

**Til:** Norges Vassdrags og Energidirektorat  
Postboks 5091, Majorstua  
0301 Oslo

Dato: 15.08.2015

**Fra:** Enfo AS (tidl. Enfo Energy AS)  
Postboks 374  
1326 Lysaker

*Elektronisk svar sendes til: [nve@nve.no](mailto:nve@nve.no), Referansenummer: 201502667*

## Hørings svar på NVEs «Konsept høring om ny utforming av nettleien»

Enfo AS støtter fornyingsarbeidet initiert av NVE både med tanke på utforming av fremtidig nettleie samt arbeidet med å finne mulige markedsløsninger for å få en riktigere prissetting av fleksibilitet som ressurs i kraftsystemet.

Basert på erfaringer er vi opptatt av at tariffene som innføres medfører forutsigbarhet og ikke baseres på løpende prissignaler som krever kontinuerlig og aktiv deltakelse fra kunde, således er en kjent tidsuavhengig effektprising å foretrekke.

### Innledning

Enfo AS er et heleid datterselskap i Agder Energi konsernet. Enfo har siden 2004 utviklet systemløsninger og forretningsmodeller for effektiv håndtering av fleksibilitet hos større sluttbrukere og småskala produksjonsanlegg for optimalisert drift av kraftsystemet. Selskapet har egen omsetningskonsesjon etter energiloven som aggregator og eget balanseansvar for anmelding av tilgjengelig fleksibilitet i Statnetts systemtjenestemarkeder.

Utviklede systemløsninger og applikasjoner for håndtering av fleksibilitet selges til energiselskaper i Norden slik at de kan utøve funksjon som aggregator. Systemløsningene gjør det mulig å realisere forretningsmodeller der energileverandører og aggregatorer i større grad kan utøve en rolle som tjenestetilbyder overfor sine slutt kunder. Eksisterende tjenestetilbud omfatter:

- Kraftleveranse
- Forvaltning
- Energoovervåkning
- Energi- og effektstyring
- Deltagelse i systemtjenestemarked
- Døgnkontinuerlig drift og overvåkning

Våre erfaringer er først og fremst rettet mot situasjonen for kundesegmenter som industri, næringsbygg, offentlig sektor og SMB. De fleste av disse kundene har allerede i dag effektbaserte nett tariff, men majoriteten mangler tilgjengelig teknologi for kontroll med effektuttaket. Samtidig er våre erfaringer at kompetanse, forståelse og interesse for effektproblematikk er begrenset.

Enfo AS foretar i dag flere installasjoner ukentlig for kontroll med effektledd og maksimalvokterfunksjonalitet for sine kunder. Dette er relativt kostnadseffektive løsninger for større energiforbrukere med kort tilbakebetalingstid. I denne prosess er vår erfaring av kundene har behov for teknisk infrastruktur og døgnkontinuerlige driftsløsninger. Kundene har ikke ønske, ressurser og kompetanse for gjennomføring av løpende tilpasninger.

Kundenes faktiske tilgjengelig fleksibilitet vil i de samme systemløsningen kunne tilrettelegges mot markedsløsninger for optimalisert nettdrift og reduksjon av investeringer i ny infrastruktur for nett og produksjon.

Industri og næring står for over 60% av forbruket av energi i Norge. Det er etter vår vurdering mest kostnadseffektivt å bygge ut fleksibilitet for disse segmentene først før man utvider dette til små forbrukere og husholdninger. Automasjonsløsninger som lar seg integrere i lønnsomme forretningsmodeller og som kan utnyttes av nettselskap og systemansvarlig er som sagt tilgjengelig for disse segmentene i dag. For husholdningssiden er dette etter våre erfaring fortsatt umodent samtidig som det er andre drivere enn økonomi som ligger til grunn for investeringsbeslutninger. Det er viktig å se disse sammenhengene opp mot ulike tidsdimensjoner for så å ta dette i betraktning når man utformer nye tariffen med de samfunnsmessige konsekvenser og kostnader dette vil ha.

Prissignaler for håndtering og regulering av effektuttak har vært diskutert av flere grupperinger. Våre erfaringer etter flere års arbeid på området, tilsier at prissignaler som tiltak vil ha svært begrenset og uforutsigbar innvirkning på kundens adferd og dermed effektuttak/tilgjengelige fleksibilitet. Jo mindre forbruk en kunde har, desto større prissvingninger kreves for å endre adferden og dermed øker også sjansen for å overdrive. Tilgjengelige tekniske løsninger og forretningsmodeller med aktive markeder vil etter vår mening gi langt bedre og mer forutsigbare premisser for optimalisert nettdrift og økt forsyningssikkerhet.

Etter NVEs vurdering er det i høringsnotatet tre modeller som er aktuelle for å fordele nettkostnader mtp effekt heller enn gjennom energileddet som idag.

