	Ustekveikja Energi AS	51,04	Ustekveikja Energi AS	1,40
13	Gudbrandsdal Energi	51,12	Ringeriks-Kraft Strøm AS eSpot	1,52
14	Tussa-24 AS	51,92	Total Energi ASA	1,59
15	SKS Kraftsalg	52,00	Sunnal Energi KF	1,70
16	HurumKraft AS	52,40	Luster Energiverk AS	1,80
17	Luster Energiverk AS	52,56	Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk	1,90
18	Hafslund Direkte	52,64	Gudbrandsdal Energi	2,00
19	Total Energi ASA	52,72	SKS Kraftsalg	2,00
20	NorgesEnergi AS	54,39		
21	Rauma Energi Kraft AS	58,32		
22	TrønderEnergi Marked AS	58,32		

Kilde: Konkurransetilsynet

Vi har i det følgende sett på marginbildet for spotpris produktet. Tabellen nedenfor oppsummerer årlig påslag til leverandørene. Som det fremgår forventer median leverandøren 270 kroner i påslag pr år fra en gjennomsnittskunde på 20.000 kWh. Det presiseres at påslaget ikke er ekvivalent med verken netto- eller bruttomarginen som vi skal se i det videre.

Tabell: Påslag over grunnpris for leverandører av spotpris, Trondheim uke 8/2010.

Gruppe	Påslag	Forventet årlig påslag
Snitt tre beste	0,33 øre/kWh	67 kroner
Median leverandøren	1,35 øre/kWh	270 kroner
Snitt tre dårligste	1,97 øre/kWh	393 kroner

Vi tar utgangspunkt i at median leverandøren ønsker å vurdere forventet lønnsomhet i disse vilkårene. Vi legger til grunn et forbruk på 20.000 kWh. Vi legger til at vilkårene fra uke 8 var gjeldende gjennom måneden

“Leverandører og knapphetsprising av elektrisitet i Norge vinteren 2009/2010”

mars 2010. Som grunnpris for beregnet salgspris benytter vi da Nord Pool spot sin publiserte gjennomsnittspris for NO3 for mars 2010 som var på 51,19 øre/kWh.

Først beregner vi brutto margin:

	NOK/år	øre/kWh
Salgsinntekt levert energi		
Kraftsalg grunnpris	10 238	51,19
Påslag eks mva	270	1,35
Kraftinnkjøp levert energi		
Fysisk kraftkjøp grunnkraft	(10 238)	-51,19
Døgnprofilkostnad	(32)	-0,16
Regulerkraftkostnad	(20)	-0,10
Handelsgebyrer	(20)	-0,10
Brutto margin	198	0,99

Kilde: TBR analyse

Det er viktig å merke seg at grunnprisen (Nord Pools gjennomsnitt) er en uveiet gjennomsnittspris, der det ikke tas hensyn til at kunden faktisk har høyere forbruk i de timene hvor kraftprisen er høyest. I kalkylen for hva kraftkjøpet vil koste, er det derfor tatt inn et estimat på hvilken ekstra kostnad dette medfører i form av estimert døgnprofilkostnad på 0,16 øre/kWh. Denne størrelsen diskuteres nærmere senere i rapporten. Grunnprisen har heller ikke med noen kostnader for leverandørens regulerkrafthandel. Her har vi estimert denne til 0,1 øre/kWh i regulerkraftkostnad. Handelsgebyrer, estimert til 0,1 øre/kWh er også en del av innkjøpskostnaden. Denne er knyttet både til spotanmelding og til regulerkraftmarkedet. Som vi ser var grunnprisen (51,19 øre/kWh) i spotkraftavtalene på Konkurransetilsynets liste lavere enn hva kraften kostet i innkjøp (51,55 øre/kWh). Det presiseres at våre estimater kun er anslag for illustrasjonsformål.

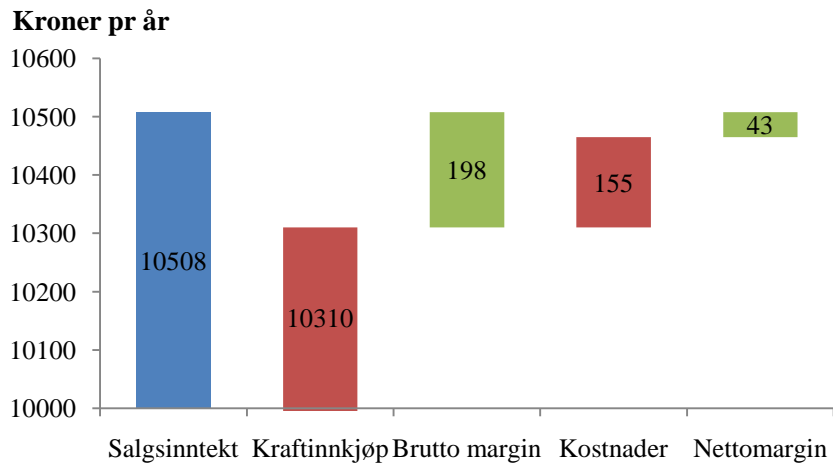
Deretter beregnes netto margin:

	NOK/år	øre/kWh
Brutto margin	198	0,99
Driftskostnader		
Fakturasystem, efaktura, ocr etc	(55)	-0,28
Kundeservice	(100)	-0,50
Nettomargin	43	0,22

Kilde: TBR analyse

Vi har her vi lagt til grunn samlede direkte personalkostnader knyttet til kundeservice på kr 500.000,- pr 5000 kunder. Regnestykket viser at med våre forutsetninger så vil forventet nettomargin på en slik kunde vil være i størrelsesorden kr 43,- per år (0,22 øre/kWh) eller 4 promille av salgsinntekten. Dette er før faste kostnader og skatt.

Til sammenligning ville de tre leverandørene med høyest pris på Konkurransetilsynets liste sitte igjen med en nettomargin før faste kostnader på kr 166,- pr år pr kunde eller 0,83 øre/kWh, mens kalkylen for de med tre som hadde lavest pris viser en nettomargin på minus kr 160,- pr år pr kunde eller minus 0,80 øre/kWh.



Figur 7 Illustrasjon på typisk marginbilde ved salg til en spotpriskunde. Merk at den vertikale aksene ikke starter på null, derfor framstår marginene høyere enn de faktisk er.

5.2.3 Oppsummering marginer i sluttbrukermarkedet

Det som er viktig å ta med seg inn i vurderingen av risikohåndteringen, er at nettomargin for en leverandør er svært liten i forhold til den samlede kostnaden og inntekten. Med så store brutto tallstørrelser involvert, vil også risiko, i form av usikkerhet i kontantstrømmen, være stor i forhold til nettomarginen.

6 Risiko i sluttbrukermarkedet

Med risiko menes potensielt avvik fra en forventet verdi. Et usikkert utfall kan derfor bli både bedre og dårligere enn forventningsverdien. Både oppsiden og nedsiden er interessant fordi man først må forstå hele fordelingen av alle mulige utfall for å kunne estimere forventningsverdien.

I det videre vil imidlertid vår beskrivelse av risiko ha særlig fokus på nedsiden. Begrepet risiko vil derfor særlig hense på potensialet for negative utfall (tap) i forhold til forventning.

En leverandør står overfor 3 hovedtyper risiko;

- ✓ Finansiell markedsrisiko
- ✓ Finansiell motpartsrisiko
- ✓ Operasjonell risiko

Dette er en vanlig hovedkategorisering av risikotyper. Motpartsrisiko omtales også som kredittrisiko. I tillegg er egenkapital og likviditet faktorer som henger tett sammen med risikobildet.

6.1 Finansiell markedsrisiko

Den viktigste risikoeksponeringen for leverandører er knyttet til kraftmarkedet og kraftpriser.

Med finansiell markedsrisiko mener vi potensialet for gevinst og tap som følge av prisendringer i de finansielle markedene. I tillegg er det normalt å kategorisere volumrisiko i denne gruppen på grunn av sammenhengen mellom pris og volum. Markedsrisiko omfatter derved fire hovedgrupper:

- ✓ Systempriserisiko
- ✓ Områdepriserisiko
- ✓ Valutarisiko
- ✓ Volumrisiko

Begrepet finansiell markedsrisiko har et begrenset omfang, da det ikke omfatter det som innenfor salg og markedsføring gjerne oppfattes som den primære markedsplassen, nemlig der leverandørene kjemper seg imellom om kundene. I vår kategorisering er denne type risiko en del av den operasjonelle risiko.

6.1.1 Systempriserisiko

Når en leverandør selger en fastpriskontrakt garanterer man kunden strøm levert til en fast pris over en gitt tidsperiode, typisk 1 år eller 3 år. Den avtalte fastprisen vil typisk være basert på den prisen som markedet indikerer er forventet for leveringsperioden. Systempriserisiko består i at faktisk systempris kan bli høyere eller lavere enn hva som lå til grunn for den avtalte fastprisen.

Systempriserisiko er relevant for fastpriskontrakter. Til en viss grad er det også knyttet systempriserisiko til standard variabel pris kontrakter fordi varslingstiden ved prisendring innebærer at prisen er å anse som fast de nærmeste 2-3 ukene.

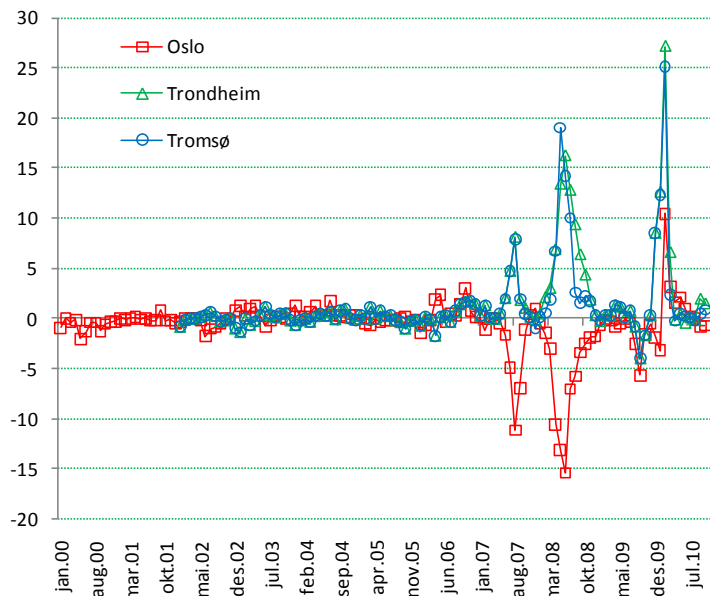
6.1.2 Områdepriserisiko

En leverandør som forplikter seg til å levere til en gitt pris vil måtte kjøpe inn kraft med levering i det prisområdet som leveransen gjelder.

“Leverandører og knapphetsprising av elektrisitet i Norge vinteren 2009/2010”

Områdepriserisiko er risikoen for at differansen mellom områdepris og systempris blir en annen enn forventet. Områdeprisen kan avvike fra systemprisen ved flaskehalser i nettet.

Figuren nedenfor viser områdeprisdifferanser for Oslo, Trondheim og Tromsø (Systempris lik 0). Kurvene viser månedlige gjennomsnittsverdier for differansen mellom områdeprisen i de respektive områder og systemprisen



Figur 8 Områdeprisdifferanser (EUR/MWh), månedlige snitt.
Kilde: Nord Pool Spot.

Som det fremgår av figuren har differansen mellom områdeprisene og systemprisen vært marginale frem til 2007. Siden 2007 har prisene differensiert i stadig sterkere grad.

Områdepriserisiko er i likhet med systempriserisiko kun relevant for volum solgt til fast pris.

6.1.3 Valutarisiko

Siden 1. januar 2006 er priskvoteringen i det standardiserte finansielle markedet på NASDAQ OMX vært gjort i euro. Samtidig kvoterer som regel leverandørene sine faste priser til norske kunder i NOK/MWh, eller mer konkret, øre/kWh. Leverandørene har dermed en forpliktelse til å levere kraft til en fast pris i NOK. De er dermed eksponert for at både kraftprisen i EUR/MWh og valutakursen EUR/NOK kan bli høyere eller lavere enn det som var forventningen.

EUR/NOK-kursen har svingt betydelig de senere år. En endring på 10 øre i EUR/NOK-kursen utgjør omtrent 0,5 øre/kWh med en kraftpris på 50 EUR/MWh.

6.1.4 Volumrisiko

Volumrisiko kan deles i tre kategorier:

- ✓ Forbruksvolumrisiko
- ✓ Forbruksprofilrisiko
- ✓ Regulerkrafttrisiko

Felles for disse tre kategoriene er at tap eller gevinst oppstår som en følge av at faktisk volum forbrukt blir et annet enn det som er forventet. Grunnen til at volumrisiko er kategorisert under markedsrisiko er at volumene i kraftmarkedet er korrelert med markedsprisene.

Forbruksvolumrisiko er det potensielle tap en leverandør kan lide som følge av at kunden totalt sett har et forbruk som avviker fra det forbruksvolumet som var forutsatt.

