

Norges vassdrags- og energidirektorat
Middelthunsgt 29
Postboks 5901 Majorstua
0301 Oslo

Hørings svar konsept høring om tariffer for uttak i distribusjonsnettet

Endringer i bruken av nettet gir grunnlag for å se på utformingen av tariffene i distribusjonsnettet. Energi Norge mener at den beste løsningen er å bruke målt effekt basert på kundens maksuttak. Denne løsningen kan være god både for nettselskapet og kundene. Energi Norge støtter ikke forslaget om nå å bytte ut ordningen med utkopplbar overføring med et system basert på markedsprising av fleksibiliteten. Vi mener at dette forslaget må utredes bedre før det eventuelt tas i bruk. Etter Energi Norges syn er det en fornuftig tilnærming at marginaltapet ikke beregnes detaljert. Det er riktig at det skjer en harmonisering av tariffstrukturen i distribusjonsnettet.

Vi viser til NVEs konsept høring datert 7.5.2015. Energi Norge har etter avtale med NVE fått utsatt høringsfristen til 1.9. I høringssvaret har vi besvart NVEs konkrete spørsmål i høringsnotatet (se nedenfor), kommentert virkningen av tariffendringer for lagring, fjernvarme og energieffektivisering. I tillegg har vi tatt inn noen generelle betraktninger om tariffing

NVEs spørsmål i høringsnotatet til høringsinstansene er:

NVE ber om innspill på utforming, tidsoppløsning og geografisk differensiering av energileddet

NVE ber om tilbakemelding på om modellen for målt effekt som egnet for å kreve inn kostnader som ikke dekkes gjennom et marginaltapsbasert energiledd, og spesielt hvordan avregningsgrunnlaget bør fastsettes

NVE ber om innspill fra høringsinstansene på om et effektledd basert på sikringsstørrelse er egnet til å kreve inn kostnader som ikke dekkes gjennom et marginaltapsbasert energiledd

NVE ber om høringsinstansenes syn på om en modell med abonnert effekt er egnet for innkreving av nettkostnader som ikke dekkes gjennom et marginaltapsbasert energiledd og spesielt hvordan forbruk utover abonnert effekt bør håndteres

NVE ber om høringsinstansenes syn på en mer standardisert tariffstruktur.

NVE ber om høringsinstansenes innspill på konseptet om at nettselskap kan kjøpe fleksibilitet fra sluttbrukere, og på avvikling av nettselskapenes mulighet til å tilby reduserte tariffer til utkoblbart forbruk. NVE ber om innspill på barrierer høringsinstansene ser for utvikling av

eventuelle markedsbaserte løsninger for kjøp og salg av utkobling av mindre sluttbrukere, og eventuelt på hva som anses som realistisk tidsrom for omlegging.

Oppsummering

Samfunnet endrer seg og med det bruk av nettet. Regelverket for plusskunder forenkles og vi får mer egenprodusert strøm. Dessuten vil kundene ta i bruk mer effektkrevende utstyr. Nye typer forbruk, slik som elbiler, kan medføre høyt effektuttak pr ladepunkt. Utviklingen går i retning av stadig kraftigere ladere. Nytt utstyr i bygg, slik som induksjonsovn og gjennomstrømningsvannvarmere, er mer effektkrevende enn komfyrer og varmtvannsberedere som er i bruk i dag. Dette gir grunnlag for å se på dagens tariffsystem i distribusjonsnettet.

Regelverket for tariffing er i dag utformet slik at nettselskapene kan innføre effektbaserte tariffer dersom de ønsker det. Mens det i dag er utbredt praksis å effekttariffere større kunder, er det i dag kun et fåtall nettselskap som benytter effektbaserte tariffer overfor mindre kunder. Eidefoss, Eidsiva Nett og Vesterålskraft har imidlertid benyttet dette i flere år. Agder Energi Nett har fra 2015 innført dette for alle kunder som er timesmålte, og andre selskap er i ferd med å innføre effektbaserte tariffer etter hvert som AMS rulles ut.

Utforming av tariffer kan bidra til at nettet utnyttes på en mer samfunnsmessig rasjonell måte ved at ny teknologi og muligheter utnyttes når det er hensiktsmessig. Det er viktig at kundene forstår tariffen, endringene ved overgang til nye tariffer og hvordan kundene kan tilpasse seg på en god måte. Samtidig må en erkjenne at det å endre et tariffregime er en utfordrende oppgave ikke minst kommunikasjonsmessig.

NVE har i sitt høringsnotat søkt å balansere teori og utfordringer knyttet til praktisk tariffing. Prosessen med bransjen som har vart over flere år, har vært inkluderende. Etter vår vurdering er det forslag NVE skisserer til omlegging av tariffen for uttak i distribusjonsnettet, et godt bidrag for å sikre en mer effektiv utnyttelse og utvikling av nettet.

Som svar på NVEs spørsmål i høringsnotatet, mener vi at den beste løsningen er å bruke målt effekt basert på kundens maksuttak. Denne løsningen kan være god både for nettselskapet og kundene. Bruk av målt effekt i på forhånd bestemte perioder kan være en mulig løsning. Avregningsgrunnlaget for de effektbaserte tariffene kan justeres etter som en får mer tilgang til målinger hos kundene og mer erfaring med bruk av effektbaserte tariffer og effekten av disse.

Vi mener videre at man bør kunne skille mellom forbrukerkunder og bedriftskunder i tariffingen, da forbrukerkundene trenger større grad av enkelhet og stabile signaler. Forbrukerkunder har vanskeligere for å forstå og forholde seg til effekt. En kan vurdere en kWh/h pris hvor selskapene kan fortelle forbrukeren at de kWh`ene du bruker i visse timer er dyrere enn ellers. For oss er det viktig at NVEs regelverk ikke forhindrer slike kundevennlige alternativ.

