



NVE FORSLAG TIL NETTARIFFER I DISTRIBUJONSNETTET

Høringsuttalelse til NVEs forslag om nye
uttakstariffer i distribusjonsnett

Februar 2018



Kontaktinformasjon

Navn	E-post	Telefon
Kjetil Ingeberg	Kjetil.ingeberg@poyry.com	+47 93245623

Copyright © 2018 Pöyry Management Consulting (Norway) AS

DISCLAIMER/ANSVARFRASKRIVELSE OG RETTIGHETER

Denne rapporten er utarbeidet av Pöyry Management Consulting (Norway) AS ("Pöyry").

Pöyry kan ikke holdes økonomisk eller på annen måte ansvarlig for beslutninger tatt eller handlinger utført på bakgrunn av innholdet i denne rapporten.

Pöyry baserer sine analyser på offentlig tilgjengelige data og informasjon, egne data og data eller informasjon som blir gjort tilgjengelige for oss i forbindelse med spesifikke oppdrag. Vi vurderer alltid om kvaliteten på dataene er god nok til at de kan brukes i våre analyser, men kan likevel ikke garantere for kvalitet og sannferdighet i data vi ikke selv eier rettighetene til. Usikkerhet er et element i alle analyser. Som en del av metode-dokumentasjonen til våre analyser forsøker vi alltid å synliggjøre og drøfte usikkerhets-faktorene.

Alle rettigheter til denne rapporten tilhører Pöyry.

INNHold

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER	1
1. INNLEDNING	3
2. NVES FORSLAG TIL NETTARIFFER I DISTRIBUTJONSNETT	4
2.1 Utvikling av nytt regelverk for tariffen	4
2.2 Prissignal i tariffene	4
2.3 Hva skal man oppnå med tariffen?	5
2.4 Kostnader i nettet	6
2.5 Sammenheng mellom tariffen og betalt anleggsbidrag	9
2.6 Hva bør gjøres av tilpasninger innenfor NVEs forslag til tariffen?	10
2.6.1 Kunder bør differensieres ut fra brukstid	10
2.6.2 Kostnaden for abonnert effekt må ikke settes for høyt i samlet fastledd	11
2.6.3 Overforbruksleddet bør være dynamisk utformet og relatert til systemets topplast	12
3. BETYDNING AV ANLEGGSBIDRAG	13

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER

Pöyry har gjennomgått NVEs forslag til uttakstariffer i distribusjonsnettet i «Høringsdokument 5/2017».

Denne rapporten drøfter hvilke prinsipper som bør legges til grunn for rimelig fordeling av kostnader mellom ulike kunder og kundegrupper i nettet. Videre drøfter vi hvordan og i hvilket omfang prissignaler kan benyttes for å synliggjøre den marginale verdien av kapasitet i nettet til kundene. Vi tar også opp betydningen av betalt anleggsbidrag i forhold til kundenes bidrag til betaling av samlede nettkostnader. Til slutt kommer vi med innspill til hvilke utbedringer som bør gjennomføres innenfor NVEs forslag til utforming av nettariffer.

På overordnet grunnlag er vi enige i at kapasitetsledd er et bedre grunnlag for fordeling av nettkostnad mellom kunder enn dagens energibaserte tariffer. Vi mener imidlertid at NVE i utilstrekkelig grad har dokumentert påstander om hvordan kapasitetsleddene vil påvirke forbruksprofiler og fremtidig nettbehov, og hvordan styrken på prissignalet som sendes i tariffen står i forhold til kundenes kostnader og nyttetape ved tilpasning.

Rapporten peker på følgende hovedutfordringer ved NVEs forslag:

NVEs forslag til tariffmodell vil medføre en kraftig økning av nettleien for kunder med atypisk forbruksprofil sammenlignet med dagens energitariff. Hurtiglade-stasjoner, bakeri, korntørking og veksthusbedrifter har en atypisk forbruksprofil med stort behov for effekt innenfor korte perioder. I en modell der kapasitetsleddet er grunnlaget for nesten hele nettleien, blir prisen pr kWh svært høy.

