Kost/nytteanalyse til utredningsprosjektet én regning

Konsulentrapport utarbeidet for NVE

Pöyry Management Consulting

95
2015

RAPPORT

Kost/nytteanalyse til utredningsprosjektet én regning

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør: Ivar Munch Clausen

Forfattere: Pöyry Management Consulting

Trykk: NVEs hustrykkeri
Opplag: 30
Forsidefoto: Pöyry Management Consulting
ISBN 978-82-410-1147-4

Sammendrag: I denne rapporten presenteres en kost/nytte-analyse av utredningsprosjektet Én regning. Først gjøres en vurdering av Én regning som konkurransefremmende tiltak blant kraftleverandører ved å fjerne barrierer for leverandørbytte. Rapporten vurderer også betydningen for Én regning av valgt funksjonalitet i Elhub, samt at en mulig endring av dagens leveringspliktansvar drøftes. Til slutt foretas en samlet vurdering av nettonytten ved innføring av Én regning.

Emneord: En regning, leverandørsentrisk modell, sluttbrukermarkedet, kost/nytte-analyser

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

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

2015

Forord

Pöyry Management Consulting (Norway) AS har på oppdrag fra NVE utarbeidet en kost/nytte-analyse i forbindelse med utredningen av leverandørsentrisk markedsmodell «Én regning».

Formålet med oppdraget var å verdsette alle endringer i nytte og kostnader for alle aktører ved innføring av Én regning. Endringer som skjer som følge av andre beslutninger skulle ikke inngå i analysen. Nytte og kostnader som ikke kan kvantifiseres skulle beskrives kvalitativt. Analysene skulle gjennomføres med bakgrunn i et marked etter innføringen av Elhub og NBS (Nordic Balancing Settlement).

I rapporten presenteres en kost/nytte-analyse av utredningsprosjektet Én regning. Først gjøres en vurdering av Én regning som konkurransefremmende tiltak blant kraftleverandører ved å fjerne barrierer for leverandørbytte. Videre blir det foretatt en avklaring av kost/nytte-begrepet før alle kostnads- og nytteelementene verdsettes. Rapporten vurderer også betydningen for Én regning av valgt funksjonalitet i Elhub, samt at en mulig endring av dagens leveringspliktansvar drøftes. Til slutt foretas en samlet vurdering av nettonytten ved innføring av Én regning.

Dessverre har rapporten blitt liggende lenge hos NVE for endelig kvalitetssikring. Rapporten var ferdigstilt fra Pöyry 13. november 2014.

Oslo, november 2015

Ove Flataker
avdelingsdirektør

Heidi Kvalvåg
seksjonssjef

KOST/NYTTEANALYSE TIL UTREDNINGSPROSJEKTET ÉN REGNING

Utarbeidet for NVE

R-2014-008

Dokumentdetaljer

Pöyry-rapport nr.	R-2014-008
Prosjektnr.	5ZX243332.10
ISBN	978-82-8232-233-1
ISSN	0803-5113
Interne koder	LFB/CTO/pil, OLO
Dato for ferdigstilling	13. november 2014
Tilgjengelighet	Offentlig

Kontaktdetaljer

Oslo

Pöyry Management Consulting (Norway) AS
Postboks 706 Sentrum,
0106 Oslo

Besøksadresse:
Grensen 16
0159 Oslo

Telefon: 45 40 50 00
Telefaks: 22 41 19 00
e-post: oslo.econ@poyry.com

Web: http://www.poyry.no

Org.nr: 960 416 090

Copyright © 2014 Pöyry Management Consulting (Norway) AS

DISCLAIMER/ANSVARSFRASKRIVELSE OG RETTIGHETER

Denne rapporten er utarbeidet av Pöyry Management Consulting (Norway) AS (”Pöyry”) for Norges vassdrags- og energidirektorat (”Mottakeren”) i samsvar med Avtalen mellom Pöyry og Mottakeren.

Pöyry kan ikke holdes økonomisk eller på annen måte ansvarlig for beslutninger tatt eller handlinger utført på bakgrunn av innholdet i denne rapporten.

Pöyry baserer sine analyser på offentlig tilgjengelige data og informasjon, egne data og data eller informasjon som blir gjort tilgjengelige for oss i forbindelse med spesifikke oppdrag. Vi vurderer alltid om kvaliteten på dataene er god nok til at de kan brukes i våre analyser, men kan likevel ikke garantere for kvalitet og sannferdighet i data vi ikke selv eier rettighetene til. Usikkerhet er et element i alle analyser. Som en del av metode-dokumentasjonen til våre analyser forsøker vi alltid å synliggjøre og drøfte usikkerhets-faktorene.

Alle rettigheter til denne rapporten er uttømmende regulert i Avtalen mellom Pöyry og Mottakeren.

INNHOLD

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER 1

1 ÉN REGNING SOM LEDD I ET EFFEKTIVT SLUTTBRUKERMARKED 5

1.1 Dagens markedssituasjon er ikke optimal 5

1.2 ÉR er ett steg mot et felles Nordisk sluttbrukermarked 6

1.3 Bransjens syn på Én regning er splittet 8

1.4 ÉR kan gi økt konkurranse i sluttbrukermarkedet 9

2 FORUTSETNINGER FOR OG IDENTIFISERTE VIRKNINGER AV ÉN REGNING 11

2.1 Forutsetninger 11

2.2 Nytte og kostnader for de berørte aktørene 11

3 AVKLARING AV KOST/NYTTE-BEGREPET 13

3.1 Samfunnsøkonomiske analyser og kost/nytte som verktøy 13

3.2 Kost/nytte-analyser i energisektoren; metodebeskrivelse og eksempler 15

3.3 Anvendelse av kost/nytte for vurdering av én regning 17

4 VERDSETTING DEL 1: FINANSIELLE EFFEKTER 21

4.1 Antagelser og forutsetninger 21

4.2 Dagens situasjon 23

4.3 Positiv virkning for likviditet og avkastning 24

4.4 Oppblåsing av balansen og redusert soliditet 26

4.5 Nettonytte for kraftleverandør og kostnad for nettselskap 27

5 VERDSETTING DEL 2: ENDRET OPPGAVEFORDELING 29

5.1 Økte driftskostnader for kraftleverandør som følge av flere kundehenvendelser 29

5.2 Nyttevirkning for nettselskap som følge av færre kundehenvendelser 32

6 VERDSETTING DEL 3: KONKURRANSEVIRKNINGER 35

6.1 Økt mulighet for bedre betingelser 35

6.2 Redusert prispåslag fra kraftleverandører 39

6.3 Virkninger på elektrisitetsforbruk 47

6.4 Effekt på nett-tariffer 47

6.5 Oppsummering av kost/nytte-effekter 50

7 VERDSETTING DEL 4: EFFEKTIVITET 51

7.1 Én regning vil ha en positiv effekt for sluttbruker 51

7.2 Kraftleverandørens prismarginer kan presses ned 52

8 VERDSETTING DEL 5: RISIKOSPREDNING 55

8.1 Kraftleverandør påføres risiko ved utestående kundebetaling 55

8.2 Nettselskap påføres risiko ved konkurs av kraftleverandør 58

9 VERDSETTING DEL 6: NORDISK HARMONISERING 63

9.1 Nødvendighet av ÉR for et velfungerende nordisk sluttbrukermarked 63

9.2 Forventede nyttevirkninger av ÉR for et nordisk sluttbrukermarked 64

9.3 Positiv nettonytte av ÉR for et felles nordisk sluttbrukermarked 65

10 VURDERING AV FUNKSJONALITETER I ELHUB 67

10.1 Nyttevirkninger både for kraftleverandør og nettselskap 67

10.2 Kraftleverandør påvirkes lite av valgt funksjonalitet for Elhub 69

10.3 Nettselskap påføres en kostnad dersom Elhub begrenser fleksibiliteten 70

10.4 Nytte for sluttbruker ved standardisert tariffstruktur, men påvirkes lite av Elhub 71

10.5 Funksjonalitet i Elhub har liten betydning for ÉR 71

11 VURDERING AV LEVERINGSPLIKTANSVARET 73

11.1 Mulig endring av dagens ordning for leveringsplikt 73

11.2 Potensiell økonomisk fortjeneste for kraftleverandør 74

11.3 Nettonytte ved å auksjonere leveringsplikt 75

12 SAMLET VURDERING AV INNFØRING AV ÉR 77

12.1 Oppsummering av nytte- og kostnadselementene 77

12.2 Beskrivelse av fordelingsvirkninger 78

12.3 Nettonytte som følge av én regning 78

REFERANSER 81

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER

Resymé

I denne rapporten presenteres en kost/nytte-analyse av utredningsprosjektet Én regning. Først gjøres en vurdering av Én regning som konkurransefremmende tiltak blant kraftleverandører ved å fjerne barrierer for leverandørbytte. Videre blir det foretatt en avklaring av kost/nytte-begrepet før alle kostnads- og nytteelementene verdsettes. Rapporten vurderer også betydningen for Én regning av valgt funksjonalitet i Elhub, samt at en mulig endring av dagens leveringspliktansvar drøftes. Til slutt foretas en samlet vurdering av nettonytten ved innføring av Én regning.

Bakgrunn og problemstilling

NVE vurderer dagens fakturaregime som konkurransevridende. Dagens ordning favoriserer særlig kraftleverandører som er vertikalintegrert med nettselskap, da disse enkelt kan sende felles faktura for nettjenester og kraftkjøp. Dette utgjør i sin tur en barriere for leverandørskifter ettersom et betydelig antall konsumenter oppgir felles faktura som en parameter ved avtalebytte.

Én regning er en måte å utjevne konkurranseforskjeller på. Under denne ordningen blir kraftleverandør ansvarlig for fakturering av både kraftkjøp og nettjeneste, samt blir primærkontakt for kunder i sluttbrukermarkedet. Alle kraftleverandører, både integrerte og ikke-integrerte, vil således kunne tilby samme tjenester i form av fakturering og som hovedkontakt. I teorien vil dette gi en jevnere konkurranseflate mellom kraftleverandører og sørge for at leverandørbytter i større grad blir et resultat av leverandørprodukt- og priser, snarere enn hvorvidt kraftleverandør kan tilby felles faktura.

Som en del av det samlede vurderingsgrunnlaget for utredningsprosjektet Én regning, har NVE behov for en helhetlig oversikt over kostnads- og nytteaspektene ved ordningen. I denne rapporten verdsettes derfor alle nytte- og kostnadsendringer som følge av Én regning. Endringer, så vel nytte som kostnader, som skjer som følge av andre beslutninger, inngår ikke i analysen. Nytte og kostnader som ikke kan kvantifiseres beskrives kvalitativt.

Finansielle virkninger av endret kontantstrøm

Ved innføring av Én regning vil kontantstrømmen for nettleien gå via kraftleverandør. Når kundefordringene for nettleie (inkludert elavgift) kommer inn på kraftleverandørens konto, reduseres kassakreditten og kraftleverandør sparer renter på kassakreditten i dagene før beløpet videreføres til nettselskapet. Den reduserte renten på kassakreditten betraktes her som en avkastning for kraftleverandør som følge av Én regning. Med de forutsetninger som er lagt til grunn, innebærer innføring av Én regning en økning i avkastningen for kraftleverandørene på 46,8 mill. NOK eller 151,2 mill. NOK, avhengig av valgt kredittid fra nettselskap til kraftleverandør (M+25 eller M+45).[1] Reduserte renteutgifter på kassakreditten vil i tillegg forbedre kraftleverandørenes likviditet, noe som forventes å ha en positiv effekt ved en fakturaperiode på 45 dager.

Samtidig vil totalbalansen til leverandørene øke gjennom året som følge av økte kundefordringer og kortsiktig gjeld, noe som igjen medfører redusert egenkapitalandel (EK-andel) og soliditet. Det forventes ikke at innføring av Én regning generelt sett vil medføre

[1] Ved M+25 fakturerer nettselskapet kraftleverandør for forrige måneds nettleie med en kredittid på 25 dager, mens kredittiden i M+45 er 45 dager.

en kostnad for kraftleverandørene som følge av redusert EK-andel, men en redusert EK-andel kan i teorien være en ulempe for kraftleverandørene da det kan bli vanskeligere for kraftleverandører å få gjeldsfinansiering fra banker og kredittinstitusjoner.

I en situasjon med M+25 antas det at nettselskapets kredittider forblir uendret sammenlignet med i dag. I en situasjon med M+45, derimot, vil en ny faktura sendes til kraftleverandør før forfall på forrige faktura inntreffer. Som følge av at nettselskapet vil ha to fakturaer utestående i en periode på 20 dager, vil nettselskapene, gitt forutsetningene lagt til grunn for beregningen, påføres en rentekostnad på 90,9 mill. NOK.

Endret oppgavefordeling for fakturering og kundehåndtering

Ved innføring av Én regning vil kraftleverandør være ansvarlig både for fakturering av kraftleveranse og nettleie, samt ha rollen som hovedkontaktpunkt for kunden. Sammenlignet med dagens situasjon, betyr dette at disse oppgavene skyves over fra nettselskap til kraftleverandør. Det er for øvrig lagt til grunn at Én regning innføres i et marked med AMS, noe som betyr at antallet nettrelaterte kundehenvendelser forventes å være betydelig lavere enn i dag.

Basert på antagelsene lagt til grunn, forventes det at kraftleverandør vil påføres en kostnadsøkning på i overkant av 1,3 mill. NOK som følge av økningen i administrative oppgaver.

Videre forventes det at nettselskapet vil få en tilsvarende nyttegevinst som følge av sparte kostnader knyttet til fakturering og kundehåndtering. I tillegg antas det at nettselskapet vil få en nyttevirkning som følge av at informasjon om flytting og leverandørskift vil kunne distribueres på en mer effektiv måte fra kraftleverandør enn fra hver enkelt sluttbruker.

Virkning på konkurransen i marked, og dermed på kraftpris og nettleie

Én Regning kan påvirke markedsaktørenes adferd da obligatorisk samfakturering, samt ett hovedkontaktpunkt, fjerner hindre for leverandørbytte, noe som igjen tvinger kraftleverandører til å tilby bedre betingelser for å beholde sine kunder. Den samfunnsøkonomiske nytten fra denne utviklingen vil da ligge hos sluttbrukerne, mens kostnaden hovedsakelig havner hos kraftleverandørene.

Basert på forutsetningene lagt til grunn for beregningen, vil sluttbrukerne få en samlet nyttegevinst som følge av konkurransevirkninger på nesten 41 mill. NOK. Virkningene er rene omfordelingseffekter mellom sluttbrukere og kraftleverandører/nettselskap.

Bedre informasjonstilgang og økt kundevennlighet

Overgang til én primærkontakt og felles faktura for kraftleveranse og nettleie er en nyttevirkning for sluttbruker som følge av at sluttbruker sparer tid, lettere vil få en oversikt over den totale strømkostnaden, vil få bedre anledning til å etterlyse skreddersydde avtaler samt at det blir lettere for sluttbruker å ta kontakt. I tillegg kan det også tenkes at enkelte kraftleverandører vil velge å benytte god service som et konkurransefortrinn.

Endret risikofordeling mellom kraftleverandør og nettselskap

Kraftleverandør påføres en kostnad ved å påta seg risiko for manglende betalinger fra sluttbruker. Basert på antagelsen om at 3 prosent av kundene med inkassokrav aldri betaler, påføres kraftleverandør en kostnad som følge av utestående nettleie og elavgift, som likevel må betales til nettselskapet, på 3 mill. NOK.

Der kraftleverandør får en kostnad ved å påføres løpende risiko for utestående betaling fra sluttbruker, får nettselskap en tilsvarende nytte ved å slippe denne risikoen. Imidlertid kan risikogevinsten ved at kraftleverandør står som ansvarlig betaler snus til en betydelig

risikokostnad dersom en kraftleverandør går konkurs. Nettselskapenes årlige risikokostnad som følge av konkurs av en kraftleverandør er, gitt forutsetningene lagt til grunn, estimert til 64 842 NOK for alle nettselskapene totalt sett. Den estimerte risikokostnaden utgjør 2 prosent av nettselskapenes besparelse ved å unngå utestående betaling fra kunder som aldri betaler, og vår vurdering er således at behovet for en regulatorisk påkrevd garantiordning er fraværende.

Ett steg nærmere nordisk harmonisering av sluttbrukermarkedet for kraft

For at et nordisk sluttbrukermarked skal fungere, må rammebetingelsene, de politiske vilkårene og de operasjonelle prosedyrene være så like som mulig på tvers av og internt i landene. NordREG har i den sammenheng anbefalt innføring av en leverandørsentrisk modell med samfakturering. Dagens situasjon der enkelte kraftleverandører tilbyr felles faktura mens andre ikke gjør det, utgjør et konkurransehinder for kraftleverandører som ønsker å etablere seg utenfor hjemlandet. Denne ulempen vil bli opphevet som følge av innføring av Én regning, noe som betyr at man ved innføring av ordningen vil være ett steg nærmere en nordisk harmonisering av sluttbrukermarkedet.

Valgt funksjonalitet i Elhub har liten betydning for Én regning

Én regning utredes for et scenario med en operativ Elhub der standardiserte forbruksdata gjøres tilgjengelig for kraftleverandør. Elhubs endelige funksjonalitet er fremdeles ikke avgjort, og valget står mellom to ulike funksjonsmuligheter. Forskjellen på de to alternativene er i hovedsak at det er nettselskapet som utarbeider avregningsunderlaget for nett i det ene alternativet, mens dette gjøres av Elhub i det andre alternativet.

Nettselskapet påvirkes av valgt funksjon; å miste kontroll på utregningen av avregningsunderlaget kan være en ulempe, samtidig som at tidsbesparelser vil gi en nytteverdi. For sluttbruker vil standardisering av tariffstrukturen være en nytteverdi, noe som trolig vil være en nødvendighet dersom Elhub skal utarbeide avregningsunderlaget for nett. Imidlertid vil valgt funksjonalitet i Elhub ha liten betydning for effektene av Én regning isolert sett.

Nettonytte ved å auksjonere kunder på leveringsplikt

En frivillig auksjonsordning vil på generell basis bidra til en effektivisering av marked ved at omsetningsvirksomhet flyttes fra de monopolbaserte nettselskapene til de konkurranseutsatte kraftleverandørene. I tillegg vil nyttegevinsten ved at kraftleverandør overtar ansvaret for fakturering, og er primærkontakt, i større grad realiseres dersom dette gjelder alle kundene.

Nettselskap har per i dag ingen nettonytte ved å ha leveringspliktansvaret, og en auksjonering av kundene vil derfor ikke ha en nettoeffekt for nettselskapene. Kraftleverandører vil få en nyttegevinst ved å få flere kunder, særlig siden dette trolig er lite aktive kunder. Samtidig er risikoen lav da kraftleverandør ikke vil legge inn et bud i auksjonsmarkedet med mindre nytten vurderes som høyere enn kostnaden. Sluttbruker vil trolig komme bedre ut ved en auksjonsordning da dette sannsynligvis medfører at prisen for leveringsplikt settes lavere enn i dag.

Samfunnsøkonomisk nettonytte ved innføring av Én regning

Innføring av Én regning med en kredittid på 25 dager gir en positiv nettonytte både for kraftleverandør, nettselskap og sluttbruker. Med de forutsetninger som er lagt til grunn, er total kvantifisert nettonytte beregnet til 46,7 mill. NOK, og mesteparten av dette tilfaller sluttbruker (40,6 mill. NOK). I tillegg er det overvekt av positive ikke-kvantifiserte nyttevirkninger.

Med en kredittid fra nettselskap til kraftleverandør på 45 dager, er total kvantifisert nettonytte beregnet til 60,2 mill. NOK. Effekten er størst for kraftleverandørene, som har en estimert kvantitativ nettonytte på 107,6 mill. NOK. Også i dette tilfellet er det overvekt av positive ikke-kvantifiserte nyttevirkninger, og det er én ytterligere ikke-kvantifiserbar nyttevirkning sammenlignet med en kredittid på 25 dager som følge av at kraftleverandør får bedret likviditet.

1 ÉN REGNING SOM LEDD I ET EFFEKTIVT SLUTTBRUKERMARKED

I følge NVE er de viktigste målene med Én regning følgende:

- Gjøre sluttbrukermarkedet for strøm enklere for konsumentene
- Gi like konkurranseforhold mellom integrerte og uavhengige kraftleverandører
- Opprette kraftleverandør som primærkontakt for konsumentene
- Utgjøre et steg i retning av et nordisk sluttbrukermarked for strøm

Dette innledningskapittelet tar for seg utfordringene i dagens markedssituasjon, og drøfter nødvendighetene for å kunne harmonisere det nordiske sluttbrukermarkedet samt bransjens syn på saken.

1.1 DAGENS MARKEDSSITUASJON ER IKKE OPTIMAL

NVE har som målsetting at sluttbrukermarkedet for elektrisk kraft skal være så effektivt som mulig. Dette innebærer et marked bestående av et tilstrekkelig antall aktører, full tilgang på informasjon, få etableringshindringer og ingen konkurransevridende forhold. NVE anser sistnevnte faktor som den viktigste. Rasjonelle konsumenter som velger de økonomisk mest fordelaktige kraftleverandørene og kraftavtalene, bidrar derfor til å oppnå et så effektivt sluttbrukermarked for kraft som mulig.

NVE betrakter dagens faktureringsregime som konkurransevridende. Kraftleverandører som er vertikalintegrert med nettselskap kan enkelt sende ut felles faktura for nettjenester og kraftkjøp, noe som gir disse kraftleverandørene et konkurransefortrinn ovenfor uavhengige kraftleverandører som ikke kan tilby denne tjenesten. Dette utgjør i sin tur en barriere for leverandørskifter ettersom et betydelig antall konsumenter oppgir felles faktura som en viktig årsak/hinder for avtalebytte[2].

Dagens situasjon med to fakturaer gjør det mer komplisert for konsumentene å få oversikt over den totale kostnaden knyttet til forbruket av elektrisk kraft enn hva tilfellet ville vært med felles faktura. En bedre oversikt over dagens totalkostnad som følge av en felles faktura gjør den økonomiske fordelen ved et bytte av kraftavtale og/eller leverandør mer synlig. Bedre informasjon vil i teorien trigge mer aktive konsumenter da potensiell besparelse ved å bytte avtale/kraftleverandør blir lettere å identifisere. Jo mer informerte konsumentene er, jo høyere insentiv for aktivt å ta del i markedet, og jo mer effektivt blir sluttbrukermarkedet for kraft.

NVEs rapport nr. 80 (2013) om husholdningskunders tilpasning i kraftmarkedet viser at 27 prosent av kundene som besvarte undersøkelsen aldri har byttet hverken kraftavtale eller kraftleverandør. Blant disse opplyste 3 av 4 at de aldri har vurdert å bytte kraftleverandør. Det kan være mange grunner til dette. På undersøkelsen gjennomført av NVE oppgir 30 prosent at de føler en viss lojalitet til den kraftleverandøren de har i dag. En betydelig andel (omtrent 40 prosent) oppgir dessuten at de er fornøyd med kraftleverandøren de har i dag. Det er likevel verdt å bemerke at resultatet viser at det er flere blant kundene som har byttet kraftleverandør som er fornøyd med dagens kraftleverandør enn blant dem som ikke har byttet. Omtrent 15 prosent av kundene oppgir at de foretrekker å kjøpe kraft hos

[2] Se NVEs rapport nr. 80 2013 om *husholdningers tilpasning i kraftmarkedet* (NVE, 2013).

den lokale kraftleverandøren og like mange oppgir at kostnadsbesparelsen ved bytte av kraftleverandøren er for liten til at det er verdt bryet.

Undersøkelsen besvarer ikke spørsmålet om ønsket om å opprettholde muligheten for felles faktura er en årsak til at kundene ikke har byttet kraftleverandør. Det er likevel et poeng at de fleste kundene som ikke har byttet leverandør har felles faktura (90 prosent). De fleste kundene som ikke aktivt velger å bytte kraftleverandør er altså kunder hos en kraftleverandør som er integrert med nettselskapet og mottar således kun én faktura.

NVEs rapport tar videre for seg hvilke faktorer som er viktige ved et eventuelt bytte av kraftleverandør. 44 prosent av utvalget mener at muligheten for samfakturering er viktig ved et eventuelt leverandørbytte. Blant kundene som har byttet avtale internt hos en kraftleverandør oppgir 66 prosent at samfakturering er en viktig faktor dersom kunden skulle ha byttet leverandør. Samfakturering kan således anses som en viktig grunn til at kunden bytter avtale uten å bytte leverandør. Også blant kundene som hverken har byttet avtale eller kraftleverandør, oppgir en betydelig andel (55 prosent) at samfakturering er viktig dersom kunden skulle ha byttet kraftleverandør.

Resultatene fra NVEs rapport indikerer at manglende mulighet til å tilby samfakturering er et konkurransehinder for uavhengige kraftleverandører. Innføring av Én regning (ÉR) vil eliminere dette konkurransehemmende markedselementet da alle kraftleverandører vil kunne sammenlignes på produkttilbud, altså både på pris og andre avtalevilkår. Da en betydelig andel av konsumentene anser samfakturering som viktig, vil det kunne forventes at ÉR-ordningen vil bidra til å øke antallet bytter av kraftleverandør.

Ved innføring av ÉR vil kraftleverandøren i tillegg til å være ansvarlig for fakturering av både kraftkjøp og nettjenester også være primærkontakt for kunder i sluttbrukermarkedet. Dette betyr at kunden i de aller fleste tilfeller kun trenger å forholde seg til kraft-leverandøren. I de tilfeller kraftleverandøren ikke kan besvare henvendelsen skal kunden henvises til aktuelt nettselskap. For mange kunder er ikke skillet mellom kraftkjøp og nettjenester lett å forstå. Et samlet kontaktpunkt for henvendelser både tilknyttet kraftkjøp og nett kan derfor gjøre det lettere for kunden å ta kontakt.

1.2 ÉR ER ETT STEG MOT ET FELLES NORDISK SLUTTBRUKERMARKED

De nordiske regulatorene har via NordREG et langsiktig mål om å utvikle det nordiske markedet for elektrisk kraft til et fullt integrert felles nordisk sluttbrukermarked med et felles rammeverk. Målet for 2015 er å harmonisere noe av lovgivningen, reglene og prosessene som skaper barrierer for kraftleverandører som ønsker å etablere seg i andre nordiske land. For å nå dette målet, arbeider NordREG for tiden med å definere ansvar for kundekontakt samt faktureringsmetode i en leverandørsentrisk modell, noe som anses som en nødvendighet for utviklingen mot et felles marked. En fullstendig nordisk harmonisering vil ta tid, men en nødvendighet for at målet skal kunne nås er at alle de nordiske landene implementerer de anbefalte regulatoriske markedselementene.

I følge NordREG kan prosessen mot nordisk harmonisering deles inn i tre faser:

1. Felles nordisk anbefaling

   Arbeidet for å oppnå Nordisk harmonisering, ledes og resulterer i anbefalinger utstedt av NordREG. Det fokuseres på anbefalinger som støtter den leverandørsentriske modellen da denne modellen er definert som hjørnesteinen i for etableringen av et harmonisert sluttbrukermarked.

2. Nasjonal politisk forpliktelse og implementering av Nordiske anbefalinger

Fase to utføres delvis av nasjonale lovgivere og delvis av regulatorer, avhengig av ulikheter i nasjonale regler. Fasen omfatter nødvendige nasjonale tilpasninger som tilrettelegger for implementering av anbefalingene.

3. Markedstilpasning

   Tredje fase omfatter tilpasning av prosesser og IT-systemer i henhold til det nye harmoniserte regulatoriske rammeverket. Det må gis tilstrekkelig tid før denne fasen kan nås. NordREG vil overvåke markedsaktørenes tilpasning til de nye reglene.

Tidlig i desember 2011 sendte NordREG ut en anbefaling om innføring av obligatorisk samfakturering da dette ble vurdert som et viktig grep for å oppnå harmonisering av det nordiske sluttbrukermarkedet. En felles nordisk innføring av ÉR vil bidra til å eliminere konkurranseulempen for uavhengige leverandører som ikke kan tilby felles faktura. Videre vil det sikre og at alle nordiske aktører har mulighet til å tilby kraftleveranse basert på like vilkår i alle de nordiske landene. Også i Sverige, Danmark og Finland jobbes det derfor med å evaluere ordningen.

Blant de nordiske landene er det Danmark som har kommet lengst når det gjelder implementering av NordREGs anbefalinger. Danmark har allerede besluttet at samfakturering for kraftkjøp og nettjenester skal innføres, og er således det eneste landet som har kommet over i fase to for den anbefalte samfaktureringen. I den såkalte engrosmodellen, som i liten grad avviker fra NordREGs anbefaling, er kraftleverandøren ansvarlig for fakturering av både kraftkjøp og nettjenester, i tillegg til å være kundens primærkontakt. Formålet med innføringen er å gjøre fakturaen enklere for kunden uten at kravet om gjennomsiktighet blir tilsidesatt. Dersom ønskelig, kan kunden på forespørsel motta en mer spesifisert faktura kostnadsfritt. Engrosmodellen skal etter planen tre i kraft 1. oktober 2015.[3]

NordREG bestilte i 2012 en analyse for å vurdere hvilken kontraktsmodell som er optimal i et såkalt leverandørsentrisk marked. I "Underentreprenørmodellen" inngår kunden en kontrakt med kraftleverandøren både for kraftleveranse og nettjenester, samt at kraftleverandøren inngår en separat kontrakt med nettselskapet for nettjenester. I den alternative modellen, "fullmaktsmodellen", inngår kunden kontrakt med både kraftleverandør og nettselskap, men kraftleverandøren opererer med fullmakt fra en av de andre partene til å foreta samfakturering. Rapporten konkluderte med at underleverandørmodellen var best egnet i et juridisk perspektiv, men at det bør gjennomføres ytterligere analyser før en eventuell implementering. NordREG har på nåværende tidspunkt ikke sendt ut en anbefaling om valg av kontraktsmodell, og valgene må derfor tas nasjonalt. Den danske engrosmodellen omfatter underentreprenørmodellen, noe som betyr at kundene i Danmark kun vil inngå kontrakt med kraftleverandøren fra og med oktober 2015.

Også i Sverige arbeides det for å danne et beslutningsgrunnlag for å kunne avgjøre om samfakturering skal innføres eller ikke. Innføring av ÉR var på høring i 2013, og det gjennomføres for tiden arbeidsprosesser for å evaluere tiltaket. I Finland derimot, er innføring av ÉR fremdeles på vurderingsstadiet. Det er fortsatt et diskusjonstema om samfakturering skal innføres eller ikke. Noen store selskaper støtter tiltaket, mens de mindre selskapene er for det meste motstandere. Det vil imidlertid bli sendt ut et høringsforslag om datahub, men avgjørelser avventes til resultatet fra høringen er klart.

[3] Kilde: Energitilsynet.

1.3 BRANSJENS SYN PÅ ÉN REGNING ER SPLITTET

NordREG bestilte i 2011 en analyse for å vurdere følgende fire ulike forslag til faktureringsregimer i et felles nordisk sluttbrukermarked:

- Obligatorisk samfakturering
- Frivillig samfakturering
- Obligatorisk separat fakturering
- Ingen endring

Rapporten konkluderte med at samfakturering er det mest passende fakturaregimet i et felles nordisk sluttbrukermarked, og at obligatorisk samfakturering er å foretrekke fremfor frivillig samfakturering.[4] Før ferdigstillelse av rapporten ble et utkast av rapporten publisert på NordREGs hjemmeside, og i den forbindelse ble det lagt ut en undersøkelse som alle som ønsket fikk anledning til å besvare. Undersøkelsen ble besvart av nettselskaper, kraftleverandører, industri organisasjoner, IT-tilbydere, integrerte energiselskaper, et par offentlige myndigheter, en konsument organisasjon (for store kunder/industri) og en systemansvarlig (TSO).[5]

I undersøkelsen ble det stadfestet at de fleste respondentene støttet muligheten til separat fakturering, men samfakturering fikk også støtte blant flere aktører. Hovedargumentet for separat fakturering var at det definerer aktørenes roller og ansvar tydeligere og gjør begge parter synlig for kundene. Også økt grad av kompleksitet og mangel på analyser av endringer i kost/nytte og risikofordeling ble sett på som problematisk. Det var i størst grad kraftleverandørene som støttet samfakturering, men også andre markedsaktører var positive. Gitt at det skal innføres samfakturering, mente de fleste respondenter at dette i så fall burde være en obligatorisk ordning da dette forventes å være mer effektivt enn en frivillig ordning. Det var generell enighet om at nettselskap fremdeles burde ha mulighet til å fakturere ny tilknytning direkte til kunden da dette ikke er oppgaver som faller inn under kraftleverandørens ansvarsområde. Basert på tilbakemeldingene og analysen som lå til grunn besluttet NordREG å anbefale en innføring av felles faktura.

Noen av aktørene som valgte å besvare undersøkelsen omtalt ovenfor var norske. I tillegg sendte flere av dem et svar på NordREGs høringen som omhandlet innføring av felles faktura for nettjenester og kraftkjøp.

