



**RKOM: Evaluering av prøveordning
med unntak i NO1**

Utarbeidet for Statnett

THEMA Rapport 2017-18

Om prosjektet**Om rapporten**

Prosjektnummer:	STN-17-01	Rapportnavn:	RKOM: Evaluering av prøveordning med unntak i NO1
Prosjektnavn:	Prøveordning NO1	Rapportnummer:	2017-18
Oppdragsgiver:	Statnett	ISBN-nummer	978-82-8368-015-7
Prosjektleder:	Ingar Landet	Tilgjengelighet:	Offentlig
Prosjektdeltakere:	Anders Lund Eriksrud Berit Tennbakk Kristine Fiksen (KS)	Ferdigstilt:	28. juni 2017

Brief summary in English

In January and February 2017, the Norwegian TSO, Statnett, conducted a pilot project in price area NO1 where demand side providers to the Tertiary Reserves Options market (RKOM) and the Tertiary Reserve market (RK) were exempted from two requirements: Aggregation across stations in order to fulfil the minimum bid size was allowed, and the participants could simultaneously have interruptible load tariff contracts. The pilot was evaluated via interviews with relevant stakeholders. The evaluation of the pilot shows that the participants were generally happy with the scheme and that it provided a substantial increase in tertiary reserves in NO1. The evaluation also shows that there is room for improvements and that some issues should be addressed, for example in relation to verification of responses. Although the scheme should be developed further, it could already be implemented on a permanent basis. All in all, we therefore recommend that the scheme is continued.

Om THEMA Consulting Group

Øvre Vollgate 6
0158 Oslo, Norway
Foretaksnummer: NO 895 144 932
www.thema.no

THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybde-kunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivningserfaring, og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi, teknologi og juss.

Disclaimer

Hvis ikke beskrevet ellers, er informasjon og anbefalinger i denne rapporten basert på offentlig tilgjengelig informasjon. Visse uttalelser i rapporten kan være uttalelser om fremtidige forventninger og andre fremtidsrettede uttalelser som er basert på THEMA Consulting Group AS (THEMA) sitt nåværende syn, modellering og antagelser og involverer kjente og ukjente risikoer og usikkerheter som kan forårsake at faktiske resultater, ytelser eller hendelser kan avvike vesentlig fra de som er uttrykt eller antydning i slike uttalelser. Enhver handling som gjennomføres på bakgrunn av vår rapport foretas på eget ansvar. Kunden har rett til å benytte informasjonen i denne rapporten i sin virksomhet, i samsvar med forretningsvilkårene i vårt engasjementsbrev. Rapporten og/eller informasjon fra rapporten skal ikke benyttes for andre formål eller distribueres til andre uten skriftlig samtykke fra THEMA. THEMA påtar seg ikke ansvar for eventuelle tap for Kunden eller en tredjepart som følge av rapporten eller noe utkast til rapport, distribueres, reproduseres eller brukes i strid med bestemmelsene i vårt engasjementsbrev med Kunden. THEMA beholder opphavsrett og alle andre immaterielle rettigheter til ideer, konsepter, modeller, informasjon og "know-how" som er utviklet i forbindelse med vårt arbeid.

INNHold

1	BESKRIVELSE AV PRØVEORDNINGEN OG EVALUERINGEN AV DEN	3
1.1	Prøveordningen gir unntak i vilkårene for deltagelse i reservemarkeder	3
1.2	Prøveordningen er evaluert gjennom intervjuer med utvalgte aktører	3
2	PRØVEORDNINGEN HAR VÆRT VELLYKKET	4
2.1	Målet om økte reservevolumer i NO1 er oppnådd.....	4
2.2	Alle involverte melder om positive erfaringer i prøveperioden	4
2.3	Ytterligere potensialer finnes.....	6
3	BARRIERER FOR DELTAKELSE I PRØVEORDNINGEN.....	6
4	FORESLÅTTE ENDRINGER I ORDNINGEN.....	7
5	UAVKLARTE SPØRSMÅL.....	9
6	ANBEFALINGER	11

KORT SAMMENDRAG

I januar og februar 2017 gjennomførte Statnett en prøveordning der det ble gitt unntak for noen av vilkårene for deltagelse i Regulerkraftopsjonsmarkedet (RKOM) og Regulerkraftmarkedet (RK) i prisområde NO1. Hensikten med prøveordningen var å teste om tilbudet av fleksibilitet i NO1 kan øke ved å gi forbruk unntak fra noen av de kravene som stilles for deltagelse i RKOM i dag. Nærmere bestemt ble det gitt unntak fra kravet om at minstevolumet for deltagelse må tilbys i ett sentralnettspunkt, og at deltakerne ikke samtidig kan ha avtale om utkoblbar tariff (UKT). Prøveordningen er evaluert gjennom intervjuer med deltakere, Statnetts landssentral (Landssentralen), aktører som valgte å ikke delta, og ett berørt nettselskap.

Både Landssentralen og de to aktørene som valgte å delta er tilfredse med resultatet. Prøveordningen har gitt betydelig økte volumer i RKOM og RK til tross for relativt begrenset deltagelse. Prøveordningen har medført begrensede kostnader og ekstraarbeid, og har i tillegg gitt aktørene verdifull læring. Prøveordningen adresserte viktige barrierer for deltagelse i RKOM og aktørene har kommet med flere innspill til mulige forbedringer av ordningen. Det later til å være enighet om at betydelig større volumer kan stilles til rådighet dersom unntaksordningen gjøres permanent.

To selskap med svært ulike laster har deltatt i prøveordningen. Det ene selskapet har deltatt med elkjeler i sitt fjernvarmesystem og oppgir at det har vært lønnsomt for dem å delta. Det andre selskapet har aggregert mindre industrilaster, og har oppnådd verdifull læring om aggregatrollen. For begge deltakerne har begge unntakene i prøveordningen vært viktige. Begge deltakerne er positive til ordningen og ser muligheter for å tilby større volumer i en fremtidig ordning.

