

NOTAT

Til	Energi Norge v/ Trond Svartsund		
Fra	Kjetil Ingeberg		
Tema	Prinsipiell begrunnelse for effekttariffer		
Sted, dato	Oslo, 7.4.2015	Ref	15031/2015-1002

Innhold

1	INNLEDNING	1
2	FORVENTET UTVIKLING I BEHOV	1
3	BEGRUNNELSE FOR INNFORING AV EFFEKTARIFFER	2
4	UTFORMING AV EFFEKTARIFFER.....	4

1 Innledning

Dette notatet oppsummerer den prinsipielle drøftingen av innføring av effekttariffer for dagens energimålte uttakskunder i distribusjonsnett. Drøftingen og konkrete eksempler er basert på arbeid utført for Ringeriks-Kraft Nett (RiK) og Fredrikstad Energinett (FEN) i forbindelse med selskapenes vurdering av innføring av effekttariffer.

En mer detaljert gjennomgang av erfaringene fra dette arbeidet finnes i Xrgia-notatet «Innføring av effekttariffer i distribusjonsnett» datert 5.2.2015 og utarbeidet for Energi Norge.

2 Forventet utvikling i behov

De fleste underliggende trender peker i retning av lavere brukstid og dermed mer behov for kortvarig effekt i nettet. Mer energieffektive bygg og omlegging til andre energibærere for oppvarming gir kortere fyringssesong og lavere brukstid. Nytt effektkrevende utstyr, slik som gjennomstrømningsvarmere og induksjonsovner øker effektbehovet. Økende andel av ladbare biler i bilparken innebærer til dels svært sterkt økt effektbehov – et fremtidig ladepunkt vil typisk kreve like mye effekt som en enebolig i dag (10-20 kW). Plusshus vil

bruke vesentlig mindre energi (om noe) enn eksisterende bygg over året, mens behovet for nettkapasitet om vinteren vil være det samme.

Utviklingen går i retning av større spredning i brukstid mellom kunder. Kunder med elbil, plusshus eller som av andre årsaker har svært lav brukstid, vil i økende grad subsidieres av kunder med høyere brukstid. Dette er ikke en ønsket utvikling, og vil fremstå som en urimelig fordeling av nettkostnader mellom kunder.

Samlet sett er det all grunn til å forvente at brukstiden i nettet går ned fremover, det vil si at nettselskapene må bygge stadig mer nett som blir stadig mindre utnyttet bortsett fra i noen relativt få timer. Dette innebærer at verdien av å flytte last fra de mest pressede timene i døgnet til lavlast kan være meget betydelige, fordi investeringsnivået kan reduseres i forhold til hva det ellers ville vært. Innføring av effekttariffer kan gi kundene prissignal om den faktiske kapasitetskostnaden, og dermed bidra til riktigere samfunnsøkonomisk investeringsnivå i nettet.

3 Begrunnelse for innføring av effekttariffer

Innføring av effekttariffer har to sentrale begrunnelser.

- Bedre utnyttelse av nettet, lavere investeringer og lavere tariffer for kundene enn hva tilfellet ville vært med fortsatt bruk av dagens energitariffer
- En mer rettferdig og kostnadsriktig fordeling av tariffer på ulike kunder enn med energitariffer

Arbeidet vi har utført for FEN og RiK tyder på at det ikke er målkonflikter av betydning mellom de to begrunnelsene. Dette er en styrke for å begrunne en omlegging til effekttariffer. Realisering av nettnytte vil imidlertid variere mellom selskaper – i områder med høy kapasitetsutnyttelse eller høy vekst i forbruk i dag kan lastflytting av stor verdi, mens lastflytting kan ha mindre verdi i nett med god kapasitet og liten behovsøkning.

Vi mener det uansett er gode argumenter for å innføre effekttariffer også i nett med liten realiserbar nettnytte på kort og mellomlang sikt. Det ene er *rettferdighetsargumentet*. Effekt er en betydelig viktigere driver for kostnader i nettet enn energi. Fordelingen av tariffkostnad mellom kunder vil dermed kunne være – og bli - svært urimelig med avregning til energitariffer. Økt utbredelse av elbillading, plusshus mv. vil bidra til å øke urimeligheten. I flere andre land, blant annet både USA og Frankrike, er den implisitte subsidieringen som energitariffer gir til kunder som kjøper elbil og bygger plusshus et hett tema, også fordi den oftest innebærer subsidiering av de mest ressurssterke kundene.