Forbruksvolumrisiko er derfor knyttet til fastpriskontrakter levert etter konkurransetilsynets definisjon, der leverandøren er forpliktet til å levere en kundes forbruk av kraft til en fast pris over en tidsperiode, uten at det avtales noe fast volum.

Eksempel:

Leverandøren har inngått en fastpriskontrakt med en kunde med antatt årsforbruk på 100.000 kWh. Leverandøren sikrer 100.000 kWh i det finansielle markedet.

- Hvis faktisk forbruk blir 110.000 kWh, må leverandøren skaffe 10.000 kWh som ikke var sikret i utgangspunktet. Normalt er det slik at høyere forbruk korrelerer med høyere pris. I så fall betyr det et tap for leverandøren å kjøpe dyrt i spotmarkedet for leveranse til en lavere fastpris.
- Hvis faktisk forbruk blir 90.000 kWh står leverandøren med en overflødig sikring på 10.000 kWh. Normalt er det slik at lavere forbruk korrelerer med lavere pris. Det betyr et tap for leverandøren. Gjennom sikringen har han kjøpt inn til en høy fastpris og må selge dette ut igjen i et lavt spotmarked.

Avvik i forbruksvolum kan også knyttes opp mot operasjonell risiko. Dette er aktuelt når avvik i forbruksvolum skyldes feil estimerer grunnet for eksempel dårlig salgsrapportering eller svikt i interne systemer hos leverandøren.

Forbruksprofilrisiko er tapspotensialet knyttet til at forbruksprofilen blir en annen enn forutsatt og kan således betraktes som en variant av forbruksvolumrisiko.

Forbruksprofilbegrepet brukes som regel på to forskjellige nivåer:

- Årsprofil - Innenfor et kalenderår vil en forbruker typisk ha høyere forbruk på vinteren og lavere på sommeren
- Døgnprofil – Innenfor døgnet følger forbruket et mønster med mindre forbruk på natt og mer på spesielle timer på dagen

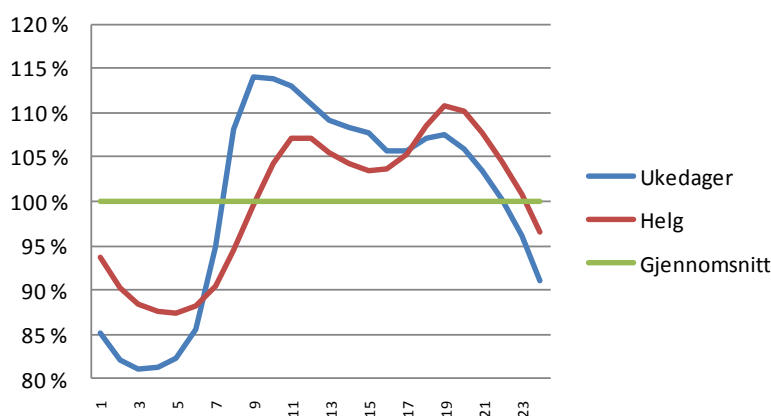
Årsprofilrisiko er relevant kun for fastpriskontrakter. Årsprofilen håndteres i utgangspunktet ved at leverandører estimerer en volumprofil over året og sikrer separate månedlige eller ukentlige perioder. Innenfor hver av disse periodene vil leverandøren stå overfor den samme type risiko som beskrevet under forbruksvolumrisiko. Risikoen innebærer at man kan tape både på perioder med positivt og negativt volumavvik.

Døgnprofilrisiko er relevant både for fastpriskontrakter, variabelpriskontrakter og spotpriskontrakter levert i henhold til Konkurransetilsynets definisjon.

Når en leverandør gjør et fastprissalg kan forventet innkjøpskostnad estimeres ut fra priser i det finansielle markedet. Det finansielle markedet kvoterer imidlertid prisen for en leveranse med like stort volum i alle døgnetimer, mens leveransens faktiske volum vil variere time for time gjennom døgnet, med høyest forbruk i de timer med høyest pris. Leverandøren må derfor estimere et døgnprofiltillegg i prisen som skal ta høyde for at innkjøp av det faktiske volum har en høyere pris enn en likt veid gjennomsnittspris av døgnetimer. Døgnprofilkostnad eller døgnprofiltillegg defineres som differansen mellom uveiet gjennomsnittspris og forbruksveiet gjennomsnittspris for døgnet. Døgnprofilrisiko er risikoen for at faktisk døgnprofiltillegg avviker fra det forventede.

Døgnprofilrisiko er her plassert i kategorien volumrisiko. Avvik kan imidlertid skyldes både pris og volum.

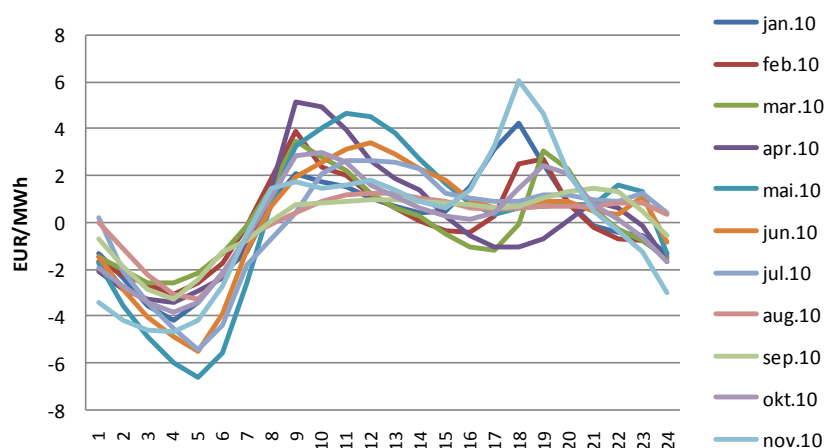
Figuren under viser en typisk døgnprofil for forbruket til en kunde i perioden januar – februar. Profilen er basert på gjennomsnittsverdier for perioden 2001-2009 for kundene til en leverandør i Midt-Norge. Det gjennomsnittlige forbruket over døgnet utgjør 100%



Figur 9 Normal døgnprofil for forbruk, for en leverandør i Midt-Norge. Basert på gjennomsnittsverdier for perioden januar - februar 2001-2010.

Som det fremgår av figuren er forbruket på ukedager i tidsrommet 08:00 – 09:00 nesten 15% høyere enn gjennomsnittsførbuket for uken. Gjennom helgen er forbruket litt flatere med høyere forbruk på kvelden.

Figuren nedenfor viser hvordan spotprisene varierte over døgnet i snitt per måned i 2010 (NO3). Som det fremgår tenderer prisene til å være høyere i de timene hvor forbruket er høyest.



Figur 10 Døgnprofil spotpris Midt Norge, månedssnitt januar – november 2010.
Kilde: Leverandør i Midt-Norge

Figuren viser at spotprisen gjennom døgnet varierte med omtrent +/- 5 EUR/MWh i forhold til gjennomsnittspris for døgnet. Prisavvikene i forhold til gjennomsnitt følger omtrent samme mønster som forbruksavvikene.

Regulerkraftfrisiko er muligheten for at regulerkraftkostnaden blir en annen enn forventet. Dette kan skje fordi man på anmeldingstidspunktet estimerer feil uttak for neste dag. Både over- og underestimering av neste dags uttak kan gi store regulerkraftkostnader. Ved beregning av forventet innkjøpskostnad legger derfor leverandørene en forventet regulerkraftkostnad til grunn. Innenfor et år vil det normalt være både positive og negative avvik i anmeldingen som virker mot hverandre. Ekstreme enkeltutslag kan likevel føre til at man kan oppleve et vesentlig avvik for året som helhet.

Alle kontraktstyper med fysisk levering innebærer regulerkraftfrisiko.

6.2 Finansiell motpartsrisiko

Finansiell motpartsrisiko, også omtalt som kredittrisiko, er først og fremst knyttet til leverandørens generelle fordringsmasse og er definert som risikoen for at en kunde ikke er i stand til å betale sitt utestående til selskapet. Basert på historiske erfaringer legger selskapene som regel til grunn at en viss prosentandel av den totale fordringsmasse ikke kommer til å gjøre opp for seg. Dersom de kundene som ikke gjør opp for seg er fastpriskunder har man ytterligere en finansiell motpartsrisiko. Hvis markedsprisen på misligholdstidspunktet er lavere enn fastprisen, vil leverandøren sitte igjen med en finansiell sikringskontrakt med negativ verdi. Det er også en motpartsrisiko knyttet til motparten på de finansielle handlene. Det kan være store beløp involvert i finansielle handle. I den grad handlene er cleared gjennom NASDAQ OMX kan denne motpartsrisikoen sies å være liten eller neglisjerbar.

6.3 Operasjonell risiko

Operasjonell risiko defineres som potensial for utilsiktede tap som følge av menneskelige eller systemmessige feil. Operasjonell risiko knytter seg derfor til tap som ikke er en funksjon av kalkulert risikotaking. Denne type tap må påregnes i enhver type virksomhet. Operasjonell risiko kan i teorien slå begge veier. Om man glemmer å prissikre en kontrakt, kan man like gjerne tjene som tape på det. Imidlertid viser erfaring at

operasjonell risiko tenderer til å slå negativt ut. Delvis kan dette forklares ved at positive utslag av operasjonell risiko ofte blir tatt til inntekt for "godt håndverk", mens negative utslag rapporteres som operasjonell risiko. En annen systematisk skjevhet kan være feil prisberegning overfor kundene. Om prisen settes for høyt oppnår man ikke salget, mens når prisen settes for lavt vinner man kontrakten og må ta det tilhørende margintapet. Derfor vil alle kontraktstyper medføre operasjonell risiko.

Å selge produkter som krever sikring i det finansielle markedet er også en kilde til operasjonell risiko. All finansiell handel innebærer operasjonell risiko fordi det er et fagområde som oppleves komplekst av mange, det er store pengebeløp involvert og det er muligheter for både feil og misligheter.

Grunnleggende årsaker, såkalte "risikodrivere", for operasjonell risiko er vanligvis; mangel på standardisering, høy personavhengighet, stort omfang på aktivitetsnivået og stor kompleksitet i kontraktstypene.

6.4 Likviditetsrisiko

De tre hovedkategoriene risiko; marked-, motpart- og operasjonell risiko har alle potensial til å påføre leverandøren store økonomiske tap. Egenkapital er i utgangspunktet virksomhets buffer mot risiko. Et grunnleggende prinsipp for risikostyring er at virksomhetens egenkapital må være tilstrekkelig i forhold til virksomhetens risiko. I tillegg til at virksomheten må ha tilgjengelig egenkapital som risikobuffer, må virksomheten også ha tilgjengelig likviditet. Ofte er det slik at egenkapital og likviditet beveger seg i takt. Et tap som gir svekket egenkapital gir som regel den samme svekkelsen i likviditet.

En spesiell problemstilling oppstår når virksomheten ikke har hatt noen spesielle tap og virksomhetens egenkapital er intakt, men likevel oppstår manglende likviditet. Dette omtales ofte som likviditetsrisiko.

Det er flere mulige årsaker til det som omtales som likviditetsrisiko:

Høye krav til sikkerhet for spotkjøp

Dette kravet forsterkes med høye priser og derved høye innkjøpskostnader. Leverandørene må overholde sine forpliktelser i det fysiske markedet. Både Nord Pool Spot (elspotmarkedet) og Statnett (regulærkraftmarkedet) stiller krav til sikkerhet for at leverandørene skal kunne handle i disse markedene. Dersom en leverandør ikke overholder sine forpliktelser ved å unnlate å stille nødvendig sikkerhet, kan leverandøren bli utestengt fra markedet.

Høye krav til sikkerhet for finansielle kontrakter hos NASDAQOMX

Vanligvis er det slik at en leverandør har kjøpt finansielle fastpriskontrakter som sikring mot høye spotpriser. I disse tilfeller vil leverandøren få de store sikkerhetskravene ved lave priser.

Økt binding i arbeidskapital ved etterskuddsvis fakturering

Mange leverandører har en betalingsmodell som innebærer at selskapet betaler for sitt kraftinnkjøp før de får inn betaling fra kundene. Dette innebærer binding av likviditet i arbeidskapital. Jo høyere priser dess høyere blir denne arbeidskapitalbindingen. Et element som kan forsterke denne effekten er at betalingsproblemer hos kunder kan tenkes å øke ved høye priser.

6.5 Oppsummering risikoer for kraftomsetningsvirksomheten

Tabellen nedenfor gir en oppsummering av de risikoforhold som en leverandør er eksponert for knyttet til hovedproduktene som tilbys

"Leverandører og knapphetsprising av elektrisitet i Norge vinteren 2009/2010"

husholdningsmarkedet. Det er tatt utgangspunkt i standarddefinisjonen av produktene i henhold til premisene for å registrere produktene på Konkurransetilsynets liste.