KS Bedrift Energi advarte i sitt høringssvar mot å la kraftleverandøren få hele faktureringsansvaret. I høringssvaret legges det vekt på at en løsning der en kombinasjon av felles og separat fakturering kan være å foretrekke. Løsningen omfatter et system der nettselskaper kan velge å tilby samfakturering, og i så fall må muligheten tilbys til alle aktører i det aktuelle området. I følge KS Bedrift Energi er det flere årsaker til at denne ordningen bør vurderes:

- Nettselskapene er trygge selskaper med liten fare for konkurs
- Fullt faktureringsansvar vil øke behovet for administrasjon og datahåndtering, noe som er en begrensning for små aktører
- Ikke behov for nordisk harmonisering av håndtering av energiavgiften dersom nettselskapene er ansvarlig for skatteinnkrevingen
- Dagens marked fungerer etter hensikt ved at det er transparent og det er lett for kunder å bytte kraftleverandør

---

4 VaasaETT (2011); Consideration of alternative billing regimes for the common Nordic end-user market.

5 NordREG (2011); Billing in the common Nordic end-user market – Evaluation of responses from the public consultation.

- Ulempen for sluttbruker med å ha to fakturaer bli betraktelig mindre når elektroniske fakturaløsninger blir vanligere

Agder Energi uttrykte bekymring for en situasjon der nettselskaper mister muligheten til å gi kunden prissignaler, og dermed insentiver, dersom det kun blir én kontrakt og tariffene "skjules" i en totalsum i den felles fakturaen. I Danmark vil det innføres én kontrakt og fakturaen skal i utgangspunktet forenkles, men samtidig vil kundene som ønsker en detaljert faktura få det. I Norge er det ikke fattet noen beslutning når det gjelder antall kontrakter og forenkling av fakturaen, men i utgangspunktet vil det ikke være noe problem å kreve at fakturaen fremdeles skal omfatte en spesifisering av både kraftsalg og nettjenester, og herunder spesifisering av både fastledd, variabelt ledd og avgifter.

Energi Norge, på den annen side, hevder at både NordREGs anbefaling og NVEs forslag knyttet til innføring av ÉR i stor grad er i tråd med deres egne forslag og anbefalinger knyttet til ansvarsfordeling i fremtidens sluttbrukermarked. I henhold til Energi Norges posisjonsnotat om fremtidig markedsmodell for sluttbrukermarkedet anbefales det å innføre et leverandørsentrisk kundegrensesnitt der kraftleverandøren er kontaktpunktet for alle kommersielle forhold samt er ansvarlig for fakturering både av nettjenester og kraftkjøp. I tillegg anbefaler Energi Norge at dagens avtalestruktur endres, slik at kundene i fremtiden inngår en samlet avtale om kjøp av nettjenester og kraftleveranse med kraftleverandøren. Energi Norges anbefalinger er i tråd med "engrosmodellen" som trer i kraft i Danmark høsten 2015.

Bransjen har fremdeles et splittet syn på hvorvidt innføring av ÉR vil ha en positiv effekt eller ikke. Generelt sett er det størst skeptisisme blant nettselskapene, mens kraftleverandørene er mer positive. Enda er det ikke enighet mellom aktørene om ÉR vil bidra til en forbedring av sluttbrukermarkedet eller ikke, men jo mer det diskuteres og jo flere analyser som legges frem virker det som at flere og flere aktører ser de positive sidene ved endringen.

1.4 ÉR KAN GI ØKT KONKURRANSE I SLUTTBRUKERMARKEDET

ÉR er en måte å utjevne konkurranseforskjeller på. Under denne ordningen blir kraftleverandør ansvarlig for fakturering av både kraftkjøp og nettjenesten og blir primærkontakt for kunder i sluttbrukermarkedet. At alle kunder kun mottar én faktura, samt at de kun har én primærkontant, kan gjøre sluttbrukermarkedet enklere for konsumentene. Dette kan i sin tur tenkes å øke kundenes insentiver til en mer aktiv markedsdeltakelse, noe som teoretisk sett vil bidra til å gjøre markedet mer effektivt.

Alle kraftleverandører, både integrerte og ikke-integrerte, vil som følge av ordningen kunne tilby samme tjenester i form av fakturering og felles kontaktpunkt. I teorien vil dette gi en jevnere konkurranseflate mellom kraftleverandører og sørge for at leverandørbytter i større grad blir et resultat av leverandørprodukter og priser – snarere enn hvorvidt leverandører kan tilby felles fakturering eller ikke.

En harmonisering av det nordiske kraftmarkedet krever at de regulatoriske markedselementene harmoniseres på tvers av landegrenser. Alle de nordiske landene jobber for tiden med innføring av ÉR, og i Danmark er det dessuten bestemt at ordningen skal innføres. Like regulatoriske forhold er en forutsetning for et felles nordisk marked, og innføring av ÉR vil således være et viktig steg i retning av et nordisk sluttbrukermarked.

2 FORUTSETNINGER FOR OG IDENTIFISERTE VIRKNINGER AV ÉN REGNING

I dette kapittelet drøftes forutsetningene som er lagt til grunn for analysen, samt identifiserte virkninger, både nytte og kostnader, for de berørte aktørene. De identifiserte virkningene vil videre bli verdsatt i kapittel 4.

2.1 FORUTSETNINGER

- En operativ norsk Elhub, det vil si en datahub for utveksling av informasjon i kraft-markedet
- Nettselskapet har ansvaret for å fremskaffe sluttbrukernes forbruk (måledata)
- Kraftleverandøren får via Elhuben tilgang til måledata og avregningsunderlag for nett-tariffen per målepunkt på et standardformat. Eventuelle skatter og avgifter inngår som en del av avregningsunderlaget for nett-tariffen
- Kraftleverandør betaler månedlig avregningsunderlaget for nett-tariffen til fastsatt fakturafrist uavhengig av om sluttbruker har betalt fakturaen eller ikke
- AMS innføres

2.2 NYTTE OG KOSTNADER FOR DE BERØRTE AKTØRENE

Sluttbruker

Ved å få kostnaden knyttet til både kraftleveranse og nettjenester på samme faktura vil sluttbruker lettere få en oversikt over totalkostnaden knyttet til sitt kraftforbruk. Det vil også være mindre komplisert for en kunde å måtte forholde seg til én faktura istedenfor to. Ved at kraftleverandør får rollen som primærkontakt, vil det dessuten bli enklere for kunden både når det gjelder å ta kontakt, både ved generelle forespørsler og i forbindelse med flytting. Økt kundevennlighet er videre en nytte for sluttbruker. En potensiell kostnad for sluttbruker kan imidlertid være dårlige rutiner i informasjonsflyten mellom kraftleverandør og nettselskap, noe som kan medføre at informasjon ikke kommer frem eller at den må gis til begge parter.

Bedre informasjon vil i teorien gi kundene sterkere insentiv til å delta aktivt i sluttbruker-markedet for kraft. Flere leverandørbytter kan bidra til å skjerpe konkurransen blant kraftleverandørene, noe som igjen kan medføre en lavere sluttbrukerkostnad. Priseffekten er likevel usikker da økte kostnader hos kraftleverandør, som følge av overtagelse av arbeidsoppgaver fra nettselskapet, også kan bidra til høyere pris. Gitt at nettselskapenes inntektsramme reduseres tilsvarende reduksjonen i arbeidsoppgavene, vil dette resultere i redusert nett-tariff, noe som i så fall vil motvirke en eventuell prisøkning fra kraft-leverandørene.

Kraftleverandør

Én regning innebærer at kraftleverandør er ansvarlig for å sende ut en samlet faktura for kraftleveranse og nettleie til sluttbruker. Kraftleverandør vil få en nyttegevinst som følge av sparte renteutgifter på kassakreditten i perioden etter at sluttbruker har betalt fakturaen, men før nettleien betales videre til nettselskapet.

En harmonisering av det nordiske sluttbrukermarkedet vil øke muligheten for norske kraftleverandører til å etablere seg i utlandet, noe som potensielt gir tilgang til en større kundemasse. Samtidig vil norske kraftleverandører også kunne få konkurranse fra andre nordiske aktører som ønsker å etablere seg i Norge.

Kraftleverandører vil få økte administrative kostnader som følge av å pålegges faktureringsansvaret, samt ansvaret som kundens primærkontakt. Det vil også komme krav om kompetanseheving for at kraftleverandør skal kunne håndtere nettrelaterte henvendelser. Kraftleverandør utsettes i tillegg for en risikokostnad da de blir gjort ansvarlige for å betale nettleien til nettselskapet også i de tilfellene sluttbruker ikke betaler fakturaen.

Som følge av at flere sluttbrukere trolig vil bytte avtale når én regning tilbys, vil konkurransen kunne bli hardere, noe som kan resultere i lavere prispåslag. Samtidig vil kraftleverandører som ikke er integrerte med et nettselskap trolig kunne øke sin kundemasse sammenlignet med i dag gitt at prisen som tilbys er lavere enn prisen de integrerte kraftleverandørene tilbyr. Dagens integrerte kraftleverandører vil i så fall påføres en tilsvarende reduksjon. Kraftleverandører som evner å tilby gunstige kraftavtaler vil dessuten kunne tiltrekke seg flere kunder, noe som igjen vil gå på bekostning av kraftleverandører som ikke klarer dette.

I den videre analysen deles kraftleverandørene inn i syv grupper basert på størrelse og eierskapsforhold, jf. Tabell 2.1.

Tabell 2.1 Gruppering av kraftleverandører

	Antall kraftleverandører
Fullt integrert - Stor	23
Fullt integrert - Liten	15
Delvis integrert	8
Heleid kommune - Stor	10
Heleid kommune - Liten	15
Ikke integrert - Stor	18
Ikke integrert - Liten	27
Totalt	**116**

Kilde: Pöyry

Nettselskap

Nettselskapene vil få en nyttegevinst som følge av reduserte administrative oppgaver tilknyttet fakturering og kundehenvendelser. Samtidig vil denne besparelsen trolig slå ut i redusert inntektsramme, slik at nettoeffekten blir svært liten. Nettselskapene vil videre ha en besparelse ved å unngå løpende for sent innkommende betalinger, samt ved å unngå kostnaden ved at enkelte kunder aldri gjør opp for seg. Kraftleverandør risikokostnad knyttet til utestående betaling er altså en nyttegevinst for nettselskapet da kraftleverandør må betale på forfall uavhengig av om kunden har betalt fakturaen eller ikke.

På den andre siden vil reduksjonen i antallet motparter medføre et økt tap dersom en av kraftleverandørene går konkurs.

3 AVKLARING AV KOST/NYTTE-BEGREPET

Kost/nytte-analyse er et velprøvd og påkrevd verktøy som anvendes ved investeringer som berører samfunnet. Slike analyser gjennomføres jevnlig i energisektoren, gjerne i forbindelse med utbygging av kraftproduksjon eller nett, og metodene som anvendes i disse tilfellene er relativt veletablerte. Kost/nytte-analyser for regulatoriske endringer er mindre vanlige, og metodikken er følgelig mer variert. I dette kapittelet presenterer vi generelle metoder for kost/nytte-analyser og hvordan disse defineres for innføring av ÉR.

3.1 SAMFUNNSØKONOMISKE ANALYSER OG KOST/NYTTE SOM VERKTØY

Direktoratet for Økonomistyrings veileder[6] og Finansdepartementets rundskriv[7] presiserer hensikten og fremgangsmåten for samfunnsøkonomisk analyse. I veilederen heter det at *En samfunnsøkonomisk analyse er et verktøy for å identifisere og synliggjøre virkninger (konsekvenser) av et tiltak for berørte grupper i samfunnet*. Hensikten med samfunns-økonomiske analyser er å ta høyde for fordelingsvirkninger, eksternaliteter og andre ringvirkninger som følger av et bestemt tiltak. Samfunnsøkonomiske analyser skiller seg således fra bedriftsøkonomiske analyser, som er begrenset til hvorvidt et tiltak er økonomisk hensiktsmessig for den utførende bedriften alene.

Det sentrale poenget er å finne ut om et tiltak er verdt å gjennomføre eller ikke, samt å kunne rangere og prioritere mellom ulike tiltak. Metoden dette gjøres ved er å vurdere om samlet betalingsvillighet for nyttevirkninger overstiger samlede kostnadsvirkninger.

Samfunnsøkonomiske analyser benyttes i første rekke for tiltak gjennomført av offentlig sektor, men er ikke begrenset til dette. Private selskap kan blant annet pålegges å gjennomføre samfunnsøkonomiske analyser som betingelse for å få konsesjon til investering. Det finnes en rekke slike eksempler innen energibransjen, hvor investeringer ofte medfører inngrep i natur som kan ha kostnader. En konsesjonssøknad vil i slike tilfeller måtte være basert på en gjennomførbarhetsstudie (såkalt *feasibility study)* hvor samfunnsøkonomiske hensyn må være ivaretatt.

Ethvert offentlig foretak har vedtekter som legger klare føringer på samfunnsøkonomisk lønnsomhet som overordnet beslutningskriterium. At et tiltak er samfunnsøkonomisk lønnsomt betyr at samfunnet i sin helhet er villig til å betale minst så mye som tiltaket koster. Dette innebærer at summen av tiltakets nyttevirkninger overstiger summen av kostnadene. *Kostnadsminimering* kan benyttes som avledet beslutningskriterium dersom tiltak må gjennomføres pga. myndighetspålegg, konsesjoner eller selvpålagte forpliktelser.

3.1.1 Kost/nytte-analyse som verktøy

Et sentralt element er altså at nytten må overstige kostnaden dersom et tiltak skal gjennomføres, og kost/nytte-analyser brukes til dette formål. Ifølge Finansdepartementets rundskriv defineres konseptet på følgende måte:

I en kost/nytte-analyse verdsettes alle positive og negative virkninger av et tiltak i kroner så langt det lar seg gjøre, ut fra et hovedprinsipp om at en konsekvens er verdt det befolkningen til sammen er villig til å betale for å oppnå den eller for å unngå den.

---

6 "Veileder i samfunnsøkonomiske analyser", Direktoratet for Økonomistyring 2014.

7 Det Kongelige Finansdepartement: "Rundskriv R-109/14: Prinsipper og krav ved utarbeidelse av samfunnsøkonomiske analyser med mer".

Kostnadene ved et prosjekt skal prinsipielt gjenspeile verdien av det en må gi opp av andre ting (verdien som ressursene kan skape i beste alternative anvendelse) for å gjennomføre prosjektet, mens nytten skal gjenspeile hvor mye en er villig til å betale (folks samlede betalingsvillighet).

To alternativer til kost/nytte-analyse er henholdsvis *kostnadseffektivitetsanalyse* og *kostnadsvirkningsanalyse*. Det førstnevnte anvendes når ulike tiltak har like nytte-virkninger, mens det sistnevnte brukes der det er vanskelig eller ikke ønskelig å verdsette nyttesiden av et tiltak.

Kost/nytte-analyser (KNA) har en rekke fordeler som kan oppsummeres som følger:

- KNA gir en god måte å systematisere informasjon om et tiltaks virkninger på. Ved å kreve en kvantifisering av ulike virkninger vil analysen fordre en grundig gjennom-tenking av hva som faktisk er ulike nytte- og kostnadsvirkninger. Samtidig representerer kost/nytte et tydelig beslutningsgrunnlag for enhver analyse.
- KNA gir sporbare og etterrettelige begrunnelser for hvorfor man kom fram til den aktuelle beslutningen
- KNA er gjennom sin kvantitative tyngde sammenlignbare dersom de skaleres etter samme størrelse, for eksempel kr/MWh. KNA gir dermed et godt grunnlag for å prioritere mellom ulike samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter

Samtidig finnes en del utilstrekkeligheter med kost/nytte-analyse:

- Selv om en KNA viser at et tiltak er samfunnsøkonomisk lønnsomt, vil det ikke alltid være mulig å gjennomføre pga. blant annet budsjettbegrensninger. Man vil i slike tilfeller måtte sette ulike lønnsomme tiltak opp mot hverandre for å finne ut hvilket som er mest effektivt, altså som gir mest nytte per krone investert
- Forutsetninger vil ofte være statiske.
- Ikke-kvantifiserbare virkninger, dersom det er mange av dem er det vanskelig å bedømme hva som skal gjelde. I enkelte tilfeller er det uklart i hvor stor grad de ikke-kvantifiserbare parameterne tillegges.

3.1.2 Bruk av alternativer

En kost/nytte-analyse av et tiltak sier i seg selv ingenting uten at man sammenligner med et alternativ. Det alternative tiltaket som gjerne anvendes er det såkalte *nullalternativet*. Nullalternativet definerer helst som status quo, noe som innebærer en videreføring av dagens situasjon uten tiltak. Når det gjelder utforming av nullalternativet, er det vedtatt politikk som skal ligge til grunn. For investeringsprosjekter vil dette bety kostnader til det minimum av vedlikeholde som er nødvendig for at alternativet er reelt. Mer generelt kan det sies at nullalternativet skal utformes slik at en tilfredsstillende standard/funksjon opprettholdes uten at noen tiltak iverksettes.

Utformingen av nullalternativet kan få store konsekvenser for hvor lønnsomme tiltakene som utredes fremstår. Det er viktig å ta hensyn til forholde som over tid kan forsterke eller redusere dagens problemer dersom ingen tiltak settes i verk. Hvis ikke vil kostnads- og nytte-virkningene bli under- eller overestimert. Likeledes kan tiltakene som utredes fremstå som mer lønnsomme enn de faktisk er dersom kostnader i nullalternativet over-vurderes.

I tillegg til nullalternativet skal helst flere tiltak som kan løse det bestemte problemet vurderes. For nettinvesteringer vil for eksempel Statnett analysere flere ulike nettløsninger og stille disse opp mot hverandre.

3.1.3 Presisering av hvordan verdsetting gjøres

Det som i prinsippet analyseres i en KNA er en *virkning*. En virkning er den endringen som oppstår relativt til sammenligningsgrunnlaget, dvs. nullalternativet. I en KNA skal virkninger tallfestes i fysiske størrelser så langt det er mulig. Virkningene skal tallfestes i en passende fysisk enhet, for eksempel kroner, virkning på antall årsverk, innvirkning på investeringsbehov osv. I KNA benyttes kalkulasjonspriser som skal reflektere betalingsvilligheten for nyttevirkninger av tiltak og alternativkostnaden til de ressurser som følger av tiltaket. Markedsprisene fra privat sektor skal så langt som mulig benyttes som kalkulasjonspriser. Generelt er nyttesiden ofte vanskeligere å verdsette enn kostnadssiden. Dette skyldes at nyttevirkningene i en analyse ofte ikke omsettes i et marked og dermed mangler en markedspris.

En del tilfeller krever beregning av forventningsverdier da det som regel er knyttet usikkerhet til fremtidig tallfestede størrelser og verdsatte virkninger. Forventningsverdier defineres som en kontinuerlig sannsynlighetsfordeling til gitte kostnader eller verdier. Mest mulig realistiske anslag på forventningsverdiene er en forutsetning for å kunne unngå systematisk over- eller undervurdering av verdier av virkninger. I denne analysen vil vi presentere forhåndsanalyser, noe som gjør at virkningene vil være forventningsvirkninger og ikke faktiske virkninger.

I tillegg vil det kunne være behov for kvalitativ vurdering av ikke-prissatte virkninger. Virkninger som økt kvalitet, forbedrede konkurransevilkår eller bedre styringsdata lar seg ikke så lett kvantifisere. Imidlertid kan denne type virkninger være avgjørende, eller de er selve målet for tiltaket. En kvalitativ metode for å vurdere slike virkninger, er den såkalte "pluss-minusmetoden". Ved bruk av denne metoden skal ikke-prissatte virkninger vurderes etter henholdsvis betydning og omfang som til sammen utgjør en konsekvens. Konsekvens er endringen relativt til nullalternativet og vurderes ved hjelp av en skala basert på plusser og minuser. Skalaen kan defineres ulikt fra tiltak til tiltak, men er for det meste ni-delt hvor virkninger spenner fra svært negativ konsekvens (fire minuser) til svært positiv (fire plusser).

3.2 KOST/NYTTE-ANALYSER I ENERGISEKTOREN; METODEBESKRIVELSE OG EKSEMPLER

I tillegg til Finansdepartementets veiledere benyttes gjerne NVEs håndbok[8] for samfunnsøkonomiske vurderinger innen energisektoren. Håndboken deler energiprosjekter inn i "kraftproduksjon", "krafttransport", "varmeproduksjon" (inklusiv transport), og "sluttbrukertiltak". Samfunnsøkonomiske analyser, inkludert kost/nytte-analyser, benyttes i energisektoren til tross for at denne er liberalisert, ettersom energiinvesteringer som regel vil innebære eksterne effekter (for eksempel naturinngrep) som bør verdsettes.

KNA er den vanligste formen for samfunnsøkonomisk analyse også i energisektoren. I en KNA beregnes differansen mellom de samlede fordeler og ulemper målt i penger. Dette gir tiltakets nettonåverdi, og positiv nettonåverdi tilsier at prosjektet er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Formelen for nettonåverdi er gitt i formelen under med samlede nyttevirkninger (N), investeringskostnader (I), driftskostnader (D) og eksterne effekter (U). Virkningene vil falle på ulike tidspunkter (t) og må neddiskonteres til et felles punkt ved hjelp av kalkulasjonsrenten (r).

$$NN = \sum_{t=0}^{n} \frac{N_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^{n} \frac{D_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^{n} \frac{U_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^{n} \frac{I_t}{(1+r)^t}$$

[8] NVE v Trond Jensen (red.) (2003): "Samfunnsøkonomisk analyse av energiprosjekter". Utgitt i håndbokserien 2003.

Nytteverdien kan for eksempel bestå av verdien av prosjektets produksjon, eventuelle positive eksternaliteter og anleggets restverdi når analyseperioden er kortere enn prosjektets fysiske levetid. Investeringskostnader omfatter vanligvis lønnskostnader og kostnader forbundet med bruk av maskiner og utstyr, vareleveranser, drivstoff og alle andre nødvendige komponenter i anleggsperioden. Driftskostnader omhandler drift av anlegget, mens eksterne effekter omfatter alle ulempene prosjektet påfører natur og brukerinteresser i anleggs- og driftsperioden.

Nytte- og kostnadsvirkninger er ofte usikre, og for å kompensere for dette benyttes forventningsverdier som anslag på nytte- og kostnadselementene og en risikopremie legges inn i kalkulasjonsrenten.

Investeringsbudsjett vil ofte forhindre samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekt fra å bli gjennomført. Dermed vil man prioritere de prosjekt som gir mest nytte per enhet av den begrensede ressursen, for eksempel investeringskroner. Nyttekostnadsbrøken er den vanligste metoden for å finne fram til disse. Prosjektet er samfunnsøkonomisk lønnsomt dersom nyttekostnadsbrøken er større enn 0, og alternativer velges etter fallende nytte-kostnadsbrøk (N/K):

$$NK = \frac{N - I - D - U}{I + D}$$

3.2.1 Energiprosjekter – sluttbrukertiltak

Hele den stasjonære delen av energisektoren, inkludert produksjon, distribusjon og forbruk av kraft og varme, faller innenfor NVEs arbeidsfelt. Foretakets inndeling av energi-prosjekter inkluderer sluttbrukertiltak, som i sin tur inkluderer alle tiltak som påvirker sluttbrukeradferd.

Sluttbrukertiltak omfatter i NVEs håndbok i første rekke tiltak som fremmer energisparing. Et slikt eksempel er presentert i håndboken. Eksempelet omfatter et kapasitetsproblem som følge av nedleggelse av to understasjoner, og som alternativ til dyr lastomlegging vurderes derfor tiltak som reduserer effekttopper og energiforbruk hos næringslivskunder med forbruk på over 400 MWh per år, noe som totalt anslås til effektreduksjon på 7.7 MW og energiforbruk på 12,9 TWh årlig. Siden å ikke gjøre noe ikke er et tilgjengelig alternativ, blir da lastomleggingsmuligheten alternativvurderingen.

Forutsetninger som presenteres for dette tilfellet er en 40 års levetid for tiltaket, analyse-perioden settes til 20 år og forbruket antas å vokse med 1,2 hvert år. Kraftintensiv antas å vokse med 1,5 TWh til totalt 33 TWh og holdes deretter konstant. Vannkraftproduksjonen antas å øke med 3 TWh over analyseperioden. Kapasitetsutfordringer søkes løst fortrinns-vis med import av kraft. Effektbehovet midtveis i analyseperioden er på 39,2 MW.

Den årlige bruttonytten regnes etter følgende formler basert på typen energi som spares:

Ved spart elektrisk kraft: $N = (1+0.3*mva)([1+nettap]p+0.6*elavg)* x$

Ved annen spart energi: $N = (1+t_{mva})(p+ t_s) * x$

der

p = markedspris p energi

x = årlig energiinnsparing i kWh

t_{mva} *= mva for annen energi korriger tfor fritak*

t_s *= andre særavgifter for annen energi korrigert for fritak*

Både i nullalternativet og i effektiviseringsalternativet økes kapasiteten på et av strekkene i problemområdet ved at dimensjonerende last reduseres med 7,7 MW. Effektiviserings-alternativet hos 13 kunder medfører i tillegg til effektreduksjon energibesparelsen på 12,9 GWh/år, som gir 45 mill. NOK i sparte energikostnader, inkludert nettap, neddiskontert til referansetidspunktet (2000).

I dette alternativet reduseres drifts- og vedlikeholdskostnader i forhold til nullalternativet. Innsparingen, som skyldes omlegging og forbedring av energistyring og energioppfølging, er anslått til 1 prosent av investeringskostnaden i effektiviseringstiltakene. Dette utgjør en årlig kostnadsfordel på 0,62 mill. NOK fra 2003 i effektiviseringsalternativet, og en neddiskontert verdi på 5,5 mill. NOK. I tillegg kommer en restverdi på 8,7 mill. NOK, og nytten til sammen blir på 59,2 mill. NOK i forhold til nullalternativet.

Kostnaden havner på 55,9 mill. NOK + 0,62 mill. NOK (hhv. investerings- og drifts-kostnader).

Nyttekostnadsbrøken blir totalt 59,3 mill. NOK – 55,9 mill. NOK / 55,9 mill. NOK = 0,06. Ergo er tiltaket samfunnsøkonomisk lønnsomt, men med svært lav nyttekostnadsbrøk.

3.3 ANVENDELSE AV KOST/NYTTE FOR VURDERING AV ÉN REGNING

Denne studien omhandler en kost/nytte-analyse av innføring av Én regning, altså at regningen for kjøp av kraft og nettleie samles i én felles faktura for sluttbruker. ÉR er et tiltak som endrer rammebetingelser. I så måte er tiltaket ulikt mange andre samfunns-økonomiske tiltak som innbefatter mer fysiske investeringer. Eksempler på slike tiltak er nettutbygging som reduserer tap i nettet eller utbygging av kraftproduksjon som avhjelper situasjoner med anstrengt forsyning. I de to sistnevnte eksemplene har tiltakene konkret og spesifikk kostnad og nytte. Kostnader kan relativt enkelt utledes av hva det fysiske anlegget vil koste å installere og drifte, mens man ved hjelp av modeller, som for eksempel Samkjøringsmodellen eller Pöyry's BID3, kan anslå hva virkningen blir på monetære størrelser som kraftpris og nett-tariff.

Kostnads- og nyttekomponentene ved innføring av ÉR er til dels mindre transparente enn ved eksemplene diskutert over. Årsaken er at veien fra tiltak til måloppnåelse går via atferdsendring hos sluttbrukere, noe som er krevende å tallfeste, blant annet fordi det er vanskelig å identifisere i hvor stor grad atferden isolert sett endres som følge av innføring av ÉR. I tillegg er det ofte krevende å bedømme nytte og kostnad av atferdsendring på forhånd av endringen.

I praksis innebærer overgangen til ÉR at kraftleverandører overtar flere av oppgavene til nettselskap, blant annet fakturering og kundekontakt. Dette øker den administrative byrden til kraftleverandører, samtidig som byrden lettes tilsvarende for nettselskap. I det hele tatt vil det finnes flere omfordelingseffekter mellom disse aktørene, noe som gjør at mange nyttevirkninger vil motvirkes av tilsvarende kostnadsvirkninger. Som en innledning til kapittel 4, presenteres en skjematisk oversikt over ulike kost/nytte-virkninger i Tabell 3.1.

Tabell 3.1 Skjematisk oversikt over nytte- og kostnadsvirkninger av innføring av ÉR

Virkninger	Beskrivelse av virkninger
1. Prissatte virkninger	
a. Nytte	
Avkastning for kraftleverandør	Sparer rente på kassakreditten i perioden før nettleien betales til nettselskapet
Kostnadsbesparelser for nettselskap	Et nettselskap slipper administrasjonskostnader av å fakturere og samle inn nettleie
Sparte utgifter til strøm for sluttbruker	Nettleien kan reduseres ved at nettselskap slipper en administrativ byrde. I tillegg vil økt konkurranse i teorien gi lavere prispåslag blant kraftleverandører
Risikodemping for nettselskap	Bortfall av risiko ved manglende betaling. Vil imidlertid dempes av risiko for konkurs av kraftleverandør
b. Kostnader	
Rentekostnad for nettselskap	Dersom kredittiden fra nettselskap til kraftleverandør blir lengre enn dagens kredittid
Kostnadsøkninger for kraftleverandør	Økte administrative kostnader knyttet til fakturering og innsamling av nettleie (for integrerte kraftleverandører vil dette være en intern selskapsfordeling)
Tapt inntekt for kraftleverandører og nettselskap	Motsvarer nytten for sluttbrukere
Økt risiko for kraftleverandør	Kraftselskap tar risikoen ved manglende betaling av nettleie
2. Ikke-prissatte virkninger	
Bedre informasjonstilgang, økt kundevennlighet og tidsbesparelse	Lettere oversikt over total strømkostnad, samt at det er lettere for sluttbruker å forholde seg til kun én aktør. Bruker mindre tid på henvendelser ved kun én faktura og ett kontaktpunkt. Tidsbesparelsen kan imidlertid dempes ved mangelfull kompetanse og dårlig informasjonsflyt mellom kraftleverandør og nettselskap (eksempelvis ved strømbrudd)
Harmonisering av sluttbrukermarked	ÉR kan fjerne barrierer for nordisk harmonisering

For å kunne måle atferdsendringer anvender vi data som er blitt levert av NVE. Dette datasettet inneholder informasjon om leverandørbytter etter tidspunkt, antall kunder som bytter, hvilke selskap det byttes fra og til osv. Datasettet vil primært brukes til å undersøke hvilke drivkrefter som kan tenkes å ligge bak beslutningen om å bytte kraftleverandør, og om dette i det hele tatt kan tilskrives tiltak hvor atferdsendring har vært et konkret mål eller er en naturlig følge av et tiltak med andre hensikter.

3.3.1 ÉR som samfunnsøkonomisk tiltak – mål

Innføring av ÉR utgjør en endring i kraftmarkedets rammebetingelser. I så måte er det forskjellig fra konvensjonelle tiltak som vurderes, hvor målsettingen er mer knyttet til den direkte virkningen av tiltaket, nemlig økt kraftproduksjon eller bedre nettkapasitet.

Målet ved innføring av ÉR er først og fremst en forbedring av konkurransevilkår blant kraftleverandører. Videre mål er at sluttbrukere således vil få en mer oversiktlig informasjon over både totalkostnader og hvilke totaltjenester kraftleverandører kan levere, og

dermed foreta mer informerte og bedre valg. Utfallet blir da reduserte kostnader for sluttbrukere. Å oppnå dette målet skal aller helst skje uten betydelig kostnadsvirkninger for andre berørte parter, som kraftleverandører og nettselskap.

3.3.2 Nullalternativet

Som diskutert over er det viktig å presisere nullalternativet til ordningen som evalueres, og hvorvidt nullalternativet kan videreføres. Nullalternativet representerer en situasjon der ÉR ikke innføres, og i en slik situasjon vil man i så fall kunne opprettholde dagens ordning med separate fakturaer og kundekontakt. Dagens ordning utgjør således nullalternativet i denne analysen.

NVE har for øvrig en pågående prosess der innføring av gjennomfakturering vurderes. Som i dag, innebærer denne ordningen en situasjon der enkelte kraftleverandører tilbyr to separate fakturaer, mens andre tilbyr felles fakturering med nettselskapet. Poenget med ordningen er at et nettselskap selv kan velge om det ønsker å tilby muligheten for gjennomfakturering, men i de tilfeller det tilbys til én aktør, må det tilbys alle aktører. Dette betyr at dersom nettselskapet velger å tilby felles faktura for en integrert kraftleverandør, må også alle andre kraftleverandører som leverer kraft til nettselskapets kunder tilbys muligheten for gjennomfakturering. Kraftleverandøren står selv fritt til å velge om den ønsker gjennomfakturering eller individuell fakturering, men det forventes at andelen kraftleverandører som tilbyr felles faktura vil bli høyere enn i dag som følge av gjennomfakturering. Gjennomfakturering kan være et alternativ til innføring av ÉR, eller eventuelt være en ordning som innføres i en overgangsperiode. Dersom ÉR ikke innføres, er det stor sannsynlighet for at gjennomfakturering vil ta over for dagens ordning.