Som alternativ til målt effekt kan bruk av sikringsbaserte tariffer være en mulig løsning for enkelte kundegrupper som blokkbebyggelse og særlig i områder hvor nettet har god kapasitet og det ikke er vesentlige effektutfordringer nettmessig. Men dette må vurderes nærmere.

Vi mener at det er riktig at det skjer en harmonisering av tariffstrukturen i distribusjonsnettet. Dette er ikke minst viktig når vi får en leverandørsentrisk modell. Harmonisering betyr ikke at tariffstrukturen må utformes helt likt i alle deler av landet, men må begrense hvilke tariffstrukturer som kan benyttes, og klargjøre og forenkle kriteriene for utforming av tariffene og differensiering mellom kunder.

Etter vårt syn er det en fornuftig tilnærming at marginaltapet ikke beregnes detaljert. Dette bør fremstå som et energiledd som grovt reflekterer verdien av marginale tap. Kostnadene for samfunnet ved en mer detaljert beregning tror vi ikke står i forhold til gevinsten. I tillegg vil signalvirkningene fra dette tariffleddet bli relativt svake når det innføres effekttariffer. Vi ser det som hensiktsmessig at metoden for beregning av marginaltapet standardiseres mellom nettområder. Marginaltapet bør beregnes for lang tid av gangen slik at det er kjent for kunden.

Energi Norge støtter ikke forslaget om nå å bytte ut ordningen med utkoplbar overføring med et system basert på markedsprising av fleksibiliteten. Vi mener at dette forslaget må utredes bedre. Nettinfrastruktur har lang levetid og dagens nettstruktur er basert på føringer myndighetene har gitt og de ordninger som har vært praktisert fram til nå.

Energi Norge er i utgangspunktet positiv til bruk av markedsløsninger for anskaffelse av fleksibilitet i driftsituasjoner. Det synes som et riktig prinsipp at kostnader ved anskaffelse av fleksibilitet skal inngå som en driftskostnad på samme måte som andre kostnader knyttet til driften av nettet, og ikke ved at enkelte kunder subsidieres av alle andre kunder gjennom tariffrabatt som i dag. Men dette forslaget krever imidlertid nærmere utredninger. Det er flere utfordringer knyttet til utforming av mekanismer for fleksibelt forbruk og realiseringen av nettnytte: Man må vite når og hvor det er kapasitetsutfordringer i nettet. Det trengs økt kunnskap om hvordan og hvor sterkt små kunder, som i dag ikke er timesmålte, reagerer på prissignaler i og med at de ikke har fått timesvise prissignaler fra spotmarkedet eller har hatt effekttariffer tidligere. Nettselskapene må stole på at forbrukssiden reagerer tilstrekkelig både på kort og lang sikt til at tilpasninger hos forbrukerne kan være et reelt alternativ til nettførsterkninger, og det er usikkert i hvilken grad nettselskapene vil utsette investeringer på basis av kunders respons. Investeringer i nettet kommer også an på utformingen av inntektsrammereguleringen, risikoen for økte KILE-kostnader og hvordan andre krav til nettselskapene påvirkes av ordningene (f.eks. krav om leveringskvalitet).

Det er viktig at prissignalet fra nettleien når fram til kundene. Dette er ikke adressert i NVEs høring. Vi ønsker å få fram dette poenget blant annet knyttet til fakturautforming, og at dette er sentralt for den framtidige utformingen av tariffene. Det er viktig at prissignalet fra nettet kommer fram til kunden og kan benyttes av kunden. Vi ser for oss at insentivet er lavt uansett, slik at NVE må forskriftsfeste noe som forplikter kraftleverandøren å føre prissignal videre innen gitte frister.

Tariffutformingen kan bidra til at nettet utnyttes på en mer samfunnsmessig rasjonell måte ved at ny teknologi og muligheter utnyttes når det er hensiktsmessig. Det er viktig å nøye overveie endring av tariffene fordi det kun er riktig å gi insentiver når man vet hva man vil oppnå og hva som totalt sett er riktig type og nivå på eventuelle forbrukstilpasninger. Timing for endringene kan ha betydning. Vil man innføre endringer i tariffen raskt og eventuelt justere når man har mer kunnskap og erfaring eller satse på at en langsiktig god løsning innføres når man først gjør endringene i tariffen, eller har man behov for å endre insentivene nå for å unngå deler av forbruksutviklingen (sol, elbiler, effekt vs. energi)?

AMS er en forutsetning for å kunne innføre effektbaserte tariffer. AMS-data gir også økt kunnskap som gjør det mulig å innføre både en god utforming av tariffer og riktig dosering av eventuelle prissignaler. Kan man utsette eller redusere noen av de planlagte investeringene i nettet (reinvesteringer), eller vil

eventuelle forbrukstilpasninger uansett komme for sent? Verdien av forbruk / kostnaden ved forbruksendringer må ses opp mot kostnaden av å forsterke nettet. Vi tror dette er en fornuftig tilnærming for å være føre var med tanke på kapasitetsproblemer i nettet. Vi ønsker at selskapene skal kunne påvirke utviklingen tidlig for å unngå en uønsket utvikling.

Et viktig spørsmål er om det vil oppstå knapphet i nettet i løpet av de neste 10-15 årene pga. forbruksendringer i eksisterende nett (der investering ikke uansett må gjennomføres)? Gjelder dette i en begrenset eller i en stor andel av nettet? Og vil det kreve store investeringer for å unngå knapphet? Dette bør avdekkes for å kunne si noe om hvilken nettnytte vi kan oppnå av prissignaler. Denne nytten må vurderes opp mot kostnader ved tilpasninger på forbrukersiden – og betalingsvilligheten for nytt nett.