Buddata viser at deltakerne i prøveordningen stort sett ga bud i alle de aktuelle ukene, og at de bidro med en økning i det tilbudte volumet i RKOM i NO1 på 75 prosent i dagsegmentet. Budene i RK fra deltakerne i prøveordningen ligger på et nivå som er mellom budene fra produksjon og budene fra annet forbruk. På grunn av mild vinter ble deltakerne i prøveordningen kun aktivert i egne testaktiveringer.

Landssentralen er fornøyd med prøveordningen, særlig fordi den har bidratt til betydelig økte reservevolumer i NO1 der volumet er lavere enn ønsket. Økt tilgang til reserver i NO1 har gitt marginalt høyere importkapasitet. De har ikke opplevd noen driftsmessige utfordringer knyttet til gjennomføringen av ordningen. Behovet for aktivering i RK har imidlertid vært lavt. Sånn sett har prøveordningen ikke gitt betydelig læring for systemdriften. Landssentralen er positive til en videreføring og oppskalering av ordningen, men ønsker større volumer i høykvalitetsprodukter.

Prøveordningen stimulerte til RK-deltakelse fra aktører som er tilknyttet i lavere nettnivåer, noe som kan få konsekvenser for regional- og distribusjonsnettene. Nettselskapet vi intervjuet mener de bør bli varslet både når forbrukere i deres nett får tilslag i RKOM og når disse forbrukerne blir aktivert i RK. Deltakelse i RKOM/RK ses ikke som en konkurrent til UKT.

Vi har intervjuet fire aktører som ikke valgte å delta i prøveordningen. Det er ulike årsaker til at de ikke deltok. Noen aktører oppfyller ikke minimumskravet om 10 MW, selv om aggregering er tillatt. Andre aktører så ikke på deltagelse i reservemarkedene som økonomisk attraktivt med dagens priser. Den relativt grove ukesinndelingen av RKOM blir også nevnt som en mulig barriere.

Det er avdekket utfordringer når det gjelder måling og verifisering av respons. Evalueringen viste at det kunne være et behov for tettere dialog mellom forbrukskundene og aggregator med tanke på planlagt forbruk og hva som da var mulig å melde inn som bud i RKOM/RK. Aggregatoren har balanseansvar for sin portefølje av forbrukskunder, men aggregators balanse omfatter også forbrukere som ikke leverer fleksibilitet. For å unngå at Statnett betaler for respons som ikke leveres, kan det være behov for å etablere en baseline (forventet forbruk uten aktivering) for fleksibilitetsleverandørene og kriterier for hvordan respons skal dokumenteres til Statnett. Dette er spørsmål som bør utredes videre. Vi mener imidlertid spørsmålet kan avklares uten at det gjennomføres en ny prøveordning.

Basert på evalueringen anbefaler vi at ordningen videreføres. Etter vår vurdering har ikke prøveordningen avdekket klare hindringer for å gjøre unntakene i ordningen permanente. Dog bør det utformes klare krav knyttet til dokumentasjon og verifisering av respons. I tillegg bør det utarbeides informasjonsmateriell for potensielle deltakere som ikke har spesiell kunnskap om kraftmarkedet og det bør etableres varslingsrutiner i forhold til berørte nettselskap.

Siden erfaringene fra prøveordningen er begrenset til en mild vinter med lite reguleringsbehov, er det imidlertid forståelig om Statnett ønsker å gjennomføre en ny prøveperiode for å få erfaring fra mer krevende driftssituasjon før ordningen gjøres permanent.

Det er kommet forslag til endringer i ordningen fra både aktørene og fra Landssentralen. Forslagene gjelder finere tidsoppløsning, redusert minste budstørrelse og andre eller flere produktdefinisjoner. Slike endringer kan testes ut gjennom en ny prøveperiode eller innenfor en permanent ordning. Videre er det behov for en nærmere vurdering av samspillet mellom RKOM/RK, UKT og prissensitive bud i Elspot, noe vi mener også kan utvikles parallelt med en videreføring av ordningen.

1 BESKRIVELSE AV PRØVEORDNINGEN OG EVALUERINGEN AV DEN

1.1 Prøveordningen gir unntak i vilkårene for deltagelse i reservemarkeder

I januar og februar 2017 (uke 1 – 9) gjennomførte Statnett en prøveordning i prisområde NO1 der det ble gitt unntak for noen av vilkårene for deltagelse i RKOM¹ og RK². I den sammenheng ønsker Statnett en grundig evaluering av ordningen, basert på vurderingene og erfaringene til både deltakende og ikke-deltakende aktører, samt Statnetts erfaringer med unntaksordningen.

Statnett iverksatte prøveordningen for å stimulere til økte leveranser av RK-volumer fra forbruk i NO1, da dette er området i Norge med høyest forbruk og lavest tilgang på regulerbar produksjon. Formålet var å dels å øke det tilgjengelige reservevolumet denne vinteren, og dels å gi kunnskap som kan benyttes for å utvikle permanente ordninger.

Prøveordningen innebar at aktører i NO1 ble gitt mulighet til å søke om to unntak:

- Unntak fra minimumsvolum i ett sentralnettspunkt: Det ble gitt anledning til å aggregere last fra flere sentralnettspunkt og samle dem i en stasjonsgruppe. Aggregert last må fortsatt utgjøre 10 MW til sammen (minste budstørrelse).
- Unntak fra kravet om at deltagelse ikke kan kombineres med redusert tariff for fleksibelt forbruk (UKT): Deltakere med UKT kunne delta uten å si opp UKT-kontrakten.