Økningen i kapasitetsleddet står ikke i forhold til nettselskapenes kostnader for kapasitet. Størrelsen av kapasitetsleddet sender et prissignal som er betydelig høyere enn den påregnelige kostnaden for å øke kapasiteten i nettet, og tar ikke hensyn til at en betydelig andel av nettselskapenes kostnadsbase er uavhengig av kapasitet. Dette betyr forholdsvis lite for kunder med «normal» brukstid, men slår svært urimelig ut for kunder med lav brukstid. Dersom prissignalet virker, er det sannsynlig at det vil medføre et netto samfunnsøkonomisk tap fordi kundene reduserer sitt forbruk for sterkt.

Forslaget tar ikke tilstrekkelig hensyn til sammenhengen mellom prissignal og systemlast. Uten tidsdifferensiering eller differensiering etter systemlast i kapasitetsleddet, sendes det et feil prissignal til kundene om å redusere bruken av nettet også i perioder der det er ledig kapasitet.

Vi peker også på at forslaget ikke tar hensyn til virkningene av anleggsbidrag, som bidrar til en betydelig skjevhet i fordelingen av kostnader mellom kunder i samme nett. **Dette rammer spesielt kunder som betaler fullt anleggsbidrag for både nettstasjon og eget lavspennnett.**

Vi peker på følgende forbedrings- og endringsforslag for å bøte på de skjevhetene NVEs forslag gir:

Kundegrupper og tariffledd bør kunne differensieres etter brukstid. Differensiering av fordelingsnøkkelen kan gi en rimeligere kostnadsfordeling mellom kunder innenfor NVEs forslag med abonnert effekt, og unngå så ekstreme utslag for kunder med lav brukstid som NVEs forslag gir. Formålet er å oppnå en rimelig kostnadsfordeling, og å unngå at noen typer kunder blir forfordelt.

Vektleggingen av kapasitetsleddet i samlet fastledd bør reduseres. Etterspørsel etter økt kapasitet vil hovedsakelig påvirke nettselskapenes kapitalkostnad. Tariffmodellen bør

endres slik at den bedre reflekterer den faktiske kostnadsstrukturen i nettselskapene. Dette innebærer at det bruksuavhengige fastleddet bør stå for om lag 50% av tariffinntektene, energibasert ledd bør stå for om lag 10% (nettap) og kapasitetsbasert ledd bør stå for om lag 40%. Fordelingen kan variere mellom selskap.

På kort sikt bør et prissignal om kostnader ved overforbruk ideelt sett bare sendes når systemet nærmer seg kapasitetsgrensen – det vil si i topplasttimene. Et slikt signal vil imidlertid gi en svært høy pris relativt få timer i løpet av året. Med tanke på kostnadsdekning samt at verken utviklingen av nettet gjennom investeringer eller tilpasninger hos sluttbrukerne kan gjøres momentant, må det også sendes signaler om kostnader ved bruk av kapasitet i perioder utenom topplasttimene. Samtidig er det viktig at prissignalene er relatert til hvor nær kapasitetsgrensen man er. Med et dynamisk utformet prissignal relatert til faktisk systemlast, sterkt i perioder hvor systemlasten er høy og lavt i perioder med god kapasitet, vil signalene være bedre tilpasset for både kort- og lang-siktige tiltak hos sluttbrukerne. På kort sikt vil mer dynamiske prissignaler redusere de samfunnsøkonomiske kostnadene knyttet til for lav nettutnyttelse. Samtidig vil incentivene til å velge alternative løsninger for energiforsyning heller ikke bli for sterke på lenger sikt.

1. INNLEDNING

NVEs høring om utforming av uttakstariffer i distribusjonsnettet (høringsdokument 5/2017) er nå ute på høring med høringsfrist 1. mars.