Utfordringer for nettselskapene

Tariffer på sluttbrukernivå i distribusjonsnettet domineres i dag av et høyt energiledd. I dag gir energileddet sterkere insentiver til energieffektivisering enn det som er samfunnsøkonomisk effektivt. Fordelingseffekten ved dagens tariffer for husholdningskunder er at de som har høyt energiforbruk betaler en relativt stor andel av nettkostnadene, noe som av kunden kan oppleves som rettferdig. Imidlertid betaler kunder som har lavere forbruk, men høyt effektuttak og lav brukstid, en relativt lavere andel av tariffkostnadene. Dette selv om disse kundene har en høyere andel av sitt forbruk i timer med høy belastning i nettet, og således et forbruk som har større betydning for dimensjoneringen av nettet. Også her tror vi dette er en fornuftig tilnærming for å være føre var med tanke på framtidige kapasitetsproblemer i nettet.

Det er flere utviklingstrekk som peker i retning av lavere brukstid i nettet. Nye typer forbruk, slik som elbiler, kan kreve høy effekt pr ladepunkt. Utviklingen går i retning av stadig kraftigere ladere. Nytt utstyr i bygg, slik som induksjonsovner og gjennomstrømningsvannvarmere, er mer effektkrevende enn komfyrer og varmtvannsberedere som er i bruk i dag. Utviklingen av nye byggstandarder gir redusert energibehov for oppvarming og kortere fyringssesong. Disse byggene vil ha samme effektbehov som øvrige bygg, men lavere energiforbruk. Dermed må nettet dimensjoneres på samme måte som i dag. Regelverket for plusskunder forenkles og vi forventer flere plusskunder i årene som kommer. Samlet tilsier utviklingen at innkreving av nettinntekten via tariffer med hovedvekt på energiledd vil bli mer utfordrende, og kan gi økte tariffer pr kWh for å hente inn nettselskapenes inntektsrammer.

Vi ser en økt tilgjengelighet og oppmerksomhet mot teknologi for hjemmeautomasjon som kan gjøre det enkelt/ mulig å fjernstyre laster og/ eller optimalisere elforbruket opp mot mulige kostnadsbesparelser ved tilpasninger. Tjenesteleverandører kan bli et mellomledd mellom forbrukere og kraftsystemet. Nettselskapene er opptatt av hvordan de skal tilpasse seg markedet og hvilken rolle de skal spille i energimarkedet.

Nettselskapenes kostnader i nettet er stigende, og vi er i en kapitalintensiv bransje med lang tilbakebetalingstid på investert kapital. Vi er inne i en periode med store investeringer for å knytte til nye kunder (både forbruk og produksjon) og for å fornye et gammelt nett. Nye typer forbruk vil kunne påvirke dagens overføringsnett og behovet for tiltak. I Norge har vi dessuten et "svakt" lavspenningsett med potensial for store nettinvesteringer som følge av for lav kortslutningsytelse. "Skrekkszenarioet" er at flere og flere kobler seg fra, samtidig som kostnadene i nettet er på vei opp. Dette fører igjen til at prisene må økes enda mer, noe som igjen fører til at flere og flere vil koble seg fra osv. Denne spiralen er i gang i flere land allerede. Vi må legge til rette for å unngå at dette skjer i Norge.

Noen kommentarer til NVEs konseptføring om prissignaler mm

Investeringsvolumet i nettet er som nevnt tidligere, stigende. Dette gjelder både re- og nyinvesteringer, og er drevet både av økt effektbehov hos eksisterende kunder og av nytilknytninger, i tillegg til et generelt fornyingsbehov. Høyere investeringer gir merkostnader både for nettselskapet og kundene.

Nettet må dimensjoneres for den høyeste påregnelige lasten til enhver tid. Lastkurven er normalt svært bratt i de høyeste timene: I 2010, et av de kaldeste årene på lenge, utgjorde de ti høyeste timene (0,1 % av året) hele 13 % av samlet systemlast. Det betyr at effektiv lastflytting i ti timer kunne bidratt med 3500 MW lavere last. Utfordringen ligger i at kundenes kortsiktige fleksibilitet er begrenset: Kundens installasjoner, slik som oppvarmingsløsning, utstyr og ventilasjon har oftest begrenset mulighet til å styres, og kundens informasjon om lastsituasjonen er sannsynligvis meget begrenset. Så lenge det ikke sendes prissignaler, har kunden heller ikke noe økonomisk incentiv til verken å endre installasjonen eller egen adferd. Dersom prissignalet først sendes når kapasiteten er presset, er det ingen grunn til å forvente vesentlig respons. Dette er velkjent fra kraftmarkedet: kundenes kortsiktige prissensitivitet er svært lav, kundens tekniske mulighet til tilpasning er begrenset, og et tillagt adferdsmønster er vanskelig å endre. Dersom prissignalet først sendes når kapasiteten er brukt opp, har heller ikke nettselskapet mulighet til å forsterke nettet dersom prissignalet ikke virker. Kapasiteten må derfor i praksis bygges ut slik at man aldri har behov for å sende et prissignal for presset kapasitet, og kortsiktig fleksibilitet sikres gjennom bilaterale avtaler med store enkeltkunder om utkobling. En slik tilpasning er åpenbart kostnadsdrivende og medfører at nettkostnadene blir unødvendig høye. Det er mye som taler for at prissignaler må gis i god tid før nettkapasiteten er brukt opp.

Skal man oppnå en systematisk lastflytting fra høylasttimene, krever dette at kundene gjør valg av utstyr og styringssystemer som legger til rette for lastflytting – dvs. bygger mulig fleksibilitet – og at de endrer adferd. Denne tilpasningen må skje over tid, og bygges inn i de investeringsvalg som kundene over tid uansett gjør. Eksempelvis kan kunden vurdere det faktiske behovet for hurtiglading for elbil i garasjen, forsvare investering i et enkelt lokalt styringssystem med spart tariffkostnad, installere smarte brytere på effektkritisk utstyr, mv. Disse kostnadene er bare i begrenset grad reelle merkostnader for kunden – ofte vil det dreie seg om valg av type installasjon på et tidspunkt der man uansett ville gjøre investeringen. Hvis dette prissignalet ikke sendes før kapasiteten er presset, vil kundene ikke ha økonomiske incentiver til å velge effektreduserende løsninger, og vil heller ikke ha nødvendig fleksibilitet når behovet oppstår. For at effekttariffer skal gi samfunnsmessig nytte, må de gi prissignaler som påvirker kundenes langsiktige tilpasning, og ikke bare en kortsiktig tilpasning med eksisterende utstyr innenfor et eksisterende nett.