Det var mulig å søke om ett eller begge unntakene. I tillegg ønsket Statnett å benytte seg av muligheten for geografisk oppkjøp av RKOM i større grad enn tidligere. Dette kunne medføre forskjeller i områdepris for RKOM, og eventuelt høyere priser, som kunne stimulere flere aktører til å delta i markedet der behovet er størst.

1.2 Prøveordningen er evaluert gjennom intervjuer med utvalgte aktører

Målet for evalueringen er å øke kunnskapen om hvordan Statnett kan få tilgang til mer fleksibilitet, og eventuelt hvilke barrierer som hindrer aktører i å tilby sin fleksibilitet. Det er behov for å analysere resultatene av virkemidlene i prøveordningen, og å forstå potensialet dersom ordningen hadde vært fast, og vart over en lengre tidsperiode. Videre ønsket Statnett en vurdering av om en permanent ordning kan øke tilgangen på reservevolum for oppregulering i NO1. Statnett ønsket også økt kunnskap om hvordan man kan få utnyttet forbrukerfleksibilitet mest mulig effektivt.

¹ Regulerkraftopsjonsmarkedet

² Regulerkraftmarkedet

Evalueringen baserer seg på intervjuer med fire ulike aktørgrupper; Deltakere, inviterte aktører som valgte å ikke delta, Statnetts Landssentral og ett berørt nettselskap, samt THEMA's erfaring med kraftmarkedene og forbrukerfleksibilitet.

Rapporten beskriver funnene fra intervjuene og diskuterer hvorvidt unntakene har adressert viktige barrierer for økt deltagelse i reservemarkeder fra forbrukssiden, og potensielle andre barrierer som kan adresseres.

2 PRØVEORDNINGEN HAR VÆRT VELLYKKET

2.1 Målet om økte reservevolumer i NO1 er oppnådd

Et av målene for prøveordningen var å teste om økte reservevolumer kunne realiseres dersom det ble gitt unntak fra minstekravet til last i ett punkt, og fra kravet om at lasten ikke kunne ha UKT-avtale. Prøveordningen har vist at reservevolumet økte, selv om aktørene fikk relativt kort tid til å forberede seg på deltagelse.

Mens prøveordningen pågikk økte volumet i RKOM-uke og RK i gjennomsnitt med over 60 MW. Dette må sies å være en betydelig økning fra det relativt lave volumet som til vanlig er tilgjengelig i NO1.

2.1.1 RKOM-uke: 75 prosent høyere volumer³

Det gjennomsnittlige tilbudet fra selskapene innenfor prøveordningen utgjorde 43 prosent av tilbudt volum i RKOM i NO1.⁴ Prøveordningen bidro dermed til at tilbudt volum i RKOM i NO1 økte med 75 prosent i snitt. Variasjonene i tilbudt volum var svært små fra uke til uke. RKOM-budene til tilbyderne innenfor prøveordningen var i stor grad konkurransedyktige, og utgjorde i snitt 42 prosent av akseptert volum.

I alle uker det var behov for RKOM-volumer, var prisen for RKOM B-produktet høyere i NO1 enn i resten av landet, unntatt i uke 8.⁵ Forøvrig var NO1-prisen i RKOM B og RKOM H den samme i alle uker.

2.1.2 RK: Bud mellom produksjon og annet forbruk

RK-budene til begge deltakerne i prøveordningen lå i hovedsak mellom budene fra produksjon og eksisterende deltakere fra forbrukssiden. I prøveperioden var det sjelden behov for å aktivere mer enn produksjonsvolumene, slik at deltakerne i prøveordningen ikke ble aktivert gjennom markedet.

2.2 Alle involverte melder om positive erfaringer i prøveperioden

Både deltagerne og Landssentralen melder om svært positive erfaringer fra prøveordningen, og alle er positive til en videreføring. Den ene deltakeren legger dels vekt på at det var enkelt for dem å delta, og at det var forbundet med små kostnader til oppstart og gjennomføring. I tillegg har de opplevd god lønnsomhet med de prisene som har vært i RKOM. Den andre deltakeren legger vekt på at de har opplevd en betydelig læringseffekt både for dem selv og deres underliggende kunder. Landssentralen viser først og fremst til økte reservevolumer og erfaring fra gjennomførte prøve-utkoblinger.

³ Det var ikke behov for RKOM-volum i nattsegmentet (klokken 00:00 til 05:00) i prøveperioden, så analysen gjelder kun dagsegmentet.

⁴Uke 1 og 2 er holdt utenfor beregningene, ettersom det ene selskapet ikke deltok før i uke 3.

⁵ Statnett etterspurte RKOM-volumer i alle uker utenom uke 4 og 5.

2.2.1 Lave kostnader ved deltakelse

Elkjeler i fjernvarmesystemet kan tilby nedregulering når de er i drift og det finnes ledig kapasitet på andre kjeler. Slik substitusjon forutsetter at alternative kjeler holdes varme som backup. I tillegg må elektrisitet være en kostnadseffektiv innsatsfaktor for at elkjelene skal være i drift i første omgang. Kostnaden ved å flytte produksjon til andre kjeler avhenger derfor av kostnadene ved alternative brenslere i forhold til el.

For et selskap med døgnkontinuerlig drift og erfaring fra kraftmarkedet er oppstartskostnader og kostnadene ved deltakelse begrensede. Fjernvarmeselskapet opplyser at oppstartskostnaden først og fremst var knyttet til innføring av nye rutiner for anmelding i reservemarkedene og driftsmessige rutiner for å holde kjeler varme og eventuelt flytte varmeproduksjon ved aktivering i RK.

Selv om prøveperioden har vært relativt kort og gjennomført i en mild vinter med lite behov for aktivering i RK, var deltakelsen i RKOM lønnsom.