Et annet mulig alternativ er en tvungen løsning med splittet fakturering. Ved å separere nettvirksomhet og kraftsalg for alle aktører, vil hver aktør teoretisk sett kunne effektivisere sin kjernevirksomhet og mer konkurranselikhet tvinges frem. Da en felles faktura er vurdert som en bedre løsning enn to separate fakturaer for flere selskaper allerede i dag, er det vanskelig å se for seg at dette vil være en mer optimal løsning samfunnsøkonomisk sett.

Det finnes også andre tiltak som kan tenkes å bedre konkurransevilkårene i sluttbruker-markedet, som for eksempel at alle kraftavtaler som tilbys i sluttbrukermarkedet for kraft skal være en del av en offentlig uavhengig prisoversikt, samt tiltak som kan bedre informasjonstilgangen for sluttbrukere. Det finnes likevel få tiltak som kan eliminere konkurransehinderet som følge av at ikke alle kraftleverandører har mulighet til å tilby felles faktura. Innføring av gjennomfakturering vil redusere denne konkurransedempende effekten, men ikke nødvendigvis eliminere den, slik innføring av ÉR vil.

Gjennomfakturering og opprettholdelse av dagens ordning fremstår altså som de to mulige nullalternativene til ÉR. Da effekten av å innføre gjennomfakturering er usikker på nåværende tidspunkt, vil det være krevende å benytte dette som et nullalternativ. I tillegg er det vedtatt politikk som skal legges til grunn for nullalternativet, noe som per i dag ikke er tilfellet for gjennomfakturering. Dagens ordning fremstår derfor som det mest hensikts-messige valget av nullalternativ, og vil bli benyttet som sammenligningsgrunnlag for effektene av ÉR.

3.3.3 Verdsetting av kost/nytte elementene

I dette kapittelet presenterer vi selve kost/nytte-analysen og verdsettingen av alle elemen-ter som analyseres. Kapittel **Error! Reference source not found.** omhandler de finansielle virkningene som følge av endrede kontantstrømmer, mens effekten av endrede arbeidsoppgaver knyttet til fakturering og kundehåndtering verdsettes i kapittel 5. I kapittel 6 vurderes virkningen på konkurransen i markedet, samt på priser og tariffer. Videre

belyses nytten for sluttbruker ved økt effektivitet, informasjonsspredning, brukerstyring og kundevennlighet i kapittel 7, mens risikospredningen mellom kraftleverandør og nettselskap verdsettes i kapittel 8. Til slutt diskuteres betydningen av ÉR for en nordisk harmonisering av sluttbrukermarkedet i kapittel 9.

4 VERDSETTING DEL 1: FINANSIELLE EFFEKTER

Ved innføring av ÉR får kraftleverandør ansvar for å innhente utestående kundefordringer på vegne at nettselskapet. Leverandøren blir derfor økonomisk ansvarlig ovenfor nettselskapet. Den totale kontantstrømmen som videreføres består av innsamlet nettleie og elavgift, noe vi anslår til å utgjøre 23,5 mrd. NOK årlig. Kontantstrømmen for nettleien vil alltid gå fra sluttbruker via kraftleverandør, og dette vil påvirke kraftleverandørens finansielle situasjon. Nedenfor omtales antagelser og forutsetninger for beregningene av de finansielle virkningene, samt at endringen i likviditet, avkastning og egenkapitalandel, som følge av endret finansiell situasjon, sammenlignet med dagens situasjon beregnes.

4.1 ANTAGELSER OG FORUTSETNINGER

For å beregne den finansielle effekten av ÉR, har vi sett på to kredittider fra nettselskap til kraftleverandør:

- M+25: Nettselskapet fakturerer kraftleverandør for forrige måneds nettleie med en kredittid på 25 dager
- M+45: Nettselskapet fakturerer kraftleverandør for forrige måneds nettleie med en kredittid på 45 dager

Videre antar vi at kraftleverandøren bruker 2 dager på å videresende faktura til sluttbruker, og at kunden gis en kredittid på 14 dager.[9] Det antas i analysen at sluttbruker betaler kraftleverandør på forfallstidspunktet.

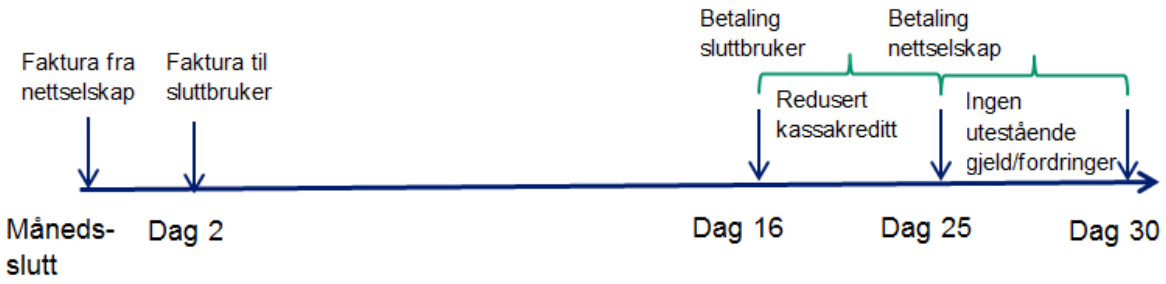
For mange bedrifter sammenfaller ikke alltid løpende inntekter og utgifter, og det er derfor vanlige å benytte seg av kassakreditt for å dekke løpende utgifter. Kassakreditt, som er en av de vanligste formene for kortsiktig finansiering, utgjør bedrifters normale driftskreditt som brukes til å betale løpende driftskostnader. Kassakreditt er et kortsiktig lån bedriften får innvilget av banken (fastsatt beløp), og det er vanlig at størrelsen på benyttet kassakreditt svinger gjennom året. Bedriften bestemmer selv om den ønsker å benytte den innvilgede kassakreditten, og bedriften må betale rente i perioden hvor den benyttes (bedriften belastes også med en avgift for den innvilgede kassakreditten). Hvordan leverandørselskapene velger å dekke sin kortsiktige gjeld vil kunne variere på tvers av selskap. I denne analysen antas det at samtlige bedrifter benytter seg av kassakreditt, og at denne kan reduseres tilsvarende nettleien (og elavgiften) i dagene før nettleien (inkl. avgift) skal betales til nettselskapet. Avkastningen til kraftleverandør tilsvarer spart rente på kassakreditten i perioden etter at kunden har betalt fakturaen, men før nettleien (inkl. avgift) betales videre til nettselskapet, noe som tilsvarer følgende:

- 9 dager for kredittid M+25
- 29 dager for kredittid M+45.

Figur 4.1 illustrerer tidslinjen for viderefakturering av nettleie og elavgift med en kredittid på 25 dager fra nettselskapet.

[9] Det er ingen bestemte regler om lengde på betalingsfrist, men det er enighet om at betalingsfristen skal gi kunden rimelig anledning til å betale regningen, og ofte benyttes derfor en betalingsfrist på 14 dager.

Figur 4.1 Tidslinje for fakturering av nettleie og elavgift ved M+25



Kilde: Pöyry

Ulike kraftleverandører har ulik rente på kassakreditten. Kredittlinjen og rentemarginen[10] avhenger av kraftleverandørens finansielle situasjon og eierskap. I denne analysen antas det at integrerte kraftleverandører som eies av en mor med god finansiell situasjon og kommunalt eide kraftleverandører kan forhandle frem en bedre rentemargin sammenlignet med delvis integrerte og ikke integrerte kraftleverandører. Videre tas det hensyn til leverandørselskapets soliditet; her med utgangspunkt i egenkapitalandelen (EK-andelen) til kraftleverandøren.[11] Rentemarginene basert på eierskap og egenkapitalandel er vist i henholdsvis Tabell 4.1 og Tabell 4.2. Rentemarginen på eierskap og egenkapitalandel er videre vektet med henholdsvis 60 og 40 prosent. Dette betyr at den maksimale rente-marginen blir 11.2 prosent, og gjelder ikke integrerte små selskap med en negativ EK-andel.

Tabell 4.1 Rentemargin basert på eierskap

	Rentemargin eierskap
Fullt integrert - Stor	6 %
Fullt integrert - Liten	7 %
Delvis integrert	7 %
Heleid kommune - Stor	6 %
Heleid kommune - Liten	7 %
Ikke integrert - Stor	9 %
Ikke integrert - Liten	10 %

Kilde: Pöyry

Tabell 4.2 Rentemargin basert på egenkapitalandel

EK andel (i %)	Rentemargin
> 80	6 %
79-60	7 %
59-40	8 %
39-30	9 %
29-15	10 %
14-0,01	11 %
<0	13 %

Kilde: Pöyry

[10] Rente som margin på 3 måneders NIBOR.

[11] Egenkapitalandel er definert som Egenkapital delt på Total balanse.

4.2 DAGENS SITUASJON

I denne analysen anses en EK-andel på over 30 prosent som tilfredsstillende. Tabell 4.3 viser en fordeling av kraftleverandører med en EK-andelen på under 30 %, 30-49 % og over 50 %, samt gjennomsnitt og median, per kraftleverandørgruppe basert på regnskapstall fra 2013. Gruppen *Ikke Integrert – Liten* skiller seg ut ved en høy EK-andel sammenlignet med de andre leverandørgruppene, og har en gjennomsnittlig EK-andel på 68 prosent. Gruppen *Fullstendig Integrert – Liten* skiller seg ut med en relativ lav EK-andel, og her har over 47 prosent av selskapene en EK-andel under 30 prosent. En forklaring på dette kan være eierskapsforhold, hvor det hos ikke integrerte leverandører stilles høyere krav til EK-andel for å ta opp gjeld, eller å motta kredittlinjer hos motparter eller kredittinstitusjoner, enn hos integrerte kraftleverandører som alternativt kan motta kreditt eller garantier fra morselskap eller eier. Lavere EK-andel hos integrerte og kommunalt eide kraftleverandører kan også skyldes utbyttepolitikk til selskapets eiere, som kan bidra til å holde egenkapitalen på et lavere nivå.

Tabell 4.3 Egenkapitalandel fordelt på ulike leverandørgrupper

	EK-andel over 50%	EK-andel 30-49%	EK-andel under 30%	Gjennomsnitt	Median
Fullt integrert - Stor	43 %	17 %	39 %	42 %	42 %
Fullt integrert - Liten	33 %	20 %	47 %	40 %	39 %
Delvis integrert	50 %	25 %	25 %	46 %	44 %
Heleid kommune - Stor	50 %	30 %	20 %	56 %	51 %
Heleid kommune - Liten	53 %	47 %	0 %	56 %	51 %
Ikke integrert - Stor	39 %	56 %	6 %	52 %	48 %
Ikke integrert - Liten	85 %	11 %	4 %	68 %	72 %

Kilde: Proff

Tabell 4.4 viser likviditeten til de ulike kraftleverandørene. Likviditet er her definert som omløpsmidler delt på kortsiktig gjeld, og er en indikator på bedriftens evne til å betale sine kortsiktige finansielle forpliktelser. Likviditeten til et selskap vil endre seg mye gjennom året, og i tabellen er den beregnet for utgangen av regnskapsåret 2013. En likviditetsgrad på 1.5 anses som tilfredsstillende, og betyr at selskapet kan møte sine kortsiktige forpliktelser med en margin på 50 prosent i utgangen av perioden.

Gjennomsnittlig likviditetsgrad er tilfredsstillende for alle leverandørgruppene, mens medianen ligger under 1.5 for gruppen *Heleid kommune – Liten*. Små ikke integrerte kraftleverandører seg ut ved svært god likviditet da både snittet og medianen overstiger 2.

Tabell 4.4 Likviditet for ulike kraftleverandører

	Gjennomsnitt	Median
Fullt integrert - Stor	2,04	1,50
Fullt integrert - Liten	4,56	1,78
Delvis integrert	1,60	1,68
Heleid kommune - Stor	1,84	1,55
Heleid kommune - Liten	2,11	1,39
Ikke integrert - Stor	1,82	1,71
Ikke integrert - Liten	2,36	2,02

Kilde: Proff

4.3 POSITIV VIRKNING FOR LIKVIDITET OG AVKASTNING

Ved innføring av ÉR vil kontantstrømmen for nettleien gå via kraftleverandør. Når fordringene for nettleien kommer inn på kraftleverandørens konto, reduseres kassakreditten og selskapet sparer renter på kassakreditten i dagene før beløpet videreføres til nettselskapet. Den reduserte renten på kassakreditten betraktes her som kraftleverandørens avkastning som følge av ÉR. Kontantstrømmen for hver enkelt kraftleverandør er beregnet ut fra kraftomsetning, hvor det antas en fast pris i nettleie per MWh solgt til sluttbruker. Tabell 4.5 viser den gjennomsnittlige kontantstrømmen (nettleie og elavgift) per kraftleverandør og total kontantstrøm per gruppe. Gruppene med høyest omsetning per kraftleverandør, Fullstendig Integrert – Stor og Delvis integrert, får også størst gjennomsnittlig kontantstrøm. Den totale kontantstrømmen blir den samme for begge kredittidene, men en kredittid på M+45 medfører en forskyvning i kontantstrømmen, hvor det sendes ut nytt krav fra nettselskapet (til kraftleverandøren) før forfall for forrige måneds krav.

Tabell 4.5 Kontantstrøm fordelt på leverandørgruppe

	Gjennomsnitt (mill. NOK)	Total (mill. NOK)	Andel av total
Fullt integrert - Stor	621,1	14 285	61 %
Fullt integrert - Liten	61,3	920	4 %
Delvis integrert	580,4	4 643	20 %
Heleid kommune - Stor	81,8	818	3 %
Heleid kommune - Liten	27,0	405	2 %
Ikke integrert - Stor	109,3	1 967	8 %
Ikke integrert - Liten	18,8	508	2 %
Totalt		**23 545**	**100 %**

Kilde: Pöyry

4.3.1 Avkastning

Tabell 4.6 viser avkastningen per leverandørgruppe med 25 dagers kredittid fra nettselskapet, hvor kassakreditten reduseres i 9 dager. Den totale avkastningen er høyest for gruppen med høyest kontantstrøm. Avkastning per krone er imidlertid høyest blant Ikke integrerte selskap, noe som skyldes at disse gruppene har en høyere gjennomsnittlig rentemargin på sin kassakreditt. Totalt gir den reduserte kassakreditten en avkastning på 46,8 mill. NOK. Som vist i tabellen utgjør avkastningen en relativt liten andel av kraftleverandørenes omsetning knyttet til salg av kraft (ca. 0,2 prosent).

Tabell 4.6 Avkastning for leverandørgrupper, M+25

	Avkastning (mill. NOK)	Andel av kraftomsetning
Fullt integrert - Stor	27,1	0,18 %
Fullt integrert - Liten	1,9	0,17 %
Delvis integrert	10,0	0,20 %
Heleid kommune - Stor	1,4	0,17 %
Heleid kommune - Liten	0,8	0,21 %
Ikke integrert - Stor	4,4	0,23 %
Ikke integrert - Liten	1,2	0,22 %
Totalt	**46,8**	**0,19 %**

Kilde: Pöyry

Med en kredittid på 45 dager øker avkastningen for kraftleverandørene ytterligere. Årsaken til dette er at avviket mellom betaling til nettselskapet og betaling fra sluttbruker øker sammenlignet med M+25, og kraftleverandøren reduserer sin kassakreditt over flere dager (29 dager). Tabell 4.7 viser avkastningen for de ulike leverandørgruppene med kredittid M+45. Igjen er det leverandørene med høyest omsetning som får totalt høyest avkastning. Renten på kassakreditten er uendret, så med denne kredittiden er det fortsatt ikke integrerte kraftleverandører som får høyest avkastning per krone redusert kreditt. Totalt gir en kredittid på 45 dager en avkastning på 151,2 mill. NOK. Igjen utgjør avkastningen en relativt liten andel av kraftleverandørenes omsetning (ca. 0,6 prosent).

Tabell 4.7 Avkastning for leverandørgrupper, M+45

	Avkastning (mill. NOK)	Andel av kraftomsetning
Fullt integrert - Stor	87,4	0,58 %
Fullt integrert - Liten	6,2	0,55 %
Delvis integrert	32,3	0,65 %
Heleid kommune - Stor	4,6	0,55 %
Heleid kommune - Liten	2,6	0,67 %
Ikke integrert - Stor	14,3	0,75 %
Ikke integrert - Liten	3,8	0,71 %
Totalt	**151,2**	**0,61 %**

Kilde: Pöyry

I en situasjon med M+25 antas det at *nettselskapets* kredittider forblir uendret sammenlignet med i dag. Eneste forskjell fra dagens situasjon er dermed at antallet motparter blir mindre. Da det antas at kraftleverandør betaler på forfall, vil ikke denne løsningen medføre noen ulemper for nettselskapet. I en situasjon med M+45, derimot, vil en ny faktura for siste måneds nettleie sendes til kraftleverandør før forfall på forrige faktura. I en slik situasjon vil kredittiden for to fakturaer være overlappende i en periode på 20 dager. Det antas videre at nettselskapet må betale renter på kassakreditten i disse 20 dagene for å kunne dekke løpende kostnader, noe som betyr at nettselskapene påføres en rentekostnad ved M+45 som de ikke påføres ved dagens ordning eller ved M+25. Som følge av inntektsrammen er inntekten til nettselskapene mindre risikoutsatt enn inntekten til kraftleverandørene. Det antas således at nettselskapene har lavere rente på kortsiktig gjeld, og ved beregning av rentekostnadene blir derfor laveste rentemargin benyttet. Totalt gir en overlappende kredittid på 20 dager en rentekostnad for nettselskapene på 90,9 mill. NOK, noe som tilsvarer 0,4 prosent av den totale kontantstrømmen (inntektsramme og elavgift), jf. Tabell 4.8. En kredittid på M+25 vil altså være fordelaktig for nettselskapene.

Samtidig er det et viktig poeng i denne sammenhengen at nettselskapene ikke betaler elavgift månedlig, noe som betyr at også nettselskapene har en avkastningsgevinst som følge av et positivt avvik mellom forfall på nettleie (inkl. elavgift) og forfall på elavgift.

Tabell 4.8 Rentekostnad for nettselskapene, M+45

	Rentekostnad (mill. NOK)
Nettselskap	90,9

Kilde: Pöyry

4.3.2 Likviditet

Reduserte renteutgifter på kassakreditten vil forbedre kraftleverandørenes likviditet. Likviditetsendringen er beregnet ved å inkludere ett års avkastning for kraftleverandørene, samt de dagene hvor kraftleverandøren har betaling for nettleien stående på sin konto. Endringen i likviditetsgraden for de ulike leverandørgruppene vises i Tabell 4.9. Likviditets-effekten er størst hos kraftleverandørene med høyest omsetning.

Tabell 4.9 Endring i likviditetsgraden, M+25

	Gjennomsnitt	Median	Gjennomsnittlig %-vis endring
Fullt integrert - Stor	2,1	1 %	2 %
Fullt integrert - Liten	4,6	2 %	2 %
Delvis integrert	1,6	1 %	1 %
Heleid kommune - Stor	1,8	0 %	1 %
Heleid kommune - Liten	2,1	0 %	0 %
Ikke integrert - Stor	1,8	0 %	1 %
Ikke integrert - Liten	2,4	0 %	0 %

Kilde: Pöyry

Ettersom avkastningen øker ytterligere i M+45, vil også likviditeten forbedre seg. Kassa-kreditten vil også reduseres i flere dager, noe som har en positiv likviditetseffekt. Endringen i likviditetseffekten for alle leverandørgruppene er vist i Tabell 4.10.

Tabell 4.10 Endring i likviditetsgraden, M+45

	Gjennomsnitt	Median	Gjennomsnittlig %-vis endring
Fullt integrert - Stor	2,1	4 %	5 %
Fullt integrert - Liten	4,6	6 %	6 %
Delvis integrert	1,6	3 %	4 %
Heleid kommune - Stor	1,9	2 %	2 %
Heleid kommune - Liten	2,1	1 %	1 %
Ikke integrert - Stor	1,8	1 %	2 %
Ikke integrert - Liten	2,4	1 %	1 %

Kilde: Pöyry

4.4 OPPBLÅSING AV BALANSEN OG REDUSERT SOLIDITET

EK-andelen til selskapene beregnes som egenkapital delt på den totale balansen. Økte kundefordringer og kortsiktig gjeld vil øke totalbalansen til leverandørselskapene gjennom

året, og vil dermed svekke selskapets soliditet. Avkastningen bidrar til å øke egenkapitalen, og vil derfor dempe effekten fra oppblåsingen av totalbalansen. I denne delen av analysen tar vi utgangspunkt i den gjennomsnittlige kontantstrømmen gjennom året.

Tabell 4.11 viser endring i EK-andelen som følge av den økte totalbalansen ved kredittid M+25. Selskapene med høyest omsetning får den største absolutte økningen i totalbalansen.

Tabell 4.11 Endring i egenkapitalandelen, M+25

	Gj.snitt EK-andel før endring	Gjennomsnitt	Median
Fullt integrert - Stor	42 %	-6 %	-6 %
Fullt integrert - Liten	40 %	-8 %	-6 %
Delvis integrert	46 %	-5 %	-3 %
Heleid kommune - Stor	56 %	-3 %	-2 %
Heleid kommune - Liten	56 %	-1 %	-1 %
Ikke integrert - Stor	52 %	-1 %	-1 %
Ikke integrert - Liten	68 %	-2 %	-2 %

Kilde: Pöyry

Med en kredittid som strekker seg over én måned, dvs., M+45, vil kraftleverandøren ha utestående gjeld til nettselskapet for de to siste måneders nettleie i 10 dager inneværende måned. Dette blåser opp balansen ytterligere for en kortere periode, og øker derfor gjennomsnittlig balanse gjennom året. Tabell 4.12 viser endring i EK-andelen ved kredittid M+45. Den økte avkastningen ved lengre kredittid demper effekten på EK-andelen, men det blir likevel en noe høyere reduksjon i EK-andelen sammenlignet med M+25.

Tabell 4.12 Endring i egenkapitalandelen, M +45

	Gj.snitt EK-andel før endring	Gjennomsnitt	Median
Fullt integrert - Stor	42 %	-7 %	-7 %
Fullt integrert - Liten	40 %	-9 %	-7 %
Delvis integrert	46 %	-6 %	-4 %
Heleid kommune - Stor	56 %	-4 %	-2 %
Heleid kommune - Liten	56 %	-2 %	-1 %
Ikke integrert - Stor	52 %	-1 %	-1 %
Ikke integrert - Liten	68 %	-2 %	-2 %

Kilde: Pöyry

4.5 NETTONYTTE FOR KRAFTLEVERANDØR OG KOSTNAD FOR NETTSELSKAP

ÉR vil gi en positiv avkastning for kraftleverandør som følge av sparte rentekostnader på kassakreditten i tiden mellom betaling fra sluttbruker og betaling til nettselskapet. Besparelsen er høyere ved kredittid M+45 enn M+25 som følge av at det positive avviket mellom forfallstidspunktene er høyere i en situasjon med M+45. Samtidig vil nettselskapet påføres en rentekostnad ved M+45 som følge av overlappende kredittid for to fakturaer på 20 dager.

Ettersom samtlige kraftleverandører får en forbedret likviditet ved innføring av ÉR, antas det at kredittlinjene for kassakreditt hos bankene forblir uendret. På lengre sikt, gitt at

soliditeten til selskapet forverrer seg ytterligere, kan kraftselskapene forhandle seg frem til bedre renter på sin kassakreditt. Ved M+25 er endringen i likviditeten liten og ligger mellom 0 og 2 prosent. Ettersom det er vanlig at likviditeten svinger over tid, er det ikke forventet at denne endringen vil få en positiv nytteverdi for kraftleverandørene. I M+45 ligger likviditetsendringen mellom 1 og 6 prosent. En slik endring kan, over tid, få en positiv nytteverdi for enkelte kraftleverandører gitt at soliditeten for selskapene ikke forverrer seg. Effekten er derfor gitt en pluss i oppsummeringen nedenfor.

Redusert EK-andel og dårligere soliditet kan gjøre det vanskeligere for kraftleverandører å få gjeldsfinansiering fra banker og kredittinstitusjoner, og det kan stilles krav om å øke egenkapitalen. EK-andelen for ikke-integrert og kommunalt eide selskap ligger mellom 1 og 2 prosent, og det forventes derfor ikke at endring i EK-andel vil ha en betydelig konsekvens for videre finansiering. For fullt integrerte kraftleverandører, både stor og små, og delvis integrerte kraftleverandører er endringen i EK-andel noe større. Det er imidlertid mest sannsynlig at dette vil kunne utgjøre et problem for kraftleverandører med eksisterende langsiktig gjeld eller selskap som ønsker lånefinansiering for nye investeringer. Blant gruppene med relativt stor endring i EK-andelen, er det svært få selskaper som har eksisterende langsiktige lån hos bank eller kredittinstitusjon; Kun én liten fullt integrert og to delvis integrerte. For de to delvis integrerte med langsiktig gjeld endres ikke EK-andelen, men for den lille fullt integrerte kraftleverandøren reduseres EK-andelen med 7 prosent ved en kredittid på M+45. Den aktuelle kraftleverandøren får en EK-andel på rundt 22 prosent, og en ytterligere svekkelse av soliditeten kan medføre vanskeligheter med å møte selskapets langsiktige forpliktelser. I dette tilfellet er selskapets morselskap i en god finansiell situasjon med god soliditet, og det antas derfor at selskapets eierstruktur vil bidra å svekke betydningen av den reduserte EK-andelen. Det forventes ikke at innføring av ÉR totalt sett vil medføre en økt kostnad for kraftleverandørene som følge av oppblåste balanse og dermed redusert EK-andel, men da en redusert EK-andel kan være en ulempe for kraftleverandørene er effekten gitt en minus i oppsummeringen nedenfor.

Tabell 4.13 Kostnads og nyttevirkninger som følge av endret kassakreditt, likviditet og soliditet

Komponent	Verdi
Avkastning ved kredittid på 25 dager for kraftleverandør	**46,8 mill. NOK**
Avkastning ved kredittid på 45 dager for kraftleverandør	**151,2 mill. NOK**
Rentekostnad ved overlappende kredittid på 20 dager for nettselskap	**90,9 mill. NOK**
Nytte ved forbedret likviditet på 45 dager for kraftleverandør	**+**
Kostnad ved endret egenkapitalandel på 25 og 45 dager for kraftleverandør	**-**

Kilde: Pöyry

5 VERDSETTING DEL 2: ENDRET OPPGAVEFORDELING

Innføring av ÉR er en del av den leverandørsentriske modellen der det legges til rette for at kraftleverandøren overtar alle oppgaver som omhandler kraftomsetning til sluttbruker. I tillegg til å være ansvarlig for fakturering av både kraftleveranse og nettleie, vil kraftleverandøren være hovedkontaktpunkt ovenfor kunden. Dette betyr at kunden skal ta kontakt med kraftleverandøren ved alle henvendelser som omhandler kraftkjøp. Sammenlignet med dagens situasjon, betyr dette at oppgavene tilknyttet fakturering og kundehåndtering i stor grad skyves over fra nettselskap til kraftleverandør. I dette kapittelet verdsettes effektene av endret oppgavefordeling

5.1 ØKTE DRIFTSKOSTNADER FOR KRAFTLEVERANDØR SOM FØLGE AV FLERE KUNDEHENVENDELSER

Ved innføring av ÉR vil kraftleverandøren påta seg ansvaret for utsendelse av en felles faktura for kraftleveranse og nettleie, samt være primærkontakt ovenfor kunden. Dette vil medføre at kundehenvendelser som tidligere ble rettet mot nettselskapet, nå vil rettes mot kraftleverandøren. Kraftleverandøren må i større grad enn i dag ha kunnskap om lokale nettforhold, samt at det må opprettes rutiner for effektiv informasjonsflyt mellom kraftleverandøren og nettselskap. Endringen i arbeidsoppgaver kan deles inn i følgende tre punkter som diskuteres nedenfor:

- Inkludering av nettleie på fakturaen
- Behov for kompetanseheving
- Økt antall kundehenvendelser

Inkludering av nettleien på fakturaen

Nettleien skal inkluderes som en del av en felles faktura for kraftleveranse og sendes ut av kraftleverandør til kunde. Nettleien per målepunkt gjøres tilgjengelig for kraftleverandør via Elhub. Også måledataene som benyttes av kraftleverandør til å utarbeide avregningsunderlaget for kraft skal gjøres tilgjengelig via Elhub. Da kraftleverandør likevel må benytte seg av Elhub for å hente ut kundenes forbruksdata for å kunne beregne kostnaden for kraftleveranse, antas det at nedlastning av tilleggsdataene for nettleiekostnaden ikke vil generere noe ekstraarbeid. Det forventes dessuten at nedlastning av data fra Elhub vil være mer effektivt enn dagens metode der kraftleverandøren må forholde seg til hvert enkelt av de aktuelle nettselskapene. Gevinsten som følge av at måledataene vil kunne hentes ut på en mer effektiv måte enn i dag tilfaller Elhub, og er således ikke en nytteeffekt av ÉR.

Det forventes altså ikke at nedlastning av avregningsunderlaget for nettleien vil generere ekstraarbeid for kraftleverandøren. Da kraftleverandøren også i dag sender ut fakturaer til alle sine kunder, enten via post eller elektronisk, vil ikke antallet fakturaer endres. Sammenstillingen av kraftsalg og nettjenester på samme faktura antas derfor å ha neglisjerbar påvirkning på kraftleverandørens arbeidsoppgaver.

Behov for kompetanseheving

Det vil oppstå behov for kompetanseheving ved kraftleverandørens kundesenter da nye oppgaver må implementeres. Det må blant annet lages en rutine på videreformidling av informasjon fra kraftleverandør til nettselskap om kunder som flytter eller skifter leverandør da denne informasjonen kun gis fra kunde til kraftleverandør i den nye modellen. Det antas at informasjon om flytting og leverandørskift vil kunne videreformidles via Elhub på en effektiv måte.

I tillegg vil kraftleverandør måtte motta varsler om hendelser på nettet, som for eksempel strømavbrudd, slik at informasjonen kan videreformidles til kunder som henvender seg til kraftleverandøren. Nettselskapet skal fremdeles være ansvarlig for å håndtere nett-relaterte spørsmål, og det må derfor opprettes rutiner for videreføring av kunder til ansvarlig nettselskap. Det antas at rutiner for flyt av informasjon mellom kraftleverandør og nettselskap vil kunne innarbeides uten betydelig bruk av ressurser.

Økt antall kundehenvendelser

I den nye modellen blir kraftleverandør hovedkontakt ovenfor kunden. Kraftleverandøren kan riktignok henvise spørsmål om avbrudd og leveringskvalitet til det aktuelle nett-selskapet, men antallet henvendelser vil likevel øke når kraftleverandør er hoved-kontakt. I tillegg vil alle fakturaspørsmål måtte håndteres av kraftleverandøren. Dette antas å medføre behov for en økning i antallet årsverk som tar seg av henvendelser fra kunder.

Det antas at ÉR innføres i et marked med AMS. Ringeriks-Kraft Nett har for eksempel hatt veldig gode erfaringer med AMS, og antallet kundehenvendelser har gått vesentlig ned. Selskapets talsperson, Jan Erik Brattbakk, opplyser[12] at selskapet tidligere fikk mange spørsmål tilknyttet stipulering av forbruk fra kundene som ikke leste av dette selv. En del var uenig i stipuleringen, og da ringte de. Antallet kundehenvendelser ble betydelig redusert som følge av at AMS ble innført ved årsskiftet 2013/2014. I følge talspersonen for Ringeriks-Kraft Nett, har de hatt 75 prosent reduksjon i antallet kundehenvendelser etter at de tok i bruk AMS. Da det forutsettes at ÉR innføres i et marked med AMS, forventes det at antallet kundehenvendelser i forbindelse med fakturering reduseres betraktelig sammenlignet med dagens situasjon.

Vi har beregnet den samfunnsøkonomiske kostnaden som følge av at kraftleverandørens ansvar knyttet til faktureringsoppgaver økes. Kostnaden avhenger av hvor mange ekstra kundehenvendelser kraftleverandøren mottar som følge av samfaktureringen av kraftkjøp og nettleie. Dette er svært usikkert. For å gjengi usikkerhetsaspektet gjør vi derfor antagelser på ulike andeler av kundene som kan tenkes å ta kontakt med kraft-leverandøren for å stille nettrelaterte spørsmål. Antagelser for beregningen forklares nedenfor.

Andelen av årsverkene innen kraftomsetning som går med til kundehåndtering beregnes ved andelen av lønnskostnadene[13] innen kraftomsetning som er knyttet til kunde-håndtering. Vi har benyttet lønnskostnader for 2013 for de aktuelle kraftleverandørene til å beregne andelen. Da lønnskostnadene ikke var tilgjengelig for alle selskaper, har vi benyttet gjennomsnittet for selskaper med tilsvarende eierstruktur som et estimat for selskaper med manglende data. Gjennomsnittlig andel av årsverkene innen kraft-omsetning som benyttes til kundehåndtering for de ulike selskapstypene er vist i Tabell 5.1.