NVE ønsker å fjerne energileddet som et residualt ledd fordi insentivvirkningene ikke er relevante for nett. Vi er enig med NVE i at et effektledd er mer relevant.

Marginaltapet

Energi Norge støtter en overgang til energiledd som reflekterer verdien av de marginale tapene i alle tariffene. Dette forutsetter imidlertid at man har en enkel tilnærming til dette.

Marginaltapet bør legges tett opp mot de faktiske tapene i nettet, og differensieres mellom årstider og geografisk. Det er imidlertid et spørsmål om hva som er mulig og praktisk håndterbart. I tillegg må

administrative kostnader veies opp mot detaljeringsnivået og svært tvilsomme nyttevirkninger. Det er dessuten en erkjennelse at signalverdien i et slik tariffledd er svakt.

I praksis bør tapssatsene settes for hele nettområdet og for lang tid, slik at disse er kjent for kunden på forhånd. Dette må ses i lys av at i distribusjonsnettet utgjør marginaltapsleddet en minimal del av kundens totale nettleie. Ut mot vanlige kunder blir dessuten dette prissignalet "pulverisert" av avgifts-regimet og et dominerende effektledd.

Som et annet eksempel, kan nevnes at økningene i elavgiftene siste halvår (økning per 1.1 og 1.7) nå dreier seg om 2,2 øre/kWh i den prisen forbrukeren møter. Bare avgiftsøkningene siste halvår alene dreier seg nå om opp mot 50 % av det NVE opplyser er gjennomsnittlige marginale tapskostnader (5 øre/kWh). Det virker da lite hensiktsmessig å innføre administrativt krevende ordninger for å finregne på desimalene i forhold til hva et korrekt marginaltap skal være.

Om man hadde hatt et rendyrket og 100 % korrekt marginaltapsledd som var ment å virke som et prissignal, har man den utfordring at satsen som er satt, blir feil i det øyeblikk kundene eventuelt tilpasser seg. Dette fordi forutsetningene for beregningene da er endret.

Totalt sett er det mest fornuftig at marginaltapsleddet ikke beregnes detaljert og beregnes for lang tid av gangen. Vi ser det som hensiktsmessig at metoden for beregning av marginaltapsleddet standardiseres mellom nettområder.

Kommentarer til de ulike typene effekttariffer

Størrelse på hovedsikringen

Det residuale tariffleddet kan knyttes til hvor mye kunden har teknisk mulighet til å ta ut, f.eks. ved at den differensieres i forhold til kundens sikringsstørrelse. Dette kan gi incentiver til tilpasninger både ved investeringer og bruk som reduserer sikringsstørrelsen. Redusert sikringsstørrelse vil gi lavere effektledd, men kan komme i konflikt med sikkerhets-anbefalinger og gi tilpasninger som fører til lavere forbruk i de timene kunden har høyest last. Investeringer i styringssystemer eller installasjoner med lavere effektforbruk vil også gi lavere effektledd, men innebærer også en økt kostnad for kunden (og dermed for samfunnet). Begge deler reduserer kapasitetsutnyttelsen i nettet dersom tilpasningen skjer i perioder med ledig kapasitet i nettet.

Sikringsbasert effektledd vil i utgangspunktet ha den virkning at når man først har betalt for en viss sikringsstørrelse så har ikke kunden insentiv utover dette til å redusere sitt forbruk i perioder hvor nettet er tungt belastet. Et sikringsbasert effektledd vil således ikke bidra til å bevisstgjøre kundene om eget effektforbruk på samme måte som andre typer effektledd vil kunne gjøre.

Nettselskapene har i utgangspunktet ikke oversikt over størrelsen på hovedsikringen hos sine kunder, og hovedsikringen kan endres av brukeren selv. Dette kan gi incentiver til underrapportering av sikringsstørrelse, og det vil være svært ressurskrevende for selskapene å kontrollere dette. AMS-målerne vil kun måle bruk, og ikke hovedsikringens størrelse. Det kan dermed medføre administrasjonskostnader å samle inn data og holde god oversikt over alle kunders størrelse på hovedsikringer til at det kan gi et godt grunnlag for å fordele nettkostnadene. Sjablonmessig fastsettelse av ulike klasser av abonnenter basert på antatt/ erfaringsmessig sikringsstørrelse kan være en tilnærming, men må vurderes mer detaljert. En slik differensiering kan ligne på en differensiering av fastleddet, noe avhengig av utforming. Dette kan være en god løsning for kunder som i liten grad kan styre sitt effektuttak (f.eks. blokkbebyggelse).

Det kan være en tanke å innhente erfaringer fra Sverige med sikringsbasert avregning. Der benyttes dette prinsippet.

Abonnert effekt

En tariff basert på abonnert effekt betyr at kunden selv velger hvilket effektuttak man vil abonnere på. Det betyr at kunden må ha et bevisst forhold til hvilken effekt det bør abonneres på og hva som er implikasjonene om man velger feil. Bruk av abonnert effekt kan også føre til taktiske tilpasninger i form av sesongvariable bestillinger fra bevisste kunder. Dette blir administrativt utfordrende for nettselskapene, som jo må ha en åpning for å endre abonnert effekt men samtidig må demme opp for sesongmessige tilpasninger fra kundens side.

For at det ikke skal lønne seg å oppgi et urealistisk lavt effektuttak, må uttak over abonnert nivå straffes med en høyere pris eller med avkortning i leveransen. Begge deler kan være samfunnsøkonomisk uheldig dersom det samtidig er ledig kapasitet i nettet.