1. Effektledd (kr/kW) basert på målt effektuttak
2. Effektledd (kr/A eller kW) basert på sikringsstørrelse
3. Effektledd basert på abonnert effekt
  - a. Med mulighet for overforbruk
  - b. Med bruk av bryterfunksjonalitet i AMS måler

Med tanke på enkelhet, kommuniserbarhet og det faktum at strømleverandørene etter hvert skal fakturere nettleien, er alternativ 1 det enkleste å gjennomføre på harmonisert basis. Slike tariffen vil indirekte fremme uavhengige markedsbaserte løsninger som bidrar til å redusere effekttoppene og dermed øke brukstiden.

Basert på erfaringer og nær dialog med flere kundesegmenter, så er vår anbefaling å gjøre disse tariffen så enkle som mulig for små kunder/husholdninger, alternativt avvente implementering til modenhet og tekniske løsninger for dette segmentet er bedre enn i dag. Andre kundegrupper har allerede i dag tariffen med effektledd som bør videreføres med muligheter for harmonisering.

Enfo AS har i flere år samarbeidet med større kunder om analyse og tilrettelegging av fleksibilitet for optimalisert nettdrift og forbedret forsyningssikkerhet. I dette arbeidet gjøres det omfattende analyser av kundenes tilgjengelige fleksibilitet. Ved å gå i nær dialog med kundene og granske deres prosesser er vi i stand til å identifisere et betydelig potensial av fleksibilitet med ulike egenskaper for markedsdeltagelse. Ved å legge gode rutiner og automatikk til grunn, kan Enfo disponere både lavprioritert forbruk og prioritert forbruk på kundens premisser til kraftsystemets beste. I enkelte sammenhenger vil det være aktuelt å kunne fysisk stoppe kundens produksjon av varer og tjenester basert på avtalt varighet, hyppighet og markedspris.

Betydelige fordeler kan oppnås med aggregering av mange energilaster og kunder der egenskapene ved en portefølje har langt flere anvendelsesmuligheter sett fra kraftsystemets perspektiv fordi de utfyller hverandre og kan ha egenskaper som dekker ulike netteieres behov gjennom konkrete forespørsler.

### Effekttariffer

Enfo støtter NVE's syn på at tariffene bør reflektere nettkostnader sett under ett (for hver konsesjonær) og at en orientering mot effektprising er fornuftig. I utgangspunktet er vi positive til effekttariffer som virkemiddel og at de bør reflektere nettkostnadene. Prissignaler for håndtering av flaskehals er komplisert, så her bør man heller bruke direkte styring med nominering via markedsløsning. Dette gir en helt annen forutsigbarhet hvilket prissignaler ikke gjør. Hvis adferd skal reflekteres inn i planleggingsmetodikken, kreves flere år med statistikk før man kan nyttiggjøre seg erfaringer i planleggingen. En slik tidskonstant bør unngås ved å heller utnytte ordninger med direkte styring der hvor man krever forutsigbarhet og sikkerhet i leveransene. Kort oppsummert er vårt syn som følger:

- Bør vente på AMS for små kunder
- Bør ikke fungere som prissignal for små kunder
- Bør fremme bruk av maksimalvokterfunksjonalitet noe som øker brukstiden.

### Fjerning av fleksibel tariff

NVE foreslår å fjerne ordningen med Flexibel tariff. Dette støttes, fordi en slik ordning er en ren omfordeling av kostnader hvor nettselskapet ikke ser den reelle kostnaden med å opprettholde denne reserven. Flexibel tariff representerer en ressurs hovedsakelig for Statnett men benyttes ikke i stor grad i dag. Samtidig dekker reduksjonen i sentralnetts tariffen bare en liten del av «rabatten» slik at TSO ser heller ikke den reelle kostnaden. Dette bidrar til at fleksibilitet i kraftsystemet i dag prises feil, og til dels ødelegger/blokkerer for en introduksjon av markedsbaserte løsninger.

Ved praktisering av tariff for fleksibelt forbruk har Statnett SF utarbeidet retningslinjer som fastsetter at energilaster under denne tariff ikke kan benyttes i ulike markeder for systemtjenester. Dette innebærer en allokering av fleksibilitet som ikke tjener kraftsystemet dynamisk og nedsetter de markedsmessige muligheter for samfunnsøptimal kostnadsbruk.

Noen nettselskaper argumenterer med samfunnsansvar ovenfor enkelt næringer, men hvis disse har en reell fleksibilitet, er det mer samfunnsøkonomisk riktig at denne fleksibiliteten genererer inntekter for kunden i reservemarkedene. Det bør derfor være mulig å fjerne ordningen uten noen overgangsperiode. Man kan heller tenke seg et investeringstilskudd fra DSO/TSO som en mulighet for disse kundene til å komme seg over på andre standardiserte løsninger. All reell fleksibilitet vil i slike tilfeller bevares gjennom andre mekanismer da de fleste storkunder er interessert i å minimere energikostnadene. Statnett kan sikre sine spesifikke behov gjennom RKOM sesong. TSO/DSO bør kunne stille krav til teknisk løsning ved en overgang (backup strømforsyning på styringsenhet, integrasjonsmuligheter osv), for å kunne nyttiggjøre seg fleksible laster i fremtidig nettdrift uten å måtte eie styringssystemene.