Tabell: Risiko knyttet til produkter for husholdningsmarkedet

<i>Risiko</i>	<i>Spot</i>	<i>Stand. Variabel</i>	<i>Fastpris (1-3 år)</i>
Markedsrisiko			
• Systempris		X	X
• Områdepris		X	X
• Valuta		X	X
• Forbruksvolum		X	X
• Forbruksprofil	X	X	X
• Regulerkraftkostnad	X	X	X
Operasjonell risiko	X	X	X
Motpartsrisiko	X	X	X

Fokus i denne rapporten er effekten og håndteringen av finansiell markedsrisiko og det er denne risikoen som har vært nærmere diskutert med leverandørene. De de øvrige risikoområdene er ikke hovedtema for denne rapporten og omtales kun summarisk for helhetens skyld.

7 Erfaringen fra leverandørene

Som en viktig del av prosjektet har vi gjennomført samtaler med utvalgte leverandører i Midt- og Nord-Norge i perioden november-desember 2010. Vi har nedenfor oppsummert erfaringene fra disse møtene.

7.1 Leverandørenes sikringsstrategi før vinteren 2009/2010

Spørsmålstilling fra oppdragsbeskrivelse:

- Hva var leverandørenes sikringsstrategi før vinteren 2009/2010?

Leverandørene har lagt til grunn til dels ulike sikringsstrategier i forkant av vinteren 2009/2010. Generelt gjelder det at de tilbød de generelle produktene (standard variabel, markedspris og fastpriser) til husholdningsmarkedet, dog i flere ulike varianter, mens de hadde mer tilpassede produkter til næringskundene.

Risiko	Sikringsstrategier
Systempris	<p>Ingen finansiell sikring standard variabel For standard variabel produktet har en vanlig strategi vært å ikke sikre innkjøpet finansielt. Markedet for finansielle ukeskontrakter har vært vurdert som ugunstig priset sett fra leverandørenes ståsted.</p> <p>Noen leverandører tilbyr ikke standard variabel En leverandør hadde overført alle standard variabel kunder til en spotprisliggende avtale. En annen leverandør hadde og har et produkt der prisen fastsettes i etterkant av leveringsmånedet og med det overfører den faktiske innkjøpskostnaden til kunden.</p> <p>Fastpriskontrakter sikret finansielt Fastpriskontrakter (1-3 år) har generelt vært finansielt sikret. Noen leverandører har hatt mandater til å løpende vurdere sikringstidspunkt (dvs ikke sikret back to back) og dermed vært eksponert for prisoppgangen.</p>
Områdepris	<p>Lite ekstern sikring av områdeprisforskjell Flere av leverandørene valgte å ikke sikre områderisikoen. Dette var begrunnet i to forhold:</p> <ul style="list-style-type: none">• små historiske forskjeller i områdeprisene• CfD markedet lite likvid - kostbar sikring <p>Noe konsernintern sikring av områdepris De som hadde sikret seg mot områdepris, gjorde dette i all hovedsak gjennom bilaterale avtaler mot egen kraftproduksjon, konsesjonskraft, eller andre bilaterale avtaler.</p>
Valuta	<p>Valuta sikret med standard terminer Valuta er ikke diskutert som et stort problem for leverandørene. Valuta har vært sikret ved hjelp av vanlige terminkontrakter med banken</p>
Forbruksvolum	<p>De fleste solgte fastpris med fritt volum</p>

“Leverandører og knapphetsprising av elektrisitet i Norge vinteren 2009/2010”

	<p>De fleste leverandørene var ikke sikret mot forbruksvolum og tapte på merforbruk til faste priser som måtte inndeckes i spotmarkedet.</p> <p>Overføring av forbruksvolumrisiko til kunde En leverandør hadde overført volumrisikoen til kundene ved å sette et fast forventet volum for fastpriskontraktene, der over/-underforbruk gjøres opp til spotpris. Innenfor bedriftsmarkedet er varianter av dette konseptet mer vanlig.</p>
Forbruksprofil	<p>Ingen finansiell sikring mot døgnprofilrisiko Ingen leverandører hadde sikret seg mot profilrisiko i form av å handle finansielle produkter (peakpris kontrakter)</p> <p>Noen lot kunden bære døgnprofilrisiko Noen leverandører var sikret mot profilrisiko i sine spotprisleveranser gjennom bruk av profilveiet spotpris.</p>
Regulerkraftkostnad	<p>God prognostisering beste tiltak mot regulerkraftkostnaden Regulerkraftkostnaden har i utgangspunktet ingen sikringsprodukter. Risikohåndtering må derfor gjøres gjennom så korrekt anmelding som mulig.</p> <p>Elbas ikke i bruk Elbas oppleves ikke av leverandørene som noe reelt alternativ ved begrenset informasjon om faktisk forbruk.</p>

7.2 I hvilken grad medførte høy pris tap for leverandører?

Spørsmålstilling fra oppdragsbeskrivelse:

- *I hvilken grad medførte de korte periodene med svært høy pris sist vinter tap for leverandører?*

De høye timeprisene har til dels gitt leverandørene betydelig tap på kort sikt. Flere leverandører har offentlig indikert tap knyttet til ekstrempreisene.

NTE uttrykker i pressemelding ifbm halvårsrapporten for 2010; *“NTEs kraftsalgsvirksomhet tapte første halvår 43 millioner kroner på salg av kraft til sluttbruker. Tapet skyldes det statlig bestemte prisområdet for kraft i Midt-Norge og en vinter preget av ekstreme prissvingninger med store pristopper som ikke kunne viderefaktureres til kundene.”*

Trønderenergi opplyste på Energidagene (oktober 2010) at de tapte 4,17 MNOK den 22. februar 2010 på et omsatt volum på 2,09 GWh på variabel pris og fastpris kontrakter.

Helgelandskraft kommenterer i Q3 2010 at *“Divisjon Marked er under fjoråret pga. tap som følge av store områdeprissforskjeller i vinter.”* I årsrapporten for 2009 fremgår det at: *“Driftsresultatet for divisjon marked ble på 6,9 mill kroner.” “Resultatet er 2,2 mill kroner lavere enn budsjett. Hovedårsaken til at vi ikke oppnådde budsjett var skyhøy områdepris 17. desember. Den dagen alene ga et negativt resultat for Markedsdivisjonen på 4,5 mill kroner.”*

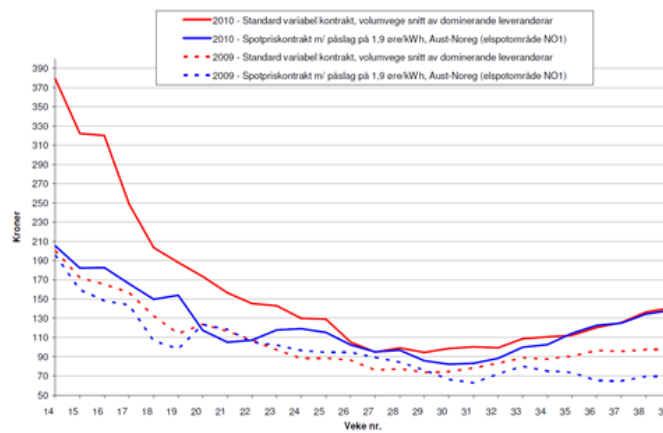
“Leverandører og knapphetsprising av elektrisitet i Norge vinteren 2009/2010”

Kraftinor opplyste på Markedskonferansen 2010 (september 2010) at områdepris hadde gitt en ekstra kostnad på ca 3 millioner kroner i årsregnskapet for 2009, mens ubalansen fra januar 2010 var hentet inn igjen.

Ishavskraft kommenterer i sin årsrapport for 2009; *“Selskapets driftsresultat i 2009 ble på 8,8 mill. NOK. Dette er en reduksjon på 10,8 mill. NOK sammenlignet med 2008. Utfordringene med ulike prisområder som nevnt tidligere er en medvirkende årsak til det svekkede driftsresultatet”*

Leverandørene har generelt hentet inn igjen deler av tapet fra februar 2010 gjennom høyere marginer på standard variabel produktet da prisene falt utover vinteren og våren. Dette gjenspeiles i figuren nedenfor. For 2009 ble tapet regnskapsmessig reelt siden det ikke var tid til å justere prisene mellom 17. desember og årsskiftet.

Figur 1.8.2 Kostnad for spotpriskontrakt og standard variabel kontrakt, vektet etter forbruksprofil for 2. og 3. kvartal i 2010, inkl. mva. Kjelder: Konkurransetilsynet og NVE.



Figur 11 Standard variabel og spotpriser for perioden uke 14-39, 2010. Kilde NVE Kvartalsrapport for kraftmarkedet, 3. kvartal 2010.

Som det fremgår av figuren var pris ut til kunde på standard variabel (hel rød linje) betydelig høyere enn sprotkraftlevering inklusive 1,9 øre/kWh i påslag (hel blå linje) 2. kvartal 2010.

Samtidig opplyser flere leverandører at de ikke har opplevd tap av betydning. Et fellestrekk ved dem som har unngått tap er at de har hatt produkter som har overført risiko til kunden og generelt ikke har vært standardisert iht kravene fra Konkurransetilsynet for å ligge på deres prisoversikt.

Tapene har i hovedsak vært relatert til husholdningskundene og vært relatert til fire forhold:

- Systempriserisiko: Ingen sikring på inndekning av standard variabel avtaler
- Områdepriserisiko: Ingen områdeprissikring på fastprisavtaler
- Forbruksvolum: Høyere forbruk enn forventet for fastprisavtaler
- Døgnprofilrisiko: Faktisk profiltillegg ble høyere enn forventet

I den grad bedriftsmarkedet har bidratt til tapene har det vært mindre kunder som har hatt de samme betingelsene som husholdningsmarkedet. Større kunder har hatt individuelle avtaler som i større grad har overført risiko til kunden.

Vi har i neste avsnitt forsøkt å kvantifisere tapene knyttet til de ulike risikoforholdene.

“Leverandører og knapphetsprising av elektrisitet i Norge vinteren 2009/2010”

7.3 Hva var årsakene til og mekanismene bak tapene?

Spørsmålstilling fra oppdragsbeskrivelse:

-Hva var årsakene til og mekanismene bak tapene?

Tapene oppsto som følge av to forhold:

- Kalkulert risiko gjennom bevisst risikotaking med åpne eksponeringer
- Ikke forutsette eller undervurderte effekter av ekstrempriene.

Tabellen under oppsummerer de viktigste kategoriene av tap. Deretter gis en mer inngående beskrivelse av tapene.

Risiko	Årsaker og mekanismer bak tapene
Systempris	Usikrede avtaler Tapene kan knyttes til usikrede fastprisavtaler, og i sær standard variabel med inndecking i spotmarkedet. Stigende marked og de ekstreme pristoppene gjorde at leverandørene ikke fikk varslet og implementert prisøkning raskt nok til å følge markedet, med tilhørende tap.
Områdepris	Usikret mot områdeprisdifferanse Ekstreme områdepriser sett mot systempris innebar tap på fysiske og finansielle kontrakter referert systempris. Opplevelse av kostbar og til dels manglende sikringsmuligheter i forkant av vinteren, kombinert med historisk små forskjeller, gjorde at flere valgte å ligge eksponert mot områderisikoen.
Valuta	Ikke oppgitt som noe problem Ingen av leverandørene har oppgitt å være påført store tap knyttet til valutarisikoen.
Forbruksvolum	Tap knyttet til merforbruk på fastprisavtaler De fleste leverandørene var ikke sikret mot volumavvik. Leverandørene tapte derfor på betydelig merforbruk over antatt normalforbruk som følge av ekstremkulde i samme periode (fastpriskontrakter med variabelt volumuttak). Typisk opplevde man et merforbruk på i størrelsesorden 5-15% som måtte dekkes til høyere priser enn salgspris.
Forbruksprofil	Tap knyttet til uveid gjennomsnittspris Tapene oppsto pga avtaler om pris ut til kunde til Nord Pools månedlige gjennomsnittspris (dvs. uveid snitt), slik det er påkrevd for å ligge på Konkurransetilsynets liste.
Regulerkraft-kostnad	Tap knyttet til uforutsigbart forbruksmønster Tapene oppsto av to grunner: <ul style="list-style-type: none">• Vanskelig prognostisering på grunn av uforutsigbart adferdsmønster i en situasjon

med ekstreme priser, ekstrem kulde og stor medieoppmerksomhet.

Oppmerksomheten kunne gi faktisk mindre forbruk mot forventet merforbruk.

- Ekstreme differanser mellom spot- og RK-priser, opp mot i størrelsesorden 1000 øre/kWh.

Dårlig grunnlag for prognostisering

Videre har leverandører uten direkte tilgang til forbruksdata fra eget nettselskap, oppgitt treghet i tilbakemelding på faktisk forbruk som en utfordring i forhold til å justere anmeldingen. Tidsetterslepet for Statnetts avregning gjorde (gjør) at anmeldingen måtte tilpasse på grunnlag av skjønn og lite på basis av måledata. Leverandører med datatilgang fra eget nett har ikke opplevd anmeldingen som en tilsvarende utfordring.