[12] Artikkel publisert av Europower 11, september 2014

[13] Lønnskostnadene per selskap omfatter lønn, arbeidsgiveravgift, pensjonskostnader og andre personalkostnader.

Tabell 5.1 Andel av årsverkene innen kraftomsetning benyttet til kundehåndtering

	Andel årsverk benyttet til kundehåndtering
Fullt integrert - Stor	0,35
Fullt integrert - Liten	0,48
Delvis integrert	0,35
Heleid kommune - Stor	0,44
Heleid kommune - Liten	0,40
Ikke integrert - Stor	0,40
Ikke integrert - Liten	0,41

Kilde: NVE, Pöyry

Antall årsverk benyttet til kundehåndtering ble beregnes ved hjelp av oppgitt årsverk innen kraftomsetning og andelen av disse benyttet til kundehåndtering, jf. avsnitt over. Antall årsverk innen kraftomsetning manglet for noen selskaper, og gjennomsnittlig antall årsverk per solgte MWh for de resterende selskapene ble benyttet til å beregne antallet for selskapene med manglende data. Antall årsverk innen kraftomsetning benyttet til kundehåndtering er således beregnet ved følgende formel:

*Antall årsverk kundehåndtering = Antall årsverk innen kraftomsetning * Andel kundehåndtering*

Det antas videre at et årsverk består av en arbeidsuke på 37,5 timer og 5 uker ferie, noe som betyr at et årsverk tilsvarer 1762,5 timer.

For kraftleverandører med manglende data for lønnskostnad, er gjennomsnittlig lønnskostnad per årsverk for selskaper med tilsvarende eierstruktur benyttet som et estimat. Totale kostnader knyttet til kundehåndtering er videre beregnet ved å multiplisere antallet årsverk benyttet til kundehåndtering med gjennomsnittlig lønnskostnad per årsverk. Det beregnes så totale kostnad som følge av kundehåndtering for hver av de syv typene kraftleverandører, og den totale kostnaden er estimert til 200 mill. NOK.

Spørsmålet videre er så hvor mye denne kostnaden vil øke som følge av en økning i antallet kundehenvendelser. For å beregne økningen i andelen årsverk benyttet til kundehåndtering, som følge av økt antall henvendelser, har vi tatt utgangspunkt i en representativ bedrift og beregnet hvor mange årsverk som benyttes til fakturering per kunde. Økningen i andelen årsverk benyttet til fakturering avhenger av antallet nettrelaterte henvendelser, noe som er svært usikkert. Vi har derfor beregnet kostnadsøkningen ved ulike andeler av kundene som har nettrelaterte henvendelser. Vi antar videre at en kundehenvendelse i gjennomsnitt varer i 2,5 minutt. De ulike kostnadsøkningene for kraftleverandørene som følge av det økte faktureringsansvaret er vist i Tabell 5.2.

Tabell 5.2 Kostnad for kraftleverandør ved økt faktureringsansvar, mill. NOK

Antall kunder med fakturahenvendelser	Kostnadsøkning (mill. NOK)
1 av 5	13,5
1 av 10	6,7
1 av 50	1,3
1 av 100	0,7
1 av 200	0,3

Kilde: Pöyry

Kraftleverandøren svarer allerede på spørsmål knyttet til kraftleveransen, og kostnaden knyttet til dette vil ikke endres ved innføring av ÉR. Det er usikkert hvor mange kunder

som i tillegg vil ta kontakt med kraftleverandøren med spørsmål som omhandler nettjenesten. Overtagelsen av arbeidsoppgaver fra nettselskap vil gi økte driftskostnader for kraftleverandører, men størrelsesordenen på økningen er altså usikker.

Antallet kundehenvendelser varierer både mellom kraftleverandører og innenfor en kraftleverandør over tid. Blant selskaper vi har snakket, varierer dagens antall henvendelser, som omhandler både kraft og nett, fra 3,5/100 til 1/10 kunder. Det er altså et stort sprik i antallet kundehenvendelser per selskap også per i dag. Da det antas at ÉR innføres i et marked med AMS, vil antallet kundehenvendelser reduseres betydelig sammenlignet med i dag. Erfaringer har vist at antallet kundehenvendelser vil reduseres rundt 75 prosent. Ved å ta utgangspunkt i samtaler med aktører i bransjen og erfaringer ved AMS, fremstår det som en rimelig antagelse at antallet kunder som tar kontakt etter innføring av AMS vil være i størrelsesorden 2/100 til 3/100 for henvendelser som både omhandler kraft og nett. Vi anser det derfor som svært lite sannsynlig at økningen tilsvarer at 1 av 5 kunder årlig tar kontakt med nettrelaterte spørsmål, og heller ikke at kun 1 av 200 tar kontakt. I den videre beregningen antar vi derfor at 1 av 50 kunder tar kontakt med nettrelaterte henvendelser, noe som tilsvarer det øvrige sjiktet for hva som forventes av nettrelaterte henvendelser etter AMS. Antagelsen om at 2 prosent av kundene tar kontakt med kraftleverandør med en nettrelatert henvendelse gir en kostnadsøkning for kraftleverandørene på i overkant av 1,3 mill. NOK, jf. Tabell 5.3.

Tabell 5.3 Kostnad for kraftleverandør som følge av en økning antall kundehenvendelser på 1 av 50 kunder, NOK

	Gjennomsnittlig kostnad per kraftleverandør	Total kostnad
Fullt integrert - Stor	34 682	797 683
Fullt integrert - Liten	4 721	70 815
Delvis integrert	34 466	275 731
Heleid kommune - Stor	3 751	37 513
Heleid kommune - Liten	1 381	20 714
Ikke integrert - Stor	6 710	120 776
Ikke integrert - Liten	911	24 593
Totalt		**1 347 825**

Kilde: Pöyry

5.2 NYTTEVIRKNING FOR NETTSELSKAP SOM FØLGE AV FÆRRE KUNDEHENVENDELSER

Nettselskapene vil få en nyttevirkning som følge av sparte kostnader knyttet til fakturering og kundehåndtering. En del av dagens funksjoner i kundegrensesnittet må likevel opprettholdes selv om kraftleverandør er ansvarlig for fakturering og fungerer som hovedkontaktpunkt ovenfor kunden. Nettselskapet må fremdeles distribuere måledata til kraftleverandør og utarbeide avregningsunderlaget for nettleien. I det nye systemet skal dataene gjøres tilgjengelig i Elhub. Nettselskapet vil fremdeles være ansvarlig for å fakturere anleggsbidrag, samt være kontaktansvarlig for henvendelser tilknyttet dette, og faktureringskompetansen må derfor opprettholdes også innenfor nettselskapet. Da nettselskapet fremdeles har faktureringsansvar for anleggsbidrag, vil ikke faktureringsoppgavene utskilles fullstendig, men omfanget reduseres.

Nettselskapets oppgaver tilknyttet fakturering av nettleie, samt kundehåndtering tilknyttet fakturahenvendelser, vil være utskilt. Reduksjonen i arbeidsoppgavene tilknyttet fakturering vil gi et redusert behov for antallet årsverk innen fakturering. Teoretisk sett kan det

argumenteres for at man vil oppnå en effektivitetsgevinst ved å flytte arbeidsoppgaver fra en monopolvirksomhet til en konkurranseutsatt virksomhet. Kostnadsøkningen for kraftleverandør er beregnet for et gitt antall nettrelaterte kundehenvendelser, og det antas at antallet kunder som tar kontakt med et nettrelatert spørsmål er det samme uavhengig av om det er nettselskap eller kraftleverandør som skal kontaktes. En effektivitetsgevinst vil i så fall være knyttet til at kraftleverandør vil kunne håndtere henvendelsen raskere enn nettselskapet. Om dette, på generelt basis, vil være tilfellet i denne situasjonen er vanskelig å fastslå. Det antas derfor at økningen i kraftleverandørenes arbeidsoppgaver tilsvarer reduksjonen i nettselskapenes arbeidsoppgaver. Videre antas det at gjennomsnittlig lønn for ansatte som er ansvarlig for kundehåndtering er den samme for nettselskap som for kraftleverandører. Dette betyr at kostnadsbesparelsen for nettselskapet som følge av færre arbeidsoppgaver tilknyttet fakturering tilsvarer kostnadsøkningen for kraftleverandørene. Gitt antagelsen om at antallet kundehenvendelser reduseres med 1 av 50 kunder, blir nyttevirkningen for nettselskapene 1,3 mill. NOK. Det forutsettes at inntektsrammen justeres i tråd med nyttevirkningen. Dersom dette ikke blir gjort, vil besparelsen for nettselskapet videreføres som en kostnad til sluttbruker.

I de tilfeller en kraftleverandør får spørsmål om strømavbrudd og leveringskvalitet i det lokale nettet, skal kunden henvises til det aktuelle nettselskapet. Dette betyr at nettselskapet fremdeles må ha personell tilgjengelig for kundehåndtering. Det vil likevel kunne forventes at nettselskapet effektivt vil kunne varsle alle aktuelle kraftleverandører dersom det oppstår et strømavbrudd, og at kraftleverandørene trolig vil redusere antallet henvendelser noe ved å opplyse kunden om situasjonen. Det skilles ikke på om kundehenvendelsen omfatter fakturering eller hendelser i nettet, og besparelsen som følge av redusert kundehåndtering ved avbrudd eller lignende er således inkludert i den estimerte nyttevirkningen ovenfor.

Nettselskapet skal ikke lenger håndtere kundehenvendelser i forbindelse med flytting og leverandørskifter. Kraftleverandør tar seg av kundekontakten, men nettselskapet må likevel prosessere informasjonen som vil videreføres fra kraftleverandører. Det antas at videreføring av informasjon fra kraftleverandør vil kunne utføres på en mer effektiv måte enn ved direkte kontakt med alle kunder. Eksempelvis vil en informasjonsoverføring via Elhub være svært effektivt. Det antas altså at nettselskapet vil oppleve noe reduksjon i arbeidsoppgavene tilknyttet flytting og leverandørskifter. Effekten av en mer effektiv informasjonsinnhenting lar seg vanskelig tallfeste, og noe av effekten vil dessuten være en del av nytten ved Elhub. Selv uten Elhub antas det å være tidsbesparende at informasjonen om flytting og leverandørskift kommer fra kraftleverandør istedenfor kunde da det kan innføres rutiner som effektiviserer arbeidet. Tidsbesparelsen tilknyttet reduserte arbeidsoppgaver ved flytting og leverandørskift ses derfor på som en positiv, ikke-kvantifiserbar nyttevirkning for nettselskapene. Vi har rangert nyttevirkningene langs en kvalitativ pluss/minus-akse med ni rangeringspunkter, fra ÷÷÷÷ til ++++.

Tabell 5.4 Nyttevirkning for nettselskap som følge av utskilling av faktureringsansvar og redusert kundehåndtering

Komponent	Verdi
Kostnadsbesparelse ved færre arbeidsoppgaver tilknyttet fakturering og kundehenvendelser	**1.3 mill. NOK**
Noe redusert arbeidsoppgaver tilknyttet flytting og leverandørskifter for nettselskapet	**+**

Kilde: Pöyry

6 VERDSETTING DEL 3: KONKURRANSEVIRKNINGER

I dette kapittelet ser vi nærmere på hvordan innføring av Én regning kan påvirke markedsaktørenes adferd. Grunntanken er at obligatorisk samfakturering, samt ett kontaktpunkt, fjerner hindre for leverandørbytte og samtidig tvinger kraftleverandører til å tilby bedre betingelser for å klare å beholde kundene. Den samfunnsøkonomiske nytten fra denne utviklingen vil da ligge hos sluttbrukerne, mens kostnaden hovedsakelig havner hos kraftleverandørene. Rent markedsteoretisk skal dette dermed medføre at kundene får bedre betingelser, enten i form av lavere priser eller mer innovative produkter.

I tillegg til nyttevirkningen diskutert over, ser vi for oss to ytterligere konkrete nyttevirkninger for sluttbruker. For det første vil sluttbrukere nyte godt av at nettselskapene får noe lavere kostnader. Ettersom nettselskapers inntekt er regulert, skal en reduksjon i kostnad motsvares av en reduksjon i inntekt, primært bestemt gjennom nettleie.

En ytterligere mulig nyttevirkning er at ÉR vil øke bevisstheten om totalkostnaden ved eget forbruk. Ved at totalkostnaden tydeliggjøres i regningen som sendes til kunden, vil kundene få et forsterket insentiv til å redusere sitt eget forbruk[14]. Om forbrukerne realiserer dette insentivet avhenger imidlertid av hvordan denne informasjonen formidles, og om forbrukere har tilstrekkelig insentiv til å gjøre nytte av den (lave kraftpriser kan for eksempel svekke insentivet til å justere forbruk selv om totalkostnaden blir tydeligere).

6.1 ØKT MULIGHET FOR BEDRE BETINGELSER

I dette delkapittelet ser vi nærmere på effekten som følge av at ÉR fjerner barrierer for leverandørbytter. Enkelte kunder forblir kunder hos dagens kraftleverandør, på tross av at de er bekjent med at det finnes bedre tilbud, fordi de ønsker å motta en felles faktura. Ved innføring av ÉR vil disse kundene kunne velge en kraftleverandør som tilbyr bedre betingelser, da fordelen ved å kunne tilby kunden kun én faktura ikke lenger vil være forbeholdt enkelte kraftleverandører.

Alle sluttbrukere har i utgangspunktet mulighet til å bytte kraftleverandør, men per i dag benytter likevel relativt få seg av denne muligheten – 382 000[15] av totalt 2,2 millioner husholdninger i 2013. Antallet bytter inneholder dessuten flere såkalte "dobbeltbytter"; altså at en sluttbruker bytter til ny leverandør, men bytter så umiddelbart tilbake etter at opprinnelig leverandør gir et mottilbud. I tillegg omfatter antallet bytter mange tilfeller av samme sluttbruker som bytter flere ganger.

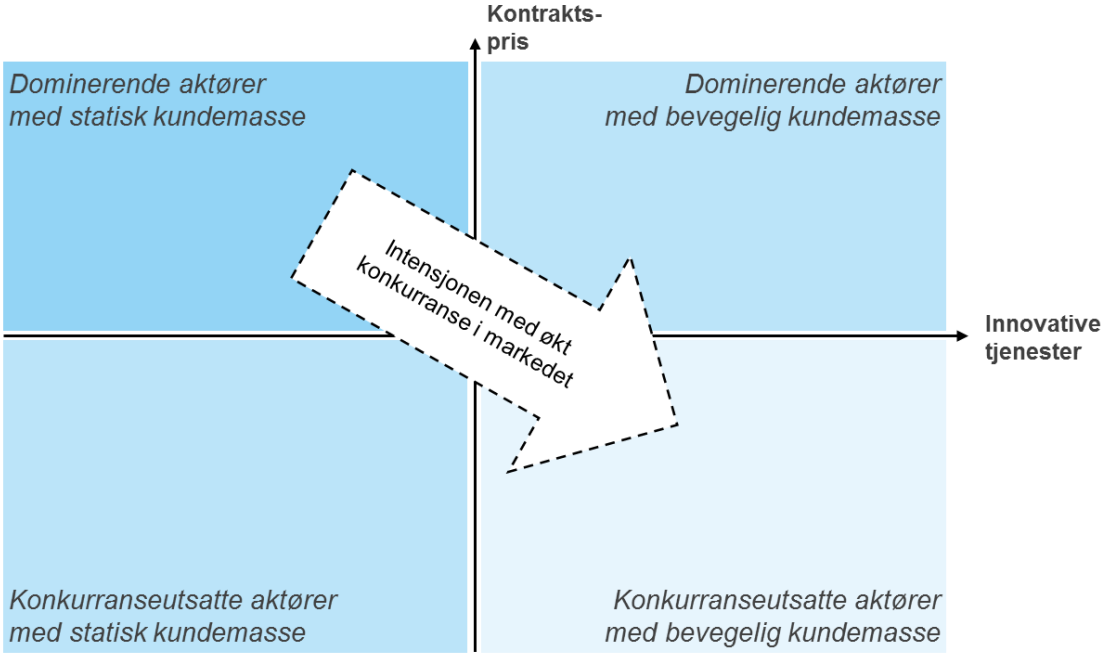
Antallet leverandørbytter indikerer at det er mange sluttbrukere som ikke vurderer å bytte leverandør i det hele tatt. Årsakene til det kan være mange; forbrukerne kjenner ikke tilstrekkelig til muligheten, kostnadsbesparelsen anses som minimal, bytting er for ressurskrevende osv. Denne typen statiske kunder er verdifulle for de kraftleverandører de tilhører, ettersom de på grunn av manglende lyst/evne til å benytte seg av markedsmuligheter kan beholdes på kontrakter med "dårlige" betingelser. Kraftleverandører med slike kunder kan eventuelt tilby mer innovative løsninger, men ikke nødvendigvis bedre prisbetingelser, til kunder som begynner å røre på seg. Denne dynamikken er illustrert i Figur 6.1 under. For ordens skyld presiserer vi at figuren kun refererer til spotkontrakter.

---

[14] For eksempel: Stromback, J., Dromacque, C. & Yassin, M. H. (2011). The potential of smart meter enabled programs to increase energy and systems efficiency: a mass pilot comparison. Prepared for ESMIG. Et annet eksempel er Lewis, P.E., Dromacque, C., Brennan, S., Strömbäck, J., Kennedy, D., 2012.Energy Efficiency through Information and Communication Technology — Best Practice Examples and Guidance. Technical Report. VaasaETT Global Energy Think Tank.

[15] Kilde: NVE

Figur 6.1 Skjematisk fremstilling av kunder og leverandører i sluttbrukermarkedet



Kilde: Pöyry

I figuren har vi på forenklet vis gruppert kraftleverandører i to grupper; dominerende og konkurranseutsatte. Sluttbrukere er gruppert i henholdsvis statiske og bevegelige. Vi har satt disse grupperingene sammen på ulike måter i figurens fire kvadranter. Figurens dimensjoner er kontraktspris og innovative tjenester. "Innovative" tjenester er en generell referanse til nyttige tilleggstjenester til pris. Eksempel på en slik tjeneste er løpende informasjon om forbruk gjennom applikasjoner. Måten å tolke dimensjonene på er relativt binært: enkelte kraftleverandører tilbyr kraft til lav kontraktspris (nedre halvdel) og noen til høy kontraktspris (øvre halvdel). Videre er noen leverandører tilbydere av innovative tjenester (høyre) mens andre ikke i særlig stor grad tilbyr innovative tjenester (venstre).

Øverst til venstre i figuren har vi lagt dominerende aktører med statisk kundemasse (merk at "dominerende" ikke må forveksles med "stor"; mange dominerende aktører er små lokale selskap). Disse kraftleverandørene tilbyr kontrakter med relativt høye priser og liten grad av innovative tjenester, og er i stand til å gjøre dette ettersom deres kundemasse er statisk, altså ikke interessert i å bytte leverandør.

Øverst til høyre har vi dominerende kraftleverandører med det vi kaller en bevegelig kundemasse. Disse aktørene vil i form av sin dominans være i stand til å ta en høy pris i sine kontrakter, men motvirker bevegelse i kundemassen ved å tilby innovative løsninger. Kraftleverandørene i øvre halvdel av figuren kan for så vidt være samme selskap; en dominerende aktør uten innovative tjenester vil være interessert i å tilby dette til kunder for å motvirke at kundemassen går til andre selskap med bedre prisbetingelser.

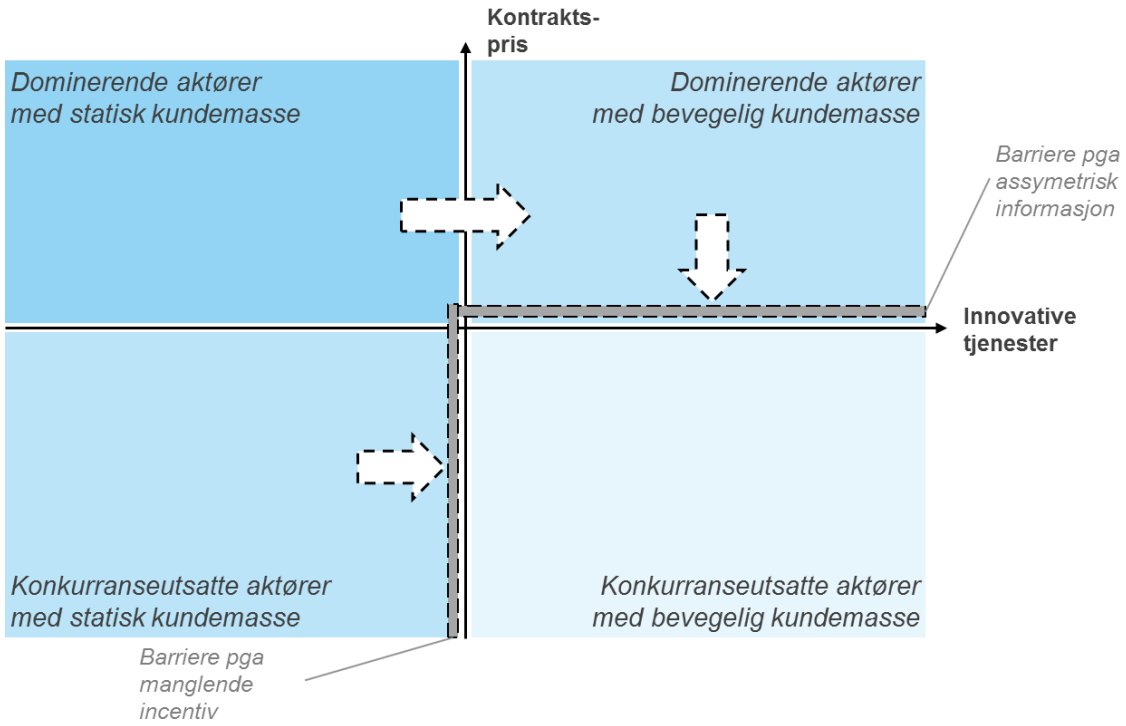
Nederst i figuren har vi lagt konkurranseutsatte selskap, altså selskap uten en dominerende stilling som aktivt konkurrerer om kunder. Innenfor denne kategorien finner vi typisk nye aktører. Slike aktører konkurrerer enten bare på pris (til venstre) eller på både pris og innovative løsninger (til høyre).

Pilen midt i diagrammet illustrerer den ønskede kundebevegelsen i markedet fra et samfunnsøkonomisk perspektiv, nemlig at kundene beveger seg mot kraftleverandører som ønsker og evner å tilby gunstige (lav pris) og innovative kontrakter. Det er imidlertid ikke en målsetting i seg selv å tvinge kunder til å bevege seg den ene eller andre

retningen, målsettingen er snarere at det ikke skal ligge noen hinder i veien for kunders mulighet til å velge den beste løsningen. Det kan altså godt tenkes at flere kunder ikke ønsker å bytte fra en dominerende aktør selv om de kjenner til bedre alternativ – for eksempel fordi de ønsker å være lojale mot den lokale kraftleverandøren.

Like fullt vil en bevegelse fra nordvest til sørøst reflektere samfunnsøkonomisk rasjonelle valg i et marked med konkurranse. Dette fordrer imidlertid fullstendig fravær av barrierer for leverandør- og avtalebytter. Slike barrierer finnes i markedet i dag. Et eksempel på en barriere kan være kunders mangel på kjennskap til bedre alternativ eller muligheten til å bytte kontrakt/leverandør. En annen barriere er at insentivene til å bytte simpelthen ikke er sterke nok, eksempelvis fordi prisforskjellen mellom aktører er for liten. En ytterligere barriere er dominerende aktørers aktivitet for å ta vare på kunder i bevegelser. Disse elementene er trukket inn i Figur 6.2.

Figur 6.2 Skjematisk fremstilling av kunder og leverandører i sluttbrukermarkedet med barrierer



Kilde: Pöyry

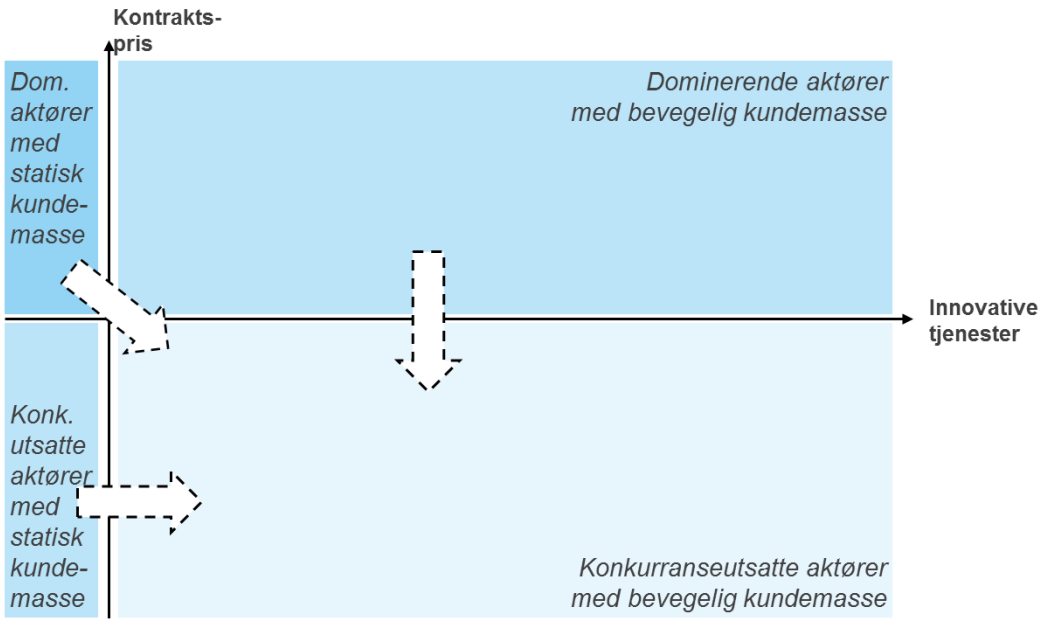
Figuren over viser at det i praksis finnes hindringer for å bevege kundemassen fra "dårlige" betingelser til "gode" betingelser, altså fra høy pris til lav pris. Denne virkningen kan best forklares ved de dominerende aktørenes innsats for å vinne tilbake kunder som i utgangspunktet har bestemt seg for å bytte. Eksempelvis vil en kunde som har byttet til leverandør med bedre prisbetingelser ofte få et mottilbud fra sin eksisterende leverandør. Mottilbudet kan ofte inkludere lavere priser enn utgangspunktet, men ikke nødvendigvis. Et alternativ til bedre pris er å tilby felles faktura for kraftleveranse og nettjenester. Dette reflekteres i den vannrette pilen mellom de to nordlige kvadrantene i figuren. I tillegg er det et hinder i seg selv at dominerende aktører som tilbyr felles faktura bruker dette som argument for å hindre kunder i å gå til kontrakter uten felles faktura men med bedre pris. Barrieren mellom "nord" og "sør" er derfor navngitt som asymmetrisk informasjon, nemlig at kundemassen ikke har tilstrekkelig informasjon til å innse fordelene av å flytte til en aktør med bedre betingelser.

Det er også en barriere for kundebevegelser mellom konkurranseutsatte aktører seg i mellom. Denne barrieren tilskrives manglende insentiver som følge av at prisen er lav. Så lenge kunder ser på kundebytte som et tiltak, vil de fleste avstå fra å bytte hvis det er lite å hente i form av finansiell besparelse. Sagt på en annen måte, så er ikke mer innovative tjenester tilstrekkelig grunn for å bytte fra en lavpriskontrakt til en annen.

Innføring av ÉR vil endre dette bildet. Vi viser de antatte effektene som ÉR medfører i Figur 6.3. Slik vi ser det, har ÉR to virkninger. Den første er at den flytter pris-aksen lenger mot venstre. Dette skyldes at samtlige kraftleverandører tvinges til å tilby samfakturering. Dermed vil flere kunder føres over i massen "bevegelig" ettersom pris blir et langt viktigere argument enn tidligere for å bytte kontrakt.

Den andre virkningen er at barrierene er borte. Når det gjelder den nedre del av figuren så innebærer dette at flere lavpriskunder nå nyter godt av mer innovative tjenester. Barrieren knyttet til asymmetrisk informasjon er også borte. Dette reflekterer at dominerende aktører ikke i like stor grad som før kan bruke felles fakturering som grunnlag for å holde på kunder av samme grunn som over – nemlig at pris blir en langt viktigere motivasjonsfaktor for å bytte.

Figur 6.3 Skjematisk fremstilling av kunder og leverandører i sluttbrukermarkedet uten barrierer som følge av ÉR



Kilde: Pöyry

6.1.1 Kvantifisering av nyttevirkning

Rent teoretisk vil ÉR kunne bidra til at flere kunder bytter fra "nord" til "sør", eller fra kontrakter med "dårlige" betingelser til "gode" betingelser, jf. diskusjonen over. Hvilken nyttevirkning dette får for sluttkunder totalt sett avhenger av to parametere:

- Hvor stor fortjeneste som ligger i å bytte fra dårlige til gode betingelser; og
- Hvor mange flere kunder som flytter fra dårlige til gode betingelser når barrierene er borte.

Fortjenesten ved å gå fra en kontrakt med høy pris til en kontrakt med lavpris avhenger helt og holdent av prisnivåene på disse kontraktene. Ettersom priser varierer mellom ulike kontrakter og ulike leverandører, er dette krevende å finne tall på. Vi velger derfor å

benytte tall fra NVEs undersøkelse av husholdningskundenes tilpasning i kraftmarkedet (NVE, 2013) for å beregne et gjennomsnittlig besparelsesnivå, jf. Tabell 6.1.

Tabell 6.1 Estimert besparelse fra leverandør/avtale-bytte

	Kun avtalepart (N=445)	Alle (N=647)
Vet ikke	27 %	30 %
Sparte mer enn 1000 kr i året	12 %	11 %
Sparte mellom 500 kr og 1000 kr i året	11 %	10 %
Sparte mellom 100 kr og 500 kr i året	10 %	8 %
Sparte 100 kr eller mindre i året	2 %	1 %
Er usikker på beløpet, men er sikkert på at jeg sparte noe	29 %	31 %
Sparte ingenting	9 %	8 %

Kilde: NVEs husholdningsundersøkelse (NVE, 2013)

I henhold til NVEs husholdningsundersøkelse oppgir til sammen 29 prosent at de har spart 100 kroner eller mer i året på å bytte leverandør. Vi antar at de som har oppnådd denne besparelsen alle har flyttet fra "nord" til "sør" i vårt diagram over. Vi har videre antatt at den gjennomsnittlige besparelsen for disse kundene vil være 500 NOK i året per kunde, hvilket for en gjennomsnittlig kunde med et forbruk på 20 000 kWh årlig betyr en besparelse på 2,5 øre/kWh.

Kostnadstallet støttes av Pöyrys undersøkelse (Pöyry 2011) som viste at en gjennomsnittlig husholdning (forbruk på 20 000 kWh) som bytter fra en spotpriskontrakt som ikke er registrert på Konkurransetilsynets prisoversikt til en spotpriskontrakt som er registrert hos Konkurransetilsynet, i gjennomsnitt vil spare 660 kr. Årsaken til besparelsen er at spotpriskontraktene registrert på Konkurransetilsynets prisoversikt har lavere pris enn kontraktene som ikke er registrert på denne listen. Vi har altså antatt en noe mer beskjeden besparelse i beregningen nedenfor.

Det neste spørsmålet er hvor mange ekstra bytter man får fra nord til sør som følge av at barrierene er fjernet. Her har vi brukt en antagelse om 75 000 bytter. Dette tilsvarer omtrent 1/6 av alle leverandørbytter registrert i 2013, og vi anser således antagelsen for å være forsiktig.

Den totale sluttbrukernytten vil da bli produktet av besparelsessatsen og antall bytter. Årlig sluttbrukernytte blir dermed *37,5 mill. NOK*. Vi presiserer at nytten for forbrukere motsvares av et tilsvarende tap for kraftleverandører. Dermed er nettonytten av denne virkningen av ÉR lik null, og er med andre ord en ren omfordelingseffekt.

6.2 REDUSERT PRISPÅSLAG FRA KRAFTLEVERANDØRER

I teorien vil ÉR gi økt konkurranse blant kraftleverandører, ref. delkapittel 6.1, noe som i sin tur skal gi et sterkere prispress på kraftkontrakter. I dette delkapittelet utforsker vi denne dynamikken videre. Vår tese er at innføring av ÉR vil, gjennom å gi økt konkurranse i markedet, gi lavere prispåslag på spotpriskontrakter[16] enn tilfellet ville vært uten ÉR. Dette utgjør en nyttevirkning for sluttbrukere, og en tilsvarende kostnadsvirkning for kraftleverandører, som vi tallfester ved å finne empirisk begrunnelse for effekt på prispåslag.

[16] Det kan tenkes at innføring av ÉR også vil heve konkurransen blant tilbydere av andre kontrakter enn spot. Vi velger imidlertid å begrense denne analysen til hva som skjer for spotkontrakter.