Pöyry har gått gjennom høringsdokumentet og gir med denne rapporten sine innspill til NVEs høringsdokument.

2. NVES FORSLAG TIL NETTARIFFER I DISTRIBUTJONSNETT

2.1 Utvikling av nytt regelverk for tariffer

NVE mener nettleien i større grad enn dagens utforming bør gjenspeile hvordan kostnadene i nettet oppstår. Utviklingen med økt elektrifisering av samfunnet medfører at etterspørselen etter energi (kWh) øker mindre enn etterspørselen etter effekt (energi per tidsenhet, for eksempel kWh/h).

I Høringsdokument 5/2017 legger NVE opp til en nettleie på distribusjonsnett bestående av tre ledd:

- Energiledd som dekker kostnadene kundene påfører nettet ved bruk av en ekstra enhet kWh (tapskostnadene i nettet)
- Fastledd knyttet til kundens abonnerte effekt. Denne grensen bestemmes av kunden og kan kun endres med 12 måneders intervall
- Overforbruksledd for forbruk utover abonnert effekt

NVE har følgende mål for tariffutformingen:

- Tariffen skal dekke nettselskapets tillatte inntekt
- Tariffen skal gi en rimelig fordeling av kostnadene mellom brukerne av nettet
- Utformingen skal bidra til en effektiv utnyttelse og utvikling av nettet. Nett som allerede eksisterer bør utnyttes effektivt og til lavest mulig kostnad. Tariffen skal samtidig bidra til å redusere nettinvesteringene når dette er samfunnsøkonomisk lønnsomt (kostnaden i forbindelse med forbruksreduksjon er høyere enn investeringskostnaden)

NVE legger opp til en standardisert og harmonisert utforming av nettleien, hvor alle kunder tilknyttet distribusjonsnettet behandles likt. NVEs vurdering er at kundeabonnement basert på etterspurt kapasitet også er egnet for tariffing av næringskunder. Argumentasjonen for dette er forenklinger i forbindelse med overføring av ansvaret for avregning av tariffer fra nettselskap til Elhub. Videre mener de standardisering av nettleien vil bidra til økt kundeforståelse og likere rammebetingelser i ulike geografiske områder.

Samtidig erkjenner de at mer tidsdifferensierte priser kan være aktuelt for næringskunder med mer atypisk forbruksprofil, som for eksempel hurtigladdestasjoner for elbiler og korn-tørking. I rapport 74/2016 påpeker også NVE at «*Det er imidlertid viktig å vurdere hvordan den konkrete tariffutformingen slår ut for kunder med kort brukstid, slik som ladestasjoner for elbiler, og påse at det ikke gis prissignaler som rammer disse kundene urimelig hardt*».

2.2 Prissignal i tariffene

Nettselskapene kan påvirke bruken av nettet gjennom to typer prissignal; Anleggsbidrag som typisk er et lokaliseringssignal og prissignal i tariffledd for effektiv utnyttelse og utvikling av nettet. I tillegg gir både anleggsbidrag og tariffen fordelingsvirkninger mellom kunder.

Ved nytilknytninger i nettet eller krav om forsterkninger vil normalt kunden bli eksponert for anleggsbidrag. Anleggsbidrag skal gjenspeile hvilke kostnader krav om økt kapasitet eller nytilknytning påfører nettet. Anleggsbidraget er typisk et lokaliseringssignal og vil variere