Vi har nedenfor beskrevet nærmere noen av mekanismene bak tapene. Vi har også forsøkt å gjøre noen anslag på risikoen størrelse. Vi har her lagt til grunn en vurdering av at en lignende situasjon som den som oppsto vinteren 2009/10, er det mest ekstreme som kan inntreffe innenfor 9 av 10 år. Dette er utelukkende skjønnsbasert. Tilsvarende blir våre størrelsesorden anslag på risiko av typen "vi tror at i 9 av 10 år vil tapet ikke bli større enn dette". For enkelhets skyld er disse risikoestimer omtalt som risiko på konfidensnivå 90% og en periode på et år. Vi har tatt utgangspunkt i hva risikoen vil utgjøre for leveransen til en kunde med et årsforbruk på 20.000 kWh.

7.3.1 Systempris

Hvis man er usikret for fastprisleveranser er man eksponert for et svært stort tapspotensial. Hvis det går 1-3 år fra salgstidspunkt til leveranse kan et tap bli i størrelsesorden 10-30 øre/kWh for hele leveransevolumet. Nettopp av denne grunn er det svært få, om noen, som velger å selge fastpris uten å sikre.

For standard variabel porteføljer er det derimot vanlig å operere uten finansiell sikring.

Med 14 dagers varslingstid på prisendringer vil marginene i svekkes i perioder med prisoppgang. En aktør som tilstreber å holde konstante marginer vil hele tiden ønske å justere utpris i forhold til hva innkjøpet koster, men vil hele tiden ligge 2 uker på etterskudd i forhold til prisutviklingen.

Fra nyttår til uke 8 i 2010 steg systemprisen med ca 37 øre/kWh, eller ca 4,5 øre/kWh per uke. Hvis man da lå to uker på etterskudd med prisjustering betyr det at man gjennom perioden lå 9 øre/kWh (2 uker a 4,5 øre/kWh) under den prisen man skulle hatt for å opprettholde marginen. Om vi legger til grunn at standardkunden i denne perioden hadde et ukentlig forbruk på 500 kWh, så blir det et tap på 45 kr per uke. I sum over de åtte første ukene blir tapet på 360 kr. Vår vurdering er at dette er en illustrasjon på det største tapet man kan oppleve innenfor 9 av 10 år. Tapet som ble beskrevet kom i løpet av en åtte ukers periode. Vår vurdering er altså at man innenfor 9 av 10 år ikke vil ha noen hendelse i løpet av et år som gir større tap enn hva denne åtte-ukers perioden ga.

"Leverandører og knapphetsprising av elektrisitet i Norge vinteren 2009/2010"

En viktig kommentar til beskrivelsen over er at etter at en prisoppgang har gitt tap, vil man tilsvarende kunne tjene på en prisnedgang i ettertid. Dette er en del av vurderingen til de aktørene som velger å være eksponert for denne risikoen.

Dessuten bør det nevnes at konkurransesituasjonen kan forsterke bildet som er vist over. I perioder med oppgang greier man ikke å oppjustere prisen så raskt som man ønsker på grunn av at man ikke ønsker å avvike for sterkt fra konkurrentenes priser. Mens i en påfølgende periode med prisnedgang kan man oppleve at samtlige konkurrenter har tapt så mye at de fleste er noe trege med å nedjustere prisene.

7.3.2 Områdepris

Vi legger til grunn at leverandørenes forventning til områdeprisdifferensial for Trondheim og Tromsø var i størrelsesorden 0-2 EUR/MWh over systempris. Vi legger da til grunn at leverandørene baserte sine forventninger på observert historikk, da det ikke eksisterer lett tilgjengelige CfD-priser for Trondheim og Tromsø. Estimater på et områdeprisdifferensial på 0-2 EUR/MWh er basert på 50 måneders historikk for faktisk realiserte differensialer, fra høsten 2005 til høsten 2009.

Tabellen under viser realisert månedsgjennomsnitt for områdedifferensialer for Trondheim og Tromsø.

Tabell: Realiserte månedsgjennomsnitt (EUR/MWh),

	Oslo	Trondheim	Tromsø
okt.09	-1,62	-1,69	-1,69
nov.09	-0,60	0,29	0,29
des.09	-1,91	8,52	8,52
jan.10	-3,20	12,60	12,28
feb.10	10,45	27,14	25,07
mar.10	3,18	6,60	2,36

Kilde: Nord Pool Spot.

For månedene desember 2009 til februar 2010 var faktiske områdedifferensialer altså i størrelsesorden 8-27 EUR/MWh. Gjennomsnittsverdien for de tre månedene var:

- ✓ Trondheim 16 EUR/MWh
- ✓ Tromsø 15 EUR/MWh

Sammenlignet med at leverandørene på forhånd kunne ha et forventet nivå på 0-2 EUR/MWh ville derfor en usikret leverandør ha et tap i størrelsesorden 13-14 EUR/MWh, eller ca 10 øre/kWh.

En illustrasjon på risikoens størrelse er at for en kunde med årsforbruk 20.000 kWh vil forbruket i månedene desember-januar-februar være på ca 7.000 kWh. Et tap på 10 øre/kWh vil utgjøre kr 700,-. Vår vurdering er at dette, i 9 av 10 år, også kan anses som det maksimale tap innenfor et kalenderår.

7.3.3 Forbruksvolumrisiko

Leverandører som solgte fastpris i henhold til Konkurransetilsynets standard definisjon, med fritt volum, tapte pga usikret overforbruk. Nedenfor gjengis et forenklet eksempel basert på relevante tallstørrelser for den aktuelle perioden:

“Leverandører og knapphetsprising av elektrisitet i Norge vinteren 2009/2010”

- En leverandør har en portefølje med fastpriskunder der grunnprisen (innkjøpspris uten regulerkraft eller profilt tillegg) i fastprisene i gjennomsnitt er sikret til en pris på 50 EUR/MWh
- I en periode av året overskrides forventet volum (som også er sikret volum) med 10%
- I den samme perioden er spot grunnpris på 90 EUR/MWh
- Leverandøren må derfor levere 110% av planlagt volum med følgende innkjøpskostnad (grunnpris):
 - 100% (forventet volum): 50 EUR/MWh
 - 10% (overskridelse): 90 EUR/MWh
 - Gjennomsnitts innkjøpskostnad 53,63 EUR/MWh
- Leverandørens tap i forhold til opprinnelig kalkyle: 3,63 EUR/MWh eller ca 3 øre/kWh

Vår erfaring er at regneeksemplet over, som gir et tap i størrelsesorden 3 øre/kWh er representativt for situasjonen som selgere av standard fastavtaler opplevde. Hvis vi legger til grunn at volumoverskridelsen var begrenset til månedene desember, januar og februar, vil tapet knyttet til en 20.000 kWh kunde være på 3 øre/kWh multiplisert med et volum på 7.000 kWh. Risikoen blir da kvantifisert til kr 210,- for en standard kunde. Som for tidligere vurderinger legger vi til grunn at man innenfor 9 av 10 år ikke vil tape mer enn dette i løpet av et helt år.

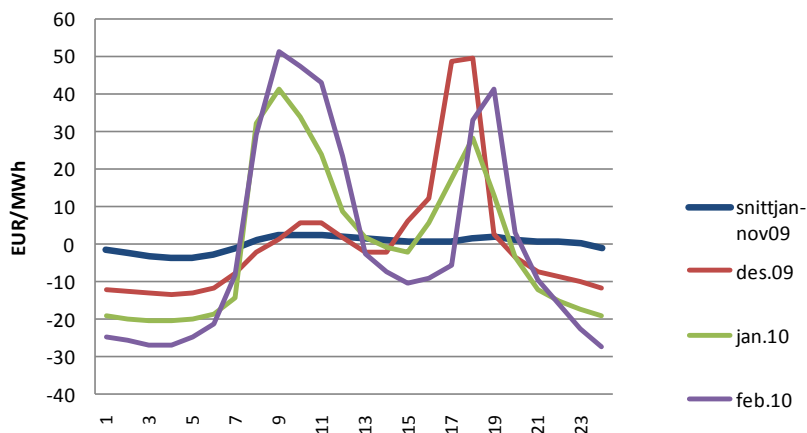
7.3.4 Forbruksprofil; døgnprofilkostnad

Som omtalt tidligere beregner leverandørene en forventet døgnprofilkostnad som inkluderes i forventet innkjøpskostnad. I perioden desember 2009 til februar 2010 ble denne kostnaden betydelig høyere enn forventet for de fleste.

Vi legger for illustrasjonsformål til grunn at leverandørens forventede døgnprofilkostnad var på 0,2 EUR/MWh, eller 0,16 øre/kWh. Dette anslaget er et gjennomsnitt beregnet på grunnlag av faktiske tall for perioden januar – november 2009. I denne perioden var det ingen vesentlige forskjeller på døgnprofilkostnadene gjennom året. Faktisk hadde sommermånedene den høyeste døgnprofilkostnaden. Vi presiserer at en leverandør kan ha brukt en annen forventet døgnprofilkostnad enn vårt beregnede gjennomsnitt. Leverandørens anslag kunne vært basert på en annen historisk estimatperiode, eller det kunne vært basert på leverandørens skjønnsmessige vurderinger av opp- og nedside i ulike perioder. For eksempel kunne leverandøren sett potensialet for svært høye døgnprofilkostnader i vintermånedene og justert sitt forventningsestimat deretter. Dette gjøres imidlertid ikke i vår analyse – forventet døgnprofilkostnad settes lik 0,2 EUR/MWh.

Døgnprisprofilen var betraktelig avvikende i månedene desember 2009-februar 2010. Figuren under viser gjennomsnittlig døgnprofil for pris i Trondheim, for perioden januar til november 2009 sett i forhold til hvordan døgnprofilen ble i gjennomsnitt for hver av månedene desember 2009, januar 2010 og februar 2010.

Figuren viser nivåene, sammenlignet med gjennomsnittet for de foregående 11 måneder:



Figur 12 Døgnprisprofil for Trondheim: desember 2009 til og med februar 2010 sett i forhold til gjennomsnittet for januar til november 2009. Kilde: Nord Pool Spot.

Som det fremgår av figuren, ble døgnprofilen for pris dramatisk endret i månedene desember 2009 til og med februar 2010.

Med disse data kan den virkelige profilkostnaden beregnes for den aktuelle perioden.

Tabell: Døgnprofilt tillegg for en normal periode og faktiske verdier for des.09-feb10.

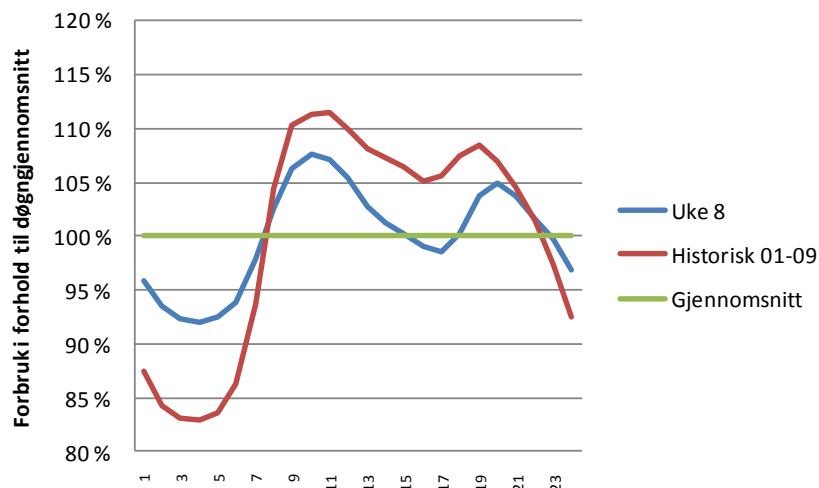
	Døgnprofilt tillegg EUR		Døgnprofilt tillegg øre	
"Normal"	0,20	EUR/MWh	0,157	øre/kWh
Des09	0,90	EUR/MWh	0,718	øre/kWh
Jan10	1,57	EUR/MWh	1,252	øre/kWh
Feb10	2,03	EUR/MWh	1,628	øre/kWh

I tabellen ovenfor er perioden januar til november 2009 lagt til grunn som en normal. For alle perioder er det lagt til grunn et normalnivå på forbruksprofilen over døgnet. Som tabellen viser ble faktisk døgnprofilt tillegg i vår beregning, med våre forutsetninger, i størrelsesorden 0,7-1,6 øre/kWh. Observasjonene samsvarer med at en leverandør i Nord-Norge rapporterte om profilt tillegg i området 1,6 – 2,5 øre/kWh. Som det fremgår, ble avviket i profilkostnad betydelig i forhold til en forventet kostnad på i størrelsesorden 0,16 øre/kWh.

Som oppsummering kan vi si at avviket i døgnprofilkostnad gav en merkostnad på i størrelsesorden 1-2 øre/kWh. For et forbruk på 7.000 kWh i vintermånedene utgjør dette i størrelsesorden 100 kr.

Som drøftet tidligere er profilt tillegg en funksjon også av døgnprofilen for forbruk. Vi har fått tilgang til forbruksdata for uke 8-2010, som var en såkalt ekstrem-uke, for en Midt-Norsk leverandør.