For å delta i RKOM måtte industribedriftene som deltok gjennom aggregator installere noe nytt automatiseringsutstyr. Kostnaden forbundet med installasjonen av slikt utstyr er imidlertid ikke betydelig. Selskapet har allerede installert nødvendig teknisk utstyr som muliggjør deltakelse hos flere av sine kunder, og er svært positive til en eventuell videreføring av prøveordningen.

2.2.2 Nye reservevolumer har gitt nytte for systemdriften

Landssentralen har behov for et reservevolum i NO1 på rundt 200-300 MW. Når tilgangen på reserver er for liten, har man i mange tilfeller måttet redusere handelskapasiteten mot Sverige for å ha kapasitet til import av reserver til NO1. Økt tilgang til reserver gjennom prøveordningen har bedret situasjonen betraktelig, selv om volumene i prøveperioden ikke var store nok til å gi en betydelig økt handelskapasitet mot Sverige.

2.2.3 Aggregering fra flere punkter med små laster lite problematisk i NO1

Generelt kan det være en utfordring for systemdriften å ikke vite den nøyaktige plasseringen av aktiverte RK-bud. Aktivering av større volumer på ukjent sted kan gi uforutsette flytendringer og utfordringer med flaskehals. Da denne ordningen har omfattet forbruk i NO1 på vinteren, vil oppregulering (reduksjon av forbruk) generelt bidra til avlastning av flaskehals, og er altså ingen stor utfordring. I alle tilfelle gjør Landssentralen en individuell vurdering av alle RK-aktiveringer, og kan unngå utfordrende situasjoner med regulering fra ukjente lokasjoner.

Den samme situasjonen er ikke nødvendigvis gjeldende for andre geografiske områder, og det må vurderes konkret ved eventuelle geografiske utvidelser av ordningen.

2.2.4 Begrenset, men god dialog

Dialogen med søkere / deltagerne i forbindelse med oppstart av prøveordningen var begrenset og ble gjennomført med lite ekstraarbeid fra Landssentralens side. På grunn av lite behov for aktiveringer i RK gjennom den milde vinteren har det også vært begrenset med dialog med deltagerne underveis. Unntaket er kontrollerte prøveaktiveringer som ble gjennomført med begge deltagerne. I disse tilfellene ble bestillingen gjennomført på vanlig måte uten utfordringer i dialogen.

Deltakerne rapporterer at behovet for dialog med andre aktører har vært begrenset, men at dialogen har vært gjennomgående god. Alle avklaringer med Statnett har vært effektive, dialogen med balanseansvarlig er veletablert og det har ikke vært noe behov for dialog med lokalt nettselskap.

2.2.5 Verdifull læring

Aggregatorselskapet tilbød fleksibilitet fra tre industribedrifter på ulike steder i NO1. Alle bedriftene kunne tilby nedregulering av elkjeler med back-up-forsyning. Deltakelse i prøveordningen har blant annet gitt bedre forståelse av bedriftenes fleksibilitet. Selskapet høstet også betydelig læring knyttet til utprøving av nye løsninger for bedrifter med automatisk utkobling av last.

Det viste seg å være utfordrende å prognostisere forbruket til bedriftene, og aggregatorselskapet gir uttrykk for at de trenger mer erfaring med avveiningen mellom høyt RKOM-volum og risikoen for at man ikke kan levere i driftstimen.

I sum gir erfaringene fra prøveordningen grunnlag for å forbedre rutiner og avtaler med bedriftene.

2.2.6 Begge unntakene i vilkårene har vært avgjørende for tilgangen på reserver

Begge deltakerne benyttet begge unntakene fra vilkårene for deltagelse i RKOM – noe som tyder på at begge unntakene er viktige for å øke tilgangen på reserver. Fjernvarmeaktøren var tydelig på at redusert tariff for fleksibelt forbruk er en viktigere ordning enn deltagelse i RKOM, og at de derfor ikke ville ha deltatt uten dette unntaket. Aggregatoren mente på sin side det ikke ville være aktuelt å delta i RK uten RKOM-deltakelse.

2.3 Ytterligere potensialer finnes

Begge de deltakende aktørene og noen av de som valgte å ikke delta, oppgir at det finnes betydelige volumer ekstra fleksibilitet som kan hentes ut både i NO1 og i andre prisområder gjennom ordningen. Den deltakende aggregatoren mener det finnes et betydelig potensiale for ytterligere reservevolumer dersom de får bedre tid til å opplyse kunder om mulighetene ved deltagelse. Selskapet anslår at betydelig større volumer forbrukerfleksibilitet kan aktiveres i RKOM/RK i NO1 fra bedrifter med tilsvarende forbruk som bedriftene som deltok i prøveordningen. Andre (ikke-deltagende) aktører viser også til et betydelig potensiale på forbrukssiden. Potensialet anslås til minst det dobbelte av det volumet som har kommet inn gjennom prøveordningen.

Også fjernvarmeselskapet opplyser at de i en fremtidig ordning vil kunne tilby større volumer. Taket på 50 MW har vært en begrensning, særlig i enkelte uker. Samvariasjonen mellom Statnetts reservebehov og varmeetterspørselen kan imidlertid begrense volumet, siden begge i stor grad avhenger av temperaturvariasjoner.

En av aktørene som valgte å ikke delta viser til at planer om automatisert drift av energiforsyningen til fabrikkene, inkludert automatisering av topplastkjelene, vil gjøre det lettere å oppfylle kravene til deltagelse i RK. I en slik fremtid kan det være aktuelt å stille med 10 til 20 MW i RKOM og RK gitt at unntaket for tariff for fleksibelt forbruk fortsatt er gjeldende.

3 BARRIERER FOR DELTAKELSE I PRØVEORDNINGEN

Inviterte aktører som valgte å ikke søke på prøveordningen oppgir at det var andre vilkår enn de det ble gitt unntak fra, som hindret dem i å delta, for eksempel 10 MW minste budstørrelse, 15 minutters aktiveringstid og muligheten for straff ved kombinasjonen av prisavhengige bud i Elspot og samtidig deltagelse i RKOM. I tillegg var det enkelte som ikke mente det ville være lønnsomt å delta.

