

201204068-33
621



NVE

Postboks 5091 Majorstua

0301 Oslo

Narvik, 21.september 2012

TILBAKEMELDING HØRINGSFORSLAG 2/2012

Viser til NVEs høringsdokument 2/2012, som omhandler ny reguleringsmodell fom. 2013. Flere av endringene i forslaget vurderer vi som meget positive (5-årssnitt mv), mens andre endringer er vurdert som mindre vesentlige. Her er imidlertid kun våre viktigste innvendinger til forslaget kommentert:

- **MÅL:** De overordnede målene med høringsforslaget er gode, men et vesentlig mål i arbeidet med regulering bør være å forbedre sammenhengen i mellom faktiske kostnadsdrivere i dagens kostnadsgrunnlag hos nettselskapene og valgte oppgaveparametere.
- **DATAGRUNNLAG:** Det er en enkel sak å kontrollere antall kunder, mens de fleste rammevilkår i svært liten grad kan etterprøves. For å sikre en reell kontrollmulighet, bør datagrunnlag og de modeller som ligger til grunn for beregning av data i rammevilkårskorrigerer gjøres tilgjengelig for bransjen - samt beskrives bedre.
- **MODELLSPESIFIKASJON:** Reduksjon fra 8 til 3 oppgaveparametere i DEA-modell for D-nett er for drastisk:
 - Levert energi bør beholdes som oppgaveparameter
 - Definisjonen av levert energi kan endres slik at den ikke er til hinder alternative energikilder
 - Reguleringsmodell blir i for stor grad avhengig av kvalitet på data hos et fåtall selskaper.

Nærmere begrunnelse for våre innvendinger er beskrevet i vedlegg.

Med vennlig hilsen

Per Harald Ottestad

Adm. direktør

Vedlegg: Kommentarer til høringsforslag 2/2012

NARVIK ENERGINETT AS

POSTADRESSE: Postboks 55, 8501 Narvik
BESØKSADRESSE: Teknologiveien 2, 8517 Narvik

TELEFON: 08517
FAKS: 76 94 10 67

WEB: www.narvikenerginett.no
FORETAKSNR: 983 099 807 MVA

VEDLEGG: KOMMENTARER TIL HØRINGSFORSLAG 2/2012

Overordnede mål

De overordnede målene som har vært drivende for de nye modellforslagene kan oppsummeres som følgende:

En større grad av stabilitet i kostnadsnormene ved at modellene i større grad kan ta hensyn til støy i data, og en bedre håndtering av at enkelte kostnader kan variere betraktelig fra år til år.

Beregne rammevilkår basert på nettets faktiske beliggenhet.

Redusere risiko for feilkompensasjon for enkelte rammevilkår.

En konsekvent og målrettet korrigering av rammevilkår.

Redusere usikkerhet rundt inntektstap som kan oppstå når to eller flere selskaper fusjonerer

En konsekvent behandling av selskapersom ikke lar seg evaluere i DEA-modellene.

Kommentar:

Alle overordnede mål er gode mål. Det som savnes i denne sammenheng, er mål om å forbedre sammenhengen i reguleringsmodellen mellom faktiske kostnadsdrivere i dagens kostnadsgrunnlag hos nettselskapene og oppgaveparametere for dette. Dersom kundefølgning (herunder nytilknytning av kunder og småkraftverk) og administrative oppgaver legger beslag på store deler av samlet ressursbruk, er lengden på høyspentnettet en lite treffsikker oppgavebeskrivelse til å beskrive denne delen av virksomheten. På den andre siden er nettbygging/reinvesteringer i eksisterende nett selvfølgelig en funksjon av lengde og antall. Videre vet vi at taps- og KILE-kostnader er veldig godt forklart ut fra størrelsen på levert energi. Spørsmålet i denne sammenhengen er om en partering av kostnadsgrunnlag, med oppgaver for den enkelte delen av grunnlaget, vil være mer treffsikkert. Slik reguleringsmodellen nå er foreslått, skal hoveddelen av effektivitet/effektivitetsnivå (DEA/trinn 1) kun forklares av tre oppgaveparametere.

Datagrunnlag/Nye data

NVE har i perioden 2009-2012 samlet inn data for regional- og distribusjonsnett. Informasjonen om linjenes geometri er koblet sammen med totalt 15 datakart som omhandler klima, arealbruk, topografi og annen relevant informasjon. Dette har resultert i nye selskapsspesifikke geografiske rammevilkårsdata som er mer egnet til å reflektere de forholdene som nettselskapene møter i sin daglige drift. Beregningene som ligger bak de foreslåtte modellendringene er basert på disse nye datasettene.

Kommentar:

På generelt grunnlag er det viktig at det er stor grad av åpenhet ift. datagrunnlag. Når det etter hvert tas i bruk mer kompliserte datagrunnlag, er det viktig å tenke på hvordan slike data kan kontrolleres/etterprøves av virksomhetene som reguleres.