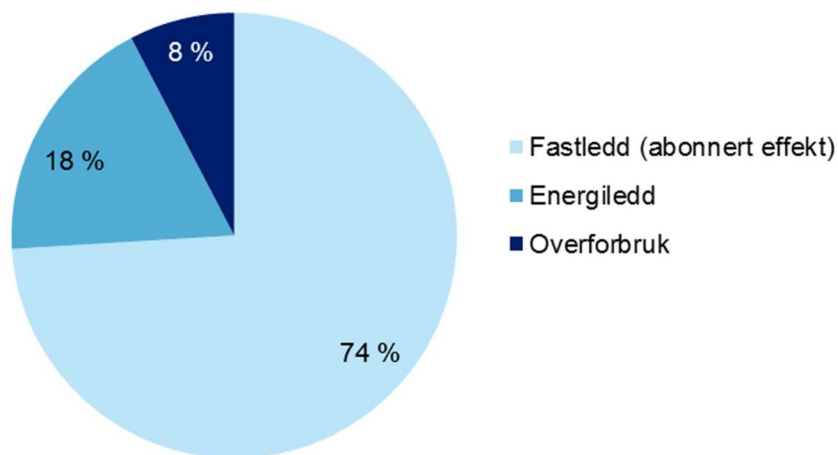
avhengig av hvor i nettet kunden ønsker økt kapasitet eller nytilknytning. Nettselskapet kan kun kreve anleggsbidrag dersom eksisterende kapasitet ikke er tilstrekkelig. Dette gjelder dermed blant annet ved etablering av hurtigladdestasjoner når det må etableres ny nettstasjon og lavspenttilknytning.

Effektiv utnyttelse og utvikling av nettet på kort og lengre sikt fordrer også gode signaler gjennom tariffene. I NVEs forslag er det tre elementer som i prinsippet skal sende et prissignal:

- Fastleddet (abonnert effekt) skal gi kunden incentiver til å vurdere alternative oppvarmingsløsninger, investere i styringssystemer mv.
- Overforbruksleddet skal gi kunden et kortsiktig prissignal for å begrense bruken av strøm når behovet overstiger abonnementsgrensen
- Energileddet skal i prinsippet gi kunden incentiv til å redusere tapet i nettet, men er i praksis et incentiv til å bruke så lite strøm som mulig. Energileddet er lavt, og er i seg selv et svakt prissignal

I NVEs forslag sies det at abonnementsgrensen skal settes «slik at kunden gis insentiv til å holde seg innenfor abonnert energiuttak per time, i de fleste timer». Det er rimelig å tolke dette dithen at mesteparten av tariffkostnaden og dermed prissignalet vil komme fra fastleddet. Eksempelberegningene i høringsdokumentet bekrefter denne antagelsen, se Figur 1.

Figur 1 Fordeling av årskostnad mellom ulike tariffelementer for en typisk husholdningskunde



Kilde: NVEs høringsdokument

Under 10% av en typisk kundes nettleie (eksklusive avgifter) vil etter NVEs forslag være knyttet til det kortsiktige prissignalet (overforbruket). Dersom vi tar hensyn til elavgiften i tillegg, vil andelen være under 5%.

2.3 Hva skal man oppnå med tariffen?

Tariffens hovedformål er å sørge for at nettselskapene henter inn sin lovlige inntekt, og dermed kan dekke sine kostnader ved å bygge og drifte nettet. Det er vanlig å knytte tre kriterier til vurdering av om en tariff er hensiktsmessig eller ikke.

- Effektivitetsvirkninger, dvs om den bidrar til effektiv utvikling og bruk av nettet (og eventuelt effektivitet i tilgrensende prosesser slik som driften av elhub)
- Fordelingsvirkninger, dvs om fordelingen mellom ulike kunder er rimelig – i praksis hvorvidt den enkelte tariffbetaling står i rimelig forhold til de kostnader kunden påfører nettet
- Administrative virkninger, dvs at den skal være praktisk håndterbar og ikke medføre urimelige administrative problemer og kostnader

Effektivitetsegenskapene må vurderes i et samfunnsøkonomisk perspektiv. For at et pris-signal skal være effektivt, må det gi besparelser i nettet som overstiger kostnaden hos kunden ved å tilpasse seg. Kundens kostnad kan være **eksplisitt** og økonomisk i form av investering i styringssystem, erstatte el-oppvarming med annen energibærer, installere varmpumpe mv. Den kan også være **implisitt** i form av nyttetap, dvs ulempen ved at kunden ikke bruker strøm som han egentlig ønsker. Nyttetapet kan være i form av endret adferd, lavere komfort (innetemperatur) mv.