Det andre argumentet er *langsiktig behovsutvikling*. Innføring av prissignaler som gir gode incentiver til optimal nettnyttelse vil på lang sikt bidra til lavere utbyggingsbehov, etter hvert som det underliggende behovet for effekt utvikler seg også i en ikke-voksende

kundemasse. Vi mener derfor at mange selskaper undervurderer det langsiktige potensialet for nettnytte.

Kilder til nettnytte som er vurdert i vårt analysearbeid omfatter:

- *Utsatte investeringer i nettstasjoner og i lavspentnettet*, hvor lastflytting reduserer en allerede presset kapasitet. Både i FEN og RiK finner vi betydelige potensielle besparelser i form av utsatte investeringer på dette nivået, i størrelsesorden 5% besparelse ift årlig kostnadsgrunnlag (og dermed gjennomsnittlig tariffkostnad)
- *Utsatte investeringer i høyspentnettet og overliggende nett*. Vi har ikke gjort konkrete beregninger på dette området. Gjennomsnittskostnaden for nyverdi av nett pr MW er om lag 10 mill kr/MW. Mest sannsynlig er marginkostnaden ved økt effektbehov noe lavere i snitt. Imidlertid indikerer dette tallet at en systematisk demping av lasttopper har en betydelig verdi i form av dempet investeringsbehov på alle nettnivåer
- *Bedre leveringskvalitet i lavspenningsnettet* hvor lastflytting bidrar til lavere spenningsfall og høyere kortslutningsytelse. Dette gir en direkte gevinst i form av bedre kvalitet, ytelse og stabilitet for kundene. Dette er kvalitetsforstyrrelser som ikke nødvendigvis kompenseres med KILE i dagens system

For å kunne argumentere med at lastflytting og redusert effektbehov er samfunnsøkonomisk lønnsomt, må vi også vurdere nyttetapet hos kundene som følger av lastflytting. Nyttetapet er knyttet til at kunden ikke bruker energi på det tidspunktet han ønsker. Eksempelvis vil nyttetapet ved ikke å lage middag på ettermiddagen være stort, mens nyttetapet ved å utsette oppvarming av varmtvann kan være lite.

Med basis i konkrete kunde profiler fra RiK har vi sett på sammenhengen mellom redusert last og mengden energi som flyttes. I et gjennomsnittlig småhus i Hønefoss vil reduksjon av makslasten med 20% medføre under 1% flytting av uttatt energi i januar måned, som er årets høylast. Med et vanlig tilfang av trege laster i bygget – slik som varmtvann, varmekabler og annen oppvarming – kan vi vanskelig tro at nyttetapet ved en så liten reduksjon i energiforbruk kan være særlig vesentlig. For nye, effektkrevende anvendelser tror vi særlig elbillading vil være viktig. For vanlig hjemmelading er det vanskelig å se noe vesentlig nyttetap ved at bilen lades opp på natten (etter midnatt) i stedet for å settes til lading på ettermiddagen, når makslast på øvrige uttak skjer. Siden forventet, standard ladeeffekt vil være i samme størrelsesorden som makslast i en enebolig (10-20 kW), betyr tidspunktet for elbillading svært mye. Vår konklusjoner er dermed at man kan oppnå en betydelig lastflytting uten noe vesentlig nyttetap hos kunden.

Et viktig premiss for at kunden skal flytte last mener vi er at det installeres automatiske styringssystemer. Dette kan være fjernstyrte systemer tilbudt av tredjepart, men også lokale systemer med enkle styringsalgoritmer som kunden selv bestemmer.

4 Utforming av effekttariffer

Innføring av effekttariffer vil ikke endre nettselskapenes samlede inntekt på kort sikt. Dersom tariffen bidrar til å realisere nettnytte, vil gevinsten ved relativt sett lavere nettkostnader deles mellom kundene og nettselskapet gjennom inntektsrammemodellen.

Vi har vurdert flere ulike alternativer for utforming av en effekttariff. Viktige hensyn i vurderingen av tariffstruktur er kommuniserbarhet, rettferdighet, ønsket virkning og enkel implementering. Videre ser vi det som viktig at modellen utnytter de teknologiske mulighetene som AMS gir, og at prissignalet som ligger i tariffen når frem til kunden også i en fremtidig markedsmodell hvor kraftleverandøren fakturerer både strøm og nettleie.