Færre oppgaver i DEA

...I dagens modeller gjøres det korrigeringer for rammevilkår i DEA-trinnet. I distribusjonsnettsmodellen gjøres det i tillegg korrigering av DEA-resultater i trinn 2. NVE ønsker å kunne teste om flere rammevilkår er signifikante, samtidig som at alle rammevilkårs-variabler kan inngå med samme metode i modellen. Det foreslås derfor å inkludere færre variabler i DEA-modellen og flytte selve korrigeringen av geografiske rammevilkår til trinn 2....

....I DEA-modellen for distribusjonsnett foreslås det å fjerne samtlige geografiske rammevilkår samt levert energi og fritidsabonnementer. Dette betyr at man står igjen med strukturvariablene abonnementer, høyspent nett og nettstasjoner....

Kommentar:

Geografi-parametrene hører helt klart hjemme som en del av korrigering i trinn 2 / RVK. Det virker derfor rimelig at disse tas ut av DEA, og at de dernest vurderes som kandidater i rammevilkårskorrigeringen. Andel fritidsboliger / fritidskunder kan vel også sies å tilhøre samme kategori. Det foreslås imidlertid også å fjerne levert energi fra DEA. Dette er vi meget kritiske til. Levert energi er en strukturell parameter som, i mangel av andre mål, er det beste målet som er tilgjengelig på bruken/utnyttelsen av nettet. Samfunnsøkonomisk sett er bruken/utnyttelsen av nettet veldig vesentlig. Av den grunn mener vi at å fjerne levert energi er å gå for langt.

Høringsforslaget etterlater et inntrykk av at det er gjort lite for å vurdere parameteren «Levert energi» på en rettferdig måte. Med litt mer godvilje på dette punktet, så hadde mulighetsrommet og analyseresultatene gjerne blitt mer utfyllende. Vi mener at følgende argumenter bør tas i betraktning ift. Levert energi:

- **Transportoppgave:** Størrelsen på effekt eller transportoppgaven er forklarende ift. tapskostnader, men også ift. dimensjonering av nettet (tykkelsen på linjer/kabler og transformeringskapasiteten i nettstasjoner). Med utgangspunkt i tilgjengelige data i dag, og til tross for variasjon i brukstider, er vel levert energi det nærmeste man kommer et mål på effekt/transportoppgaver av varierende størrelse. Brukstiden i de ulike nett varierer – men det er betimelig å spørre hvor mye større feil dette er, sammenlignet med eksempelvis nettstasjoner av forskjellig størrelse. To nettstasjoner med fordelingstransformator på 50 kVA og 1000 kVA «teller likt» i DEA. De tilgjengelige og anvendte data har alle sine svakheter i større eller mindre grad.
- **HSP:** Lengde på høyspentnettet beskriver utstrekningen av nettet. Dette er imidlertid en ganske «grov» størrelse, og det kan være stor variasjon i kabelandel og tverrsnitt på linjer og kabler fra selskap til selskap. I reguleringsmodellen er andel jordkabler inkludert som

rammevilkår, så deler av selskapsmessige forskjeller korrigeres beregning for – men ikke alt.

- NST: På samme måte er antall nettstasjoner beskrivende for omfanget på nettet, men også her ligger det store variasjoner bak antallet. For å illustrere dette poenget nærmere er det i Tabell 1 vist transformerings-kapasiteten pr nettstasjon for D-nett. Her er data fra eRapp 2010 benyttet. Kun selskaper som har registrert data for nettstasjoner er inkludert (eRapp 2010, nve.no), og en del «ekstrem-selskaper» (eks. bare 1 nettstasjon) er ekskludert. Tabellen viser 10 høyeste/laveste, samt referanseselskaper. Fra tabellen noterer vi at Narvik Energinett AS (NEN) har det 10. høyeste snittet med 414 kVA pr nettstasjon, og at naboverket, Ballangen Energi AS har det laveste snittet med 64 kVA/stk. Samtidig ser vi at begge NENs referanseselskaper, Askøy Energi AS (377 kVA/stk) og AS Eidefoss (169 kVA/stk), har lavere snittstørrelse enn NEN. Disse forskjellen er gitt ut fra det enkelte nettområdets karakteristika, samt de valg det enkelte selskap har tatt ift. dimensjonering. Alt annet likt, så er det klart at slike forskjeller betyr noe for sammenhengen mellom oppgaver og kostnader selskapene imellom. Det konkrete eksemplet med nettstasjoner av forskjellig størrelse, adresseres ikke i rammevilkårs-korrigeringen.

Nr	Everknavn	MVA	Stasjoner	MVA/Stasjon
1	Trønderenergi Nett Trondheim AS	1 094 245	1 720	636
2	Tafjord Kraftnett AS	487 187	886	550
3	Lyse Elnett AS	1 941 263	3 558	546
4	Hafslund Nett AS	7 712 420	14 405	535
5	EB Nett AS	817 878	1 687	485
6	Klepp Energi AS	137 425	293	469
7	Fredrikstad Energi Nett AS	553 133	1 220	453
8	BKK Nett AS	2 323 875	5 253	442
9	Lier Everk AS	264 775	613	432
10	Narvik Energinett AS	171 440	414	414
17	Askøy Energi AS	158 900	422	377
82	NTE Nett AS	1 322 490	6 655	199
108	AS Eidefoss	176 733	1 044	169
109	A/L Nord-Østerdal Kraftlag	150 600	916	164
124	Trøgstad Elverk AS	40 430	294	138
125	Rødøy-Lurøy Kraftverk AS	42 990	318	135
126	Jondal Energi AS	11 585	89	130
127	Tysnes Kraftlag SA	23 845	184	130
128	Hjartdal Elverk AS	17 333	134	129
129	Drangedal Elverk KF	34 185	277	123
130	Nord-Salten Kraft AS	63 245	517	122
131	Bindal Kraftlag SA	10 972	105	104
132	Øvre Eiker Nett AS	36 315	499	73
133	Ballangen Energi AS	14 535	228	64