En direkte følge av dette er at prissignalet må stå i forhold til de underliggende kostnadene som kan påvirkes i nettselskapet. Fordelingen av tariffens bidrag til kostnadsdekning og effektiv utvikling av nettet gjennom prissignal til kunde bør derfor være relatert til den delen av selskapenes kostnader som påvirkes av økt effektbehov. Sterkere prissignal for bruk av nettet i perioder med knapphet på overføringskapasitet skal bidra til endringer i forbruksmønsteret som igjen skal gi lavere investeringer i nettet. For sterke eller feil prissignal kan imidlertid bidra til samfunnsøkonomiske tap hvor kunde reduserer forbruk i perioder hvor dette ikke gir nettmessig nytte gjennom reduserte investeringer, eller at kunde reduserer eget forbruk i større grad enn nødvendig. De langsiktige prissignalene i tariffen må derfor utformes med forsiktighet for å unngå at kunden tilpasser seg feil.

Et annet viktig poeng er samspillet mellom tariffen og anleggsbidrag. Anleggsbidraget er betaling for kundenære anlegg, hvor kunden betaler hele eller deler av investeringskostnaden for nettanlegget. Fra et fordelingsmessig synspunkt kan kunder som har betalt anleggsbidrag dermed få en urimelig høy, samlet nettkostnad sammenlignet med kunder som ikke har betalt anleggsbidrag. Dette drøftes nærmere i avsnitt 2.5.

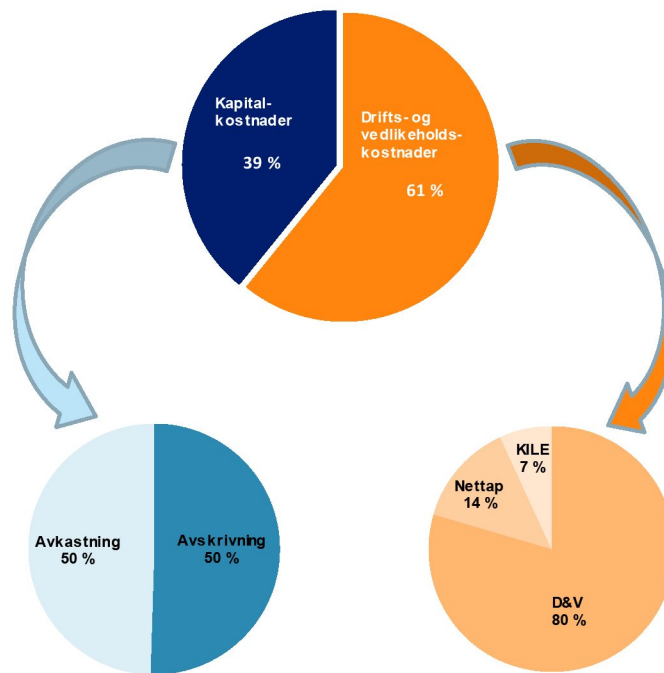
2.4 Kostnader i nettet

Det er et vel etablert og omforent prinsipp at tariffen skal gi en rimelig fordeling av kostnadene mellom brukerne av nettet. Et energiledd tilsvarende marginalkostnaden for bruk av nettet vil ikke gi full kostnadsdekning for nettselskapene. Det er derfor nødvendig med andre tariffledd for dekking av de residuale kostnadene.

Spørsmålet er imidlertid hvor stor del av de residuale kostnadene som skal dekkes gjennom faste tariffledd (NVEs forslag om abonnert effekt) og tariffledd som priser kapasitetsbeskrankninger i nettet (NVEs forslag om overforbruksledd).