De oppgitte grunnene for ikke å delta var:

Elforbruket er fleksibelt, men kan ikke respondere raskt nok

En aktuell industribedrift oppgir at stabiliteten i produksjonsprosessen er kritisk. En stans vil føre til store produksjonstap. Bytte fra elkjel til alternativ energikilde innebærer mange manuelle operasjoner. Man kan derfor ikke oppfylle kravet om 15 minutters responstid i RK.

Ikke god nok lønnsomhet

Flere aktører vurderte prisene i reservemarkedene som for lave i forhold til kostnadene.

Det er kostnader knyttet til deltagelse. En aktør oppga for eksempel at hyppige endringer og bytte mellom kjeler trolig ville kreve økt bemanning. I tillegg vil det påløpe noen (begrensede) kostnader knyttet til budgivning og avregning.

Én mente at personalet i industri- og næringsbedrifter ikke lenger har god nok praktisk-teknisk kompetanse til å gjøre nødvendige tilpasninger, slik som å veksle mellom brenselkilder for å tilby fleksibilitet i elmarkedene.

Aktører som plasserer prisavhengige bud i Elspot risikerer å få straff i RKOM hvis de bli koblet ut via bud i Elspot. Denne kostnaden kan potensielt være høy.

Én respondent viste til at erfaring fra tidligere forsøk viste at lønnsomheten ble lav fordi nettselskapene tok betydelige beløp for tilrettelegging.

Manglende kompetanse på elmarkedet kan også utgjøre en inngangskostnad.

Lønnsomheten avhenger også av produksjonssituasjonen. En aktør mente at deltagelse i dag ville krevd en pris på 6-7000 NOK/MWh for å gi tilstrekkelig lønnsomhet.

En annen aktør mente kostandene ville være lavere ved deltagelse i markedene for primær- og sekundærreserver i større grad. Det kommer av at deltagelse i disse markedene gir mindre svingninger og utgjør mindre i form av energiforbruk enn deltagelse i RK.

For høyt minstevolum

Flere anga at minstevolumet for deltagelse var for høyt til at mer forbrukerfleksibilitet skal delta. En grunn til dette var at elkjelene de hadde, ble lite brukt.

En av fjernvarmeaktørene oppfylte ikke minstekravet til volum, selv med aggregering. Selskapet kunne ha deltatt dersom minstevolumet ble satt lavere. De fleste elkjelene har back-up, og det bygges ut alternativer for elkjelene uten back-up, noe som innebærer at elforbruket er relativt fleksibelt. De har også døgnbemanning på sin driftssentral. Samtidig opplyste de at elkjelene blir mindre brukt enn tidligere etter at det ble innført effekttariffer i deres nettområde. Tariffen er utformet slik at man blir «straffet» hele året for høyt effektuttak om vinteren. Det gjør det dyrere å kjøre elkjelene om vinteren og dermed blir fleksibiliteten mindre.

Risiko knyttet til ukesbud

Siden budene i RKOM gis for en uke av gangen, blir det det minste volumet som blir dimensjonerende. I industrianlegg utføres det gjerne ukentlige revisjoner der lasten kuttes. Det gir risiko for at man ikke kan levere hvis man blir aktivert under revisjonsperioden.

Forvaltningsselskap har ikke egnet kundeportefølje

Noen av forvaltningskundene er store nok til å delta individuelt innenfor dagens minstekrav.

En av forvalterne vi intervjuet kunne potensielt stille betydelige volumer til rådighet i andre prisområder, men hadde ikke kunder i NO1.

4 FORESLÅTTE ENDRINGER I ORDNINGEN

Intervjuene med ulike aktører ga flere innspill til andre mulige endringer i vilkårene som kan gi ytterligere volumer i RKOM og RK fra forbrukssiden.

Finere tidsoppløsning i RKOM

Dagens ordning med ukesmarked, kun differensiert mellom natt og dag, betyr at volumene som meldes inn må dimensjoneres etter den minste tilgjengelige lasten i løpet av uka (på hhv. nattes- og dagtid.) Siden mange forbrukstyper har planlagte driftsstanser hver uke og/eller last som varierer med for eksempel temperatursvingninger i løpet av uka, betyr det at de innmeldte volumene kan bli betydelig begrenset. Den kaldeste timen den neste uka (med relativ lang prognosehorisont fra innmeldingstidspunktet) blir dimensjonerende for hvor store volumer som kan være fleksible. Derfor kan en finere tidsoppløsning i RKOM (f.eks. dagmarked) gi mulighet for å totalt sett melde inn større volumer.

Oppdeling i mindre tidssegmenter vil særlig gi mulighet for økt deltakelse fra mindre industribedrifter. Mye småindustri har revisjon av anlegget én dag i uken, og kan derfor tape endel på at RKOM har ukesoppløsning. Videre har en del småindustri ikke bemanning på natten, slik at en finere inndeling innenfor døgnet også kan bidra til at mer småindustri kan delta i RKOM.

Opprettelse av (for eksempel) et dagmarked for RKOM vil ha en kostnad i form av økt administrasjon for Statnett, men kan også gi betydelig økte volumer på enkeltdager. Men dersom de økte volumene blir tilbudt på tidspunkter der det er mindre behov for reserver, er det ikke sikkert at finere tidsoppløsning vil gi økt verdi totalt sett. Det er et empirisk spørsmål i hvilken grad det er positiv korrelasjon mellom behovet for oppregulering og lasten.