Figuren under viser at døgnprofilen for forbruk for denne uka ikke hadde så store variasjoner gjennom døgnet som normalt. En nærliggende forklaring kan være at effektnivået generelt gjennom hele døgnet er nærmere det maksimale. Dette er imidlertid ikke utredet nærmere.



Figur 13 Døgnprofil for bruk historisk for perioden 2001-2009 kontra uke 8 2010 for en leverandør i Midt-Norge. Kilde: Leverandør i Midt-Norge.

Med forbruksprofilen for uke 8 2010 blir døgnprofilkostnaden lavere fordi de dyreste timeprisene ikke veier så tungt som i en normal forbruksprofil. Beregnede profiltilleggene blir omtrent halvparten så høye med forbruksprofilen fra uke 8. Vi har ikke gjort undersøkelser for forbruksprofiler gjennom hele vinterperioden 2009-2010. Vi er heller ikke i stand til å trekke noen konklusjon på generelt grunnlag om at det i perioder med ekstreme døgnprofilpriser så vil døgnprofilen på forbruket flate ut og tendere til å redusere effekten.

7.3.5 Regulerkraftkostnader

Utfordringen med regulerkraftkostnadene vinteren 2009-2010 var at de høye prisene førte til ekstreme differanser mellom spotpris og regulerkraftpris samtidig som det var svært vanskelig å estimere forbruk. Ekstrem kulde var underliggende årsak til både pris situasjonen og en krevende forbruksprognostisering. Feil i prognostisering som gav avvik mellom anmeldt og faktisk forbruk ble da svært kostbart. Leverandører som lå skjevt posisjonert i ekstremtimene, eks for høy anmelding i spotmarkedet som da måtte selges i regulerkraftmarkedet, ble påført kostnader opp mot i størrelsesorden 10 kr/kWh på ubalanssvolumet.

En ikke uvanlig antagelse er at regulerkraftkostnader må forventes å utgjøre om lag 0,1 øre/kWh på kraftanskaffelsesprisen. En leverandør rapporterte til oss at for en måned ble faktisk regulerkraftkostnad på 1,0 øre/kWh. Merkostnaden på 0,9 øre/kWh kan betegnes som risiko. En standard 20.000 kWh kunde kan en vintermåned ha et månedsvolum på 2.500 kWh. Risikoen utgjør da kr 23,-. Vi legger til grunn at i 9 av 10 tilfeller er dette det største tapet man får innenfor en ett-års periode.

7.3.6 Samlet vurdering for flere risikoer

Det er nå gitt størrelsesorden estimater på flere risikokategorier. Alle estimatene kan ses på som omtrentlige anslag på det verste utfall innenfor 9 av 10 ett års perioder, også omtalt som risiko på 90% konfidensnivå. For at tallstørrelsene lettere skal kunne refereres til resonnementene i teksten er de ikke avrundet, som ville vært normalt å gjøre for denne type grove estimater.

Tabell: Oppsummering av kvantifiserte eksempler risiko.

Risiko	Størrelsesorden anslag risiko 20.000 kWh kunde, 90% konfidensnivå/1år
Systempris	360 kr tap for standard variabel leveranse ved stigende priser.
Områdepris	700 kr tap for fastpris leveranse ved høye områdepriser
Forbruksvolum	210 kr tap for fastpris leveranse ved høyt forbruk kombinert med høy pris
Forbruksprofil	100 kr tap på døgnprofilkostnad – hovedsakelig som følge av avvikende priser. Relevant for fastpris, standard variabel, og spot.
Regulerkraft-kostnad	23 kr tap pga normal feilannmelding i marked med store forskjeller mellom RK-pris og spotpris. Relevant for alle kontraktstyper.

For mange av produktene kan flere av risikoene være aktuelle. For å beregne samlet risiko må man ta hensyn til hvordan risikoene samvarierer. Hvis de enkelte risikoene er innbyrdes uavhengige er det svært liten sannsynlighet for at alle skal inntreffe samtidig. Vår vurdering er uansett at mange av risikoene omtalt over har en viss samvariasjon. I en ekstrem situasjon vil de fleste risikofaktorene kunne virke samtidig, i samme retning. Uten å gå nærmere inn på korrelasjonsforhold viser vi under et eksempel på hvordan flere risikoer kan virke samtidig.

Tabellen nedenfor er basert på Konkurransetilsynets oversikt over priser for standard variabelproduktet. Oppsettet tar utgangspunkt i hvordan en leverandør i NO3 ble påvirket av ekstremt høye priser på morgenen 22. februar.

Tabell: Standard variabel (22. februar 2010 kl 08.00-11.00) innekket i spotmarkedet

Standard variabel	Salgspris øre/kWh	Elspot pris øre/kWh	Margin øre/kWh	Margin i kroner
Snitt 3 beste	41,49	1125,00	(1 083,51)	(97,52)
Median verdi	51,02	1125,00	(1 073,98)	(96,66)
Snitt 3 dårligste	57,01	1125,00	(1 067,99)	(96,12)

Kilde: SSB, egne analyser

Vi har lagt til grunn en historisk forbruksprofil som tilsier at en kunde med et årsforbruk på 20.000 kWh brukte til sammen 9 kWh disse tre timene mellom kl 08:00 – 11:00. Dette er trolig et konservativt anslag siden det samtidig var ekstremt kaldt. Som det fremgår, tapte leverandørene ca kr 97,- per kunde på de tre timene.

Dette tapet var en funksjon av både systempriserisiko, områdepriserisiko og døgnprofilrisiko.

7.4 Hvilke justeringer har leverandørene gjort?

Spørsmålstilling fra oppdragsbeskrivelse:

- Hvilke justeringer har leverandørene gjort med hensyn til kontrakter, innkjøpspolitikk eller annen adferd/strategi på grunn av pristoppene i løpet av vinteren 2009/2010?

Leverandørene har tatt ulike grep foran kommende vinter. En gjennomgangstone er likevel at flere vil overføre mer risiko til kunden. Dessuten er det større oppmerksomhet rundt sikring av områdepris.

Risiko	Endringer etter vinteren 2010/2011
Systempris	<p>Standard variabel produktet fases ut/fornyes Flere av leverandørene melder om utfasing av det tradisjonelle standard variabel produktet.</p> <p>Én leverandør velger å tilby en ny "standard variabel". Produktet har fortsatt 14 dagers prisvarsel, men produktet er endret til et fast månedsprisprodukt. Produktet sikres løpende ved hjelp av månedskontrakter i det finansielle markedet. Månedskontraktene vurderes som et mer velegnet sikringsinstrument enn de nærmeste ukekontrakter som er relevant for det tradisjonelle standard variabel produktet.</p> <p>De som fortsatt tilbyr produktet i tradisjonell form, velger dette bevisst for å kunne benytte Konkurransetilsynets liste i markedsføringssammenheng.</p>
Områdepris	<p>Mer sikring av områdepris Leverandørene opplyser unisont at de nå er blitt mye mer tilbøyelige til å gjøre finansielle sikringer mot områdeprisindeksponering. De rapporterer også at bedriftskunder, som kan velge mellom ren systempris-sikring eller områdepris-sikring, synes å ha større betalingsvilje for områdeprissikring.</p>
Valuta	<p>Ingen endring diskutert</p>
Forbruksvolum	<p>Nedtone markedsføring fastpris Flere leverandører har nedtonet markedsføringen av tradisjonelle fastprisavtaler</p>
Forbruksprofil	<p>Søkes overført til kunden Flere leverandører sier de vil overføre profilrisikoen til kunden gjennom viderefakturering av profilveiet pris og gå vekk fra gjennomsnittsprising, i det minste for høyvolum produktene sine.</p> <p>Innebærer i praksis at leverandøren trekker produktet ut av Konkurransetilsynets liste.</p>

Regulerkraft- kostnad	Søkes overført til kunden Regulerkraftkostnaden vil i den grad det er mulig søkes overført til kunden gjennom revidering av kundeavtaler. Innebærer i praksis at leverandøren trekker produktet ut av Konkurransetilsynets liste.
--------------------------	--

8 Inndeling av prisområder

8.1 Leverandørenes vurdering av regionale prisområder

Spørsmålstilling fra oppdragsbeskrivelse:

- *Er leverandørene fornøyde med dagens usikkerhet med hensyn til eksistensen og omfanget av regionale prisområder og de tilgjengelige sikringsinstrumenter?*

8.1.1 Bakgrunn

Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet § 5 slår fast at "Systemansvarlig skal fastsette elspotområder for å håndtere store og langvarige flaskehalsen i regional- og sentralnettet" og at "Systemansvarlig skal informere om fastsatte elspotområder i rimelig tid før de tas i bruk.

Statnett har i rapporten "Rapport fra systemansvarlig om kraftsystemet i Norge 2009" definert rimelig tid som minimum 2 uker; "Markedet varsles minst 2 uker før det nye elspotområdet gjøres gjeldende."

Rapporten definerte i utgangspunktet tre prisområder for Norge i 2009:

- januar-12. april: To prisområder NO1: Sør-Norge og NO2: Midt-Norge og Nord-Norge
- 13. april-31. desember: Tre prisområder NO1: Sør-Norge, NO2: Midt-Norge, NO3: Nord-Norge og Midt-Norge nord for Tunnsjødal.

Den 7. desember informerte Statnett kraftmarkedet om ny områdeinndeling for elspot og elbas gjeldende fra 11.januar 2010. Sør-Norge NO1 ble da delt i nytt NO1 (Østlandet) og nytt NO2 (Sørvestlandet). Deretter ble NO5 innført på Vestlandet fra 15.mars 2010.

8.1.2 Kommentarer fra leverandørene

Den generelle tilbakemeldingen fra leverandørene er at dagens inndeling i prisområder er håndterbar, men at usikkerheten omkring endringer i områdene innebærer utfordringer:

- Markedsmessig: Liten forståelse blant kundene
- Administrativt: Merarbeid knyttet til flytting av kunder mellom prisområder i fakturerings- og avregningssystemet
- Risikomessig: Det største problemet knyttet til endringer i prisområder er like fullt koblet til sikringsmulighetene, hvor endring i prisområder påfører risiko for tap på inngåtte sikringsavtaler eller bortfall av sikring på inngåtte sikringskontrakter.

Den generelle holding er derfor at prisområdene i størst mulig grad bør være statiske og forutsigbare og at 14 dagers varslingsfrist uansett er knapp tid for hensiktsmessige tilpasninger.

8.1.3 Kommentar til bruken av områdepriser generelt

Flere av leverandørene gav uttrykk for en gryende oppmerksomhet rundt "rettferdigheten" knyttet til hele prisområdemekanismen. Bakgrunnen for dette er at anslagsvis 60% av forbruket (husholdning og tjenesteyting) i hovedsak er prisindifferent på kort sikt og at forbruket uansett meldes inn

"Leverandører og knapphetsprising av elektrisitet i Norge vinteren 2009/2010"

tilnærmet prisuavhengig. Prissignalet oppfattes derfor på kort sikt som lite relevant for en stor del av forbrukerne. Det argumenteres for et alternativ der produksjon og timesmålt forbruk definerer prisen i områdene for å få klarering, men at en gjennomsnittspris for de norske prisområdene blir gjeldende i alle områder for det profilmålte forbruket. På denne måten elimineres den forbruksmessige urettmessigheten, samtidig som markedet klareres og de langsiktige prissignalene uansett vil nå forbrukeren.

8.2 Alternativ modell med flere, men faste, prisområder

Spørsmålstilling fra oppdragsbeskrivelse:

- *Hvordan ville flere og mindre, men faste konstellasjoner av prisområder, påvirke leverandører?*

8.2.1 Bakgrunn

I Nettviklingsplan 2010 kommenterer Statnett at flere prisområder bør være et egnet virkemiddel på grunn av regionale ubalanser og begrensninger i overføringskapasiteten. Formålet med å definere et underskuddsområde som eget prisområde er å bedre krafttilgangen og forsyningssikkerheten gjennom at leverandørene i området får et tydeligere prissignal som reflekterer knappheten på kraften.

8.2.2 Kommentarer fra leverandørene

Den generelle tilbakemeldingen fra leverandørene er at ytterligere inndelinger i prisområder er håndterbart. En forutsetning er imidlertid at områdene er kjente og faste, jfr diskusjonene ovenfor.

Det uttrykkes imidlertid en viss engstelse for de praktiske implikasjonene som kan oppstå. Med dagens prisområder er markedet for områdesikringer i utgangspunktet svært tynt med få leverandører som stiller priser på Nord Pool. De fleste sikrer derfor i dag hovedsakelig områderisiko bilateralt heller enn å bruke det standardiserte markedet. Frykten ved en ytterligere oppdeling i prisområder er at det vil forsterke muligheten for monopolpriser innenfor prisområdene og at det trolig vil gi en ytterligere svekkelse i likviditeten i sikringsproduktene. På tross av fordelene ved at områdene er mer faste.

9 Drøfting av beste praksis risikostyring

Spørsmålstilling fra oppdragsbeskrivelse:

- I teorien, hva er "state of the art" med hensyn til strømleverandørenes risikohåndtering, innkjøp og kontraktsstrategier?