Avkortning kan også oppfattes som urimelig og urettferdig, eksempelvis dersom det gjennomføres på en ekstra kald vinterdag. Det kan også være utfordrende for kundene å forstå implikasjonene av å ha abonnert på et bestemt nivå. I forhold til dagens modell, vil de som har høy brukstid betale mindre, mens de med lav brukstid betaler relativt mer.

Det vil være vanskelig for kundene å vite hvor mye effekt de bør abonnere på, og nettselskap eller leverandør vil heller ikke ha grunnlag for å gi gode råd til kundene. I tillegg til de samfunnsøkonomiske ulempene, vil abonnert effekt ha høye administrative kostnader samtidig som ordningen krever at kundene har en inngående forståelse av hva abonnert effekt er.

Effektledd basert på målt effektuttak

Når bransjen nå skal bruke milliarder av kroner på installering av AMS, synes det hensiktsmessig å kunne vise til at den nye AMS-måleren faktisk benyttes ved fastsettelse av nye tariffene for framtiden. I stedet for å basere effektleddet på kundenes teoretiske effektuttak, kan man basere effektleddet på faktisk målt effekt. Da unngår man uheldige utslag av at noen har tilpasset seg med for liten sikringsstørrelse, eller på grunn av straffeavgifter og avkortning på kalde vinterdager. Modeller for effektledd basert på faktisk effektuttak gir klare incentiver til å redusere effektuttaket. Hvor kraftige incentivene er, kommer an på den detaljerte utformingen av modellen.

Målt effekt i kundens topplast

Dersom man skal oppnå noe mer enn rettferdig kostnadsfordeling i tarifferingen, er man avhengig av at kundene både forstår tariffene og responderer på tariffene. Dette forventer bransjen vil være utfordrende å få til, spesielt på dagens energiavregnede kunder. Ved valg av effekttariff og avregningsmåte, er det således viktig å tenke enkelthet og forutsigbarhet. Kunden må over tid venne seg til at det er dyrere å benytte el i de mest anstrengte periodene av døgnet og året. Det nytter ikke å vente til det faktisk er akutt behov – da er det for sent. Dette betyr igjen, som nevnt foran, at det er nødvendig å avvike noe fra økonomisk teori.

Et effektledd basert på kundens maksimale effektuttak i definerte perioder vil gi en direkte sammenheng mellom kundenes handlinger og hvilket avregningsgrunnlag som kunden vil finne på sin faktura. Om man

benytter et effektledd basert på kundens månedsmaks, eller et mer dynamisk effektledd som varierer i pris over året, døgnet, eller annet, så vil kunder som gjør tiltak for å redusere sitt maksimale effektuttak, se dette direkte på sin faktura. Dette vil være en fordel og vil kunne bidra til at mange kunder over tid får en bedre forståelse av hva som kan gjøres for å redusere deres faktura og samtidig bidra til bedre utnyttelse og utvikling av overføringsnettet.

For privatkunder kan man også se for seg en modell med timebasert effektprising, som er døgn- og sesongdifferensiert. Da vil man prise effekt samtidig som kunden vil oppleve dette som en form for tidsdifferensiert energipricing. Overfor kundene slipper man da utfordringen ved å forklare begrepet effekt og introdusere kW, men kan forholde seg til kWh (eller begrepet «ditt forbruk av strøm») som er et kjent begrep hos kundene. Et budskap om at strømforbruket er dyrere i enkelte timer i døgnet, eller enkelte perioder av året, vil være enkelt for en forbrukerkunde å forholde seg til, og nettselskapet vil da kunne oppnå ønsket effekt ved at kunder flytter/reducerer sitt forbruk i topplast-perioder.

Målt effekt ved topplast i nettet

Et effektledd basert på målt effekt i nettets topplast time eller eventuelt et snitt av noen topplast-timer, blir av teoretikerne ofte framlagt som den optimale måten å prise effekt på, men en slik tariffing er i praksis lite egnet for distribusjonsnettet. Som nevnt over, er enkelhet og forutsigbarhet en forutsetning for at effekttariffer skal gi insentiver til å påvirke sluttbrukerens adferd. Et effektledd basert på nettets topplast-time vil i mindre grad være forenelig med dette enn et effektledd basert på kundens eget maksimale effektuttak i definerte perioder.

Med et effektledd satt ut fra nettets topplast-time i d-nettet, vil man risikere at effektuttaket hos kunden i topplast-timen varierer betydelig fra år til år. Variasjoner i forbruket vil gi størst utslag for kunder med lav brukstid (som husholdninger), og i enda større grad for kunder med stor variasjon i forbruket (som fritids-hus/ hytter). For slike kunder kan tilfeldigheter avgjøre den årlige nettarriffen, f.eks. om man er hjemme / på hytta på årets kaldeste dag. Det er uheldig dersom effektleddet oppfattes som for vilkårlig og uforutsigbart for kundene. Et annet forhold er at distribusjonsnettet er preget av hyppige kundevekslinger på anleggene. Også dette bidrar til at avregnet etter målt effekt i nettets topplast er uegnet.

Målt effekt: Gjennomsnitt av effektuttak i referansetimer

Alternativt kan man fordele kostnadene i nettet i henhold til effektbelastningen i et begrenset antall referansetimer. Dersom en ønsker at modellen skal være nøytral, bør kundene *ikke* vite hvilke timer som er referansetimer (jf. kontrollforskriftens krav til effektledd i sentral- og regionalnettstariffen). Dersom det skal oppfattes som rimelig og rettferdig at kundene på forhånd ikke vet hvilke timer som vil bli lagt til grunn, må grunnlaget være et antall timer – ellers kan utfallene bli vilkårlige, og ellers like kunder kan få svært ulike effektledd (f.eks. hyttekunder). Merk at jo flere timer som legges til grunn for beregningen, desto mer vil ordningen ligne på dagens energiledd. I så fall vil det gi kundene et for sterkt incentiv til å redusere effekt- og energiforbruket generelt.