Fjerning av straff i RKOM ved bruk av prisavhengige bud i Elspot

Spesielt kan dette gjøre det mer aktuelt for fjernvarmeselskaper å delta. I dag utnyttes ofte fleksibel varmeproduksjon til fleksibilitet i Elspotmarkedet gjennom prisavhengige bud. Dersom disse lastene samtidig meldes inn i RKOM (før Elspotklarering) og siden ikke er tilgjengelige fordi de ikke ble kjøpt i Elspot, gis det straff. Nivået på straffen avhenger av produktkategori i RKOM.

Dersom straffen står i et rimelig forhold til kostnadene knyttet til ikke-leveranse, er dette ikke et problem. Leverandørene må da vurdere om det likevel lønner seg å ta risikoen for at de vil få straff noen ganger dersom de leverer i begge markedene, eller om – og når – det er mest lønnsomt å levere fleksibiliteten i bare ett av de aktuelle markedene. Straffen bør altså ikke fjernes, men det kan være grunn til å vurdere om den er satt slik at den gir de riktige incentivene til aktuelle leverandører.

Redusert minste budstørrelse

En reduksjon av minste tillatte budstørrelse kan tillate at flere, mindre laster kan delta på egenhånd, eller øke fleksibiliteten til aggregatorer. Allerede i dag kan Statnett i enkelte tilfeller kreve at laster ned til 1 MW stiller fleksibilitet til rådighet. Minimumskravet for deltakelse i RKOM/RK er satt av hensynet til omfanget av manuelle operasjoner i systemdriften. Lavere budstørrelse vil også begrense utfordring med kjennskap til lokasjon av aggregerte bud og kan være et alternativ til aggregering over stasjonsgrupper.

Redusert minste budvolum kan også gjøre det enklere for små aktører å delta, selv om kompetansebehov for å delta i RKOM på egenhånd uansett begrenser deltagelse fra mange mindre laster. Mulighet til å legge inn mindre bud kan også gjøre det enklere for en aggregator å gruppere mindre laster med lignende alternativkostnader. Det er utfordringer knyttet til aggregering av små forbrukere, blant annet fordi ulike kunder ønsker ulike reservasjon- og aktiveringspriser.

En utvikling med lavere budstørrelse er i alle tilfelle avhengig av mindre arbeidskrevende arbeidsprosesser i systemdriften. Redusert minstebudstørrelse kan bli aktuelt kombinert med elektronisk bestilling av RK-aktivering. Teknologien for elektronisk bestilling av RK-aktivering (og på sikt kanskje også direkte aktivering av enkelte bud), som allerede brukes av mange leverandører, bør imidlertid tas bredere i bruk før dette vil være praktisk gjennomførbart.

Tilsvarende ordning i andre geografiske områder

Andre områder enn NO1 har også behov for økte reservevolumer, som for eksempel Stavangerområdet, Bergensområdet og Finnmark. Dette er mindre geografiske områder som befinner seg i Elspotområder med tilstrekkelige reservevolumer, og der det er mer lokale utfordringer. Skal man vurdere økte kjøp av reservevolumer i så små geografiske områder, må man imidlertid vurdere om det finnes tilstrekkelige potensielle leverandører til at man kan opprette et velfungerende marked. Det er neppe aktuelt å endre inndelingen av Elspotområder av hensyn til RK-markedet. Spørsmålet er om det kan finnes andre måter å dele inn RK-markedet på som gjør at lokal fleksibilitet kan utnyttes bedre.

Bud med lengre varighet

Landssentralen ytrer ønske om å åpne for bud med lengre varighet, for eksempel 24 timer, og færre begrensninger. Ingen av leverandørene har foreslått dette, men vi har heller ikke spurt om det i intervjuene. Det burde imidlertid ikke være noe i veien for at man, dersom ordningen videreføres, etter hvert tester ut markedspotensialet for ulike produktdefinisjoner.

Varsling om inn- og utkobling

Aktuelle, berørte nettselskap ønsker informasjon om laster i deres område som får tilslag i RKOM, og varsling om inn- og utkobling. Dette er ønskelig fordi store endringer i laster kan gi spenningsforstyrrelser i det lokale nettet, særlig hvis mange laster kobles ut eller inn samtidig.

Bedre informasjon

De ansatte i fjernvarmeselskapet har liten kompetanse på elmarkedene, noe som kan utgjøre en barriere for deltakelse. Det foreslås derfor at Statnett beskriver mulighetene og kravene i ordningen på en enkel måte som personer som ikke jobber mer elmarkedene forstår, ettersom det er mange små fjernvarmeselskaper i Norge som kan være aktuelle deltakere. Det vil ikke minst gjøre det lettere å vurdere om det er attraktivt å delta.

Bedre tid til forberedelser

Det tar tid å få overtalt nye leverandører til å stille fleksibilitet til rådighet for RKOM/RK, siden dette er et nytt konsept for mange aktører. Deltakelsen i RKOM krever en mer «aktiv» tilnærming til fleksibilitet enn deltakelse i UKT, blant annet pga. kortere responstid.

Fjerne kravet om balanseansvar

Kravet om at aggregator skal ha balanseansvar for de lastene som meldes inn oppgis som en begrensning, uten at det ble konkret foreslått å fjerne det.

5 UAVKLARTE SPØRSMÅL

5.1.1 Måling og verifisering av leveranser

Som nevnt over er Landssentralen godt fornøyd med prøveordningen. I ettertid har det vist seg at det ved den ene prøveaktiveringen ikke ble levert med full nedregulering, uten at Landssentralen registrerte dette. Dette gir grunn til bekymring.

Siden det har vært begrenset behov for aktiveringer i løpet av vinteren er det vanskelig for Landssentralen å vurdere kvaliteten på reservene som har vært meldt inn, og om unntakene fra de ordinære vilkårene ville gitt driftsmessige utfordringer. I tilfellene der deltagerne er blitt prøveaktivert har volumene vært så små (og til dels så spredt) at det ikke er mulig for Landssentralen å kvantifisere effekten av aktiveringene på frekvens og flyt i sentralnettet. Det har åpenbart heller ikke oppstått utfordringer som følge av reserver som allerede er utkoblet gjennom tariff for fleksibelt forbruk, og ukjent plassering av budene har ikke gitt utfordringer med lokale flaskehals.