Fjernvarmeselskaper som benytter uprioritert kraft vil også berøres. Tilgjengelig fleksibilitet fra slike anlegg vil også representere en verdi i reservemarkedene og kan således få inntekter som erstatter tidligere rabatt på nettleien. Samtidig synes det merkelig at effektiv direkte elektrisk oppvarming i energieffektive bygg, fortrenses av fjernvarme basert på elektrisitet med en langt større tap og lavere virkningsgrad. Her bør ikke politiske kontradiksjoner legge hinder for fremtidig utvikling.

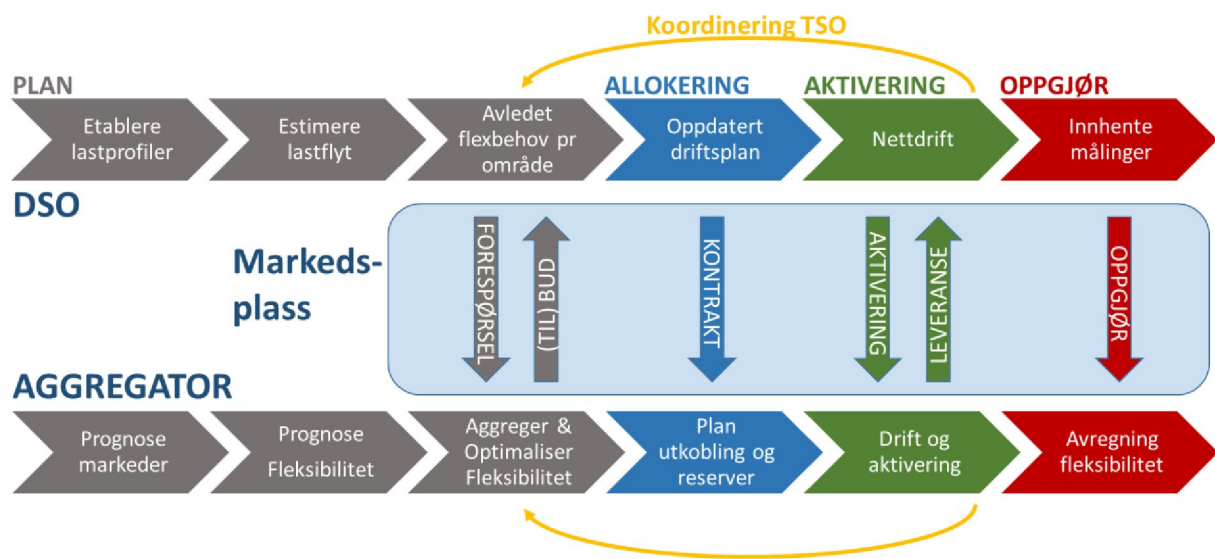
## Markedsløsning

Ved overgang til markedsbaserte løsninger også for nettselskapene, vil reelle reserver prises riktig i forhold til betalingsevne og leveranse kvalitet gjennom konkrete behov i lokale eller regionale områder (fra lavspenkrets til prisområde).

Økende volatilitet i produksjon og forbruk samt mer distribuert produksjon vil øke behovet for en koordinert kapasitetsplanlegging mellom TSO og DSO. En eventuell markedsklarering i et DSO-marked må settes opp i forhold til denne planprosessen, enten den skjer top-down (fra makroprognoser hos TSO) eller bottom-up (fra mikroprognoser via DSO).

Klare retningslinjer må etableres slik at man vet når TSO eller DSO kan sette markedsklareringen til side pga forsyningsikkerhet. Eurelectric har redegjort for hvordan dette kan etableres i sin rapport<sup>1</sup> «Active Distribution System Management – A key tool for smooth integration of distributed generation. Full Discussion paper» hvor man har etablert en god analogi til trafikklys. Ved rød tilstand vil da markedet ikke kunne håndtere flaskehalsproblemer og DSO må kjøpe spesialregulering på lik linje med TSO. Et DSO marked vil måtte være transparent (offentliggjøring av priser og volum) samt bestå av standardiserte produkter med kvalitetsjustering likt det man finner i regulerkraftmarkedet mtp varighet og hviletider. Opsjoner vil kunne håndteres på lik linje med RKOM sesong og RKOM uke.

En overordnet prosess mellom DSO og aggregator via en markeds plass vil muligens se slik ut (etter at opsjonshandel er klarert):



Enfo anbefaler at NVE bør understøtte piloter på dette området, både for å etablere standardiserte produkter og få testet ut markeds plasser og nødvendige integrasjoner.

*Eilert Bjerkan*

Eilert Bjerkan  
Enfo AS

<sup>1</sup> [http://www.eurelectric.org/media/74356/asm\\_full\\_report\\_discussion\\_paper\\_final-2013-030-0117-01-e.pdf](http://www.eurelectric.org/media/74356/asm_full_report_discussion_paper_final-2013-030-0117-01-e.pdf)