Dette kapitlet drøfter en "beste praksis", også kalt "state of the art", tilnærming med hovedvekt på de finansielle markedsrisikoer som er hovedtema i denne rapporten.

9.1 Prosess og rammeverk for risikostyring

Enhver virksomhet bør være bevisst sin overordnede prosess for risikostyring. Hensikten med den overordnede risikostyringsprosessen er å få på plass og vedlikeholde et rammeverk med elementer som støtter opp under den daglige risikostyring.

9.1.1 Overordnet prosess for risikostyring

En overordnet prosess for risikostyring kan grovt deles inn som vist i figuren nedenfor:



Figur: Hovedprosess for risikostyring

1. Kartlegging av risiko
Leverandøren må ha innsikt i alle forhold som kan svekke virksomhetens verdi. Virksomhetens risikokart bør oppdateres årlig. Det er normalt å gjøre slike kartlegginger i kombinasjon med at man også gjør en vurdering av de eksisterende risikohåndteringstiltak.
2. Strategi for risikohåndtering
Virksomheten står overfor et utall risikoer og må gjøre strategiske valg for hvordan ulike risikoer skal håndteres. Noen valg kan ha store finansielle konsekvenser, andre kan ha organisatoriske konsekvenser. Strategien må dokumenteres og holdes oppdatert.
3. Håndtering av risiko
Med føringer fra strategiene håndteres risikoer løpende. Sentrale elementer som støtter den i den daglige håndtering er organisasjon, fullmakter, systemer og nøkkelprosesser.
4. Overvåkning av risikohåndtering
En forbedringsfokuset organisasjon må ha rapporteringssystemer som gjør at de løpende kan overvåke resultatet av sin risikohåndtering.

9.1.2 Rammeverk for risikostyring

Rammeverket, eller infrastrukturen, for risikostyringen er de elementer som må være på plass for at en virksomhet skal drive risikostyring på en robust måte. Med en solid infrastruktur på plass vil virksomheten være mer trygg på at risikostyringen drives på en konsistent måte, at arbeidsformen blir tatt vare på og videreutvikles selv om det skulle skje

endringer, for eksempel på personalsiden. Rammeverket er illustrert i figuren under:



Figur 14 Elementene i et rammeverk, eller infrastruktur, for risikostyring.

Nedenfor gis en kort beskrivelse av de ulike elementene:

Strategi

Virksomheten har ulike valgmuligheter for hvordan man skal forholde seg til en gitt risiko. Ta som eksempel en leverandør som vurderer hvordan han skal håndtere risikoen knyttet til fastprisleveranser av kraft. Han står da overfor fem strategiske alternativer:

- ✓ Unngå: vil for eksempel være å slutte å tilby fastpris. Ulempen er at man kan miste forretningsmuligheter.
- ✓ Redusere: vil for eksempel være å sikre prisrisikoen som ligger i en fastprisleveranse
- ✓ Utnytte: vil for eksempel være å benytte kompetansen til å utvide produktspekteret, for eksempel fra enkle fastpriskontrakter til kompliserte forvaltningstjenester
- ✓ Overføre: vil for eksempel kunne være å la kunden selv bære volumrisikoen knyttet til fastprissalg
- ✓ Akseptere: vil for eksempel kunne være å ikke sikre områdeprisrisiko som ligger i fastpris-salg.

Til grunn for de strategiske valgene ligger organisasjonens ressurser, særlig på to områder:

- Risikobærende evne: Egenkapital er virksomhetens buffer mot risiko. Dess høyere egenkapital dess høyere evne til å bære risiko
- Personell: Strategiske valg må stå i samsvar med tilgjengelig personell og kompetanse til å utøve strategiene.

Et strategisk valg vil også kunne være å bygge opp mer risikobærende evne eller å bygge opp personellmessig kapasitet og kompetanse. Andre momenter i en strategivurdering er hvordan leverandørens risiko passer inn i en porteføljevurdering sammen med eiers øvrige virksomheter. I forhold til risikoer som er omtalt i denne rapporten er videre produktstrategi et viktig moment i strategidiskusjonen. Spørsmålet om hvilke produkter som skal tilbys er ofte like viktig som hvordan en skal forholde seg til sikring av ulike risikoer.

Som omtalt over skal strategien for risikohåndtering danne basis for øvrige aktiviteter. Strategien må derfor være dokumentert, gjort godt kjent i organisasjonen og må oppdateres jevnlig etter hvert som markedet og konkurransesituasjonen endres. Et vesentlig element med strategidokumentet er også at det skal klargjøre overfor ledelse og styre hvilke risikoer man har og hvilke potensielle effekter disse kan ha på virksomhetens resultater.

Fullmakter

Fullmakter blir også kalt rammer eller mandater. Hvis for eksempel strategien er å eliminere all prisrisiko, og ikke forsøke å profitere på bevegelser i det finansielle marked, må den ansvarlige for kundeporteføljen typisk få en fullmakt til å gjøre fastprissalg, men simultant sikre disse innenfor et angitt lovlig slingringsmonn. Fullmakter er et effektivt virkemiddel for å sikre at det blir tildelt tydelig eierskap til alle risikoer. Dessuten skal fullmaktene sikre at risiko blir håndtert etter ledelsens føringer.

Nøkkelprosesser

Nøkkelprosessene i den løpende håndteringen av risiko er:

- Produktutvikling: Løpende tilpasninger av produkter
- Prising: Løpende involvering i estimering av innkjøpskostnad
- Sikring: Løpende beslutninger og effektivering av eventuell sikring

Sikringsaktiviteter og estimering av innkjøpskostnad henger tett sammen. Dette fordi estimatene på innkjøpskostnad typisk er basert på hvilke priser som er mulig å sikre. Et moment i prisingen er også å gjøre vurderinger av eventuelle risikopåslag i prisen.

Håndtering av finansiell markedsrisiko, i form av sikringsaktiviteter og prising, er som omtalt et risikoområde i seg selv gjennom operasjonell risiko i form av tapspotensial ved feil i markedsoperasjonene. For å sikre kvalitet og kontroll med operasjonell risiko, må det være en fast måte å gjennomføre de viktigste prosesser på. De viktigste prosessene må være dokumentert. For en kvalitetsfokuset virksomhet bør det også arrangeres intern kursing i nøkkelprosessene med jevne mellomrom. Dette er også med på å fremme videreutvikling av arbeidsformen.

Rapportering

Det bør legges opp rapportering for overvåke resultatet av risikohåndtering.

- Hvordan er virksomheten eksponert for risiko (framoverskuende)
- Hvilke resultateffekter har risiko faktisk gitt (tilbakeskuende)

Ideelt skal rapportering fra risikostyringsaktivitetene utføres av en uavhengig instans, altså ikke de samme som står for prising og risikoavlastning. På den måten vil ledelsen kunne motta rapportering fra to miljøer. Gjennom å ha flere kompetansemiljøer vil en også lettere kunne bygge den samlede kompetanse i organisasjonen.

Organisasjon

Personellressursene som utgjør organisasjonen er det viktigste elementet i infrastrukturen for risikostyring. Vår erfaring er at det er personell og kompetanse som er den avgjørende faktor for resultatet av risikostyringen til en virksomhet.

System

Systemstøtte er nødvendig for å understøtte både nøkkelprosesser og rapportering. Dette kan være programvare utviklet for sluttbrukervirksomhet eller det kan være egenutviklede standardiserte regneark. Programvare fra systemleverandører anses ofte som det mest robuste. Samtidig blir ofte slik systemstøtte oppfattet som en "black box" der brukeren får liten forståelse for logikken. Sann sett kan ofte regnearkløsninger være mer kompetansebyggende. Utfordringen er at regneark mange ganger blir personavhengige og sårbare for feil.

9.2 Innledende momenter for håndtering av markedsrisiko

Risikoene som denne rapporten fokuserer på faller i kategorien finansiell markedsrisiko. I dette kapitlet drøftes først noen generelle momenter for håndtering av slik risiko.

9.2.1 Forventningsrette estimater må være utgangspunkt

Risiko er potensielle avvik fra en forventning. Utgangspunktet for styring av finansielle markedsrisikoer er at det ligger et forventningsrett estimat til grunn. En leverandør må basere sin prising på følgende:

Forventningsrett estimat på innkjøpskostnad kraft
+ Ønsket dekningsbidrag (bruttomargin)
= Tilbudt salgspris

For å estimere innkjøpskostnaden må følgende priselementer estimeres:

- Systempris
- Områdepris
- Døgnprofilpåslag
- Korrelasjonskostnad
- Regulerkraftkostnad
- Valutakurs EUR/NOK

I utgangspunktet er det tre aktuelle metoder for å gjøre estimater:

- Metode 1: Bruk av indikasjoner fra et finansielt marked
- Metode 2: Bruk av historiske observasjoner
- Metode 3: Bruk av egne forventninger

Kombinasjoner av de tre metodene er også aktuelle.

Det finansielle markedet er det beste utgangspunktet. Begrunnelsen for dette er at prisen i det finansielle markedet i teorien skal reflektere all tilgjengelig informasjon om framtidig prisutvikling. Det er også en logikk i at prisen fra det finansielle marked er den prisen man kan velge å sikre til om man vil. Problemet er ofte at likviditeten i det finansielle marked for en del av priselementene kan være svært dårlig. Den prisen man kan kjøpe til kan være svært forskjellig fra den prisen som det er mulig å selge til.

Dersom man vurderer at indikasjoner fra det finansielle markedet ikke gir god nok informasjon, bør metode 2 (historiske observasjoner) kombineres med metode 3 (egne forventninger). Historiske observasjoner gir som regel alltid nyttig informasjon, men samtidig vil ikke historikken alene si alt om fremtiden.

Et spørsmål til historiske observasjoner er hvor langt tilbake i tid en skal gå. Dess lengre tidsserie jo flere data. Samtidig er det som regel slik at dataene fra langt tilbake i tid blir mindre relevante for dagens situasjon. Den nærmeste historikken bør som regel tillegges mest vekt.

I den grad det er mulig å angi noen "beste praksis" for estimering av priselementene kan våre innspill oppsummere som nedenfor:

Tabell: Oppsummering av anbefalte metoder for estimater

Priselement	Beste praksis estimering
Systempris	Som regel godt grunnlag i det finansielle marked – metode 1.
Områdepris	Variierende mulighet for bruk av metode 1. Kan noen ganger finne gode indikasjoner fra det finansielle marked (NASDAQ). Alternativt spørre marked makere om kvoteringer.
Døgnprofilpåslag	Variierende mulighet for bruk av metode 1, som regel noe begrenset. Metode 2 er som regel godt egnet, kombinert med metode 3.
Korrelasjonskostnad	Bruk av prishistorikk og forbrukshistorikk fra egen kundemasse, typisk siste 5-10 år.
Regulerkraftkostnad	Bruk av historikk for egen virksomhet.
Valutakurs EUR/NOK	Som regel godt grunnlag i det finansielle marked – metode 1.

9.2.2 Vurdering av sikringsbehovet

For alle risikofaktorer må det gjøres en vurdering av om en skal sikre eller leve med risikoen. Tre forhold teller inn i vurderingen:

1. Hvor stor er risikoen?
2. Hvor stor er sikringskostnaden?
3. Hvilken risiko kan virksomheten leve med?

Hvor stor er risikoen?

Når man har gjort et forventningsrett estimat må man med utgangspunkt i dette prøve å estimere hvor stor risiko det er for avvik fra estimatet. For å måle risiko er det vanlig å estimere risiko på et gitt konfidensnivå.

Ta som eksempel en leverandør skal levere fastpris. Forventet områdeprisdifferanse er 0,3 EUR/MWh over systempris. Risikoen er at områdepåslaget blir høyere. Han estimerer at innenfor 9 av 10 tilfeller blir områdeprisdifferansen ikke høyere enn 1,0 EUR/MWh over systempris. Et uttrykk for risikoen for høyere enn forventet områdeprisdifferanse er at risikoen på 90% konfidensnivå er 0,7 EUR/MWh (1,0-0,3). Her er sannsynligheten 90% for at konsekvensen ikke blir større enn 0,7 EUR/MWh. Hvis man estimerer konsekvens for en serie av sannsynligheter, fra 0% til 100%, har man en fordelingsfunksjon. I finansiell risikostyring er det vanlig å estimere fordelingsfunksjoner for de aktuelle variabler.

Å estimere risiko for finansielle faktorer går ut på å estimere fordelingsfunksjoner. Dette er en mye mer krevende øvelse enn å estimere forventningsrette estimater, som beskrevet tidligere. Forventningsrette estimater kan ofte leses fra finansielle markedspriser. Risiko, eller fordelingsfunksjoner, er det som regel ingen kilder for og man må basere seg mye på egne vurderinger. For systemprisen kan man finne estimater på risiko ut fra prising i opsjonsmarkedet (implisitt volatilitet). Denne metoden bør imidlertid suppleres med historiske observasjoner. Grunnen til at implisitt volatilitet kan gi et feilaktig bilde av risiko er at opsjonsprising, og derved implisitt volatilitet, kan påvirkes mye av ubalanser og imperfeksjoner i opsjonsmarkedet.