I praksis kan en slik ordning utformes slik at et gjennomsnitt av belastningen i et antall timer hver måned legges til grunn. Fordelingen av residualkostnadene kan så fordeles basert på et rullerende gjennomsnitt som beregnes for de siste seks, ni eller tolv måneder. Det kan bidra til å redusere tilfeldige utslag og store sprang i effektledd fra faktura til faktura, og som sådan også dempe incentivene til tilpasninger. En modell med rullerende gjennomsnitt er imidlertid ikke hensiktsmessig. Dette blant annet på grunn av hyppige kundevekslinger på anlegg i distribusjonsnettet, som gjør det uegnet å benytte et så «gammelt»

avregningsgrunnlag. En slik modell vil også være mer utfordrende med hensyn til kundenes forståelse av tariffen, samt at kunder for sent ser respons av betydning på de tiltak de gjør i den ene eller andre retning. Også NVEs foreslåtte ordning med gjennomfakturering i regi av kraftleverandør tilsier at en modell basert på rullerende gjennomsnitt eller maks er uegnet.

Som nevnt foran, er hensynet til kundene og at disse aksepterer og forstår de nye tariffene svært viktig ved utformingen av tariffene. Vi tror det blir enklere for kunden å forstå overgangen til effektbaserte tariffer dersom de vet hvilke perioder som ligger til grunn for avregnet effekt, og dette bør ikke bety svært mye med tanken på leddets nøytralitet. Vi tror derfor at en god løsning kan være å bruke målt effekt basert på kundens maks i på forhånd bestemte perioder. Valg av perioder/varighet må nøye vurderes.

Kan modeller kombineres?

En kan tenke seg å kombinere ulike modeller. Slik vi ser det, er fastledd det som er mest hensiktsmessig å kombinere med de alternative modellene for effektledd NVE foreslår.

Uavhengig av hvilket effektledd NVE velger å innføre, kan et økt fastledd (dvs. et fastledd som er større en direkte henførbare administrative kostnader) bidra til å redusere/justere nivået (doseringen) av prissignaler. NVE bør drøfte hva som er hensiktsmessig dosering av langsiktige prissignaler for å oppnå ønsket langsiktig tilpasning.

En kunne også sett for seg at et økt fastledd kombinert med et energiledd lik marginale tap hadde vært en modell, evt. et økt fastledd med to trinn avhengig av sikringsstørrelse. Dette gjør imidlertid at store og små kunder vil betale nesten det samme i nettleie. Dette vil bli oppfattet som lite rettferdig og vanskelig å få implementert.

Harmonisering av tariffene er ønskelig

Som det fremgår av drøftingen over, er det mange måter å utforme både kapasitetsavgifter og effektledd på, og dagens distribusjonstariffer er utformet på mange ulike måter. Standardisering kan både føre til forenklinger og til bedre incentivvirkninger av tariffene. Fordeling av de residuale kostnadene i et effektledd, er også bedre enn dagens energiledd. Her bør det også utarbeides felles kriterier for differensiering mellom kunder.

Forutsatt innføring av en leverandørsentrisk modell vil det bli svært krevende for kraftleverandørene å håndtere ulike prinsipper for utforming av nettleien i alle landets nettområder. En leverandørsentrisk modell innebærer at kraftleverandøren skal fungere som kundekontakt også for nettkundene, og kunne svare på spørsmål om nettleien. Hvis det ikke foreligger felles prinsipper for utforming av nettstariffer, vil det bli vanskeligere for kraftleverandøren å gi fullgode svar, og for kunden å avdekke eventuelle feil på fakturaen. Det store spørsmålet er hva kunden vil se på fakturaene som kommer etter at leverandørsentrisk modell er innført.

Harmonisering av tariffstrukturen betyr ikke at tariffene må utformes helt likt hos alle nettselskap, men begrenser hvilke tariffstrukturer som kan benyttes og klargjør og forenkler kriteriene for utforming av tariffene og differensiering mellom kundegrupper.

Modeller for kapasitetstariff og fleksibilitetsmarkeder

Det er flere utfordringer knyttet til utforming av mekanismer for fleksibelt forbruk og realiseringen av nettnytte:

- Man må vite når og hvor det er kapasitetsutfordringer i nettet.
- Det trengs økt kunnskap om hvordan og hvor sterkt små kunder, som i dag ikke er timesmålte, reagerer på prissignaler i og med at de ikke har fått timesvise prissignaler fra spotmarkedet eller har hatt effekttariffer tidligere. Erfaringsdata fra større kunder med timesmåling og effekttariffer har heller ikke blitt analysert på en systematisk måte.
- Nettselskapene må stole på at forbrukssiden reagerer tilstrekkelig både på kort og lang sikt til at tilpasninger hos forbrukerne kan være et reelt alternativ til nettførsterkninger.
- Det er usikkert i hvilken grad nettselskapene vil utsette investeringer på basis av kunders respons. Investeringer i nettet kommer også an på utformingen av inntektsrammereguleringen og hvordan investeringer belønnes her, risikoen for økte KILE-kostnader og hvordan andre krav til nettselskapene påvirkes av ordningene (f.eks. krav om leveringskvalitet).

Innføring av AMS og timesmåling vil ventelig gi bedre informasjon om både kapasitetsutnyttelsen i nettet og kundenes betalingsvilje for økt kapasitet, og gi et bedre grunnlag for effektiv bruk av slike tariffer. NVE kommenterer to modeller for forbrukeres respons; prisrespons – frivillig og løpende tilpasning basert på løpende prissignaler og utkobling av forbruk – det er inngått en avtale om utkobling under gitte betingelser, og forbrukeren kompenseres.