Tabell 1 Transformeringskapasitet pr nettstasjon, data fra eRapp 2010.

- **Datagrunnlag/sårbarhet:** En konsekvens av de foreslåtte endringer er at antallet mønster-/referanseselskaper reduseres betraktelig. I inntektsramme for 2012 er antallet mønster-/referanseselskaper 34, mens i forslaget for IR 2013 (basert på samme datagrunnlag) er antallet redusert til 6 (Askøy Energi AS, AS Eidefoss, Nord-Salten Kraftlag AL, Nord-Østerdal Kraftlag AL, Trøgstad Elverk AS og NTE Nett AS). Den betydelige reduksjonen i antall referanseselskaper medfører at reguleringen blir meget sårbar ift. kvaliteten på data hos disse 6 enkeltsekskapene. Snitt over de siste 5 årene løser problemet med spesielle år, men det fjerner ikke systematiske / metodiske forskjeller mellom sekskaper. Eksempler her kan være fordeling av felleskostnader, omfang på øvrig virksomhet og organisering (frittstående/uavhengige nettselskaper, nettselskaper som er del av konsern, virksomhetsområde i vertikalintegrrert sekskap). Et eksempel i denne sammenhengen er Askøy Energi AS som i beregninger for 2012-data/2013-modell er referanseselskap for nærmere 100 andre D-nett. Askøy Energi AS og Fredrikstad Energinett AS er to forskjellige sekskaper, men Askøy Energi AS er 100 % eid av Fredrikstad Energinett AS. Dersom effektivitet til de to sekskapene ble evaluert samlet (hvilket kanskje ikke er helt urimelig?), ville Askøy Energi AS forsvinne som nettselskap, og effektiviteten til NEN øke med 3,9 %.

- **Datagrunnlag/AMS/kvalitet over tid:** Innen 2017 skal alle nettselskap ha på plass AMS. Dette betyr at det ikke er mange år før det vil være tilgjengelige data for alle punkter i nettet – og transportoppgaven i nettet kan beregnes ganske nøyaktig. I forhold til hvordan en slik størrelse eventuelt bør brukes i reguleringen, vil datagrunnlaget da være vesentlig bedre og sikrere å basere konklusjoner på. Datakvaliteten forbedres etter hvert som tiden går, og nye data gir bedre muligheter til å teste ut sammenhenger på et sikrere grunnlag.

- **Energinytral:** Det påpekes at reguleringsmodellen blir energinytral ved å ta levert energi ut av modellen. Reguleringsmodellen må ikke stå i veien for alternative energiformer, slik som fjernvarme. Dette er vi enige i, men det er flere alternative måter å løse dette på enn å fjerne parameteren helt. Det virker veldig lettvin. Her vises til eget avsnitt om forslag til definisjon av levert energi.

- **Korrelasjon:** Det er til dels stor korrelasjon mellom oppgaveparametrene. Korrelasjonen mellom antall kunder og levert energi er 0,995 (tabell 4 i høringsdokument), og tilsvarende mellom lengde på høyspentnett og antall nettstasjoner 0,987. Det er vanskelig å se noen særlig forskjell på tilfellet levert energi – antall kunder og nettstasjoner - lengde på HSP-nettet. Dette argumentet vurderes derfor som mindre relevant så lenge antall nettstasjoner er med som oppgaveparameter i DEA.

Forslag til definisjon av levert energi:

Et vesentlig forhold som forklarer større variasjon i levert energi, enn eksempelvis høyspent, er til dels store år-til-år-variasjoner i innlevert produksjon. Normalnivåene på forbruk hos sluttbrukere og innlevert produksjon forteller imidlertid mye om effekt/transportoppgave i nettet, og bør derfor være med DEA som mål på bruken/utnyttelsen av nettet. For å gjøre størrelsen mer stabil, og representativ for normalnivå foreslås derfor følgende spesifisering av levert energi:

- Levert energi = Levert energi, el + Levert energi, alternative energikilder
- Datagrunnlag: 5-års-gjennomsnitt for begge størrelser benyttes i DEA-beregning

Siden en nettkonfigurasjon endres relativt sakte, vil en nettvirksomhet med innslag av eksempelvis fjernvarme i sitt konsesjonsområde, i liten grad merke endret oppgave som følge av dette (reduksjon i tapskostnader vil det selvfølgelig være, men ellers få endringer). Derfor kan en slik definisjon rettferdiggjøres.