For andre faktorer enn systempris og valuta har man som regel kun historikk og egne vurderinger å basere risikoestimatene på. Et viktig poeng er at estimering av risiko handler om å se mulige utfall i framtiden. Det er ikke noen eksakt vitenskap. Historikk eller markedsindikasjoner bør alltid suppleres med egen vurdering av hva som er tenkelige utfallsrom.

Hvor stor er sikringskostnaden?

Det vil som regel alltid koste noe i form av transaksjonskostnader å sikre en risiko i et finansielt marked. Med transaksjoner menes både regulære gebyrer og mindre synlige kostnader i form av "Bid-ask" spread i markedet.

I et videre perspektiv kan sikringskostnadsbegrepet også omfatte tapte forretningsmuligheter ved at man unngår en risiko ved å omdefinere et produkt eller lar være å selge et produkt.

Hvilken risiko kan virksomheten leve med?

Ulike virksomheter har ulike evne til å ta risiko. Derfor er det vanskelig å gi noen spesifikke føringer for avveiningen mellom risikoens omfang og hvor stor sikringskostnad en kan være villig til å påta seg.

Uavhengig av virksomhetens bæreevne for risiko er det imidlertid noen argumenter som ofte taler i favør av mer sikring på tross av sikringskostnad:

- Når usikre størrelser er sikret blir det lettere å overvåke lønnsomheten i virksomheten. Mange usikre faktorer gir mer støy som må isoleres før en kan vurdere de virkelige resultatene
- Når usikre størrelser skal sikres, fører dette ofte til større trygghet for at lønnsomhetskalkylene baseres på riktige estimater

9.2.3 *Bruk av risikopremier*

Noen leverandører opererer med risikopremier i sine priskalkyler. Ta som eksempel en leverandør som skal stille pris på spotpris på konkurransetilsynets liste. For å estimere innkjøpskostnad må han kalkulere en forventet døgnprofilpremie. Han legger til grunn 0,20 EUR/MWh. På grunn av høye sikringskostnader er han usikret og eksponert for at faktisk døgnprofilpremie kan bli både høyere og lavere. Fordi han er ukomfortabel med denne risikoen legger han på en ekstra premie på 0,10 EUR/MWh på toppen.

Om det er riktig å legge inn en risikopremie i estimatet eller ikke, er et spørsmål om holdning til risiko:

- En risikonøytral leverandør vil være indifferent til om en kontantstrøm er sikker eller usikker, så lenge det forventningsrette estimatet er det samme, slik at han over tid verken vil tape eller tjene på risiko.
- En risikoavers leverandør vil ha en preferanse for en sikker kontantstrøm. En usikker kontantstrøm må ha en høyere forventet verdi for at den skal vurderes som like verdifull som en sikker kontantstrøm.

Fordi de fleste leverandører vil ha et visst innslag av risikoaversjon kan det argumenteres for å legge en risikopremie inn i kalkylene. Imidlertid er det viktig å huske at har man først besluttet å ta en risiko, så vil man være eksponert for de potensielle resultateffektene fra risikoen. Risikopremien vil kun bidra til at lønnsomheten er litt bedre. Så kan man

spørre seg om dette vil medføre mindre forretning fordi man taper i konkurransen mot leverandører som ikke legger på risikopremien.

9.3 Håndtering av systemprisisiko

Eksponering mot systempris er relevant for to kontraktstyper:

- Fastpris, eksempelvis 1- 3 år
- Standard variabel – som har et element av kortsiktig fastpris

For begge kontraktstyper gjelder det at salgspris må settes ut fra en forventet innkjøpskostnad for kraften. Et vesentlig element i innkjøpskostnaden er systemprisen og den representerer den største enkeltrisikoen i en fastpriskontrakt. Samtidig er systemprisen den risikoen som er lettest å sikre.

Med et forventningsrett estimat som utgangspunkt vil det som nevnt være like sannsynlig at avviket i faktisk systempris skal gi tap som at det skal gi gevinst. En leverandør som ikke sikrer, vil derfor i gjennomsnitt verken tjene eller tape på systemrisiko.

9.3.1 Fastpris, eksempelvis 1 – 3 år

For en leverandør med svært god evne til å bære risiko er det mulig å se for seg en strategi uten sikring av systempris, eventuelt i kombinasjon med en stop loss strategi. Imidlertid er som nevnt en fordel med sikring at overvåkning av lønnsomhet blir lettere og at det blir enda bedre bevissthet omkring estimatet for systempris.

Systemprisisikoen kan være omfattende og de fleste kraftselskaper har derfor som retningslinje at alle fastpriskontrakter skal prissikres idet man pådrar seg leveringsforpliktelsen. Dette er forståelig innenfor en marginforretning. Ugunstige variasjoner i systempris kan tilsvare mange års margininntekter.

Den direkte kostnaden i form av transaksjonskostnad er lav. En transaksjonskostnad i området 0,01 – 0,10 EUR/MWh tilsvarer 0,008 – 0,08 øre/kWh. I tillegg kommer den indirekte kostnaden ved å ha et apparat for å håndtere finansielle sikringsaktiviteter.

Standardiserte finansielle kontrakter handlet over NASDAQ OMX (tidligere Nord Pool) er likvide, men ikke tilpasset leverandørens behov for en volumprofil som matcher kundens forbruksprofil. Finansiell sikring krever derfor en viss tilpasning over tid etter hvert som kontrakter blir tilgjengelig for handel. Som regel er ikke alle de aktuelle finansielle kontraktene tilgjengelige for handel i det øyeblikk at sikringsbehovet oppstår. En leverandør som selger en ett-års fastpriskontrakt og skal bruke det standardiserte markedet for sikring vil derfor typisk kunne sikre de første 5-6 uker på ukekontrakter, dernest de påfølgende 3-4 måneder med månedskontrakter, og så må man anvende kvartalskontrakter for det siste halvåret av kontrakten. Deretter må presisjonsnivået i sikringen tilpasses etter hvert som nye kontrakter kommer i handel. En leverandør som sikrer på ukesoppløsning vil da for en ett-års fastpris få 52 leveranser, med 52 faste volum og tilhørende faste priser. Slike finansielle markedsoperasjoner har en kostnad for leverandøren, i tillegg til at det gir operasjonell risiko.

Vår vurdering er at beste praksis for fastpriseksponeringer er å sikre innkjøpskostnaden ved hjelp av det finansielle marked.

Beste praksis for mange leverandører vil etter vår vurdering være å ikke sette opp det nødvendige apparat for å handle jevnlig i det standardiserte marked, men heller etablere en enklere form for finansielle markedsoperasjoner. Man må da søke å finne motparter i det bilaterale marked som kan handle sikringskontrakter med eksakt de egenskaper som man trenger for sitt sikringsbehov. På den måten reduseres ressursinnsatsen med den finansielle sikring. Modellen forutsetter at man er i stand til å finne motparter som gir tilfredsstillende priser. I en slik modell er det også nærliggende å gjøre handler kvotert i NOK/MWh i stedet for EUR/MWh som gjøres i det standardiserte marked.

9.3.2 Standard variabel

For standard variabel er praksis hos de fleste leverandører å ikke sikre systemrisikospesifiseringen. Grunnen er at de fleste mener at de aktuelle ukekontrakter som kan nyttes for sikring har en prising som preges av en ubalanse i markedet. Det kan synes som det er få produsenter som har et sikringsbehov som tilsier salg av ukekontraktene, mens mange leverandører har et sikringsbehov som tilsier kjøp. Derfor mener mange at prisene tenderer til å bli presset opp, etter enkelte markedsaktørers mening kunstig høyt, i den forstand at finansielle priser ikke lenger blir noen god prediksjon på leveringspris. I teorien skulle man da tro at dette var en markedsmulighet som ville bli benyttet, og derved bidra til den motsatte effekt. Markedsaktører hevder at det av forskjellige grunner ikke skjer i tilstrekkelig grad. Empiriske undersøkelser av tallmaterialet har også bekreftet dette.

Å være usikret for innkjøpet til variabelpris innebærer at leverandøren taper ved stigende priser og tjener på fallende priser. Fastpriselementet i variabelpris er imidlertid bare 2-3 uker, slik at denne risikoen er langt mindre enn den ville vært om man var usikret på for eksempel en 1 års fastprisavtale.

Vår vurdering er at beste praksis for standard variabel produktet er å gjøre en grundig vurdering av risikoens omfang og kostnad for å sikre, og se dette opp mot leverandørens evne til å bære risiko. Dersom leverandøren har nødvendig risikobærende evne, er det flere faktorer som trekker i retning av at dette produktet skal være usikret mot systemprisen.

Ut fra et risikoperspektiv er det også et alternativ å flytte kundemassen fra standard variabel til andre kontraktsformer.

9.4 Håndtering av områdepriserisiko

Eksponering mot områdepris er relevant for to kontraktstyper:

- Fastpris
- Standard variabel

9.4.1 Fastpris

De siste års erfaring har vist at områdeprisdifferansene kan variere vesentlig. For fastpriskontrakter, typisk med fast pris for et år eller lenger, kan områdepriselementet utgjøre en vesentlig risiko.

Ved fastprissalg bør derfor områdeprissikring vurderes. Gjennom å bruke Contract for Difference (CfDs) kan leverandørene sikre seg mot områdepriserisikoen. En CfD er en forwardkontrakt referert i forhold til forskjellen mellom områdeprisen i et gitt punkt i sentralnettet og systemprisen. Markedsprisen for en CfD gjennom handelsperioden reflekterer markedets forventning til prisdifferansen gjennom

“Leverandører og knapphetsprising av elektrisitet i Norge vinteren 2009/2010”

leveringsperioden. CfD-kontraktene kan gjøres enten gjennom en clearet handel på den standardiserte markedsplassen NASDAQ OMX Commodities, eller direkte mot en motpart (bilateralt).

Fordi transaksjonskostnadene knyttet til slik sikring ofte er høye, er det ikke gitt at det alltid vil være riktig å sikre. Det er vanlig at leverandørene aksepterer å leve med områdepriserisikoen innenfor et gitt omfang. Slike beslutninger må tas ut fra en vurdering av risikoens omfang sett opp mot sikringskostnaden, tatt i betraktning virksomhetens tåleevne for risiko.

Beste praksis er etter vår mening å vurdere sikring av områdepris for fastpriskontrakter ut fra en vurdering av risikoens omfang opp mot kostnaden ved å sikre.

En mulig alternativ løsning kan være å selge fastpriskontrakter som inneholder sikring mot systempris, men ikke mot områdepris. Dette har vært benyttet i bedriftsmarkedet. I massemarkedet, med mindre profesjonelle motparter, tror vi denne løsningen er vanskelig gjennomførbar.

En god løsning, som kan være vanskelig å gjennomføre, er å spre sine fastprissalg over flere prisområder, slik at man får en naturlig sikring. Hvis dette hadde vært enkelt å gjennomføre ville det vært å anse som en beste praksis håndtering av områdepriserisiko.

9.4.2 Standard variabel

Fordi denne type kontrakt har et element av kortsiktig fastpris, har den områdepriserisikoen på samme måte som systempriserisikoen. Imidlertid er denne risikoen så liten at det anses uaktuelt å sikre den. Hvis man skulle ha sikret den måtte man forespurt en leverandør i det bilaterale markedet. Kostnaden ville ventelig ha blitt svært stor i forhold til risikoen.

Beste praksis er etter vår vurdering å ikke sikre områdepriserisikoen for variabelpris-kontrakter.

9.5 Håndtering av volumrisiko

Denne risikoen gjelder kun fastprisavtalen og har to avarter:

- Forbruksvolumrisiko – kunden har en annen forbruksmengde enn forventet
- Årsprofilrisiko – kunden tar ut volumet i en annen profil enn forventet

9.5.1 Forbruksvolumrisiko

Forbruksvolumproblematikken gjelder for standard fastprisavtaler (ekst 1-3 år), der man selger med fast pris samtidig som kunden har rett til å ta ut det volumet han ønsker. Altså fast pris med fritt volum. Utfordringen for leverandøren er at han må sikre et forventet volum. Risikoen er at kunden tar ut et høyere volum enn forventet samtidig som prisen er høy, alternativt at kunden tar ut et lavere volum enn forventet samtidig med lav pris.

På grunn av positiv korrelasjon mellom pris og volum er ikke dette bare en risiko, men representerer også et kostnadsэлеment. Enten volumavviket er negativt eller positivt tenderer det å sammenfalle med en pris som er i leverandørens ugunst. Dette blir derfor det en forventet

kostnad eller korrelasjonskostnad som bør inkluderes i estimatet for innkjøpskostnad.

I teorien er det mulig å se for seg strategier med finansielle opsjoner for å håndtere denne risikoen. Vår oppfatning er at dette blir komplisert og kostnadskrevede.