Prisrespons kan oppnås gjennom tariffer; enten løpende langsiktige prissignaler i tariffen (f.eks. effektprising) eller gjennom kapasitetsprising når knapphet er i ferd med å oppstå. Utkobling kan også prises på ulike måter; Fast rabatt som kompensasjon for tidvis utkobling (dagens fleksible tariffer) og pris på avtaler om utkobling satt i et marked – f.eks. gjennom en auksjon. Prisen kan settes som en fast kompensasjon eller kombinasjon av fast og variabel (ved faktisk utkobling) kompensasjon

I tilfeller der det ikke er samfunnsøkonomisk fornuftig å bygge ut kapasiteten i nettet selv om man nærmer seg kapasitetsgrensen, kan det være nyttig å påvirke forbruket gjennom økonomiske incentiver. Noen av alternativene er Critical Peak Pricing, fleksible tariffer og betaling for redusert forbruk. Effektiviteten, sikkerheten for nettselskapet og fordelingsvirkninger mellom nettkundene av de ulike modellene bør vurderes opp mot hverandre.

Critical Peak Pricing

Kapasitetsavgifter kan utsette eller redusere investeringer i nettet ved å gi bedre utnyttelse av eksisterende kapasitet. Ved å sette en høyere pris for uttak når kapasiteten er knapp, kan kundene stimuleres til å redusere forbruket i denne timen, f.eks. ved å redusere inne-temperaturen eller flytte forbruk til timer der kapasiteten ikke er knapp. Slik tilpasning fører imidlertid til en kostnad for kundene som kan være knyttet til redusert komfort, ulemper ved å flytte forbruk, investeringer i utstyr med lavere effektuttak eller større styringsmulighet, osv.

En effektiv kapasitetsavgift, som ilegges for å påvirke forbruket og realisere nettnytte, bør bare ilegges i timer der kapasiteten er knapp, eller i dimensjonerende timer. Dette kalles Critical Peak Pricing. Critical Peak Pricing kan også baseres på uttak i flere timer (dersom det er risiko for at den kritiske topplasten bare forskyver seg til timen før eller timen etter). Critical Peak Pricing har mange fellestrekk med effekttariffer basert på målt effekt i topplasttimen som er diskutert tidligere.

Det er vanskelig å fastsette presise kapasitetsavgifter. Det innebærer at kapasitetsavgifter kan gi både for sterk og for svak tilpasning. For sterke kapasitetsavgifter innebærer at kundene reduserer sitt forbruk mer enn det som er ønskelig eller nødvendig, og i timer der det uansett er ledig kapasitet i nettet. For svake

kapasitetstariffer kan føre til tilpasninger «til ingen nytte» - hvis nettet må likevel bygges ut. Til tross for at man ønsker å redusere unødvendig tilpasning, må man starte kapasitetsprisingen i tilstrekkelig god tid før kapasiteten blir knapp, slik at nettselskapet kan være sikker på tilpasningen er tilstrekkelig stor til at investeringer kan utsettes eller droppes uten at det går ut over leveringssikkerheten. Denne formen for tariffer et tillatt i dag i distribusjonsnettet, men er ikke i bruk noe sted og en sannsynligvis ikke egnet til bruk i distribusjonsnettet.

Fleksible tariffer

I dag gis det mulighet for å gi såkalt fleksible tariffer til kunder som oppfyller visse kriterier. Disse kundene betaler en lavere tariff mot at nettselskapet kobler ut forbruket når det er behov for det av hensyn til nettdriften. Det gjelder typisk kunder med alternative oppvarmingsløsninger (oljekjel), men også andre typer kunder kan ha fleksibilitet i sitt forbruk. Ved utfasing av oljekjeler, vil det være færre kunder som har mulighet til å tilby fleksibilitet.

Per i dag er det i hovedsak store kunder som har tilbud om fleksible tariffer fordi det vil være administrativt krevende for nettselskapet å håndtere mange små kunder.

Vi mener at nettselskapene vil være tjent med å beholde dagens ordning med fleksible tariffer inntil et eventuelt alternativ er grundig utredet og utprøvd. I og med at utkopplbart forbruk koples ut i høylastperiodene er de ikke slikt forbruk dimensjonerende for nettkapasiteten og skal derfor heller ikke belastes med kapasitetsbetaling.

NVE konseptføring forutsetter (og det er nevnt flere ganger) at fleksibelt forbruk vil være en gratispassasjer i og med at andre kundegrupper må betale for kapasiteten. Det siste er i noen grad korrekt, men fleksibelt forbruk skal heller ikke belastes kostnader som forbruket ikke forårsaker. Man må også se dette i lys av at ordningen bidrar til å redusere kostnader som ellers ville blitt belastes øvrige kunder (nettinvesteringer med tilhørende driftskostnader, KILE mv..).

Betaling for redusert forbruk

Et alternativ til Critical Peak Pricing og fleksible tariffer, er at nettselskapet tilbyr betaling for at kunder skal redusere sitt uttak i dimensjonerende timer. Skal slik betaling være fullt ut effektiv, bør i prinsippet alle kunder få anledning til å delta, slik at de billigste tilpasningene realiseres. Dersom det er store administrative kostnader knyttet til en omfattende markedsløsning, kan det imidlertid forsvare løsninger der bare kunder over en viss størrelse kan delta. Det bør imidlertid ikke stilles krav om at kundene f.eks. skal ha fleksible varmeløsninger for å delta.

Hvordan slikt tilbakekjøp av effekt skal håndteres mellom nettselskapet og kundene, samtidig som nettselskapet skal likebehandle kundene (nøytralitet), er et åpent spørsmål. CEER (2014) foreslår at nettselskapene ikke skal ha adgang til å utvikle markeder, men kun kjøpe fleksibiliteten som tilbys i et slikt marked. Dog er det en forutsetning for en slik modell, at fleksibiliteten som brukes er valgt ut på en ikke-diskriminerende måte. Tredjeparter som kraftselskapene og aggregatorer kan dermed utvikle markeder og løsninger rettet mot kundene, og nettselskapene kan kjøpe forbruksfleksibilitet via disse aktørene.