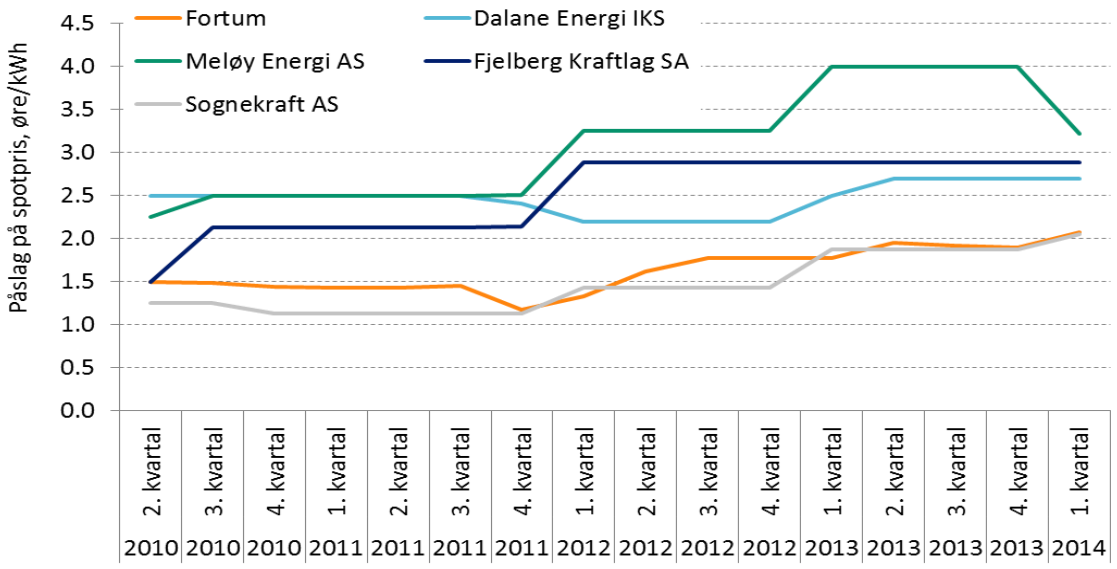
Vi vurderer det slik at virkningen på prispåslag kan tilskrives den generelle bevegelsen i markedet. Med andre ord sier vi at flere leverandørbytter gir lavere prispåslag. Og ettersom det er grunnlag for å påstå at innføring av ÉR vil gi flere leverandørbytter, jf. delkapittel 6.1, så vil innføring av ÉR forsterke denne effekten.

6.2.1 Definisjon av prispåslag

Kraftleverandørers kostnader kan grovt sett deles inn i innkjøp av kraft og administrative kostnader. Innkjøp av kraft skjer hovedsakelig på spotmarkedet, og innkjøpsprisen er spotprisen på kraft. Administrative kostnader omfatter selve kraftsalgsfunksjonen (lønn, kostnader knyttet til elsertifikatordningen, eiendomsskatt osv.). Kraftleverandører tilbyr flere ulike kontrakter til sluttbrukere, og disse kan kategoriseres i fastprisavtaler, standard variabel pris og spotpris. Vi skal i denne sammenhengen fokusere på spotkontrakter.

I spotkontrakter betaler kunden innkjøpsprisen på kraft (spotprisen) pluss et *prispåslag*. Påslaget skal dekke de administrative kostnadene i tillegg til å gi en viss avanse. Ulike kraftleverandører har ulike prispåslag, ettersom størrelsen på administrative kostnader kan variere. Andre variasjoner som kan gi utslag i prispåslaget er prisingsstrategi, likviditetsbehov, markedskampanjer osv. Leverandørers kraftpriser rapporteres til Konkurransetilsynet, og man kan derfor få en oversikt over hvilke priser markedsaktørene opererer med. Imidlertid gjelder meldeplikten til Konkurransetilsynet kun standardiserte kraftavtaler, og informasjonen i Konkurransetilsynets database blir dermed mangelfull. Som nevnt tidligere, er det gjennomsnittlige prispåslaget lavere for avtaler registrert hos Konkurransetilsynet enn for avtalen som faller utenfor meldeplikten. Det er en høyere andel spotpriskontrakter utenfor Konkurransetilsynets oversikt, og i følge NVE har denne andelen økt siden 2010. Det gjennomsnittlige prispåslaget for alle spotpriskontrakter er derfor høyere enn gjennomsnittlig prispåslag for spotpriskontraktene registrert hos Konkurransetilsynet. Vi har likevel benyttet prispåslagsdata fra Konkurransetilsynet (sistoppdatert 1.kvartal 2014) for å kunne utføre denne analysen. Figur 6.4 viser historisk påslag for fem tilfeldig valgte kraftleverandørers spotavtaler.

Figur 6.4 Historisk prispåslag for fem kraftleverandører, øre/kWh (nominell verdi)



Kilde: Konkurransetilsynet

Det at kraftleverandører opererer i et deregulert marked med konkurranse og at prispåslag er kjent, vil fordre en viss stramhet i anvendt prispåslag, særlig på spotkontrakter. For

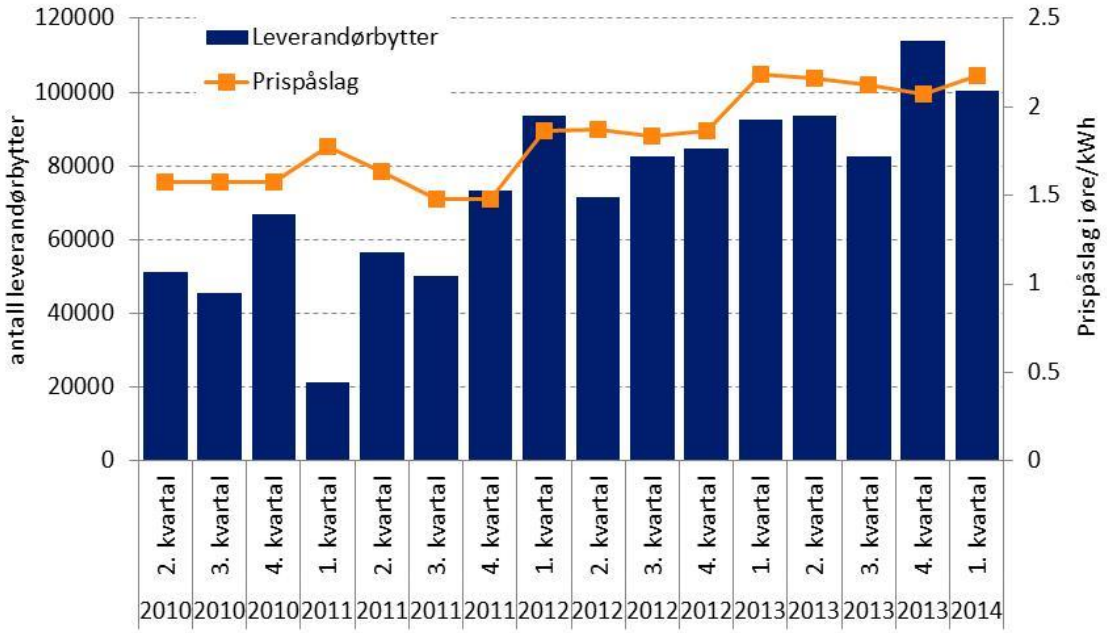
spotkontrakter har prispåslaget historisk sett vært i størrelsesorden 1-4 øre/kWh for de fleste kraftleverandører de fem siste årene, noe som illustreres med de fem eksempelselskapene vist i figuren over. Videre ser vi at alle kraftleverandørene i større eller mindre grad har økt prispåslaget over tid. Det er usikkert hva denne økningen består i, men mest trolig vil den ha en sammenheng med økte driftskostnader.

6.2.2 Virkning av samfakturering på prispåslag

Effekten av tiltak som samfakturering på prispåslag er analysert i flere studier[17], uten at noen har klart å påvise en tilstrekkelig robust sammenheng. VaasaETT (2011) antyder faktisk at effekten er positiv – større grad av samfakturering gir *høyere* prispåslag. Dette baseres på sammenstillinger av priskomponenter i ulike europeiske land, hvor prismarginene gjennomgående er høyere i land med samfakturering enn i land uten. Grunnene til dette kan ifølge studien være mindre pristransparens (vanskeligere å avgjøre akkurat hva kraftkostnaden er), høyere kostnader knyttet til samfakturering og økt kredittrisiko for leverandører.

Vår tese er som sagt at økt antall leverandørbytter gir lavere prispåslag ettersom mer bevegelse i markedet vil gi utslag i økt priskonkurranse mellom aktørene. Vi forventer at innføring av ÉR forsterker insentivet til å bytte kraftleverandør, og dermed en høyere grad av kundebevegelse. En sammenstilling av historisk data for leverandørbytter og prispåslag (gjennomsnittlig påslag for alle kraftpriser rapportert til Konkurransetilsynet), vist i Figur 6.5, kan imidlertid neppe sies å bekrefte denne påstanden.

Figur 6.5 Historisk prispåslag (øre/kWh) og antall leverandørbytter, 2010-2014



Kilde: Konkurransetilsynet (prispåslag) og NVE (leverandørbytter)

Påslagsserien vist over er et samlet gjennomsnitt av kraftleverandørers påslag oppgitt til Konkurransetilsynet, mens leverandørbyttene er hentet fra NVEs registrerte leverandørskifter.[18] Ut fra figuren over kan man se en tilsynelatende stigning for begge tallserier i takt

[17] Slike studier er Lewis, P.E. et al (2014), Lewis, P.E. et al (2011), EPRI (2009) og EuroGas (2011).

[18] Benyttet data fra 1. kvartal 2014. Se http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Sluttbrukermarkedet/Leverandorskifte/

gjennom de fire siste årene. I henhold til diskusjonen fra forrige side kan man anta at prispåslaget drives oppover som følge av økte kostnader. Hva som driver økningen i antall leverandørbytter er mer usikkert, men dette kan blant annet tilskrives stadig bedre informasjonsgrunnlag, enklere metoder for å sammenligne selskap samt enklere prosesser for leverandørbytte.

Vår tese om en negativ sammenheng mellom prispåslag og leverandørbytter er dermed ikke mulig å enkelt påvise gjennom generelle bevegelser i de to parameterne. Som nevnt tidligere, har andre analyser argumentert at forholdet er positivt snarere enn negativt. Det kan altså argumenteres for at figuren over reflekterer en kausalitet som peker den andre veien enn vi tar som utgangspunkt: høyere prispåslag gir mer bevegelse i markedet.

Om kausaliteten peker den andre veien så forsvarer den for så vidt også antakelsen om at markedsbevegelse har en (noe) negativ innvirkning på pris. Dersom økning i prispåslag gir økt bevegelse så bør dette i sin tur gjøre kraftleverandørene mer oppmerksom på konsekvensene av prispåslag. Det kan også tenkes at økningen i prispåslag hovedsakelig drives frem av andre ting enn leverandørbytter, som for eksempel kostnadsøkninger knyttet til høyere lønnskostnader og lignende.

Vår fremgangsmåte for å estimere leverandørbytters virkning på prispåslag er ved bruk av en lineær regresjonsanalyse som tar høyde for en generell heving av kostnadsnivået i tillegg til leverandørbytter. I så måte finner vi den isolerte effekten av leverandørbytter når generelle kostnadsøkning er tatt i betraktning. Formelen vi anvender kan uttrykkes på følgende måte:

$$p_t = \alpha + \beta_1 b_{t-1} + \beta_2 T + \varepsilon_t$$

der

p_t = prispåslag i tidsperiod *t*
b_{t-1} = leverandørbytter i periode *t-1*
T = trendvariabel
t = tidsvariabel, refererer i dette tilfellet til kvartal

Vi antar at det er en tidsforskyvning mellom når leverandørbyttene inntreffer og prispåslaget påvirkes. Ved mange leverandørbytter i fjerde kvartal 2013 vil dermed kraftleverandører ta dette med i sin betraktning når de justerer prispåslaget i første kvartal 2014.

En tilnærming med regresjonsanalyse har sine begrensninger som er viktig å være klar over. Disse kan summeres som:

- *Robustheten i analysen heves med antall observasjoner.* I vår regresjonsanalyse har vi kun 21 kvartal til rådighet. Ideelt skulle antallet vært minst 30.
- *Manglende parametere.* En utførlig regresjonsanalyse skulle ha vært testet med en rekke forklaringsfaktorer for å finne den representasjonen som gir høyest forklaringsfaktor. En slik tilnærming var ikke mulig innenfor rammene av denne studien
- *Usikker kausalitetsrekkefølge.* Som under punktet over så skal en robust regresjonsanalyse inneholde en rekke tester på utformingen av selve regresjonsligningen, både når det gjelder forklaringsparametere og når det gjelder hvilke parametere som går på hvilken side av likhetstegnet.

Selve regresjonsanalysen ble gjennomført på de fem ulike kraftselskapene referert til over. Resultatene fra denne øvelsen, vist i Tabell 6.2, gir en indikasjon på en negativ sammenheng mellom leverandørbytter og prispåslag. I tillegg til disse parameterverdiene er det en positiv trendvariabel.

Tabell 6.2 Effektparametere av leverandørbytte på kraftleverandørers prispåslag

Kraftleverandør	Effektparameter av leverandørbytte
Dalane Energi IKS	**-0,10177**
Fortum	**-0,0748**
Meløy Energi AS	**-0,11461**
Fjelberg Kraftlag SA	**-0,08456**
Sognekraft AS	**-0,04861**

Kilde: Pöyry analyse basert på tall fra Konkurransetilsynet og NVE

Leverandørbytter fra forrige kvartal kan dermed sies å ha en negativ innvirkning på pris i inneværende kvartal alt annet likt.[19] Parameterverdien representerer også en virkning på endringsverdi. Det vil si at en dobling av antall leverandørbytter (eller en økning med 100 prosent) gir, alt annet likt, en nedgang i prispåslaget på rundt 10 prosent fra en periode til den neste.

6.2.3 Hvordan ÉR påvirker antall leverandørbytter

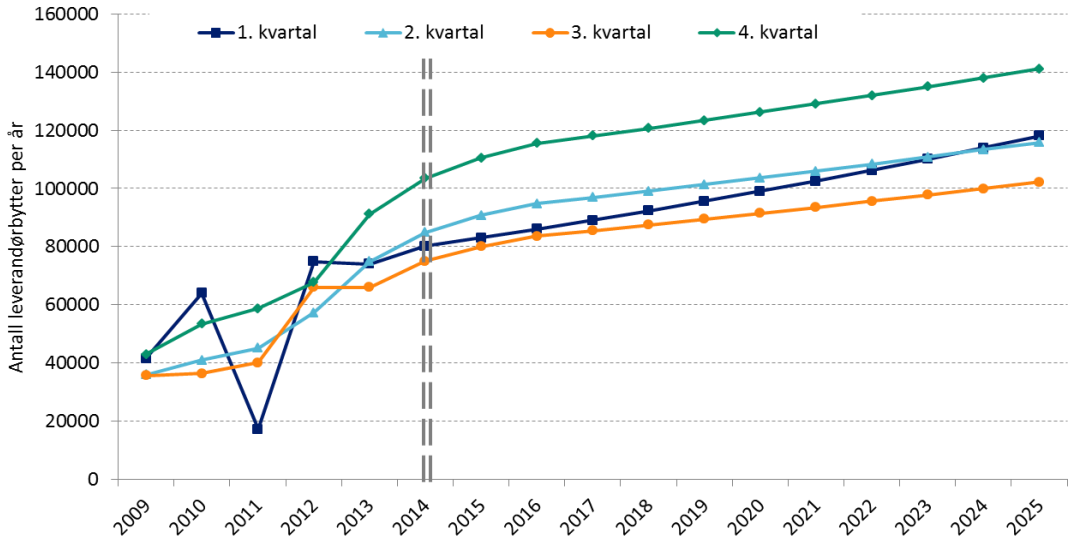
For å finne den samfunnsøkonomiske nytten av effekten ÉR har på prispåslag, må vi ha en formening om hvor mange *ekstra* leverandørbytter som kan tilskrives samfakturering – eller hvor mange flere leverandørbytter man får med innføring av ÉR sammenlignet med i tilfellet uten innføring av ÉR.

Som diskutert tidligere er det god grunn til å forvente at ÉR vil gi økt kundebevegelse. I første rekke skyldes dette at kunder som i utgangspunktet ønsker å bytte leverandør, men som lar være da nåværende leverandøren har samfakturering mens konkurrenten som tilbyr bedre pris ikke har det, nå kan komme til å bytte. Merk at vi i denne delanalysen, i motsetning til forrige delanalyse, ikke spesifiserer hvorvidt kundemassen beveger seg fra dårlige til gode (pris-) betingelser. I dette tilfellet er det snarere selve bevegelsen som er viktig, ikke hvor den kommer fra eller går til.

For å ha en formening om hvor mange ekstra bytter vi får som følge av ÉR, må vi først ha en formening om hvor mange leverandørbytter vi kan forvente i fremtiden uavhengig av ÉR. Våre framskrivinger vises i Figur 6.6, hvor vi gjør antakelser for fremtidig vekst i leverandørbytter per kvartal basert på historiske byttetall. Nærmere bestemt har vi benyttet oss av den gjennomsnittlige vekstfaktoren per kvartal for perioden 2010-2013 som basis for fremtidig vekst, justert for antakelsen at den marginale veksten fremover er avtakende. Dette er muligens en forsiktig vurdering, da forventningen er at færre barrierer vil gi betydelig vekst i antall bytter.

[19] Vi legger til at ikke alle parameterverdier for alle testede selskap er signifikante ved 5% konfidensintervallnivå. Imidlertid kan parameterverdiene for det meste sies å være signifikante eller "nesten" signifikante. Resultatene over må dermed tolkes som en indikasjon snarere enn et påviselig empirisk faktum.

Figur 6.6 Antall leverandørbytter per kvartal, 2009-2025



Kilde: NVE, Pöyry analyse

Den gjennomsnittlige vekstraten fra 2014 til 2025 antas å være ca. 3 prosent. Følgelig forventes totalt antall bytter per år å vokse fra 382 000 i 2013 til 597 000 i 2025. Vi gjentar imidlertid at denne antakelsen er høyst usikker, samt at antall bytter sannsynligvis kommer til å variere betraktelig fra år til år. Vi presiserer i denne sammenhengen at antall historiske leverandørbytter som framskrivningene er basert på, omfatter alle former for leverandørbytte for husholdninger.[20] Fra å anslå hvor mange leverandørbytter som vil inntreffe fremover, må vi estimere hvor mange *ekstra* bytter man kan få som følge av ÉR. For å finne dette tallet har vi benyttet funn fra NVEs husholdningsundersøkelse (NVE, 2013), hvor det oppgis hva som er de viktigste forklaringene for leverandørbytte. Disse er vist i tabellen under.

Tabell 6.3 Oppgitt forklaringsfaktor for eventuelt leverandørbytte

	Vet ikke	Ikke viktig	Litt viktig	Ganske viktig	Meget viktig
Bytte uansett	34 %	23 %	23 %	14 %	6 %
Gavekort til verdi 500 kr eller lignende	8 %	54 %	27 %	9 %	2 %
Hvor stor andel av strømmen som er fornybar	7 %	38 %	33 %	16 %	5 %
Strømleverandøren tilbyr informasjon om energisparing	6 %	34 %	36 %	19 %	4 %
At strømleverandøren tilbyr energisparetiltak	7 %	43 %	29 %	15 %	6 %
Strømleverandørens lokalisering	6 %	65 %	19 %	8 %	2 %
Mulighet for samfakturering	4 %	37 %	27 %	20 %	13 %
Nivå på priser og faste kostnader	4 %	1 %	6 %	24 %	66 %

Kilde: NVEs husholdningsundersøkelse (NVE, 2013)

Basert på tabellen over er prisspørsmålet utvilsomt den viktigste årsaksfaktoren bak leverandørbytte; 66 prosent svarer at dette er en meget viktig grunn for å bevege på seg. Imidlertid kommer mulighet for samfakturering på andreplass, hvor 13 prosent av de

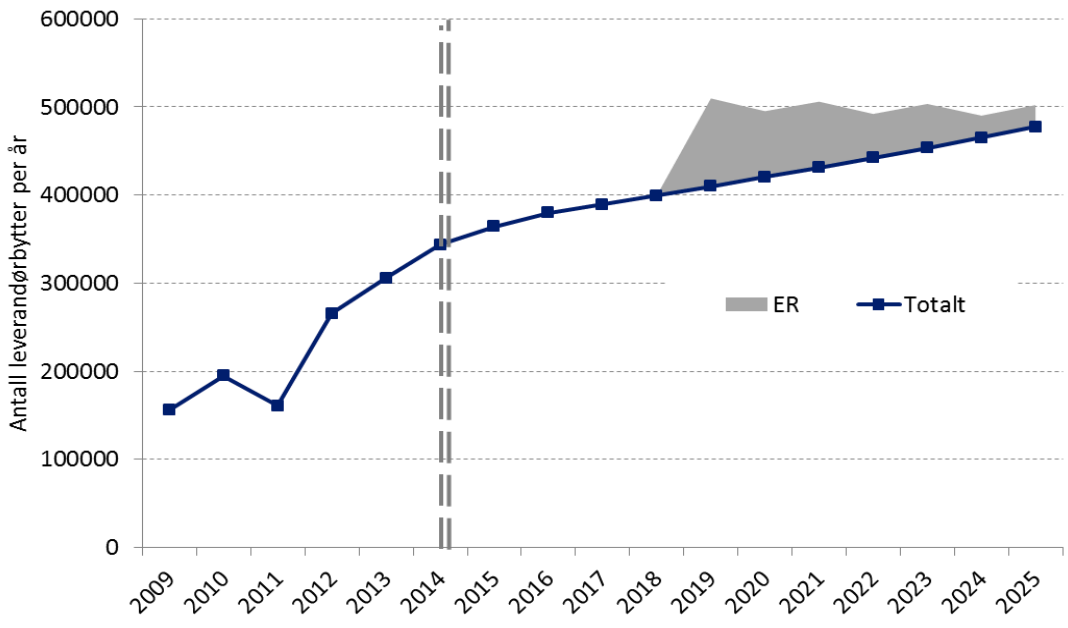
[20] Det forekommer også leverandørskifter hos næringskunder, men i langt lavere grad enn for husholdninger.

spurte oppgir dette som en meget viktig faktor. Vi bruker dette tallet for å beregne ÉR-effekten på følgende måte:

- Vi antar på basis av figuren over at 20 prosent av alle leverandørbytter er motivert ut fra samfakturering. 20 prosent er summen av de 13 prosent som oppgir samfakturering som meget viktig og 1/3 av de som oppgir samfakturering som ganske viktig.
- Vi antar at disse 20 prosentene i utgangspunktet ikke skifter leverandør ettersom de allerede sitter med en avtale som inneholder samfakturering og ikke ønsker å gå til en leverandør som ikke tilbyr samfakturering til tross for at denne leverandøren tilbyr lavere pris.

Ved bruk av antakelsene over kan vi estimere et tall for økt antall leverandørbytter som følger av innføring av ÉR. I 2019, altså året da ÉR eventuelt innføres, vil antall leverandørbytter øke med 20 prosent sammenlignet med nullalternativsveksten (summen av de kvartalsvise tallene i Figur 6.6 vist som stiplet linje i Figur 6.7). I tall medfører dette en økning fra 410 000 bytter (nullalternativet) til 510 000 (med ÉR). Vi runder dette av til 100 000 ekstra bytter. Samtidig antar vi at ÉR-effekten er størst det første året, og at den avtar gradvis etter dette. Fra 100 000 ekstra bytter i 2019 går antallet ned til 75 000 de to påfølgende år, før det går mot null i 2025. Dette reflekterer at virkningen av ÉR, som er et statisk tiltak, vil avta gradvis. Vi gjør samtidig oppmerksom på at gjennomsnittstallet er sammenlignbart med leverandørbytteeffekten vi presenterte i forrige delanalyse (75 000). Det totale antall ekstra bytter som ÉR medfører blir over perioden 2019-2025 blir da 400 000. Den årlige bytteveksten som følge av ÉR er vist for perioden 2019-2025 i Figur 6.7 (grått område).

Figur 6.7 Vekst i leverandørbytter som følge av ÉR



Kilde: NVE, Pöyry

6.2.4 Nytteberegning

Ved å benytte priseffektparameteren fra regresjonsanalysen og det antatte antallet ekstra leverandørbytter som kommer av ÉR, så kan vi tallfeste en konkret nytteverdi i form av

verdien for sluttbruker av økt konkurranse. Metodikken dette gjøres på er vist i formelen under[21]:

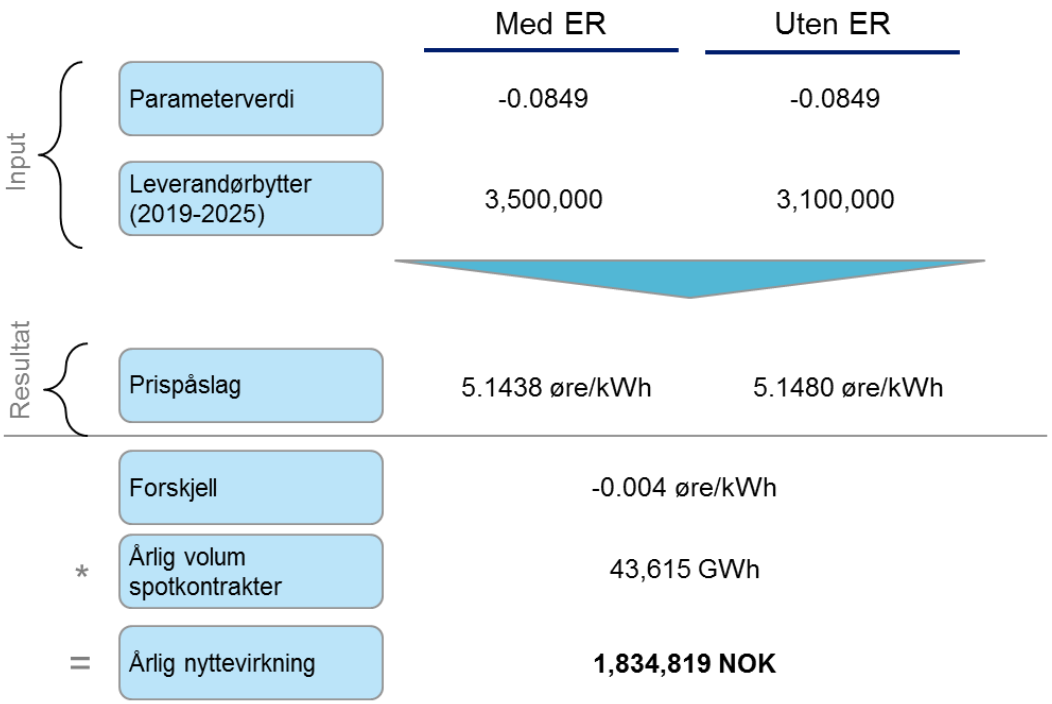
$$prispåslag\ (u\ ER)_t = Prisparameter * Leverandørbytter\ (u\ ER)_{t-1}$$

minus

$$prispåslag\ (m\ ER)_t = Prisparameter * Leverandørbytter\ (m\ ER)_{t-1}$$

Siden prisparameteren er negativ, så vil det faktum at antall leverandørbytter er høyere med ÉR medføre at prispåslaget i tilfellet med ÉR er lavere enn i tilfellet uten ÉR. Selve beregningen og det endelige resultatet er vist i Tabell 4.10, der de to viktigste input-parameterne, dvs. gjennomsnittlig prisparameterverdi for alle kraftleverandører og antall leverandørbytter, er vist med og uten ÉR. Prisparameteren er lik i begge tilfellene da den er basert på historisk data. Antall leverandørbytter i tilfellet med ÉR er 400 000 flere enn i tilfellet uten.

Figur 6.8 Reduksjon i prispåslag som følge av Én regning



Kilde: Pöyry

Anvendelsen av priseffektparameter og antall leverandørbytter gir oss (sammen med en framskriving av trendvariabeleffekten), to ulike prispåslag. Prispåslaget er noe lavere i tilfellet med ÉR enn uten ÉR, nærmere bestemt 0,004 øre/kWh. Da dette er beregnet som en generell effekt på tvers av kraftleverandører, så betyr det at denne prisreduksjonen vil inntreffe for alle kraftleverandører. For å beregne total nytte så multipliserer vi derfor prisendringen med volum solgt energi på alle spotpriskontraker. I 2013 var dette tallet 43,6 GWh. Dette gir en årlig nyttevirkning på omtrent 1,8 mill. NOK, forbeholdt at volumet som selges på spotkontrakter blir konstant.

Vår analyse gir altså en konkurranserelatert nytteverdi for sluttbrukere. Imidlertid er det viktig å huske på at denne nytteeffekten er avhengig av en rekke antakelser og en stilisert

[21] I formelbenevnelsen har vi ekskludert trendparameter, trendvariabel og restledd, som også inngår i regnestykket.

beregningsmetode. Vi har riktignok benyttet relativt forsiktige antakelser for ÉR-virkning på antall bytter, noe som i seg selv gir en beskjeden nyttevirkning. Samtidig er denne nytteverdien, i likhet med tilfellet i forrige delanalyse, en omfordelingseffekt. Sluttbrukernes økte nytte motsvares av en tilsvarende nyttereduksjon (eller kostnadsøkning) for kraft-leverandører.

6.3 VIRKNINGER PÅ ELEKTRISITETSFORBRUK

Basert på en rekke spørreundersøkelser, deriblant NVE husholdningsundersøkelse (2013) oppgir et stort flertall av strømkunder at de foretrekker et enkelt grensesnitt med en tjenestetilbyder snarere enn to, mer gjennomsiktighet og mindre unødvendig informasjon. Kunder verdsetter også informasjon som hjelper dem å forstå, samt å redusere, eget forbruk av kraft.

Dette gir et argument for ÉR ut fra et energieffektiviseringsperspektiv. Grunntanken er at å samle kraftprisen og nettleien på en og samme regning vil gi et tydeligere signal om totalkostnadene for kraftforbruket, og dermed gi en økt bevissthet om hva som kan tjenes ved å redusere forbruket. Flere internasjonale pilotstudier har påvist et tydelig forhold mellom bevisstgjøring av eget forbruk og energisparing. Vermont Energy Investment Corporation (2013) finner blant annet tydelige tegn på redusert energiforbruk ved innføring av automatiseringsutstyr og forbruksdisplay. VaasaETT (2014) finner tilsvarende effekter, og kvantifiserer energisparingspotensialet ved økt bevisstgjøring til mange TWh.

Grunnlaget for å estimere virkningen av avanserte strømmålere, forbruksapper og lignende på norsk strømforbruk er mangelfullt. At det vil være en effekt er det liten tvil om, men det er høyst usikker hvor sterk denne effekten vil bli. Energisparingsstudier viser generelt at virkningen av et tiltak er sterkest i begynnelsen før det gradvis avtar, i tillegg til at virkningen varer veldig fra kunde til kunde. Ulike typer energispareteknologier har også ulik virkning. Foreløpige indikasjoner antyder at virkningen av automatiserte funksjoner er sterkest.

Resonnementet over tilsier at det er en sammenheng mellom energisparing og generell bevissthet om forbruk og kostnader. Imidlertid er det langt vanskeligere å anslå hva som vil være sparevirkningen av ÉR som enkelttiltak. ÉR vil gjøre totalkostnaden av forbruk per kWh tydeligere på en konvensjonell regning, men ulike applikasjoner i fremtiden vil trolig være i stand til å sette sammen denne informasjonen automatisk, særlig hvis Elhub implementeres. Dermed mener vi det er grunnlag for å si at ÉR trolig har en positiv innvirkning på energisparing (altså gir lavere forbruk), men at virkningen snarere er et resultat av å supplere muligheten for bedre avlesninger og informasjon om bruk og kostnader.

Innføring av ÉR sammen med innføring av Elhub kan gi en ekstranytte i form av at det gjør det enklere for kraftleverandører å samle og distribuere informasjon om kostnad og forbruk på mer innovative måter. Dette omtales nærmere i kapittel 7.

6.4 EFFEKT PÅ NETT-TARIFFER

Analysen i delkapittel 5.2 knyttet til kostnadsendring for nettselskap, som følge av færre administrative oppgaver, viste en samlet kostnadsnedgang for alle nettselskap på 1,3 mill. NOK som resultat av ÉR. Denne kostnadsendringen skal i prinsippet komme sluttbrukere til gode ettersom norske nettselskap er monopolister med regulert inntekt. I dette del-kapittelet forklarer vi, ved hjelp av regnskapstall for et større norsk nettselskap, hvordan nettselskapenes inntektsregulering fungerer og hvordan omfordelingen skjer i praksis.