En alternativ måte å håndtere denne risikoen på, som nok mange vil beskrive som beste praksis, er å la være å tilby fast pris med fritt volum, men heller tilby fast pris med fast volum. Forbruksvolumrisikoen er da overført til kunden. Hvis kunden bruker et større volum enn planlagt blir han fakturert spotpris for det overskytende volum. Å tilby fast pris med fast volum krever at leverandøren har et faktureringsystem hvor dette kan håndteres.

Beste praksis er etter vår vurdering at korrelasjonskostnaden må beregnes og tas med i kalkylen for fastsetting av fastpris. Dette fordrer at man har et begrep om mulige pris- og volumavvik samt korrelasjon mellom disse.

En effektiv måte å eliminere risikoen på er også å overføre volumrisikoen til kunden gjennom å tilby fast pris med fast volum.

9.5.2 Årsprofilrisiko

Som omtalt tidligere vil en leverandør i utgangspunktet typisk ønske å sikre et årsforbruk med 52 ukesikringer. Sikringen vil kunne gjøres gradvis i det standardiserte finansielle markedet, eller umiddelbart i en transaksjon i det bilaterale marked.

Innenfor hver sikret periode vil en ha den samme risikoen som beskrevet under forbruksvolumrisiko. I verste fall vil kunden ta ut høyere volum enn angitt profil i høyprisperioder og lavere volum i lavprisperioder gjennom året.

Beste praksis for håndtering av årsprofilrisiko er å ha høy bevissthet omkring estimering av kundens forbruksprofil, og inkludere en korrelasjonskostnad i estimatet av innkjøpskostnaden.

Det er viktig å bemerke at dette er den ekstra korrelasjonskostnad som kommer i tillegg til korrelasjonskostnaden knyttet til årsvolum.

9.6 Håndtering av døgnprofilrisiko

Eksponering døgnprofilrisiko er relevant for alle kontraktstyper:

- Fastpris
- Standard variabel
- Standard spotpriskontrakter

Døgnprofilrisiko er risikoen for at faktisk døgnprofilkostnad blir høyere enn forventet døgnprofilkostnad. Døgnprofilrisiko vil normalt håndteres ved at leverandøren vurderer historiske data og deretter estimerer en forventet døgnuttaksprofil for leveringsperioden. Dette kombineres med en forventet prisprofil over døgnet. Derved kan det beregnes en forventet kostnad knyttet til døgnprofilen.

Avvik fra forventet døgnprofilkostnad kan skyldes to forhold:

- Døgnprofilen på pris avviker

- Døgnprofilen på volum avviker

Døgnprofilen på pris kan i stor grad sikres ved hjelp av finansielle peak-load kontrakter. Leverandøren taper når peaktimene blir priset høyere enn forventet. En sikring mot dette vil da være å kjøpe peak load-kontrakter, slik at han tjener i det finansielle markedet når han taper i det fysiske markedet. Hos NASDAQ OMX handles standardiserte peak load-kontrakter, der peak load defineres som timene fra 8-20 i ukedagene mandag-fredag.

Dessverre er likviditeten i peak load produktene svært dårlig. Gjennom NASDAQ OMX blir det i skrivende stund stilt priser for peak load for de nærmeste 3 kvartaler. Bid – Ask spreaden er hele 6 EUR/MWh. "Open interest" (handlet volum) er null for alle tre kvartaler. Selvsagt kan det være mulig å finne noe mer likviditet i det bilaterale marked. Uansett er vårt inntrykk at sikring gjennom bruk av peak load – produkter vil vurderes som for kostbart i de aller fleste tilfelle.

Beste praksis er etter vår vurdering å anvende et forventningsrett estimat for døgnprofilkostnaden. Med dagens markedsmuligheter er det nærliggende å konkludere at beste praksis er å ikke sikre døgnprofil pris-risikoen.

9.6.1 Spotprisprodukter

Døgnprofilrisiko knyttet til spotprisprodukter kan unngås. Spotprisproduktet slik det er definert i henhold til Konkurransetilsynets liste, innebærer at grunnlagsprisen før påslag er en likt veiet gjennomsnittspris. I sitt faste påslag må leverandøren da ta høyde for døgnprofilkostnaden.

Hvis leverandøren derimot definerer grunnlaget som en profilveiet gjennomsnittspris vil døgnprofilkostnaden ligge inne i grunnlagsprisen. Profilen må da settes lik typisk forbruksprofil for kunden. Hvis prisdifferansen for peak-timene blir høyere enn forventet vil det påvirke grunnlagsprisen og følgelig vil risikoen bæres av kunden.

Produktet vil da typisk kalles for markedspris, innkjøpspris, eller lignende og vil ikke kunne figurere på konkurransetilsynets liste.

Risikomessig, isolert sett fra leverandørens side, er det vår vurdering at beste praksis er å overføre døgnprofilrisikoen til kunden.

9.7 Håndtering av regulerkraftkostnadsrisiko

For leveranser av alle typer produkter må estimert innkjøpspris inneholde en forventet kostnad i regulerkraftmarkedet.

Regulerkraftkostnadsrisiko er risikoen for kostnaden i regulerkraftmarkedet blir høyere enn forventet. Avvik fra forventning kan skyldes to forhold:

- Større avvik i forbruksprognostisering enn forventet
- Høyere forskjeller mellom regulerkraftpris og spotpris enn forventet

Avvikene i forbruksprognostisering kan kun søkes å holdes lavest mulig gjennom best mulig systemer for forbruksprognostisering. Et viktig element her er løpende tilgang til oppdaterte måleverdier.

Tiltak som kan være aktuelle er:

- Raskere egen prosessering av måledata mottatt fra netteiere (daglig) og Statnett (ukentlig)
- Bruk av løpende (instante) måledata for viktige forbruksområder

Forskjellene mellom regulerkraftpris og spotpris er det vanskelig å gjøre noe med. Det handles ikke finansielle produkter på denne forskjellen. Dessuten, leverandøren kan heller ikke på forhånd vite for hvilke perioder og i hvilket omfang han blir eksponert for prisforskjellen.

For større kunder, typisk i bedriftsmarkedet, kan det være aktuelt med en avtaleklausul om at "alle henførbare kostnader" med kraftanskaffelsen skal viderefaktureres. Derved kan unormalt høye regulerkraftkostnader bæres av kunden. Riktignok kan det noen ganger være vanskelig å tolke slike klausuler. Regulerkraftkostnader kan bli høye av to grunner:

- På grunn av markeds- og værforhold på tross av godt arbeid med prognosering og anmelding
- På grunn av operasjonelle feil og dårlig håndverk i prognosering og anmelding

Elbas markedet er et marked for handel med strøm i engrossmarkedet på timebasis. Fra kl 1400 kan man kjøpe og selge timene for dagen etter. Timene kan handles opp til en time før levering. På den måten kan handel i elbas-markedet brukes til å justere for eventuelle feil som er gjort i anmeldingen. Dette kan bidra til å redusere regulerkraftkostnadsrisiko. Imidlertid kan det være for sent å gjøre mye med kostnadene når man får kunnskap om behovet for endring. Elbas markedet synes lite brukt blant leverandørene.

9.8 Kommentarer til risikooverføring leverandør – kunde

På noen sentrale områder over antydes at beste praksis kan være å overføre risiko fra leverandør til kunde:

- Salg av fastpris med fast volum – kunden bærer volumrisiko
- Profilveid spotpris – kunden bærer døgnprofilrisiko

Vi legger til grunn at prising skjer på grunnlag av forventningsrette estimater. Kostnad for kunde og dekningsbidrag for leverandør kan da forventes å være det samme uavhengig av hvem som bærer risikoen.

Det kan diskuteres om leverandør eller kunde er best egnet til å bære risiko. Anta for illustrasjonsformål at en risiko på et gitt konfidensnivå er estimert til +/-1 øre/kWh. Hvor signifikant oppleves denne risikoen på henholdsvis kundens kraftkjøpskostnad og på leverandørens dekningsbidrag? For leverandøren vil risikoen være i størrelsesorden +/- 100% av netto margin, om ikke mer. For leverandøren er risikoen derfor svært signifikant i forhold til lønnsomheten i et produkt.

For kunden vil +/- 1 øre/kWh utgjøre i størrelsesorden 1% ved en samlet strømpris inkludert nettleie og mva på 100 øre/kWh.

Konkret når det gjelder volumrisiko er det også klart at det er kunden selv som sitter nærmest til å kunne påvirke sitt eget volum. I så måte vil en risikooverføring til kunden være i tråd med prinsippet om at risikoeierskapet bør være hos den som best kan kontrollere risikoen. I noen grad kan det samme sies om døgnprofilrisiko.

Vi har i denne vurderingen lagt til grunn at leverandøren ikke opererer med noen risikopremie i sine estimater. Hvis dette er tilfelle, vil det være argumentasjon for at kunden er tjent med å bære risikoen selv. Et moment kan også være at selv om leverandøren ikke bevisst opererer med risikopremier, så kan det faktisk at risikoen er så signifikant for leverandørens lønnsomhet, føre til en skjevhet i estimatene slik at han implisitt beregner seg en risikopremie. I så fall taler det i favør av at kunden bærer risiko.

9.9 Operasjonell risiko og motpartsrisiko

Denne rapporten omhandler i hovedsak leverandørens håndtering av finansiell markedsrisiko. En leverandør står også overfor flere andre typer risiko. Noe man bør være klar over når man drøfter tiltak for håndtering av finansiell markedsrisiko er at denne risikohåndteringen i seg selv er opphav til både operasjonell risiko (tap pga svikt i risikohåndteringen) og motpartsrisiko (tap knyttet til motparter) som man får som et ledd i risikohåndteringen.

9.9.1 Operasjonell risiko

Operasjonell risiko håndteres blant annet gjennom organisatoriske tiltak som for eksempel etablering av klare ansvarsforhold, dokumenterte og innarbeidede arbeidsprosesser, utvikling av kompetansen hos medarbeiderne, et velfungerende kontrollmiljø og gode rapporteringsrutiner. I en særstilling står kompetanseutvikling. Kompetansen om hva man driver med bør være god både hos ledelse, det utøvende miljø og kontrollmiljøet.

9.9.2 Motpartsrisiko

Leverandørene kan håndtere motpartsrisiko generelt ved for eksempel å foreta kredittsjekk av kundene før kontraktsinngåelse, samt ved å kreve forskuddsbetaling (a-konto). Noen av de samme hovedprinsippene gjelder for motparter i finansielle transaksjoner som gjøres for sikringsformål. Standardiserte handler gjennom NASDAQ OMX har et clearinghus som motpart, og således svært lav motpartsrisiko.

9.10 Oppsummering beste praksis risikohåndtering

Vi har ovenfor drøftet håndtering av de ulike risikoer leverandøren er eksponert for. Fordi det er forskjeller på leverandørenes risikobærende evne og preferanser for hvordan de vil framstå i markedet, er det også vanskelig å konkludere noen "State of the art" eller beste praksis for risikohåndtering på generelt grunnlag. I tillegg vil vurderingene av både risikoenes omfang og kostnadene ved ulike tiltak variere fra leverandør til leverandør.

Vi har likevel i tabellen nedenfor kort oppsummert de viktigste momentene fra drøftingen ovenfor i retning av det vi vurderer som en beste praksis.

Risiko	Beste praksis risikohåndtering
Systemprisrisiko	<ul style="list-style-type: none">• Fastpris:<ul style="list-style-type: none">○ Finansielle kontrakter som eliminerer systempriseksponering• Variabel pris:<ul style="list-style-type: none">○ Ingen sikring○ Overføre kunder til annen kontraktstype
Områdeprisrisiko	<ul style="list-style-type: none">• Fastpris:<ul style="list-style-type: none">○ CfD kontrakter, vurdere kostnad opp mot risiko○ For større kunder: overføre risiko til kunde ved å selge fast systempris
Valutarisiko	<ul style="list-style-type: none">• Fastpris:<ul style="list-style-type: none">○ Valuta terminkontrakter, eller systemprissikring i NOK• Variabelpris:<ul style="list-style-type: none">○ Ingen sikring
Volumrisiko	<ul style="list-style-type: none">• Fastpris:<ul style="list-style-type: none">○ Forventningsrett estimat inkludert korrelasjon○ Overføre risiko til kunde gjennom fast pris – fast volum kontrakt
Døgnprofilrisiko	<ul style="list-style-type: none">• Spotpris:<ul style="list-style-type: none">○ Overføre risiko til kunde gjennom å fakturere profilveid pris
Regulerkraftrisiko	<ul style="list-style-type: none">• Til større kunder:<ul style="list-style-type: none">○ Viderefakturere "henførbare kostnader"

10 REFERANSER

- Møter med leverandører november 2010
- Olje- og energidepartementet, Faktaheftet 2008
- NVE, Leverandørskifterundersøkelsen 3.kvartal 2005
- NVE, Utredding av soliditets- og likviditetskrav innen kraftomsetning, Desember 2005
- Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet
- Statnett: Rapport fra systemansvarlig om kraftsystemet i Norge 2009
- Statnett: Nettviklingsplan 2010