Hovedalternativene for effektbaserte tariffer er uttatt effekt hos kunden, abonnert effekt hos kunden og sikringsstørrelse. I tillegg har vi tidligere jobbet med dynamiske tariffer, hvor tariffgrunnlaget er relevant *systemlast* og ikke last hos kunden. Siden arbeidet nå har fokusert på ordninger som kan realiseres innen dagens regelverk, er dynamiske tariffer ikke nærmere vurdert.

Vår vurdering har vært at både abonnert effekt og sikringsstørrelse er adekvate modeller for å oppnå en mer rettferdig kostnadsfordeling, men i liten grad utbytter mulighetene som AMS gir og i begrenset grad gir gode prissignaler for flytting av last. Avregning basert på uttatt makseffekt har både en god fordelingsvirkning og kan gi sterkere prissignaler for flytting av last. Ulempen ved denne modellen (o de andre modellene som er basert på et kundespesifikt effektmål) er at tidspunktet for høylast hos kunden og i systemet ikke nødvendigvis samsvarer, og at kunden dermed kan få sterke incentiver til å flytte last også når det ikke gir nytte for systemet. Dette kan på marginen gi samfunnsøkonomisk tap.

For at effekttariffer skal ha ønsket fordelings- og incentivvirkning, mener vi at effektleddet bør utgjøre en så stor del av samlet tariffkostnad som mulig. Dette betyr at energileddet settes lik forventede, marginale tapskostnader, og fastleddet likt gjennomsnittlige kundekostnader pr gruppe. Analysene i RiK og FEN indikerer at effektleddet kan stå for ca 80% av samlet tariff, eksklusiv alle avgifter

Videre er det viktig å differensiere effektleddet slik at det er høyest i de periodene når systemlasten er høyest. I RiKs område er det markert høyest last om vinteren, og høylast om sommeren er *lavere* enn lavlast om vinteren. Dette innebærer at mesteparten av effektleddet bør hentes inn om vinteren. På Hvaler der det mange hyttekunder, og store deler av forsyningsområdet har om lag samme systemlast om sommeren som om vinteren. Dette innebærer at effektleddet for hytter ikke bør settes særlig lavt om sommeren. Generelt er det slik at differensiering av effektleddet må tilpasses den lastkurven som er i det relevante nettområdet. Normalt vil det bety at vinter settes høyere enn sommer. Et annet forhold som kan utnyttes er å sette tariffen på dagtid høyere enn på natt og i helgene. Dette gjør imidlertid tariffstrukturen noe mer kompleks, og sannsynligvis noe vanskeligere for

kundene å tilpasse seg. En tariff basert på kun vinter- og sommerledd er forholdsvis enkel å kommunisere – kunden slipper å forholde seg til mange tidsperioder og tariffledd.

En spesiell problemstilling er hvorvidt kunden skal være eksponert for gjeninnkoblingslast etter utfall. Ved et lengre utfall i nettet vil typisk både apparater, varmtvann, oppvarming mv slå seg på samtidig, og den påfølgende timen kan representere makslast som benyttes for avregning. Dette kan lett oppfattes som urimelig for kunden. Samtidig er det viktig for å realisere nettnytte at kunden har incentiver til å flytte eller utsette last også etter et utfall. Kunder som har installert automatiske styringssystemer vil mest sannsynlig enkelt oppnå slik flytting. En mulighet for å avdempe de økonomiske virkningene av gjeninnkobling kan være å benytte flere referansetimer som avregningsgrunnlag. Dette kan imidlertid svekke prissignalet og muligheten for å realisere nettnytte betydelig. En annen mulighet kan være å inngå direkte KILE-avaler med berørte kunder, slik at KILE-kompensasjonen reduserer den økonomiske effekten av gjeninnkobling uten å redusere incentivene til lastflytting også under gjeninnkobling.

Fordelingseffektene av å innføre effekttariffer er i de to selskapene vi har sett på svært små mellom kundegrupper, men signifikante innen kundegrupper. For husholdninger, som er den klart største gruppen av energimålte kunder i dag, ligger de aller fleste kundene innenfor $\pm 20\%$ av dagens tariffkostnad. Kunder med høy brukstid tjener i hovedsak på en omlegging, mens kunder med lav brukstid betaler mer enn før. For mindre næringskunder og hyttekunder er utslagene større, fordi både brukstid og samlet energiuttak varierer svært mye pr kunde. En omlegging til effekttariffer vil også øke tariffkostnaden for plusshus (og for elbileiere som ikke lader på natten) og gi en mer rettferdig fordeling av faktisk nettkostnad mellom kundene.