CEER (2014) åpner også for at nettselskapene kan styre lokale ressurser (forbruk og produksjon) for å opprettholde balanse på lavere nettnivå. En slik rolle tilsvare Statnetts systemansvar. Skal en slik mulighet utnyttes på en god måte, krever det tett samarbeid mellom distribusjonsnett og sentralnett. I tillegg kreves at begge selskap opptrer som en nøytral og ikke-diskriminerende part. Markedsløsninger for å tilby å prise fleksibilitet på lavere nettnivå må utvikles nærmere. På europeisk nivå samarbeider CEER med ACER om dette spørsmålet. Det kan være interessant å vurdere slike løsninger i det nordiske

markedet i og med at Norden har vært tidlig ute med markedsløsninger på andre områder innen kraftsystemet.

Et framtidig markedsbasert system, trenger ikke å være svært ulikt dagens ordning, men det bør utredes grundig og sendes ut på en egen høring. Det utsendte materialet fra NVE er et for tynt grunnlag å ta denne beslutningen på.

Oppsummering - innføring av kapasitetstariffer og fleksibilitetsmarkeder

Nettselskapene har i dag et gitt behov for fleksibilitet som løses gjennom fleksible tariffer. Vi oppfatter NVEs forslag som for dårlig utredet og at konsekvensene av forslaget er ikke vurdert godt nok. Det er viktig at dagens etablerte og velfungerende ordning består inntil et eventuelt alternativ et grundig utredet og utprøvd.

Konsekvenser av endret måte å beregne nettleien på

Konsekvenser for lagring

NVE skriver at effektbaserte tariffer gir bedre insentiver for forbrukerne til å investere i lagring, noe som kan bidra til økt effektivitet. Lagring er ikke et mål i seg selv, men kun ønskelig dersom det er en kostnadseffektiv løsning. Det gjelder kun dersom effekten er priset riktig, ellers kan man få for høye insentiver til å investere i lagring. Med andre ord er utformingen av tariffen det sentrale. Dersom forbruk utløser anleggsbidrag (som f.eks. ved lading av ferger), vil dette løse seg selv.

Konsekvenser for energieffektivisering

Dagens ordning gir insentiver til å redusere energiforbruket, og energieffektivisering reduserer nettleien proporsjonalt med energibesparelsen.

Ved effektbaserte tariffer, er kostnadsbesparelsen for forbrukeren ulik avhengig av utforming av tariffene. Dersom residuale kostnader hentes inn gjennom et rent fastledd (eller sikringsstørrelser med små intervaller for differensiering) som er likt for alle kunder, vil endringer i energibruk fra energieffektivisering ikke gi vesentlig redusert nettleie. Effektledd basert på sikringsstørrelse, målt effekt, abonnert effekt vil gi insentiver til effektbesparelser (redusere forbrukerens egen topplast). Nøytrale effekttariffer (som i minst mulig grad skal gi insentiver til tilpasninger i forbruksnivå- og mønster) kan fjerne kostnadsbesparelsen ved energieffektivisering. Kapasitetstariffer (ved kapasitetsutfordringer) kan gi sterke insentiver til energieffektivisering som gi effektreduksjoner i topplast. Markeder for utkobling påvirker i liten grad energieffektivisering, men vil påvirke valg av investeringer

Oppsummert: Effekttariffer vil i mindre grad enn energibaserte tariffer gi insentiver til energieffektivisering. Avhengig av utforming, kan effektbaserte tariffer fjerne insentivet (i tariffen) for energieffektivisering eller vri insentivet til å fremme «effektsparing» (f.eks. ved kapasitetstariffer – dvs. prissignaler) framfor.

Konsekvenser for fjernvarme

Fastleddet inkluderes ikke i fastsettelsen av maksimal fjernvarmepris. Et høyt fastledd kan få konsekvenser for fjernvarmeprisen (redusert sammenligningsgrunnlag), alternativt må prisfastsettelsen av fjernvarme endres (slik NVE åpner for). Økt effektledd (i kombinasjon med redusert energiledd) vil bidra til at fjernvarmeselskapene kan legge til grunn til en mer kostnadsriktig tariffing av fjernvarme (i og med at varme normalt har lavere brukstid enn annet forbruk).

NVE foreslår at ordningen med fleksibelt forbruk oppheves og erstattes av en mer markedsbasert ordning med hvor nettselskapet foreslås å kjøpe fleksibilitet enten fra en aggregator, kunden selv eller et omsetningsselskap. Et fjernvarmeselskap som i dag kjøper elkraft med uprioritert overføring vil derfor, hvis forslaget blir vedtatt kunne selge sin fleksibilitet til en aktør (aggregator/omsetningsselskap som er balanseansvarlig) som i hht forslaget skal selge kunne videreselge fleksibiliteten til Statnett eller til en DSO. En konsekvens av dette forslaget vil være at leveranse av elektrisitet til fjernvarmenettene vil opphøre fordi det blir langt høyere kostnader for aktørene, og det er meget uheldig blant annet fordi vi trenger så mye avtak av el som vi kan få i årene framover. Hafslund for eksempel bruker omkring 1/3 el som innsatsfaktor i sin fjernvarmeforsyning, og mange andre aktører bruker også mye el.

Store forbrukskunder, eksempelvis varmesentraler, kan oppleve at tariffen økes kraftig uten at nettselskapet har behov for å kjøpe tilbake fleksibilitet. Det vil kunne gi fjernvarmeselskapene økte kostnader, uten at prisen til sluttkundene kan økes da prisen er regulert i forhold til tilsvarende strømpris

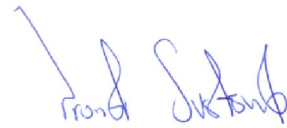
Vi stiller gjerne i et møte for å utdype vårt høringssvar.

Vennlig hilsen

Energi Norge



Einar Westre
Direktør nett og marked



Trond Svartsund
Næringspolitisk rådgiver