Virkning på regulert kostnadsbase

Kapittel 5 viser en nedgang i nettselskaps kostnader på totalt 1,3 mill. NOK (samt en tilsvarende kostnadsøkning for kraftleverandører) basert på at 1 an 50 kunder etter innføring av AMS foretar en nettrelatert henvendelse i året. Vi tar også høyde for at kostnadsbelastningen er ulik for ulike type aktører, jf. Kraftleverandøren svarer allerede på spørsmål knyttet til kraftleveransen, og kostnaden knyttet til dette vil ikke endres ved innføring av ÉR. Det er usikkert hvor mange kunder som i tillegg vil ta kontakt med kraftleverandøren med spørsmål som omhandler nettjenesten. Overtagelsen av arbeidsoppgaver fra nettselskap vil gi økte driftskostnader for kraftleverandører, men størrelsesordenen på økningen er altså usikker.

Antallet kundehenvendelser varierer både mellom kraftleverandører og innenfor en kraftleverandør over tid. Blant selskaper vi har snakket, varierer dagens antall henvendelser, som omhandler både kraft og nett, fra 3,5/100 til 1/10 kunder. Det er altså et stort sprik i antallet kundehenvendelser per selskap også per i dag. Da det antas at ÉR innføres i et marked med AMS, vil antallet kundehenvendelser reduseres betydelig sammenlignet med i dag. Erfaringer har vist at antallet kundehenvendelser vil reduseres rundt 75 prosent. Ved å ta utgangspunkt i samtaler med aktører i bransjen og erfaringer ved AMS, fremstår det som en rimelig antagelse at antallet kunder som tar kontakt etter innføring av AMS vil være i størrelsesorden 2/100 til 3/100 for henvendelser som både omhandler kraft og nett. Vi anser det derfor som svært lite sannsynlig at økningen tilsvarer at 1 av 5 kunder årlig tar kontakt med nettrelaterte spørsmål, og heller ikke at kun 1 av 200 tar kontakt. I den videre beregningen antar vi derfor at 1 av 50 kunder tar kontakt med nettrelaterte henvendelser, noe som tilsvarer det øvrige sjiktet for hva som forventes av nettrelaterte henvendelser etter AMS. Antagelsen om at 2 prosent av kundene tar kontakt med kraftleverandør med en nettrelatert henvendelse gir en kostnadsøkning for kraftleverandørene på i overkant av 1,3 mill. NOK, jf. Tabell 5.3.

Tabell 5.3. For eksempel vil store integrerte kraftleverandører i gjennomsnitt ha en årlig kostnad knyttet til nettrelaterte henvendelser på i underkant av 35 000 NOK, mens små integrerte kraftleverandører vil ha en respektiv kostnad på snaue 5 000 kroner. For store aktører tilsvarer denne summen omtrent ett månedsverk for én ansatt.

Denne kostnadsreduksjonen reduserer et nettselskaps lønnsutgifter. I dette delkapittelet viser vi hvordan dette påvirker et nettselskaps tillatte inntekt. Vår analyse underbygges ved bruk av regnskapstall for et større nettselskap som vi har tilgang til. Siden dette dreier seg om et stort integrert selskap så antar vi at kostnadene reduseres årlig med 35 000 kroner. Dermed reduseres nettselskaps *operasjonelle kostnadsbase*, altså summen av driftskostnader, KILE-kostnader og tapskostnader, med tilsvarende sum. Den operasjonelle kostnadsbasen vil så legges sammen med kapital- og avskrivningskostnader, hvor sluttsummen utgjør den *regulerte kostnadsbasen*. Den regulerte kostnadsbasen, eller kostnadsgrunnlaget, uttrykkes gjennom følgende formel[22]:

$$K_t = \left(DV_{t-2} + KILE_{t-2}\right) \times \frac{KPI_t}{KPI_{t-2}} + NT_{t-2} \times P_t + AVS_{t-2} + AKG_{t-2} \times r_{NVE}$$

Kostnadsgrunnlaget, K_t, er bestemt av *DV,* som står for drifts- og vedlikeholdskostnader, og er inklusive utbetalinger til kunder ved svært langvarige avbrudd og individuelle KILE-avtaler. *KILE* står for et KILE- beløp som omfatter ordinær KILE med unntak av individuelle KILE- avtaler. *KPI* står for konsumprisindeksen. *NT* er overføringstap (i MWh),

[22] Nettselskapenes årlige inntektsrammer blir fastsatt etter bestemmelsene i forskrift av 11.3.1999 nr. 302 om økonomisk og tekniske rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer (kontrollforskriften).

og *P* er referansepris på kraft. *AVS* står for avskrivninger, og *AKG* er avkastningsgrunnlag (inkludert 1 % for arbeidskapital) og *r* er referanserenta.

Den regulerte kostnadsbasen justeres for kalibrert effektivitet (som diskuteres nærmere under) og enkelte andre kostnadskomponenter, hvilket til slutt gir *tillatt inntekt* for nett-selskapet. Dersom vi antar kalibrert effektivitet lik 100 prosent, altså at nettselskapets effektivitet tilsvarer det nasjonale gjennomsnittet, vil tillatt inntekt justeres med samme sum som endringen i DV, altså 35 000 kroner.

Tillatt inntekt skal i praksis tilsvare *faktisk* inntekt, som i praksis betyr at selskapets nett-tariffer skal justeres etter hva som er faktisk kostnadsnivå. Tariffjusteringen kan skje over en gradvis periode slik at differansen mellom kostnader og inntekter *over tid* skal være lik null. Vi har i vårt regneeksempel beregnet at tariffjusteringen skjer for hvert aktuelle år. Dette betyr i praksis at vi forventer at tariffjusteringer skjer direkte som en følge av endring i kostnader og at justeringen ikke forskyves.[23]

I vårt regneeksempel er det kun *DV* som justeres ned med 35 000 kroner, ellers endres ingen forutsetninger, noe som gir en reduksjon i tillatt inntekt på samme sum. Vi beregner ut fra dette hvilken endring i nett-tariff som vil gi en tilsvarende endring i faktisk inntekt.

For at faktisk inntekt skal justeres ned til en tilsvarende årlig kostnadsreduksjon på 35 000 NOK, må nett-tariffen settes ned med 0,0015 øre/kWh, altså en marginal endring. Beregningen over ble gjort på basis av regnskapstall for et større integrert nettselskap, og det er ikke sannsynlig at effekten på nett-tariff blir lik for mindre og ikke-integrerte kraft-leverandører. Mindre nettselskap vil ha en høyere andel årsverk knyttet til kunde-henvendelser enn større selskap, jf. Tabell 5.1 for kraftleverandører, ettersom større selskap mest sannsynlig vil ha større fokus på effektivitet i henvendelsesrutiner og ressursbruk. Effekten på kostnad og nett-tariff blir da større i et mindre selskap. Dersom man legger andel årsverk i henhold til Tabell 5.1 til grunn, så blir estimert tariffjustering og kostnadsreduksjon for sluttbruker som vist i Tabell 6.4.

Vi antar at resultatet fra regneeksempelet på 0,0015 øre/kWh gjelder for alle typer store fullt integrerte selskap. Anslaget på 0,0015 øre/kWh justeres deretter proporsjonalt etter andel årsverk knyttet til kundehenvendelser for hver type nettselskap, jf. diskusjonen i forrige avsnitt, slik at selskap som bruker flere ressurser på henvendelser får større kostnadsreduksjoner og dermed må justere nett-tariffen mer. Ved å multiplisere med gjennomsnittlig levert energi, får vi en årlig total reduksjon i sluttbrukerkostnader som følge av reduserte nett-tariffer på 1 372 000 NOK. Dette tallet er ikke identisk, men tilsvarer den beregnede kostnadsøkningen for kraftleverandører knyttet til nettrelaterte kundehenvendelser i Tabell 5.3.

[23] En kostnadsendring i for eksempel 2014 vil ikke slå inn som en tariffjustering før år 2016. Grunnen er at inntekts-rammene for et år beregnes ut fra kostnader for to år tilbake (se også formel).

Tabell 6.4 Tariffjustering og effekt på sluttbrukerkostnad per type nettselskap

	Tariffjustering (øre/kWh)	Gj.snittlig levert energi (GWh)	Kostnadsreduksjon for sluttbruker (1000 NOK)
Fullt integrert - Stor	0,0015	42953	644
Fullt integrert - Liten	0,0021	2835	58
Delvis integrert	0,0021	14036	289
Heleid kommune - Stor	0,0026	2458	64
Heleid kommune - Liten	0,0030	1217	36
Ikke integrert - Stor	0,0034	6540	221
Ikke integrert - Liten	0,0040	1527	60
Totalt		**71566**	**1372**

Kilde: Pöyry

Virkning gjennom justert kostnorm og inntektsrammer

Av NVEs kontrollforskrift, følger det at inntektsrammen skal justeres etter effektivitet. Inntektsrammen for effektive nettselskaper skal ligge høyere enn for ineffektive selskaper. Ved en innføring av ÉR, vil nettselskapers kostnad reduseres. Som vi allerede har vært inne på så vil kostnadene reduseres mer for små selskap enn for store selskap, men dette sier i seg selv lite om hvordan den relative effektiviteten eventuelt endres. Vi har beregnet denne effektivitetsvirkningen for alle nettselskapene ved bruk av vår egen inntektsramme-modell, som er utformet helt likt som NVEs modell.

Vi har beregnet relative effektivitetssatser i to omganger; en omgang med selskapstall for 2013 som oppgitt av NVE, og en omgang med samme tall justert for lavere drifts- og vedlikeholdskostnader. Resultatene indikerer at endringene er svært små. 2/3 av nett-selskapene får en effektivitetsendring (positiv eller negativ) lavere enn 0,007 prosent. I praksis har dette en neglisjerbar betydning for kostnadsallokeringen, og er dermed ikke analysert nærmere.

6.5 OPPSUMMERING AV KOST/NYTTE-EFFEKTER

I Tabell 6.5 under viser vi kostnads- og nyttevirkningene knyttet til konkurranse- og pris-effekter. Det som kommer klart frem er at disse virkningene er rene omfordelingseffekter mellom sluttbrukere og kraftleverandører/nettselskap.

Tabell 6.5 Kost/nytte effekter som følge av konkurranse- og prisvirkninger

Komponent	Verdi
Bedrede betingelser for sluttbruker	**37,5 mill. NOK**
Kostnad ved bedrede sluttbrukerbetingelser for kraftleverandør	**-37,5 mill. NOK**
Lavere prispåslag for sluttbruker	**1,8 mill. NOK**
Kostnad ved lavere prispåslag for kraftleverandør	**-1,8 mill NOK**
Redusert nettleie for sluttbruker	**1,3 mill NOK**
Kostnad ved redusert nettleie for nettselskap	**-1,3 mill NOK**
Redusert forbruk for sluttbruker	**+**
Kostnad ved redusert forbruk for kraftleverandør	**-**

Kilde: Pöyry

7 VERDSETTING DEL 4: EFFEKTIVITET

I dette kapittelet diskuteres verdien av et mer effektivt marked som følge av ÉR i form av bedre informasjonstilgang, økt brukerstyring og økt kundevennlighet, samt potensielle utfordringer.

7.1 ÉN REGNING VIL HA EN POSITIV EFFEKT FOR SLUTTBRUKER

Overgang til én primærkontakt og felles faktura for kraftleveranse og nettleie, uavhengig av hvilken kraftleverandør sluttbruker er kunde hos, er en nyttevirkning for sluttbruker. Nedenfor diskuteres de forskjellige nyttevirkningene og potensielle kostnadene for sluttbruker.

7.1.1 Tidsbesparelse

Håndtering av én faktura istedenfor to gir tidsbesparelse knyttet til fakturabetaling, noe som dermed frigjør tid til alternative aktiviteter. For de aller fleste er fritid, hvor man kan gjøre det man selv ønsker, verdsatt høyere enn plikthandlinger, som for eksempel fakturabetalinger. Verdien av mer fritid er ekstremt vanskelig å tallfeste da det vil variere fra person til person, og også for en og samme person over tid. Nytteverdien av tidsbesparelser lar seg ikke kvantifisere, men det tas med som en positiv effekt av ÉR.

7.1.2 Bedre informasjonstilgang og økt brukerstyring

Ved å få kostnaden knyttet til kraftkjøp og nettleie på samme faktura, vil sluttbrukeren lettere få en bedre oversikt over den totale strømkostnaden. Dette øker insentivene for å bli mer aktive i kraftmarkedet. Bedre informerte sluttbrukere vil i teorien bidra til å gjøre markedet mer effektivt ved å øke antallet bytter både mellom kraftleverandører og kraftavtaler internt hos en og samme aktør.

Flere sluttbrukere opplyser at samfakturering er viktig, jf. NVEs rapport nr. 80 (2013). I et marked der både integrerte og uintegrerte kraftleverandører tilbyr en felles faktura for kraftkjøp og nettleie, vil sluttbrukerne kunne velge fritt blant alle aktørene ved å sammenligne pris og andre vilkår. Igjen vil dette kunne bidra til å øke antallet leverandørbytter.

Ved en leverandørsentrisk modell vil også sluttbrukere ha bedre anledning til å definere og etterlyse tilpassede avtaler med ulike kombinasjoner av strømkostnader og nettleie, noe som blir viktigere hvis tidsdifferensiert nettleie innføres.

En økning i antallet kraftleverandørbytter tallfestes som en del av effekten av et mer velfungerende marked i kapittel 6. En bedre oversikt over den totale strømkostnaden og økt brukerstyring har i seg selv en positiv nyttevirkning for sluttbruker, men heller ikke denne er kvantifiserbar.

7.1.3 Økt kundevennlighet

Innføring av én primærkontakt vil gjøre det lettere for kunden å ta kontakt. For flere sluttbrukere er det et uklart skille mellom kraftleveranse og nettjeneste. Uvissheten om hvor det blir riktig å henvende seg kan medføre at sluttbrukeren velger å ikke ta kontakt i det hele tatt. Ved at kraftleverandør tydeliggjøres som hovedkontaktpunkt, vil det kunne oppleves som lettere å ta kontakt. I forbindelse med flytting og leverandørbytter vil det dessuten bli lettere for kunden ettersom dette kun skal meldes til kraftleverandør.

I de tilfeller henvendelsen omhandler nett, vil kunden bli videreformidlet til riktig kontaktpunkt. Den leverandørsentriske modellen tvinger dessuten frem en naturlig profesjonalisering av kundedialogen fra leverandørens side, noe som bidrar til økt kundevennlighet. En ryddig struktur mellom kraftleverandører nettselskap vil i tillegg bidra til at kunden bruker mindre tid på sine henvendelser.

Det kan også tenkes at enkelte kraftleverandører vil velge å benytte god service som et konkurransefortrinn. Ved at kraftleverandører konkurrerer om å tilby effektiv kundeservice, samt å være gode på videreformidling av nyttig informasjon, som for eksempel rask informasjon ved et strømavbrudd, vil dette være en nyttevirkning for sluttbruker.

Kundevennligheten forventes altså å øke av flere grunner som følge av at kraftleverandør blir hovedkontaktpunkt ovenfor kunden. Økt kundevennlighet har en positiv effekt for sluttbruker, og effekten tas med som en positiv ikke-kvantifiserbar effekt.

7.1.4 Potensiell kostnad ved dårlige rutiner mellom kraftleverandør og nettselskap

En mulig kostnad for sluttbrukere er dårlige rutiner for informasjonsflyt mellom kraftleverandører og nettselskap. Eksempelvis kan dette føre til at informasjon om strømavbrudd kan ta lang tid å få fram til sluttbruker.

Dårlige rutiner mellom kraftleverandør og nettselskap utgjør en potensiell kostnad for sluttbruker. Det antas at det tvinges frem en profesjonalisering av informasjonsflyten mellom kraftleverandør og nettselskap, da det motsatte i så fall ville medføre økte driftskostnader. Kostanden antas derfor å være neglisjerbar.

7.1.5 Samlet sett positiv nyttevirkning for sluttbruker som følge av økt effektivitet

Tabell 7.1 viser en oppsummering av de ikke-kvantifiserbare nyttevirkningene for sluttbruker som følge av bedre informasjonsspredning og økt kundevennlighet. Vi har rangert nyttevirkningene langs en kvalitativ pluss/minus-akse med ni rangeringspunkter, fra ÷÷÷÷ til ++++.

Tabell 7.1 Nyttevirkning for sluttbruker som følge av bedre informasjonsspredning og økt kundevennlighet

Komponent	Verdi
Tidsbesparelse	+
Bedre informasjonstilgang og økt brukerstyring	+++
Økt kundevennlighet	++

Kilde: Pöyry

7.2 KRAFTLEVERANDØRENS PRISMARGINER KAN PRESSES NED

Mer aktive og bevisste sluttbrukere kan slå positivt ut for kraftleverandører som i større grad vil kunne skreddersy avtaler til kundenes individuelle preferanser. Kraftleverandører som via nytenking og produktdifferensiering vil klare å utarbeide mer attraktive avtaler for flere sluttbrukere, vil kunne øke kundemassen. Nyttevirkningen tilsvares av en kostnad for kraftleverandører som ikke er i stand til å levere dette. I et konkurranseutsatt marked vil mer attraktive produkter alltid ha en nyttevirkning for aktørene som tilbyr dette. Det er

likevel vanskelig å identifisere effekten av innovasjon innen kraftavtaler da det er en rekke forhold som påvirker konkurransesituasjonen og dermed kundemassen. Dersom enkelte kraftleverandører trigges av ÉR til å være mer nytenkende og dermed klare å kapre flere kunder, vil likevel ikke dette utgjøre en samfunnsøkonomisk effekt da nytten for enkelte kraftleverandører utlignes av kostnaden for andre.

Samtidig vil mer aktive og bevisste sluttbrukere bidra til å skjerpe konkurransen, noe som kan føre til at kraftleverandørens marginer presses ned. Reduserte prispåslag vil utgjøre en kostnad for kraftleverandørene. Kostnaden som følge av en gjennomsnittlig reduksjon i prispåslaget tallfestes som en del av effekten av et mer velfungerende marked i kapittel 6.

8 VERDSETTING DEL 5: RISIKOSPREDNING

I dette kapittelet verdsettes kostnads og nytteelementene som følge av endret risikobilde mellom kraftleverandør og nettselskap.

8.1 KRAFTLEVERANDØR PÅFØRES RISIKO VED UTESTÅENDE KUNDEBETALING

Kraftleverandør påføres en kostnad ved å påta seg risiko for manglende betalinger fra sluttbruker. Kraftleverandør skal betale nettleien til nettselskapet på en gitt dato. I utgangspunktet er kundens forfallsdato før forfallsdato til. Problemet oppstår først dersom sluttbruker ikke har betalt innen fristen for å betale nettleien videre til nettselskapet. Gitt at kraftleverandør må betale den totale nettleiekostnaden til nettselskap, selv om deler fremdeles er utestående, vil dette være en ulempe for kraftleverandør. Kraftleverandør må i så tilfelle benytte egenkapital til å dekke utestående nettleie fra sluttbruker, noe som fordrer at kraftleverandøren har tilstrekkelig høy EK-andel. Kraftleverandør vil også bli påført en kostnad som følge av purringer og inkasso, men da kraftleverandør uansett måtte ha purret for å få inn betalingen for kraftsalget, vil ikke ÉR medføre noe ytterligere kostnad knyttet til purring og inkasso. Dersom kraftleverandør skal ta kostnaden ved å dekke utestående nettleie, fordrer det i så fall at forsinkelsesrenten tilfaller kraftleverandør. Dersom forsinkelsesrenten skal deles mellom kraftleverandør og nettselskap, bør hver aktør stå ansvarlig for sin respektive del av den utestående betalingen. Løpende for sent betalt nettleie beslaglegger altså deler av kraftleverandørens egenkapital, men i utgangspunktet vil ulempen ved dette veies opp ved at det betales forsinkelsesrenter.

Kraftleverandør påføres en varig kostnad som følge av ÉR først dersom sluttbruker aldri betaler den utestående nettleien til kraftleverandør. Den manglende betalingen vil da utgjøre en direkte kostnad for kraftleverandør tilsvarende den utestående nettleien. Dersom kraftleverandør, som følge av utestående nettleie, ikke har mulighet til å betale nettleie til nettselskap som avtalt, kan dette i sin ytterste form bli en kostnad i form av tapt omsetningskonsesjon.

Nedenfor beregnes kostnad for kraftleverandør ved at en viss andel av kundemassen ikke betaler nettleien, samtidig som at nettleien likevel må betales til de respektive nettselskapene. Det antas at også elavgiften som har blitt betalt til nettselskap, men der beløpet er utestående fra sluttbruker, vil gå tapt.

I følge Finanstilsynet, ble 38 prosent av de mottatte inkassosakene første halvår 2014 avsluttet etter utsendelse av purring/inkassovarsel, dvs. før det ble sendt et inkassokrav. I følge ett av de store inkassoforetakene, hadde 200 000 personer en aktiv sak per juni 2013, noe som tilsvarer 4 prosent av befolkningen. Grovt sett kan man, på bakgrunn av dette, forvente at andelen kraftkunder som misligholder strømfakturaen tilsvarer andelen av befolkningen med inkassokrav, dvs. rundt 4 prosent.

I forbindelse med NVEs innsamling av data for å analysere priser og vilkår i sluttbrukermarkedet for kraft i 2013, ble kraftleverandøren blant annet bedt om å oppgi antallet husholdninger som hadde mottatt inkassokrav forrige år. Dataene er selvrapporterte, og det er således risiko for feilrapportering. Eksempelvis oppga enkelte kraftleverandører at 40-50 prosent av kundene har fått inkassokrav, noe som er lite sannsynlig. Overrapporteringen skyldes sannsynligvis at kraftleverandøren har oppgitt det totale antallet inkassosaker, og ikke antallet husholdninger som har fått inkassokrav. Da det forventes at enkelte husholdninger har fått flere inkassokrav i løpet av ett år, vil den oppgitte andelen være overestimert. Eventuelt kan det også skyldes en tastefeil. For å

unngå overestimering som følge av feilrapportering, har vi ekskludert alle inkassoandeler høyere enn 10 prosent ved beregningen av gjennomsnittlig inkassoandel per kraftleverandør etter selskapstype. Gjennomsnittlig andel av fakturaene blant husholdningskunder som går til inkasso er vist i Tabell 8.1. Generelt sett viser det seg å være liten forskjell mellom kraftleverandørene med ulik eierstruktur. Den gjennomsnittlige andelen er noe høyere for kraftleverandører som er små fullstendig integrerte, store heleid av kommune og store ikke integrerte, og noe lavere for delvis integrerte og små ikke integrerte kraftleverandører.

Tabell 8.1 Gjennomsnittlig inkassoandel for husholdningssektoren

	Inkassoandel for husholdningssektoren
Fullt integrert - Stor	4,1 %
Fullt integrert - Liten	4,9 %
Delvis integrert	2,5 %
Heleid kommune - Stor	4,9 %
Heleid kommune - Liten	3,7 %
Ikke integrert - Stor	4,9 %
Ikke integrert - Liten	2,7 %

Kilde: NVE, Pöyry

Generelt sett forventes det at andelen kunder som ikke betaler fakturaen er høyere blant næringskunder enn blant husholdningskunder. Vi antar likevel i den videre beregningen at andelen med inkassokrav blant næringskunder er tilsvarende som hos husholdningskunder, og at andelen i tabellen ovenfor således representerer andelen slutt-brukere med inkassokrav.

Tall fra Finanstilsynet viser at andelen mottatte saker som hvert år avsluttes i perioden fra 2008 til 2014 i gjennomsnitt var 97 prosent. Andelen saker som ikke avsluttes vil selvfølgelig variere både mellom selskap, og over tid. I tillegg vil noen av sakene sann-synligvis avsluttes påfølgende år. Det kan likevel tenkes at noen saker vil være aktive over flere år. For å belyse risikoen for kraftleverandør ved at deler av nettleien uteblir for alltid, har vi beregnet kostnaden ved at 3 prosent av kundene med inkassokrav (dvs. som prosent av andelene i Tabell 8.1) aldri betaler kravet. Dette betyr da at kraftleverandørene påføres et tap som følge av manglende betaling fra 0,1-0,2 prosent av kundene (avhengig av type kraftleverandør). Selv om betalingen fra disse kundene kan forventes å være utestående etter ett år, forventes det ikke at betalingen fra alle disse kundene vil forbli utestående for alltid som følge av at flere inkassosaker løses påfølgende år. Anslaget anses derfor som høyt, og årsaken til det er at det er ønskelig å ta høyde for at andelen kunder med utestående sannsynligvis er høyere blant næringskunder enn husholdningskunder. Kostnaden som følge av at deler av nettleien uteblir fra sluttbruker, samtidig som nettleien likevel må betales til nettselskap, er vist i Tabell 8.2.

Tabell 8.2 Kostnad ved nettleie (inkl. elavgift) som uteblir fra sluttbruker, NOK

	Gjennomsnittlig kostnad per kraftleverandør	Total kostnad
Fullt integrert - Stor	859 761	19 774 494
Fullt integrert - Liten	101 071	1 516 070
Delvis integrert	487 279	3 898 229
Heleid kommune - Stor	133 756	1 337 556
Heleid kommune - Liten	33 318	499 765
Ikke integrert - Stor	177 942	3 202 959
Ikke integrert - Liten	17 344	468 297
Totalt		**30 697 370**

Kilde: Pöyry

Kraftleverandøren kan altså påføres en direkte kostnad dersom deler av nettleien (inkl. elavgift) aldri blir betalt. Kostnaden som følge av manglende betaling er beregnet til å være i overkant av 30 mill. NOK i året. Kostnaden som følge av nettleie som aldri betales er usikker, og beregningen over benyttes som et estimat på maksimal kostnad ved at utestående betaling fra sluttbruker aldri betales.

Kostnaden kan videre reduseres ved at inkassokravene selges til inkassoselskaper. Hvor mye inkassoselskapet kjøper de utestående fordringene for er usikkert, men det antas at inkassoselskap kjøper kravet for 90 prosent av verdien. Kostnaden for kraftleverandør som følge av utestående nettleie (inkludert elavgift) blir da rett over 3 mill. NOK, jf. Tabell 8.3.

Tabell 8.3 Kostnad ved utestående nettleie etter salg av inkassokrav, NOK

	Gjennomsnittlig kostnad per kraftleverandør	Total kostnad
Fullt integrert - Stor	85 976	1 977 449
Fullt integrert - Liten	10 107	151 607
Delvis integrert	48 728	389 823
Heleid kommune - Stor	13 376	133 756
Heleid kommune - Liten	3 332	49 977
Ikke integrert - Stor	17 794	320 296
Ikke integrert - Liten	1 734	46 830
Totalt		**3 069 737**

Kilde: Pöyry

Kraftleverandør påføres, som diskutert, en ulempe ved å måtte benytte egenkapital til å dekke løpende utestående nettleie fra sluttbruker for å kunne betale nettselskapet etter gjeldende frister. I utgangspunktet medfører ikke dette en kostnad for kraftleverandøren da den på sikt vil motta forsinkelsesrenter på det utestående beløpet. Ulempen er likevel gitt en minus i oppsummeringen nedenfor da fri kapital beslaglegges. Direkte kostnad som følge av utestående nettleie som ikke betales er estimert til 3 mill. NOK.

Tabell 8.4 Kostnader for kraftleverandør risiko for utestående nettleie

Komponent	Verdi
Ulempe ved at løpende forsinket nettleie må dekkes via egenkapital	-
Estimert kostnad ved utestående betaling som aldri betales	**3 mill. NOK**

Kilde: Pöyry

8.2 NETTSELSKAP PÅFØRES RISIKO VED KONKURS AV KRAFTLEVERANDØR

Der kraftleverandør får en kostnad ved å påføres løpende risiko for utestående betaling fra sluttbruker, får nettselskap en tilsvarende nytte ved å slippe denne risikoen. Som for kraftleverandøren, er det en ulempe med for sent innkommende betaling, men ulempen oppveies på sikt av forsinkelsesrenter. Nytten tilsvarer derfor kraftleverandørens kostnad ved utestående betaling som ikke betales i det hele tatt. Gitt antagelsen om at 3 prosent av kundene med inkassokrav aldri betaler nettleien, vil nytten for nettselskapene utgjøre i overkant av 3 mill. NOK.

Per i dag påføres nettselskapet dessuten en kostnad som følge av purringer og inkasso-krav til sluttbrukere som ikke betaler fakturaen i tide. Ved innføring av ÉR, vil ikke lenger nettselskapet påføres denne kostnaden, da kraftleverandør overtar dette ansvaret. Ved å slippe unna utgifter knyttet til innkreving av utestående betaling, vil nettselskapet oppleve en direkte besparelse sammenlignet med dagens situasjon. Da det kan forventes at de aller fleste som har betalingsproblemer, har problemer med å betale alle fakturaer, antas det at kraftleverandør og nettselskap per i dag sender purringer til de samme slutt-brukerne. Ved at kraftleverandør sender en samlet purring både for kraftleveranse og nettleie, vil nettselskapet spare kostnaden den per i dag påføres som følge av purring. Besparelsen er vanskelig å tallfeste da utgiftene vil variere både mellom selskap og over tid innen ett og samme selskap. Besparelsen som følge av redusert purring, samt fordelen ved at nettselskapet slipper ulempen ved for sen betaling, tilskrives en nytte tilsvarende to plusser.

Imidlertid kan risikogevinsten ved at kraftleverandør står som ansvarlig betaler snus til en betydelig risikokostnad dersom en kraftleverandør går konkurs. I henhold til Pöyry (2014), er det lav sannsynlighet for at en kraftleverandør går konkurs direkte som følge av ÉR. Selv om ÉR lite sannsynlig forårsaker en konkurs, kan en kraftleverandør gå konkurs av andre årsaker, noe som i så fall vil være en kostnad for tilhørende nettselskap etter innføring av ÉR. Historisk sett har det vært tilfeller av konkurser blant ikke integrerte kraftleverandører, og i henhold til Pöyry (2014) er det innen denne gruppen risikoen for fremtidige konkurser er størst.

Dersom en kraftleverandør går konkurs, er det høy sannsynlighet for at nettselskapet ikke får dekket sine fordringer mot kraftleverandøren. Da det tas utgangspunkt i at nettselskapet fakturerer kraftleverandør etterskuddsvis den 5. hver måned med 25 eller 45 dagers kredittid, dvs. M+25 eller M+45. Ved M+25, vil en konkurs sannsynligvis medføre tap av forrige måneds nettleie. Dersom konkursen ikke blir oppdaget før på betalingstidspunktet, vil det i så fall kunne medføre et tap tilsvarende to måneders nettleie. Det forutsettes at kundene overføres til en annen kraftleverandør så snart konkursen er kjent. Ved M+45, kan nettselskapet ha utestående nettleie for ytterligere en måned, noe som betyr at det i verste fall kan bety et tap tilsvarende tre måneders nettleie.

Som nevnt tidligere, vurderes risikoen for konkurs som høyest blant ikke integrerte kraft-leverandører. Sannsynligheten for konkurs påvirkes igjen av egenkapital- og likviditets-

situasjonen. Kraftleverandører med en EK-andel under 30 prosent og en likviditetsgrad under 1.5 befinner seg i risikoområdet for konkurs. Det er kun én liten ikke integrert kraftleverandør som befinner seg i risikosonen som definert over, mens det er to store ikke integrerte kraftleverandører.

I regneeksemplene nedenfor ønsker vi å presentere et "verste utfall" scenario ved å se på konkurs av den lille ikke integrert kraftleverandøren og den største av de to stor ikke integrert kraftleverandørene som er i faresonen for konkurs på grunn av lav EK-andel og dårlig likviditet. I beregningene forutsettes det at tre måneders nettleie går tapt for nett-selskapet. Nettleien varierer over året, men da konkursen kan oppstå når som helst, har vi benyttet en gjennomsnittlig månedlig nettleie (inkl. elavgift) basert på omsetning i 2013 for å beregne tapet. Det antas videre at nettleien er lik i alle fylker.

Kostnaden per nettselskap avhenger av hvor stor kraftleverandøren som går konkurs er, samt hvor mange nettselskaper som tilfaller den aktuelle kraftleverandøren. Konse-kvensen blir større jo høyere omsetning kraftleverandøren har og jo færre motparter. Verst tenkelig situasjon oppstår dersom en kraftleverandør med høy omsetning og kun ett tilhørende nettselskap går konkurs. Den lille ikke integrerte kraftleverandøren i regne-eksempelet er en landsomfattende aktør, og tapet vil derfor spres på 147 nettselskaper. Den store ikke integrerte kraftleverandøren tilbyr kraft i kun to fylker, og tapet spres derfor på kun 11 nettselskaper. I ett av disse fylkene er det bare ett nettselskap, noe som gjør at konsekvensen for dette nettselskapet blir svært stor. Konkursen av den store ikke integrerte kraftleverandøren representerer altså et worst case scenario.

Gjennomsnittlig kostnad per nettselskap i fylkene kraftleverandøren leverer kraft, kostnaden for nettselskapet med størst omsetning, samt total kostnad for hvert fylke er vist i Tabell 8.5 og Tabell 8.6, for henholdsvis den lille ikke integrerte kraftleverandøren og den store ikke integrerte kraftleverandøren. Kostandene per fylke er sortert etter størrelse.