Problemstillinger omkring måling og verifisering er drøftet i litteraturen om forbruksrespons og regulering av aggregatorrollen. I RK får forbrukerne betalt for å *reduere* sin last og derved avhjelpe utfordringer i balanseringen av kraftsystemet. De aggregerte leverandørenes last er imidlertid ikke direkte målt. En leverandør som har balanseansvar, er bundet av sin anmelding i spotmarkedene (Elspot og Elbas). Aktøren må ha timesmåling, og responsen kan avleses som forskjellen mellom anmeldingen i Elspot/Elbas og faktisk last i aktiveringsperioden. For å delta i dagens RKOM- og RK-marked er det krav om at tilbyder av fleksibilitet (aggregator) er balanseansvarlig eller har avtale med en balanseansvarlig aktør som representerer aggregator i markedet. Med denne modellen skjer avregning av ubalanser på ordinært vis.

Evalueringen viste at det likevel kunne være et behov for tettere dialog mellom forbrukskundene og aggregator med tanke på planlagt forbruk (baseline) og hva som da var mulig å melde inn som bud i RKOM/RK. Ifølge teorien er det flere måter å fastsette en baseline på. For eksempel kan den settes til antatt eller estimert last. Dette anslaget kan være basert på mer eller mindre sofistikerte metoder. Uansett bør det stilles krav om løpende måling av hver leverandør eller av aggregator, slik at man kan se om lasten er redusert sammenlignet med periodene før og etter aktivering. Man kan også forlange at aktørene selv skal melde inn sin planlagte last time for time.⁶

For at man skal kunne redusere lasten tilstrekkelig ved aktivering, må man ligge inne med minst det fleksible volumet i utgangspunktet. I det aktuelle tilfellet hadde leverandørene ikke i utgangspunktet en last som tilsvarte det tilbudte volumet, og kunne dermed ikke levere fullt ut. Siden de ikke var forpliktet til å anmelde sine forbruksplaner (baseline), visste ikke aggregator om dette. Landssentralen hadde heller ikke mulighet for å registrere hver enkelt leverandørs respons direkte, eller den aggregerte responsen for den saks skyld.

Selv om kunderesponsen måles, kan det hende at aktører legger seg inn med høyere last enn de ellers ville hatt for å kunne respondere på aktivering. I så fall kan det hevdes at leverandørene samtidig bidrar til problemet de er betalt for å løse: Uten deltakelse i RK ville de antagelig hatt lavere last, og ubalanseproblemet vill vært mindre. Fra USA finnes det eksempler på at aktører har blitt dømt for å manipulere markedet gjennom slik atferd.⁷

Før ordningen gjøres permanent, bør ansvaret for fastsettelse av baseline avklares, eventuelt hvilken metode som skal brukes, og hvilke krav til dokumentasjon som skal settes til aggregator. Eventuelt kan ulike løsninger på baseline- og verifiseringsproblemet testes ut i en ny prøveordningsperiode. Som et minimum bør det stilles krav om at aggregator dokumenterer baseline (prognose) og løpende last, inkludert respons ved aktivering.

5.1.2 Samspillet mellom deltakelse i RKOM/RK og UKT

Et spørsmål som ikke kan besvares med utgangspunkt i prøveordningen, er samspillet mellom UKT og RKOM/RK-bud. Vi vet ikke hva som er begrunnelsen for at kunder med UKT i utgangspunktet ikke skal kunne delta i RKOM-markedet, men formodentlig er tanken at de ikke skal kunne få betalt for samme fleksibilitet to ganger. Dersom en last er koblet ut under UKT, kan den ikke samtidig levere oppregulering i RK. Spørsmålet er da om det er en aktuell problemstilling, og eventuelt hvordan konfliktsituasjoner kan løses.

Det er altså to potensielle konfliktsituasjoner:

1. Aktivering av UKT innebærer at lasten blir koblet ut av nettmessige årsaker, og i så fall ikke er tilgjengelig i RK. Utkobling i henhold til UKT må bety at det ikke er tilstrekkelig nettkapasitet til å dekke forbruket i en del av nettet i en periode, noe som kan skyldes utfall av en linje, bortfall av produksjon eller generelt høy last (eller sammenfall av to eller tre faktorer). Men hvis det skyldes at lasten ligger bak en flaskehals i det lokale nettet eller innenfor NO1, er den kanskje uansett ikke nyttig i RK.
2. Aktivering i RK innebærer at lasten ikke samtidig kan kobles ut av nettmessige årsaker. Det berørte nettselskapet ga uttrykk for at det ikke var noe problem for deres nettplanlegging at forbruk på UKT-kontrakt ble koblet ut gjennom RK. Hvis den viktigste nytten av UKT-kontrakter er at nettselskapet kan planlegge nettutbygging med mindre kapasitet, er det viktigst at lasten er koblet ut når det er behov for det – hvorvidt det skyldes UKT eller

⁶ I Singapore må leverandørene anmelde sin last og hvor mye de kan redusere den ved aktivering. Hvis faktisk forbruk ikke stemmer overens med anmeldingen, får leverandørene en straff. Dette er så vidt vi forstår også den modellen som er brukt i Agder Energi Nett sin pilot for forbruksrespons (Brattle, 2015: International Review of Demand Response Mechanisms).

⁷ En baseball-arena i Baltimore slo f.eks. på flombelysningen midt på dagen – selv om det ikke skulle spilles kamp – for å kunne selge inn nedregulering etter at PJM hadde varslet om en stressituasjon med to timers varsel (Brattle, 2015).

aktivering i RK spiller mindre rolle. UKT-kontrakten er generelt oppfylt dersom lasten er koblet ut, uavhengig av om det skyldes driftsmessige forhold hos kunden eller pålegg gjennom UKT.

Tariff for fleksibelt forbruk og RK-bud benyttes altså i utgangspunktet til ulike formål – laster med tariff for fleksibelt forbruk kan kobles fra ved akutt eller forventet knapphet på overføringskapasitet, mens RK-bud i hovedsak brukes for frekvensregulering (men kan også brukes til spesialregulering for å avlaste flaskehalsen). I UKT er forpliktelsen knyttet til *absolutt last*, mens forpliktelsen i RK er *endring i lasten*. Den mulige utfordringen er altså at forbruk blir koblet ut pga. et utfall som gir akutt knapphet på overføringskapasitet, og at det samme forbruket er budt inn i RK og ønskes brukt til spesialregulering for å avhjelpe den samme flaskehalsen.

På generell basis kan vi ikke vurdere om dette er et problem, eller hvor omfattende problemet eventuelt er. På samme måte som når det gjelder kombinasjonen med prissensitive bud i Elspot, bør det gjøres en nærmere vurdering av dette. Dersom det er slik at samme fleksibilitet kan bidra til å løse flere problemer som ikke vanligvis oppstår samtidig, bør det vurderes hvordan dette kan løses mest mulig effektivt.

5.1.3 Mer krevende situasjoner i nettdriften kan gi andre erfaringer

Prøveordningen har vært gjennomført i en periode med lite behov for aktivering i RK, og med relativt små volumer involvert. Det kan derfor ikke utelukkes at andre utfordringer kan oppstå i en vinter med mer krevende driftsforhold, høyere last og større deltakende volumer. Det berørte nettselskapet er f.eks. bekymret for konsekvensene i det lokale nettet dersom store laster kobles inn samtidig uten forhåndsvarsling. Samspillet mellom RK, UKT og prissensitive bud i Elspot kan også være en utfordring i mer krevende situasjoner.

Alternativt kan man gjennomføre en prøveperiode til, der man også kan teste ut andre endringer, som f.eks. finere tidsoppløsning i RKOM og mindre budstørrelser. Slik testing kan imidlertid også gjennomføres innenfor en permanent ordning.

5.1.4 Informasjonsmateriell bør utvikles

I en neste periode, uavhengig av om det er en ny prøveperiode eller innenfor en permanent ordning, bør det utarbeides et mer utførlig informasjonsmateriale som gjør det lettere for aktører som ikke har inngående kjennskap til kraftmarkedet, å vurdere kostnader og nytte ved å delta.

Endelig bør Statnett vurdere å imøtekomme de berørte nettselskaperens behov for informasjon om omfanget av deltakelsen i sitt område, eventuelt lokalisering av leverandører, og for varsling når det er utsikter til (særlig) inn- og utkobling av store volumer.

5.1.5 En permanent ordning kan gi tilgang til betydelig forbruksfleksibilitet

Det rapporteres som nevnt om at betydelig større volumer kan være tilgjengelig. Man bør imidlertid være oppmerksom på at det ikke er sikkert at alle potensielle volumer vil bli budt inn i RKOM/RK, og at noen av dem kan være relativt dyre. Vi har f.eks. sett at endringer i nettariifene kan redusere fleksibiliteten. Straff for å ikke kunne levere og endringer i alternativkostnader kan også gi høyere kostnader.

6 ANBEFALINGER

Basert på erfaringene fra prøveordningen burde det ikke være noe til hinder for å gjøre unntakene i ordningen permanent i NO1. Ordningen har bidratt til økte reservevolumer og de aktørene som har deltatt mener det har vært lønnsomt. Både disse og andre aktører melder at de kan skaffe til veie enda større volumer framover. Utfordringer knyttet til verifisering av respons gir imidlertid grunn for bekymring og bør utredes nærmere.

Driftssentralen melder ikke om driftsproblemer knyttet til gjennomføringen av ordningen, og det har ikke oppstått problemer for berørte nettselskap. Imidlertid ble prøveordningen gjennomført i en mild vinter med lite behov for reserver, slik at det ikke kan utelukkes at større utfordringer kan oppstå i mer krevende driftssituasjoner og dersom det tilbudte volumet øker. Det kan tale for at man gjennomfører en ny prøveperiode før ordningen gjøres permanent.

I en videreføring av ordningen, uavhengig av om den gjøres permanent eller som en ny prøveperiode, anbefaler vi at

1. Det utarbeides informasjonsmateriell som forklarer ordningen også for aktører som ikke har tidligere erfaring med deltakelse i elmarkedet
2. Det etableres varslingsrutiner i forhold til berørte nettselskaper
3. Begge unntakene beholdes, samtidig som
 - a. Det utredes hvilke forutsetninger som skal til for å redusere minste budstørrelse og om disse er til stede
 - b. Det utredes om det kan oppstå konflikt mellom UKT og bud i RK og hvordan dette i så fall skal løses
4. Det settes krav til dokumentasjon, måling og verifikasjon av respons
5. Samspillet mellom prissensitive bud i Elspot og deltakelse i unntaksordningen vurderes nærmere for å få en mest mulig effektiv utnyttelse av fleksibiliteten totalt sett
6. Utrede nytten av og mulighetene for å benytte tilsvarende ordning i områder som ikke omfatter et helt prisområde

I tillegg bør man vurdere å gjennomføre prøveordninger med

1. Finere tidsopløsning
2. Andre eller flere produktdefinisjoner
3. Ulike krav knyttet til baseline og måling/verifisering av respons
4. Lavere minstekrav til budstørrelse

Disse endringene bør imidlertid kunne utvikles innenfor en permanent ordning.