Tabell 8.5 Kostnad for nettselskapene ved at en liten ikke integrert kraftleverandør går konkurs, NOK

	Gjennomsnittlig kostnad per nettselskap	Kostnad for nettselskapet med størst omsetning	Total kostnad
Fylke 1	3 349	9 538	23 446
Fylke 2	2 388	9 404	26 273
Fylke 3	39 077	39 077	39 077
Fylke 4	76 991	76 991	76 991
Fylke 5	5 378	73 159	102 183
Fylke 6	21 019	78 475	105 093
Fylke 7	13 989	52 140	111 911
Fylke 8	9 414	27 949	122 387
Fylke 9	16 084	89 526	144 753
Fylke 10	12 591	57 649	201 457
Fylke 11	50 080	215 561	300 481
Fylke 12	326 754	326 754	326 754
Fylke 13	114 106	350 196	570 531
Fylke 14	47 641	258 980	666 978
Fylke 15	55 096	302 186	826 447
Fylke 16	125 854	950 639	1 258 544
Fylke 17	1 578 481	1 578 481	1 578 481
Fylke 18	588 802	2 089 512	2 355 208
Fylke 19	2 435 524	2 435 524	2 435 524
Totalt			**11 272 521**

Kilde: Pöyry

Tabell 8.6 Kostnad for nettselskapene ved at en stor ikke integrert kraftleverandør går konkurs, NOK

	Gjennomsnittlig kostnad per nettselskap	Kostnad for nettselskapet med størst omsetning	Total kostnad
Fylke 1	2 803 285	21 174 560	28 032 849
Fylke 2	31 533 193	31 533 193	31 533 193
Totalt			**59 566 043**

Kilde: Pöyry

Selv om sannsynligheten for konkurs er lav, vil en situasjon der en konkurs oppstår kunne medføre et betydelig tap for de berørte nettselskapene. I regneeksempelet der en liten ikke integrert kraftleverandør går konkurs, er tapet for det hardest rammede nettselskapet 2,4 mill. NOK. I tilfellet der en stor ikke integrert kraftleverandør går konkurs, er tapet for det hardest rammede nettselskapet hele 31,5 mill. NOK.

Kostnaden beregnet ovenfor vil ikke utgjøre en kostnad med mindre en kraftleverandør går konkurs. For å estimere en årlig kostnad som følge av risikoen for konkurs må det gjøres en antagelse av hvor sannsynlig det er at en kraftleverandør går konkurs. Historisk sett har det vært tilfeller av konkurser, men dog ikke årlig. For å illustrere den årlige risiko-kostnaden, antas det at en kraftleverandør går konkurs hvert tredje år. Anslaget vurderes som høyere enn det som trolig er realistisk, men er valgt for å kunne illustrere en verst tenkelig situasjon. Den årlige kostnaden for henholdsvis konkurs av en liten ikke integrerte

kraftleverandøren og en stor ikke integrerte kraftleverandøren er vist i Tabell 8.7 og Tabell 8.8.

Tabell 8.7 Sannsynlighetsvektet kostnad for nettselskapene ved at en liten ikke integrert kraftleverandør går konkurs, NOK

	Gjennomsnittlig kostnad per nettselskap	Kostnad for nettselskapet med størst omsetning	Total kostnad
Fylke 1	10	27	67
Fylke 2	7	27	75
Fylke 3	112	112	112
Fylke 4	221	221	221
Fylke 5	15	210	294
Fylke 6	60	226	302
Fylke 7	40	150	322
Fylke 8	27	80	352
Fylke 9	46	257	416
Fylke 10	36	166	579
Fylke 11	144	619	863
Fylke 12	939	939	939
Fylke 13	328	1 006	1 639
Fylke 14	137	744	1 917
Fylke 15	158	868	2 375
Fylke 16	362	2 732	3 617
Fylke 17	4 536	4 536	4 536
Fylke 18	1 692	6 004	6 768
Fylke 19	6 999	6 999	6 999
Totalt			**32 392**

Kilde: Pöyry

Tabell 8.8 Sannsynlighetsvektet kostnad for nettselskapene ved at en stor ikke integrert kraftleverandør går konkurs, NOK

	Gjennomsnittlig kostnad per nettselskap	Kostnad for nettselskapet med størst omsetning	Total kostnad
Fylke 1	8 055	60 846	80 554
Fylke 2	90 613	90 613	90 613
Totalt			**171 167**

Kilde: Pöyry

Risikokostnaden for at en liten ikke integrert kraftleverandør med mange tilknyttede nettselskaper, er av ubetydelig størrelsesorden per selskap, mens kostnaden ved at en stor ikke integrert kraftleverandør med få motparter går konkurs, er relativt større per motpart. Likevel vurderes risikokostnaden som følge av konkurs av en stor ikke integrert kraftleverandør som en neglisjerbar andel av nettselskapets årlige omsetning.

I Pöyry (2014) ble risikoen for konkurs blant kraftleverandører generelt sett vurdert som lav. Konkursrisikoen ble dog vurdert som noe høyere blant ikke integrerte kraft-leverandører. I rapporten ble også ulike garantiordninger for å beskytte nettselskapene

ved en eventuell konkurs drøftet, og en garantiordning i nettselskapets regi ble vurdert som mest hensiktsmessig da risikoen ble vurdert som høyest for kraftleverandørene. Det ble samtidig bemerket at vurderingen ikke var basert på en kvantitativ vurdering av fordelene og ulempene for de ulike aktørene, noe som er nødvendig for å kunne vurdere om det i det hele tatt er behov for en garantiordning, og hvilke aktør som i så fall burde bære byrden.

Ovenfor har vi beregnet risikokostnaden ved at en liten og en stor ikke integrert kraftleverandør går konkurs. Nettselskapenes årlige risikokostnad som følge av konkurs av en kraftleverandør estimeres videre som gjennomsnittet av de to kostnadsestimatene, noe som gir en total risikokostnad for nettselskapene på 101 780 NOK. Dette beløpet utgjør 3 prosent av nettselskapenes besparelse som følge av at de unngår utestående betaling fra kunder som aldri betaler. Som følge av at den årlige risikokostnaden er langt lavere enn besparelsen ved å unngå utestående betaling, mener vi at det ikke vil være behov for et regulatorisk krav om innføring av en garantiordning. Dersom nettselskapene likevel vurderer det som hensiktsmessig å ha en garantiordning, kan bransjen på eget initiativ opprette en frivillig garantiordning.

Tabell 8.9 Nytte og kostnad for nettselskapet ved endret risikobilde

Komponent	Verdi
Estimert besparelse ved å unngå utestående betaling	**3 mill. NOK**
Slipper ulempen ved løpende forsinket betaling fra sluttbruker og tilhørende kostnader knyttet til purring	**++**
Estimert risikokostnad ved konkurs av en kraftleverandør	**- 0.1 mill. NOK**

Kilde: Pöyry

9 VERDSETTING DEL 6: NORDISK HARMONISERING

De nordiske energimarkedsregulatorene har gjennom sitt samarbeidsorgan NordREG formulert både hensikten bak og prosessen mot et felles nordisk sluttbrukermarked for strøm. Intensjonen, som i praksis utgjør et arbeidsmål for regulatorene, er først og fremst en harmonisering av de ulike landenes rammebetingelser, markedsregler og prosesser, som etter planen skal gjøre det enklere for kraftleverandør å etablere seg i alle nordiske land. Harmoniseringen skal på sikt bunne ut i et fullt integrert nordisk marked hvor all regulering og prosesser praktisk talt er identisk på tvers av landene. En leverandørsentrisk distribusjonsmodell, med samfakturering for kraft- og nettkostnader, oppgis av NordREG som den foretrukne løsningen for kontakt mellom sluttbruker og kraftleverandør.[24]

Dette kapittelet analyserer (kvalitativt) viktigheten av ÉR som en forutsetning for et felles nordisk sluttbrukermarked. Vår tilnærming er å drøfte hvorvidt ÉR er et nødvendig premiss for harmonisering mellom de nordiske landene, før vi diskuterer hvilke konsekvenser manglende faktureringsharmonisering har for markedsaktørene i et felles leverandør-marked.

9.1 NØDVENDIGHET AV ÉR FOR ET VELFUNGERENDE NORDISK SLUTTBRUKERMARKED

Et felles nordisk sluttbrukermarked har vært i støpeskjeen i flere år. De fire nordiske landene – Danmark, Finland, Norge og Sverige – har allerede fjernet alle hindringer for engroshandel av kraft gjennom opprettelsen av Nord Pool, og i tillegg har landene etablert et felles marked for regulerkrafttjenester. Begge deler har gitt vesentlige nytteverdier i form av lavere strømkostnader og et mer fleksibelt og robust kraftmarked. Det forventes også at et integrert sluttbrukermarked vil ha betydelig nytte. Denne nytten knyttes først og fremst til markedsforbedringer gjennom økt konkurranse. Flere kraftleverandører vil starte virksomhet i nye land[25], og dermed bidra til lavere priser gjennom økt prispress og økt innovasjon. I tillegg vil fjerning av mellomlandsliggende barrierer i det hele tatt gjøre det nordiske sluttbrukermarkedet til ett stort marked. Dette vil formodentlig gjøre etablering på tvers av landegrenser mer attraktivt både for nordiske og internasjonale aktører, som i den forstand kan gjøre disse selskapene mer lønnsomme i tillegg til å drive frem markeds-konkurranse.

For at et nordisk sluttbrukermarked skal fungere, må rammebetingelsene, de politiske vilkårene og de operasjonelle prosedyrene være så like som mulig både mellom landene og internt i landene. Det viktigste for et velfungerende nordisk sluttbrukermarked er altså *like* rammebetingelser og ordninger. At de er like betyr imidlertid ikke at man må ha en leverandørsentrisk modell med samfakturering. Imidlertid er det denne modellen NordREG har anbefalt som ønskelig løsning. Grunnen er i hovedsak at alle nordiske lands kraftleverandører per i dag i varierende grad tilbyr samfakturering. Å påtvinge alle kraft-leverandørene singel fakturering anses som en stor belastning for sluttbrukere som allerede har ordninger med samfakturering. I tillegg vil ikke en to-fakturaløsning gjøre kraftleverandør til et naturlig primærkontaktpunkt, noe som ikke vi være en ulempe for kraftleverandørene ettersom de lettere vil kunne tilby bedre og mer tilpassede tjenester til kunder i et nytt land jo mer kontakt de har med kundene. Dagens konkurransehindring som følge av at enkelte kraftleverandører tilbyr samfakturering mens andre ikke gjør det,

[24] NordREG (2013)

[25] Å etablere seg i et nytt land vil i et felles nordisk sluttbrukermarked bety at man i praksis kun henvender seg til flere kunder utenfor hjemlandets grenser. Per i dag må et kraftselskap som etablerer i et nytt land enten kjøpe en innenlandsk aktør eller etablere et eget salgskontor i dette landet.

utgjør altså en konkurranseulempe for kraftleverandører som ønsker å etablere seg utenfor hjemlandet. Denne ulempen vil bli opphevet som følge av innføring av ÉR.

Samtidig vil det å måtte forholde seg til DSOer i andre land kunne utgjøre en barriere for etablering utenfor kraftleverandørens hjemland. Da alle de nordiske landene har til hensikt at datautvekslingen skal foregå via en elektronisk datahub, forventes det, på sikt, at det vil være mulig å laste ned data fra en datahub istedenfor å måtte forholde seg til hver enkelt DSO. Det forventes altså ikke at datautveksling for kunder utenfor hjemlandet vil utgjøre et betydelig etableringshinder.

Som en ytterste konsekvens kan dermed manglende innføring av ÉR føre til at implementering av et felles nordisk sluttbrukermarked blir utsatt eller havarerer helt. Dette er imidlertid ikke det mest sannsynlige utfallet. Et mer trolig utfall ved manglende innføring av ÉR er at et nordisk sluttbrukermarked implementeres, men at det ikke får utnyttet sitt potensial fullt ut. Dermed vil manglende innføring av ÉR forringe nyttevirkningene av et felles nordisk sluttbrukermarked. I så måte kan man si at det felles nordiske sluttbrukermarkedet og ÉR som markedsløsninger har gjensidig nytte av hverandre.

9.2 FORVENTEDE NYTTEVIRKNINGER AV ÉR FOR ET NORDISK SLUTTBRUKERMARKED

Etablering av et nordisk sluttbrukermarked fordrer så like rammebetingelser og markedsordninger som mulig. Utviklingen mot et fullt integrert marked vil imidlertid trolig være gradvis, hvor ting implementeres etter hvert og man ikke nødvendigvis umiddelbart havner på de løsninger som anses som samfunnsøkonomisk optimale. Dermed kan det tenkes at et nordisk sluttbrukermarked etableres uten en harmonisert faktureringsordning, og det er heller ikke gitt at ÉR blir den valgte løsningen. I avsnittene under, viser vi at en løsning uten ÉR imidlertid hindrer det fulle potensialet og den fulle hensikten med å realisere et nordisk sluttbrukermarked.

9.2.1 Større marked

Hvert enkelt nordisk land preges av stor konkurranse og noe mobilitet mellom kundemassene. Disse forutsetningene gjør det i praksis vanskelig for kraftleverandører å vokse. Et felles nordisk sluttbrukermarked vil gi kraftleverandører muligheten (i større grad enn i dag) å vokse utover sine landegrenser ved å tiltrekke seg nye kunder. Dette er positivt for kraftleverandører som har forutsetninger for å kunne etablere seg i nye marked, men tilsvarende negativt for leverandørene som ikke klarer å utnytte dette potensialet. Ettersom konkurransen er høy på tvers av hele Norden, vil imidlertid vekstpotensialet avhenge av hvor gode løsninger en utenlandsk aktør kan tilby sammenlignet med nasjonale aktører. Samtidig må barrierene for utenlandsk etablering være omtrent fraværende.

Innføring av ÉR i Norge skal ledsages av innføring av samfakturering også i de andre nordiske landene. Felles faktureringsordninger er et svært viktig ledd på veien mot lavere etableringsbarrierer. Det er to årsaker til dette: For det første vil ikke-harmoniserte prosedyrer gi konkurranseulemper for enkeltaktører som ønsker å etablere seg i andre land. I tillegg til å være en direkte årsak til at kraftleverandøren ikke klarer å kapre kunder som verdsetter nytten ved ÉR, vil ulike kundekontaktordninger og faktureringsprosedyrer trolig medføre ulike kostnader for kraftleverandøren. En leverandør som opererer i et land med en dyrere ordning vil ha høyere kostnader og dermed svakere konkurransedyktighet enn konkurrenter i et land med billigere ordning. En slik situasjon vil forhindre etablering på tvers av landegrenser, eller presse utenlandske aktører ut av andre land etter en stund pga. svekket lønnsomhet.

For det andre vil det være av begrenset interesse for kraftleverandører å etablere seg i land med andre faktureringsprosedyrer enn det de er vant med (om prosedyrene er mer

eller mindre kostbare er ikke det vesentlige, poenget er hvorvidt de er annerledes). I et marked som allerede preges av hyppige bytter, sterk markedskonkurranse og lave marginer, er faktureringspraksis en viktig del av kraftleverandørenes forretningsmodell. Å forholde seg til flere (og ukjente) faktureringspraksiser vil således slå negativt inn på selskapenes forretningsmodell, og således dempe aktørenes insentiv til å gå inn i nye land. For eksempel vil kraftleverandører i en verden med ulike prosedyrer måtte utvikle nye prosesser, og ta i bruk ulike systemer og software for å gå inn i et nytt marked, noe som er kostbart.

Fravær av harmoniserte faktureringsregler vil, på samme måte som i avsnittet over, kunne bidra til å forhindre at større internasjonale aktører etablerer seg i nordiske land. Store internasjonale kraftleverandører har stort sett unnlatt å etablere seg i Norden delvis pga. regulatoriske ordninger, men også på grunn av at ett enkelt lands marked anses som for lite, den allerede tette konkurransen tatt i betraktning. Dersom alle de nordiske sluttbruker-markedene i praksis slås sammen, vil en nordisk etablering kunne vurderes som langt mer interessant fra disse selskapenes synspunkt. Dette fordrer imidlertid at betingelsene på tvers av landene er lik.

9.2.2 Skjerpet konkurranse

Å gjøre det lettere for nordiske kraftleverandører å etablere seg på tvers av landegrenser vil i teorien gi økt konkurranse med nasjonale aktører, noe som mest sannsynlig vil resultere i økt prispress. Samtidig er det begrenset hvor stor økning i prispress man får av denne utviklingen, da kraftleverandører allerede opererer med relativt stramme marginer. Imidlertid vil konkurransen skjerpes gjennom innovative tjenester; utenlandske aktører vil trolig etablere seg med en strategi for hvordan deres løsninger kan supplere løsningene i det landet de velger å etablere seg i. Vi kan således anta at en kraftleverandør som starter opp i et nytt land vil gå aktivt til verks med en markedsføringskampanje som delvis promoterer lav pris på sluttbruker, samtidig som sluttbruker vil få tilbud om en rekke innovative løsninger som hjemlige kraftleverandører ikke, eller bare delvis, kan tilby.

Vi antar at det primært er de større aktørene, både nordiske og internasjonale, som vil etablere seg utenfor hjemlandet. Disse aktørene vil tjene bedre på økte skalafordeler, som igjen vil komme sluttbrukere til gode. Av samme grunn kan denne utviklingen presse små selskap som konkurrerer på innovative løsninger ut av markedet. Dette er fordi disse aktørene får en høyere finansiell risiko. Samtidig vil større aktører med profesjonelle kundesentre ha bedre forutsetning for å kunne ta imot nettrelaterte henvendelser fra andre land, her er språkbarrierer for eksempel mot Finland et viktig element, enn det mindre aktører har. På den annen side kan små aktører insentiveres til å etablere seg i Norden når et felles marked er en realitet, ettersom kundemassen er større.

For å kunne etablere seg i et nytt marked, og således medføre nyttevirkninger som referert til over, vil kraftleverandør ha behov for så mye kundekontakt som mulig. I en ordning med to fakturaer og to kontaktpunkt forblir mye av kundekontakten hos DSOene, som ikke er like kundeorienterte. En leverandørsentrisk modell med ÉR, vil altså bidra til å realisere en ytterligere nyttevirkning for et nordisk sluttbrukermarked.

9.3 POSITIV NETTONYTTE AV ÉR FOR ET FELLES NORDISK SLUTTBRUKERMARKED

Vår vurdering av kost/nytte-implikasjonene av ÉR som forutsetning for et velfungerende nordisk sluttbrukermarked er gjort ved hjelp av kvalitative resonneringer. Disse er vist i Tabell 9.1 under.

Tabell 9.1 Nyttevirkninger av ÉR for et felles nordisk sluttbrukermarked

Komponent	Verdi
Nytte for kraftleverandør	
Fjerning av etableringshindre, tilgang til større marked, skalafordeler	**++++**
Nytte for sluttbruker	
Økt konkurranse fra flere aktører gir prispress	**+**
Nye kraftleverandører vil overføre noe av sin innovasjon til nye markeder	**+**
Kostnad kraftleverandør	
Etablering av flere store aktører kan presse små (og innovative) kraftleverandører ut av markedet	**--**

Kilde: Pöyry

10 VURDERING AV FUNKSJONALITETER I ELHUB

Én regning utredes for et scenario med en operativ Elhub der standardiserte forbruksdata gjøres tilgjengelig for kraftleverandør. Elhubs rolle er ikke endelig fastsatt, og betydningen for Én regning av følgende to funksjonalitetsmuligheter i Elhub skal derfor vurderes:

1. Elhub fungerer som en elektronisk database der data kan lastes opp og ned. Kraftleverandøren er ansvarlig for kraftavregning og nettselskap er ansvarlig for nettleieavregning.

2. Elhub fungerer som en elektronisk database der data kan lastes opp og ned, i tillegg til at nettleien avregnes i Elhub. Nettselskapene er ansvarlige for å sende inn tariffer og tariff-strukturer, samt å oppdatere ved endringer. Det tas utgangspunkt i at tarifferingsstrukturen standardiseres for at dette skal være gjennomførbart.

Forskjellen på de to alternativene er i hovedsak at i alternativ 1 er det nettselskapet som utarbeider avregningsunderlaget for nett, mens dette gjøres av Elhub i alternativ 2. Nedenfor diskuteres de to valgmulighetene i mer detalj.

Nettselskapet utarbeider avregningsunderlaget for nett-tariffen

I dette alternativet blir avregningsunderlag for nettleie, som i dag, utarbeidet av nettselskapene. På samme måte som i dag omfatter dette avgifter. Avregningsunderlag for nett lastes så opp i Elhub. Kraftleverandør laster ned fakturaunderlaget for nettleien og sammenstiller dette med avregningsunderlag for kraft. Kraftleverandør sender så ut en samlet faktura for kraft, nett og avgifter, og har videre ansvar for innkreving av utestående betalinger. Nettselskap fakturerer kraftleverandør for den totale nett-tariffen for kraftleverandørens sluttbrukere i nettområdet på avtalt tidspunkt hver måned. Kraftleverandør betaler nettselskap etter avtalt frist.

Elhub utarbeider avregningsunderlaget for nett-tariffen

I dette alternativet blir avregningsunderlag for nettleie utregnet i Elhub. Nettselskapene sender inn tariff og tariffstruktur per målepunkt til Elhub. Ved endringer i tariff eller tariffstrukturen, må dette sendes inn til Elhub. Elhub benytter så tariffer, tariffstrukturer og måledata til å utarbeide avregningsunderlag for nett (inkl. avgift). På samme måte som i alternativet ovenfor, laster kraftleverandør ned avregningsunderlaget for nettleie, sammenstiller dette med avregningsunderlag for kraft og sender ut en felles faktura. Avregningsunderlaget for nett gjøres også tilgjengelig for nettselskapet i Elhub. Nettselskap laster ned dette og fakturerer, som i alternativet over, kraftleverandør for den totale nett-tariffen inkl. avgifter. Dersom ønskelig kan avregningsunderlaget per kraftleverandør aggregeres i Elhub slik at nettselskapet kan laste ned total nettleie (inkl. avgift) per kraftleverandør istedenfor per målepunkt. Nettselskapet mottar, som i alternativet over, betaling fra kraftleverandør.

10.1 NYTTEVIRKNINGER BÅDE FOR KRAFTLEVERANDØR OG NETTSELSKAP

Kraftleverandør og nettselskap har ulike ansvarsområder når det gjelder innsending av data til Elhub. Kraftleverandør er ansvarlig for alle sluttbrukerdata som organisasjonsnummer eller fødselsdato, fakturaadresse, telefon og e-post, mens nettselskapet er ansvarlig for målepunktinformasjon som anleggsadresse, anleggsstatus og måledata inkludert kvalitetssikring av data. Elhub på sin side, vil fungere som en autoritær kilde til data. Både kraftleverandør og nettselskap vil påføres endrede oppgaver i forbindelse med

avregning og fakturering ved innføring av Elhub og Én regning. Nettselskapets oppgaver avhenger av valgt funksjonalitet i Elhub. Nedenfor oppsummeres de endrede arbeids-oppgavene.

Nettselskapet vil ha ansvaret for følgende arbeidsoppgaver:

1. Fremskaffe måledata for sluttbrukerens forbruk (som i dag)
2. Distribuere måledata til kraftleverandør via Elhub
3. Utarbeide avregningsunderlag for nett-tariff (inkl. elavgift) per målepunkt som gjøres tilgjengelig for kraftleverandør via Elhub **eller**
4. Tilgjengeliggjøre tariff og tariffstrukturen per målepunkt i Elhub, samt oppdatere ved endring (avregningsunderlaget beregnes i Elhub)
5. Fakturere kraftleverandør for total nett-tariff (inkl. elavgift) på avtalt tidspunkt

Kraftleverandør vil ha ansvar for følgende arbeidsoppgaver:

1. Laste ned måledata fra Elhub
2. Utarbeide avregningsgrunnlag for kraft per målepunkt. Ved flere målepunkt per slutt-bruker kan disse samles, også målepunkt i flere nettområder (som i dag)
3. Sammenstille avregningsunderlag for kraft og nett og sende en samlet faktura til sluttbruker (ansvarlig for inndrivelse av utestående beløp)
4. Betale faktura til nettselskap for total nett-tariff

Ved alternativ 1 har begge parter, på samme måte som i dag, ansvar for å utarbeide avregningsunderlaget for sin respektive leveranse. Elhub benyttes kun som en elektronisk database for å laste opp og ned data. Dette er situasjonen som ligner mest på dagens situasjon, men der datautvekslingen effektiviseres. Uavhengig av hvilke alternativ som velges, er det en nyttevirkning for både kraftleverandør og nettselskap at de ved data-utveksling kun må forholde seg til Elhub istedenfor hver motpart. Nyttevirkningene ved Elhub som inntreffer uavhengig av valgt funksjonalitet er listet opp nedenfor:

- Kraftleverandør får mer effektiv tilgang til måledata (kun ett operativt grensesnitt)
- Kraftleverandør får tilgang til data på et standardisert format
- Nøytralitet ved at alle kraftleverandører har lik tilgang til måledata
- Effektiv utveksling av informasjon ved flytting og leverandørbytter da informasjonen kan lagres i en sentral målepunktdatabase istedenfor i lokale databaser
- Mer effektiv distribusjon av måledata for nettselskap (kun ett operativt grensesnitt)
- Lavere krav til tilgjengelighet fra nettselskap da kraftleverandør kun henvender seg til Elhub

Nyttevirkningene ovenfor er effekter av Elhub, og er således ikke en nyttevirkning av Én regning. Valget av Elhubs funksjonalitet, dvs. om nettleien beregnes av nettselskap eller Elhub, påvirker aktørene ulikt. Nedenfor diskuteres betydningen av valgt løsning for de ulike aktørene samt betydningen dette igjen har for ÉR.

10.2 KRAFTLEVERANDØR PÅVIRKES LITE AV VALGT FUNKSJONALITET FOR ELHUB

Uavhengig av hvilke av de to funksjonalitetene som velges, mottar kraftleverandør et ferdig avregningsunderlag for nettleien (inkl. avgift). Selv med en rekke forskjellige nett-tariffer, vil kraftleverandør enkelt kunne håndtere avregningsunderlaget for nett og utarbeide faktura da dataene hentes ut på et standardisert format. Som diskutert ovenfor vil dette være en nyttevirkning for kraftleverandør.

En potensiell kostnad for kraftleverandør kan forekomme dersom valgt funksjonalitet i Elhub medfører dårligere datakvalitet slik at kraftleverandør må bruke ressurser på å kvalitetssikre data. Uavhengig av hvilke Elhub-løsning som velges, er nettselskap, som i dag, ansvarlig for rapportering og kvalitetssikring av måledata. Ved manglende måledata skal disse estimeres, og estimering skal foregå etter gjeldende retningslinjer. Det er videre nettselskapenes ansvar å sørge for at feil på måledata korrigeres, og at korrigeringene blir distribuert så raskt som mulig. Et viktig poeng er dessuten at ÉR innføres i et marked med AMS. Sammenlignet med dagens situasjon, representerer AMS sannsynlighet for et vesentlig løft i kvaliteten på måledataene. Det forventes altså en forbedring i kvaliteten på måledata som følge av AMS, noe som vil redusere antallet opp- og nedlastninger av korrigerte data betydelig. Da Elhub fungerer som en lagringsplass for opp- og nedlastning av måledata, er det ingen grunn til å forvente at datakvaliteten forringes som følge av at Elhub tas i bruk – uavhengig av valgt løsning. Elhub vil dessuten utføre aktiv feilsøking for å kontrollere at måledata fra alle målepunkt er rapportert inn, samt følge opp nettselskap ved manglende data. I tillegg vil Elhub utføre ytterligere kvalitetssikring av data i form av aggregeringer og sammenligninger. Det kan altså tenkes at kvaliteten på måledata blir bedre enn i dag ved bruk av Elhub.

Elhub alternativ 1, der data lastes ned via Elhub istedenfor at de mottas fra hvert nett-selskap, omfatter altså samme eller forbedret datakvalitet sammenlignet med i dag. En mulig kostnad for kraftleverandør kan være dersom alternativ 2, der nettleien utregnes i Elhub, medfører behov for ytterligere kvalitetssikring av data enn det som er nødvendig i dag. Ved alternativ 2 laster nettselskapet opp tariffstrukturen istedenfor det ferdige avregningsunderlaget i Elhub. Gitt at tariffstrukturen som lastes opp er korrekt, noe nettselskapet har juridisk ansvar for å kontrollere, vurderes risikoen for feilberegninger i Elhub som svært liten. I følge Statnett vil algoritmene i Elhub testes mange ganger for å unngå at de er beheftet med feil, men de presiserer at ukjente feil likevel kan oppstå. Primærfeilkilden vil fremdeles være knyttet til feil i innrapporterte verdier, noe som tilsvarer dagens potensielle feilkilde. Slike feil kan på samme måte som i dag hensyntas ved bruk av "korreksjonsoppgjør/avviksoppgjør". Nettselskapet laster også selv ned avregnings-underlaget for nett da dette er grunnlaget for fakturaene som sendes til kraftleveran-dørene. Nettselskapene vil i denne prosessen kunne gjennomføre kvalitetssjekk av Elhubs utregninger. Det kan være lettere for nettselskapet å oppdage feilberegninger når avregningsunderlaget beregnes intern, men samtidig antas det at risikoen for manuelle feil reduseres ved at Elhub er ansvarlig for beregningen. For kraftleverandørens del, antas det derfor at risikoen for feilberegninger i Elhub er mindre enn, eller i verste fall tilsvarende, risikoen for feilberegninger hos nettselskapet, og at kraftleverandør derfor ikke påføres en ytterligere kostnad som følge av at Elhub beregner nettleien.

10.3 NETTSELSKAP PÅFØRES EN KOSTNAD DERSOM ELHUB BEGRENSER FLEKSIBILITETEN

Uavhengig av hvilke av de to funksjonalitetene som velges, vil nettselskap ha en nytteverdi ved at distribusjonen av måledata og utveksling av informasjon for flytting og leverandørskift effektiviseres som følge av Elhub.

Alternativ 1 for Elhub vil altså gi nettselskapene en effektivitetsgevinst sammenlignet med i dag. For alternativ 2, endres nettselskapets arbeidsoppgaver betydelig sammenlignet med dagens situasjon ved at selve jobben med å utarbeide avregningsunderlaget overtas av Elhub. Utover effektivitetsgevinsten omtalt ovenfor, er det en nyttevirkning for nettselskapet at dette trolig vil være tidsbesparende. Dette fordrer i så fall at behovet for kvalitetssikring av Elhubs utregninger ikke overstiger ressursbehovet for å gjøre beregningen internt. En annen nyttevirkning er at nettselskapet ikke trenger å forholde seg til avregningsunderlaget per målepunkt da det kan lastes ned på aggregert nivå per kraftleverandør, noe som vil lette jobben med fakturering.

Samtidig vil nettselskapet miste muligheten til selv å være ansvarlig for beregning av eget avregningsunderlag, noe som kan gi en følelse av å miste kontrollen over inntektssiden. I løsningen hvor Elhub utarbeider avregningsunderlag for nett, er det en forutsetning at tariffstrukturen standardiseres. Energi Norge opplyser at de ser et behov for standardisering, men at det samtidig er et behov for å opprettholde fleksibiliteten i tariffstrukturen. De frykter at utarbeidelse av avregningsunderlaget i Elhub vil kreve en for streng standardisering, noe som kan redusere mulighetsrommet for fremtidige tidsvariable tariffstrukturer. En annen bekymring er at enkelte benytter målt effekt, mens andre benytter abonnert effekt ved avregning. Sistnevnte bør trolig kunne løses ved at måledata som rapporteres inn til Elhub reflekterer det som ligger i en eventuell avtale om abonnert effekt. Videre er det ikke ønskelig at valgt funksjonalitet i Elhub skal forhindre innføring av fremtidige tariffstrukturer som tidsvariable tariffer. Denne typen tariffer kan gi nyttegevinster i form av utsatte eller sparte investeringskostnader, og det bør derfor legges til rette for at denne typen tariffstruktur kan innføres på tross av valgt Elhub løsning. Det bør likevel kunne forventes at den fremtidige tariffstrukturen ikke blir for komplisert, og det er derfor lite sannsynlig et problem for Elhub å foreta utregning av avregningsunderlaget for nett. Ved avregningen av nett-tariff i Elhub, kan funksjonaliteten utformes på en slik måte at hvert målepunkt har en tariffkode som angir hvilken tariffstruktur som gjelder basert på standard parametere. Tariffkoder og tariffstrukturer må vedlikeholdes av nettselskapet.

I Statnett (2012) hevdes det at stordriftsfordelen ved å benytte en hub for beregning av avregningsgrunnlaget for nett-tariff reduseres dersom det finnes mange med forskjellige nett-tariffer og nett-parametere som benyttes. Dette betyr at det er behov for standardisering dersom dette alternativet skal gi en stordriftsfordel. Som diskutert over, er det videre en forutsetning at standardiseringen ikke hindrer fremtidige tariffstrukturer.

Før valget om funksjonalitet i Elhub tas, må det undersøkes om alternativ 2 medfører unødvendig høye investeringskostnader for nettselskapene, jf. diskusjonen ovenfor. I så fall er ikke dette et optimalt valg av funksjonalitet. Imidlertid virker det ikke som at dette er et problem i Elhub. I følge Statnett, vil ikke bruk av Elhub til beregning av avregningsunderlaget for nett-tariffen hindre fremtidig bruk av tidsvariable tariffer. Det er nemlig lagt opp til et løsningsdesign der Elhub takler en høy tidsoppløsning, eksempelvis en oppløsning på 15 min. Videre bør nytten ved effektivisering og tidsbesparelser sammenlignes med ulempen ved å miste kontroll på utregningen av avregningsunderlaget for å kunne vurdere betydningen for nettselskapet av valgt funksjonalitet i Elhub.

10.4 NYTTE FOR SLUTTBRUKER VED STANDARDISERT TARIFFSTRUKTUR, MEN PÅVIRKES LITE AV ELHUB

I dag benyttes det forskjellige tariffstrukturer blant nettselskapene. Dagens strukturer for nettselskapenes tariffer er diversifiserte og lite oversiktlige, noe som kan føre til at enkelte sluttbrukere utsettes for en ikke-optimal tariffstruktur. Da nettjenester er en monopolisert virksomhet, er dette en lite ønskelig situasjon. Det bør derfor lages ett felles sett med standardiserte strukturer som samtidig ivaretar nettselskapenes fremtidige behov. Dette vil være en nyttegevinst for sluttbruker, og det bør gjøres uavhengig av om avregnings-underlaget for nettleien beregnes lokalt av det enkelte nettselskap (alternativ 1) eller av Elhub (alternativ 2).

Standardisering av tariffstrukturen er en nødvendighet for Elhub alternativ 2, og sånn sett er dette en fordel for sluttbruker. Beregning av avregningsunderlaget for nett-tariff og avgifter i Elhub sikrer dessuten en enhetlig beregning for alle sluttbrukere. Samtidig vil en standardisering trolig tvinges frem uansett. Gitt at det gjennomføres en standardisering av tariffstrukturen uavhengig av Elhub, vil valg av funksjonalitet i Elhub ha liten betydning for sluttbruker.

10.5 FUNKSJONALITET I ELHUB HAR LITEN BETYDNING FOR ÉR

Det forventes at kraftleverandør lite sannsynlig påføres en ytterligere kostnad ved kvalitetssikring av avregningsunderlaget utarbeidet av Elhub, samt at Elhub lite trolig begrenser mulighetsrommet for fremtidige tariffstrukturer for nettselskapet. Valget mellom de to funksjonalitetsmulighetene bør derfor baseres på en vurdering av nettselskapets nettoeffekt av å miste ansvaret for avregningsunderlaget samtidig som at sluttbruker får en nytte ved at tariffstrukturen standardiseres.

I utgangspunktet kan det tenkes at dersom Elhub skal være ansvarlig for å beregne avregningsunderlaget for nett, kan Elhub også være ansvarlig for avregningsunderlaget for kraft. For sluttbruker er det også en ulempe at det er lite transparens hva kommer til beregning av kraftpris. Det er vanskelig for sluttbruker å vite hva som ligger i begrepet "spotpris", "innkjøpspris", "markedspris" eller lignende. Denne prisen, som tilsynelatende skal være den samme, beregnes nemlig på ulike måter av ulike kraftleverandører, jf. Pöyry (2011). Det er derfor et tilsvarende behov for å standardisere måten kraftprisen beregnes på som standardisering av tariffstrukturen. Dersom det velges en funksjonalitet der Elhub utarbeider avregningsunderlag, kan det vurderes om dette skal omfatte både nett og kraft. En slik løsning vil i så fall øke sluttbrukers nytte ved at Elhub sikrer en enhetlig beregning.

For ÉR isolert sett, har det liten betydning hvilke funksjonalitet i Elhub som velges. For begge løsningene vil måledata bli distribuert fra nettselskap til kraftleverandør på en effektiv måte, samt at kraftleverandør enkelt kan hente ut avregningsunderlaget for nett (inkl. avgift) fra Elhub. En mulig ulempe for innføringen av ÉR er at etablering av en Elhub med funksjonalitet for å utarbeide avregningsunderlag vil kreve et større utviklingsprosjekt og at implementeringstiden dermed er lengre. Dersom beslutningen om ønsket design tas i tilstrekkelig tid, skal ikke dette være et problem. I følge Statnett vil Elhub være i drift i tide før ÉR er operasjonalisert – uavhengig av funksjonalitetsvalg.

11 VURDERING AV LEVERINGSPLIKTANSVARET

En overordnet målsetting med deregulering og etableringen av energiloven var så langt som mulig å konkurranseutsette elektrisitetsforsyningen for å utnytte de gevinster som ligger i en markedsorientert organisering av virksomheten. Som følge av dette er produksjon og omsetning av kraft konkurranseutsatt, mens nettvirksomheten reguleres som monopolvirksomhet. Et unntak til hovedregelen er når kunder ikke har inngått en kraftavtale med en kraftleverandør. I slike tilfeller er det lokale nettselskapet (område-konsesjonæren) pliktig til levere kraft til kunden. På et generelt grunnlag kan det hevdes at den fulle gevinsten ved å konkurranseutsette en virksomhet blir "forhindret" ved at de monopolbaserte nettselskapene i noen tilfeller pålegges å overta kraftomsetningsposisjon som i utgangspunktet er gitt kraftleverandørene. Nedenfor diskuteres ulike løsninger for leveringsplikt.

11.1 MULIG ENDRING AV DAGENS ORDNING FOR LEVERINGSPLIKT

I dag ligger leveringspliktansvaret ovenfor sluttbrukere uten en ordinær avtale om kraft-leveranse hos nettselskapene. Hovedårsaken til at enkelte sluttbrukere ikke har inngått en kraftavtale er vanligvis flytting, men det kan også være som følge av dårlig betalingsevne. Leveringspliktansvaret kan også omfatte sluttbrukere som tidligere har vært kunder hos en kraftleverandør som ikke lenger er operativ grunnet innstilling av kraftleveranse eller konkurs, men dette er ikke like vanlig som de to årsakene nevnt ovenfor.

Det følger av den lovbestemte leveringsplikten at nettselskapene er pliktige å levere kraft til sluttbrukere som ikke har avtale med en ordinær kraftleverandør, uavhengig av årsaken til at kunden ikke har en kraftavtale. I utgangspunktet er dette tenkt som en midlertidig ordning inntil sluttbrukeren får inngått en avtale med ønsket kraftleverandør. Utfordringen med dagens modell er at et betydelig antall sluttbrukere blir værende på leveringsplikt over tid. En viktig årsak er trolig at sluttbrukerne, på tross av at nettselskapene er pliktige til å informere kunden om mulighetene, ikke forstår forskjellen på en avtale om kraft-leveranse fra en kraftleverandør og en leveringspliktavtale.

Ved innføring av en leverandørsentrisk modell, har det blitt hevdet av flere at det er naturlig å la kraftleverandørene overta leveringspliktansvaret. Eksempelvis hevder Energi Norge i sitt posisjonsnotat for fremtidig markedsmodell for sluttbrukermarkedet (Energi Norge, 2014) at ordningen bør endres slik at all fremtidig kraftomsetning, også i de tilfeller kunden ikke aktivt har valgt en kraftleverandør, skal skje i regi av kraftleverandører. I følge ESK-utredningen (Statnett, 2012), mener også Statnett at det ved innføring av ÉR vil bli uhensiktsmessig at leveringsplikt skal være kraftleverandørs ansvar. Bakgrunnen for dette er at det vil være mest effektivt å la kraftleverandør ta ansvar for alle kunder i et marked der kraftleverandør er primær kundekontakt og ansvarlig for fakturering. NordREG på sin side, har valgt å ikke komme med en anbefaling knyttet til håndtering av kunder på leveringsplikt.

En endring av dagens leveringspliktordning ble også anbefalt av Pöyry i en rapport utarbeidet for NVE i 2010 (Pöyry, 2010). I henhold til denne rapporten vurderes ikke ulempene ved at netteier utfører leveringsplikten som større enn ulempene som ville oppstått ved at en kraftleverandør overtar ansvaret. Dette støttes også fra erfaringer i Sverige som viser at det å overlate ansvaret til kraftleverandør, kan gi et høyt antall på leveringsplikt. I følge Pöyry, var anslagsvis 30-40 prosent av de svenske kundene på såkalte ”Tills vidare”-avtaler der kraftleverandørene har høye marginer i 2010. De høye

marginene gir ikke kraftleverandørene insentiver til å oppfordre kundene til å bytte til en mer gunstig kraftavtale, noe som kan være en indikator på at dagens utfordringer kan vedvare dersom ordning kun flyttes fra nettselskap til kraftleverandør.

Pöyry anbefalte at det istedenfor ble innført en kombinasjonsmodell der kunder med god betalingsevne blir auksjonert bort i markedet, mens sårbare kunder med lav betalingsevne forblir på leveringsplikt hos nettselskapet. Bakgrunnen for at det ble foreslått at kunder med lav betalingsevne, eller -vilje, fremdeles burde håndteres av nettselskapet er at nettselskapet har fysiske og økonomiske muligheter som kraftleverandør ikke har. Nettselskapet har for eksempel mulighet til å stenge/strupe krafttilførselen og de får dekket kostnaden ved dårlige betalere gjennom inntektsrammen.

Maksimal effekt av at kraftleverandør overtar ansvaret for fakturering og er primærkontakt oppnås imidlertid først dersom dette gjelder alle kundene. Dersom kunder med dårlig betalingsevne skal inkluderes i porteføljene som auksjoneres bort, burde disse enten kunne sies opp av kraftleverandør etter vanlige vilkår eller kraftleverandør bør ha samme rett til å kreve stenging/struping som nettselskapet. Kostnaden ved håndtering av dårlige betalere vil i så fall måtte prises inn i kraftleverandørenes bud i auksjonene.

Videre ble det foreslått at det burde forskriftsfestes at kunder som flytter skal beholde sin kraftleverandør, med mindre kunden eller kraftleverandøren gir beskjed om noe annet. I den grad kraftleverandøren tilbyr kraftleveransen i området kunden flytter til, vil da kunden beholde eksisterende kraftleverandør. NVE har imidlertid sendt ut et høringsforslag[26] der det foreslås at kontrakter skal kunne ha utskiftbare målepunkt, slik at en kunde som flytter kan ta med seg eksisterende kontrakt dersom kraftleverandøren tilbyr leveranse i det nye området. Dette vil sannsynligvis redusere antallet nye kunder på leveringsplikt betydelig.

En mulig løsning er altså at kundene på leveringsplikt med jevne mellomrom auksjoneres bort. Nedenfor vil vi belyse potensiell fortjeneste for kraftleverandørene, samt diskutere nyttevirkninger for ulike aktører ved en slik ordning. Vi tar ikke stilling om det vil være mest hensiktsmessig om kunder med lav betalingsevne inkluderes eller holdes utenfor auksjonsordningen, men antar i videre diskusjon at alle kunder på leveringsplikt inkluderes i auksjonsordningen.

11.2 POTENSIELL ØKONOMISK FORTJENESTE FOR KRAFTLEVERANDØR

Det er knyttet noe høyere administrative kostnader til kundene på leveringsplikt enn til andre kunder. I hovedsak skyldes dette større grad av oppfølging, blant annet som følge av at kunden skal holdes informert om at de er på leveringsplikt og informeres om andre muligheter, men det kan også skyldes behov for stenging m.m. Det er imidlertid vanskelig å se at disse kostnadene vil bli vesentlig lavere dersom kraftleverandør overtar disse kundene. Det forventes likevel at kundeoppfølging vil kunne gjøres noe mer effektivt av en kraftleverandør som i større grad må ha gode rutiner for kundeoppfølging. Kraftleverandør vil i tillegg ha en stordriftsfordel knyttet til fakturering sammenlignet med nettselskapet, og det forventes derfor at kraftleverandør vil ha en lavere totalkostnad knyttet til disse kundene enn nettselskapet.

Kraftleveranse på leveringsplikt blir priset høyere enn markedsprisen. Dette er både fordi det er knyttet noe høyere administrativ kostnad til disse kundene, men også for å gi kundene insentiver om å inngå en avtale med en ordinær kraftleverandør. Den høyere

[26] Høringsdokument 1 2014

administrative kostnaden, samt at risikoen for å ta over kunder med dårlig betalingsevne vil prises inn, vil trolig medføre at også kraftleverandørene vil tilby en høyere pris for disse kundene enn for ordinære kunder. Likevel vil auksjonsprosessen kunne medføre lavere priser enn prisen nettselskapet tar i dag da kraftleverandør verdsetter å få disse kundene, som trolig er svært stabile kunder, i sin kundeportefølje.

Nedenfor belyser vi det økonomiske potensialet for kraftleverandørene ved å overta kunder på leveringsplikt. Beregningen er basert på nettselskapenes totale fortjeneste på leveringsplikt i 2013. Det er antatt at andelen kunder på leveringsplikt fordeler seg likt mellom alle selskaper, noe som betyr at kraftleverandører med høy kraftomsetning får flere kunder på leveringsplikt enn små selskaper. Anslaget må anses som et maksimalt anslag, da kraftleverandør trolig vil ta en lavere pris enn nettselskapet. Samtidig vil kostnaden for kraftleverandør sannsynligvis bli noe lavere, noe som vil bidra til å motvirke effekten av lavere pris. Like fullt antas det at kraftleverandørene vil ha lavere fortjeneste ved å delta i auksjonsordningen enn vist i Tabell 11.1.

Tabell 11.1 Gjennomsnittlig fortjeneste fra leveringsplikt – maksimalt anslag

	Gjennomsnittlig fortjeneste per kraftleverandør	Total fortjeneste
Fullt integrert - Stor	2 780 490	63 951 268
Fullt integrert - Liten	281 383	4 220 750
Delvis integrert	2 612 211	20 897 692
Heleid kommune - Stor	366 032	3 660 318
Heleid kommune - Liten	120 829	1 812 441
Ikke integrert - Stor	540 963	9 737 332
Ikke integrert - Liten	84 193	2 273 199
Totalt		**106 553 000**

Kilde: Pöyry

11.3 NETTONYTTE VED Å AUKSJONERE LEVERINGSPLIKT

En mulig løsning er altså at leveringspliktig leveranse med jevne mellomrom auksjoneres bort. Auksjonsordningen vil være frivillig, og alle kraftleverandører har dermed lik teoretisk mulighet til å konkurrere om kundene på leveringsplikt.

En frivillig auksjonsordning vil på generelt basis bidra til en effektivisering av marked ved at omsetningsvirksomhet flyttes fra de monopolbaserte nettselskapene til de konkurranse-utsatte kraftleverandørene som i utgangspunktet er ansvarlige for kraftomsetningen. Ved å innføre en auksjonsordning for kunder på leveringsplikt i en situasjon med ÉR, vil man dessuten i større grad få realisert nyttegevinsten ved at kraftleverandør er ansvarlig for felles fakturering av kraftleveranser og nettleie, samt har rollen som primærkontakt ovenfor kunden.

I henhold til data innrapportert til NVE, har nettselskapene en viss fortjeneste ved å besitte leveringspliktansvaret. Siden inntektene fra leveringsplikten inkluderes innenfor inntekts-rammen, vil et overskudd som følge av leveringsplikt medføre redusert inntektsramme. Da inntektsrammen reduseres i forhold til overskuddet, vil ikke nettselskapene på sikt ha en fortjeneste på leveringspliktig kraftleveranse. Nettselskapet har således ingen nettonytte ved å ha leveringspliktansvaret, og en auksjonering av kundene vil derfor ikke ha en nettoeffekt for nettselskapene.

Kraftleverandører som ønsker å delta i auksjonsmarkedet for leveringsplikt vil få en nyttegevinst ved å få flere kunder, spesielt siden dette trolig er lite aktive kunder som dermed vil forbli en kunde over lengre tid. I tillegg vil kraftleverandøren trolig sitte igjen med en høyere fortjeneste for disse kundene enn for andre kunder. Risikoen for kraft-leverandør ved denne ordningen er lav da auksjonsordningen er frivillig. Dette betyr at med mindre kraftleverandøren vurderer nytten ved å delta som høyere enn kostnaden/ risikoen, vil ikke kraftleverandøren velge å legge inn et bud i auksjonsmarkedet.

Dagens ordning for leveringsplikt innebærer at prisen på leveringsplikt blir satt høyt for å gi kundene insentiv til å skaffe seg en ordinær kraftleverandør. Videre kan det hevdes at kunder som ikke forstår betydningen av leveringsplikt eller som har lav betalingsevne, vil være med på å subsidiere overføringstariffen til de øvrige kundene i områder hvor leveringsplikten går med overskudd. Ved at kundene auksjoneres bort til kraftleverandør vil prisen for leveringsplikt sannsynligvis settes lavere, noe som er en nyttegevinst for de aktuelle kundene. I tillegg er det også, per i dag, kjente tilfeller der kunder på leveringsplikt hos nettselskap med en integrert kraftleverandør overføres til en relativt dyr kraftavtale hos den integrerte kraftleverandøren uten at kunden forstår dette. Årsaken kan både være dårlig informasjon fra nettselskapet/kraftleverandøren, men også manglende forståelse/ interesse fra kundens side. Ved en auksjonsordning vil ulempen ved at integrerte kraft-leverandører overfører kunder til "dårlige" kontrakter forhindres.

12 SAMLET VURDERING AV INNFØRING AV ÉR

I dette kapittelet oppsummeres alle nytte- og kostnadselementene som følge av Én regning. Effektene avhenger av valget mellom de to kredittidene M+25 og M+45. Videre diskuteres det om enkelte aktører kommer dårligere ut enn andre, også innenfor hver type aktør. Til slutt presenteres den estimerte nettonytten som følge av ÉR per aktør.

12.1 OPPSUMMERING AV NYTTE- OG KOSTNADSELEMENTENE

Nedenfor vises en oppsummering av alle nytte- og kostnadselementene.

Tabell 12.1 Oppsummering av nytte- og kostnadselementene

	Aktør	Effekt (mill. NOK)
Finansiell virkning: Avkastning (M+25/M+45)	Kraftleverandør	**46.8 / 151.2**
Finansiell virkning: Rentekostnad (kun ved M+45)	Nettselskap	**90.9**
Finansiell virkning: Forbedret likviditet (kun ved M+45)	Kraftleverandør	**+**
Finansiell virkning: Redusert EK andel	Kraftleverandør	**-**
Endret oppgavefordeling: Økt kundehenvendelse	Kraftleverandør	**-1.3**
Endret oppgavefordeling: Redusert kundehenvendelse	Nettselskap	**1.3**
Endret oppgavefordeling: Redusert oppgaver flytting/leverandørskift	Nettselskap	**+**
Konkurransevirkning: Redusert inntektsramme	Nettselskap	**-1.3**
Konkurransevirkning: Redusert nett-tariff	Sluttbruker	**1.3**
Konkurransevirkning: Lavere prispåslag pga. flere leverandørbytter	Sluttbruker	**1.8**
Konkurransevirkning: Lavere prispåslag pga. flere leverandørbytter	Kraftleverandør	**-1.8**
Konkurransevirkning: Flere leverandørbytter til gunstigere avtaler	Sluttbruker	**37.5**
Konkurransevirkning: Flere leverandørbytter til gunstigere avtaler	Kraftleverandør	**-37.5**
Konkurransevirkning: Redusert forbruk	Sluttbruker	**+**
Konkurransevirkning: Redusert forbruk	Kraftleverandør	**-**
Informasjon/kundevennlighet: Tidsbesparelse	Sluttbruker	**+**
Informasjon/kundevennlighet: Bedre informasjon og økt brukerstyring	Sluttbruker	**+++**
Informasjon/kundevennlighet: Økt kundevennlighet	Sluttbruker	**++**
Risiko: Estimert risikokostnad ved manglende betaling fra sluttbruker	Kraftleverandør	**-3**
Risiko: Ulempe ved forsinket betaling	Kraftleverandør	**-**
Risiko: Nytte ved å unngå utestående betaling fra sluttbruker	Nettselskap	**3**
Risiko: Nytte ved å slippe løpende forsinket betaling og purrekostnad	Nettselskap	**++**
Risiko: Estimert risikokostnad ved konkurs	Nettselskap	**-0.1**
Nordisk harmonisering: Fjernet etableringshinder, større marked, skalafordel	Kraftleverandør	**++++**
Nordisk harmonisering: Skjerpet konkurranse, lavere pris, innovasjon	Sluttbruker	**++**
Nordisk harmonisering: Skjerpet konkurranse, lavere pris, små aktører	Kraftleverandør	**- -**

Kilde: Pöyry

12.2 BESKRIVELSE AV FORDELINGSVIRKNINGER

Alle kraftleverandører vil få økte arbeidsoppgaver sammenlignet med i dag. For kraftleverandører som er integrert med et nettselskap, vil denne effekten være en intern fordeling mellom selskaper innen samme konsern. Økningen i kraftleverandørens arbeidsoppgaver gir en tilsvarende reduksjonen hos nettselskapet. Nettselskapets reduksjon vil imidlertid trolig slå ut i redusert inntektsramme slik at endringen ikke vil gi en nettoeffekt for nettselskapet. Dersom inntektsrammen reduseres vil nett-tariffen reduseres, noe som betyr lavere nettleie for sluttbruker.

Alle kraftleverandører vil få en avkastning som følge av et positivt avvik mellom sluttbrukers forfallsdato ovenfor kraftleverandør og kraftleverandørs forfall ovenfor nettselskapet. I en situasjon med M+45 vil nettselskapet påføres en rentekostnad som følge av at det vil være en overlappende periode der betalingen fra to månedlige fakturaer er utestående. For nettselskap som er integrert med en kraftleverandør vil dette være en intern omfordelingseffekt.

Kraftleverandør påføres en risikokostnad som følge av manglende betaling fra sluttbruker, mens nettselskap påføres en tilsvarende besparelse. Nettselskapets besparelse ved å unngå utestående betaling fra kunden er høyere enn risikokostnaden knyttet til konkurs av en kraftleverandør.

Dersom ÉR medfører økt konkurranse kan dette medføre lavere fortjeneste for kraftleverandør, noe som i så fall vil speile en besparelse for sluttbrukerne. Sluttbrukere som per i dag ikke bytter til en annen kraftleverandør for å unngå å motta to fakturaer, vil etter innføring av ÉR trolig bytte kraftavtale i større grad enn i dag. Som følge av dette vil integrerte kraftleverandører sannsynligvis komme dårligere ut enn i dag da fordelen ved å kunne tilby samfakturering følgelig bortfaller.

12.3 NETTONYTTE SOM FØLGE AV ÉN REGNING

Nettonytten for hver aktør ved en kredittid fra nettselskapet til kraftleverandør på M+25 er vist i Tabell 12.2. Både kraftleverandør, nettselskap og sluttbruker har en positiv nettonytte som følge av at det innføres Én regning i sluttbrukermarkedet for kraft. Total kvantifisert nettonytte er 46,7 mill. NOK, i tillegg til at det er overvekt av positiv ikke-kvantifisert nytte. Innføringen av ÉR med en kredittid på M+25 har størst effekt for sluttbruker, som har en estimert kvantitativ nettonytte på 40,6 mill. NOK. Et viktig poeng i denne sammenheng er at beregningen er basert på antagelser både for avkastning, endring i arbeidsoppgaver, risikofordeling og konkurransepåvirkning. Den beregnede nettonytten er altså et estimat, og det må tas hensyn til forutsetningene ved bruk av resultatet.

Tabell 12.2 Nettonytte ved M+25, mill. NOK

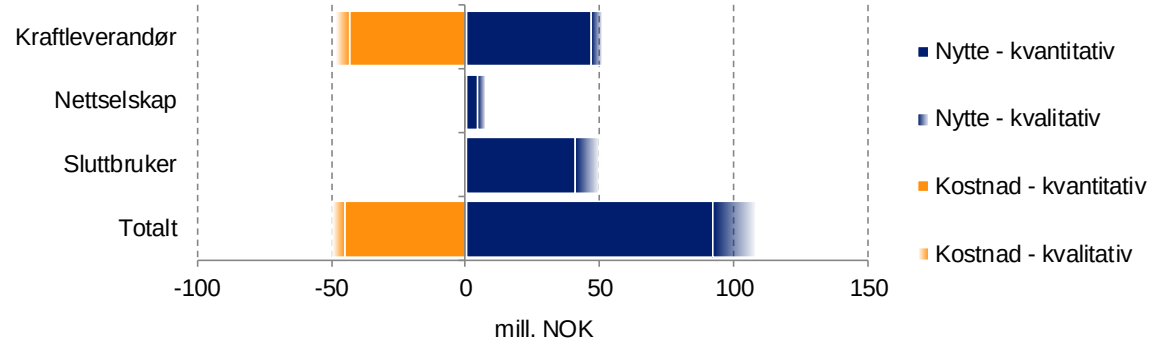
	Nytte Kvantitativ	Nytte Kvalitativ	Kostnad Kvantitativ	Kostnad Kvalitativ	Nettonytte	
Kraftleverandør	46,8	+ x 4	-43,6	- x 5	**3,2**	**- x 1**
Nettselskap	4,3	+ x 3	-1,4		**2,9**	**+ x 3**
Sluttbruker	40,6	+ x 9			**40,6**	**+ x 9**
Totalt	**91,7**	**+ x 16**	**-45,0**	**- x 5**	**46,7**	**+ x 11**

Kilde: Pöyry

Figur 12.1 viser en illustrasjon av nytte- og kostnadsvirkningene ved innføring av ÉR med en kredittid på M+25. For illustrativt formål er de ikke-kvantifiserbare effektene i figuren nedenfor gitt en kvantitativ effekt der en pluss tilsvarer 1 mill. NOK og en minus tilsvarer -1

mill. NOK. Kvantifiseringen av de ikke-kvantitative effektene er ikke realistiske verdier da disse naturligvis ikke lar seg kvantifisere.

Figur 12.1 Illustrasjon av nytte- og kostnadsvirkningene ved ÉR M+25



Kilde: Pöyry

Nettonytten for hver aktør ved en kredittid fra nettselskapet til kraftleverandør på M+45 er vist i Tabell 12.3. Kraftleverandør har betydelig høyere nettonytte i en situasjon med M+45 enn ved M+25 som følge av at de får en avkastningsgevinst i 29 dager istedenfor i 9 dager, som er tilfellet ved M+25. Samtidig påføres nettselskapene en ulempe da betalingen fra forrige måneds nettleie uteblir i 20 dager inn i neste fakturaperiode, noe som betyr at nettselskapene påføres en rentekostnad de ikke påføres hverken i dagens situasjon eller dersom ÉR innføres med en kredittid på M+25. Som et resultat er nettselskapenes nettonytte -88 mill. NOK ved en kredittid på M+45. Sluttbruker har tilsvarende nettonytte som ved M+25.

Total kvantifisert nettonytte ved M+45 er 60,2 mill. NOK, og størst kvantifisert effekt er det for kraftleverandør, som har en estimert kvantitativ nettonytte på 107,6 mill. NOK. Også i dette tilfellet er det overvekt av positive ikke-kvantifiserte nyttevirkninger, og det er én ytterligere ikke-kvantifiserbar nyttevirkning sammenlignet med en kredittid på 25 dager som følge av at kraftleverandør får bedret likviditet.

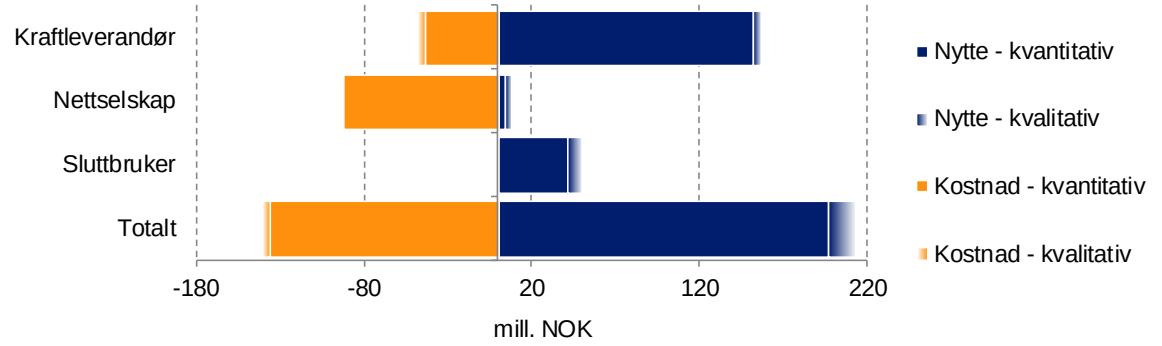
Tabell 12.3 Nettonytte ved M+45, mill. NOK

	Nytte Kvantitativ	Nytte Kvalitativ	Kostnad Kvantitativ	Kostnad Kvalitativ	Nettonytte	
Kraftleverandør	151,2	+ x 5	-43,6	- x 5	**107,6**	
Nettselskap	4,3	+ x 3	-92,3		**-88,0**	**+ x 3**
Sluttbruker	40,6	+ x 9			**40,6**	**+ x 9**
Totalt	**196,1**	**+ x 17**	**-135,9**	**- x 5**	**60,2**	**+ x 12**

Kilde: Pöyry

Figur 12.2 viser en illustrasjon av nytte- og kostnadsvirkningene ved innføring av ÉR med en kredittid på M+45.

Figur 12.2 Illustrasjon av nytte- og kostnadsvirkningene ved ÉR M+45



Kilde: Pöyry

REFERANSER

EPRI (2009), Assessment of Achievable Potential from Energy Efficiency and Demand Response Programs in the U.S. (2010-2030), 1016987, Technical Report January 2009

Energi Norge (2014), Fremtidig markedsmodell for sluttbrukermarkedet, Posisjonsnotat versjon 06-14

EuroGas (2011), Statistical Report 2011, Published in December 2011

Lewis, P.E., Bogacka, A., Dramacque, C., Grigoriou, R., Xu, S. (2014), Assessing the Potential of Energy Consumption Feedback in Norway

Lewis, P.E., Dromacque, C., Brennan, S., Strömbäck, J., Kennedy, D. (2012), Energy Efficiency through Information and Communication Technology — Best Practice Examples and Guidance, VaasaETT Global Energy Think Tank

Lewis, P.E. (2011), Consideration of alternative billing regimes for the Common Nordic End-User Market, VaasaETT Global Energy Think Tank

NordREG (2011), Billing in the common Nordic end-user market – Evaluation of responses from the public consultation

NordREG (2013), NordREG recommendations on implementing combined billing

NVE (2013), Husholdningskunders tilpasning i kraftmarkedet, rapport nr. 80 2013

Pöyry (2014), Finansielle effekter av ER i sluttbrukermarkedet for elektrisitet, R-2014-001

Pöyry (2011), Analyse av priser og vilkår fra kraftleverandører i sluttbrukermarkedet, R-2011-057

Pöyry (2010), Evaluering av dagens ordning med leveringsplikt og vurdering av alternative modeller, R-2014-005

Statnett (2012), Effektivt sluttbrukermarked for kraft

Stromback, J., Dromacque, C. & Yassin, M. H. (2011), The potential of smart meter enabled programs to increase energy and systems efficiency: a mass pilot comparison, VasaaEtt Global Energy Think Tank

Vermont Energy Investment Corporation (2013), Individual and Community Engagement – Advancing program design to capture elusive energy savings, Efficiency Vermont | Vermont Energy Investment Corporation

Pöyry er et globalt konsulent- og engineeringselskap

Pöyry er et globalt konsulent- og engineeringselskap som har en visjon om å bidra til balansert, bærekraftig utvikling. Vi tilbyr våre oppdragsgivere integrert forretningsrådgivning, helhetlige løsninger for komplekse prosjekter og effektiv, beste praksis design og prosjektledelse. Vår ekspertise dekker områdene industri, energi, byutvikling & mobilitet og vann & miljø. Pöyry har 7 000 eksperter lokalisert i ca. 50 land.

Pöyrys forretningsrådgivere veileder kundene og hjelper dem å finne løsninger på komplekse forretningsutfordringer. Gjennom årene har vi bygget opp betydelig næringsspesifikk kunnskap, tankelederskap og ekspertise. Vi setter denne kunnskapen i arbeid på vegne av våre kunder, og bidrar med ny innsikt og nye løsninger på forretningsspesifikke utfordringer. Pöyry Management Consulting har omtrent 500 konsulenter i Europa, Nord-Amerika og det asiatiske stillehavsområdet.

Pöyry Management Consulting opererer i skjæringspunktet mellom marked, teknologi og politikk. Vi har bidratt til informert beslutningstaking for virksomheter, organisasjoner og offentlig sektor i mer enn 20 år. Vi tilbyr tre integrerte typer av tjenester og arbeidsmetoder: Markedsanalyse, Markedsdesign og Strategi- og forretningsrådgivning. Våre tre viktigste kompetanseområder er energi, samfunnsøkonomi og miljø og klima.

Pöyry Management Consulting (Norway) AS
Grensen 16
0159 Oslo
Postboks 706 Sentrum
0106 Oslo

Tlf: 45 40 50 00
Faks: 22 42 00 40
E-post: oslo.econ@poyry.com
www.poyry.no

Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no