Nettvirksomhet er forholdsvis kapitalintensiv virksomhet, hvor ny- og reinvesteringer i fysiske anlegg og står for mye av kostnadene. Kostnadsfordelingen for alle distribusjonsselskaper er vist i Figur 2

Figur 2 Samlet kostnadsfordeling i distribusjonsnett



Kilde: NVE, rapporterte tall for 2016 for distribusjonsnett

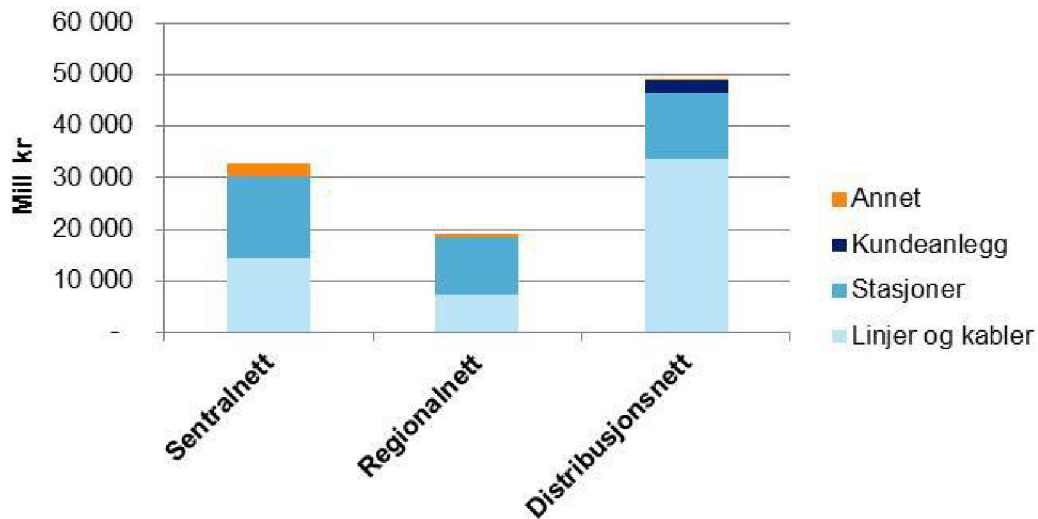
Kapitalkostnader i anlegg står for i underkant av 40% av samlede kostnader, gjennom avskrivninger og normalavkastning på bokført verdi av nettanlegg. Drifts- og vedlikeholds-kostnader (inkl. personalkostnader) står for om lag 60%. Av dette utgjør kostnader knyttet til nettap og KILE (kvalitetskostnader ved avbrudd) omlag 20%. I overliggende nett, det vil si spenningsnivåer over 22 kV i regional- og sentralnettet, er andelen kostnader knyttet til kapital noe høyere. Alle hurtigladestasjoner er imidlertid knyttet til distribusjonsnettet.

Dimensjonerende effekt er en viktig kostnadsdriver for nettet. I hvor stor grad dimensjoneringen av nettet er utslagsgivende for investeringskostnadene varierer imidlertid mellom ulike typer anlegg.

- For stasjoner og trafoer er kostnaden tilnærmet proporsjonal med effekt, siden bygningsmessige kostnader utgjør en forholdsvis liten andel av samlet investering og kostanden for trafoer er tilnærmet proporsjonal med merkeytelsen
- For luftlinjer og kabler (både jord og sjø) gir økt effekt liten kostnadsøkning, fordi selve fremføringsveien utgjør en stor andel av kostnaden. Kostnader for økt dimensjonering av ledninger og kabler er heller ikke proporsjonale med økt kapasitet
- For driftskontrollsystemer betyr effekt lite, det samme gjelder for målere og kundesystemer.

Fordelingen mellom ulike typer anlegg i det eksisterende nettet er vist i Figur 3.

Figur 3 Fordeling av bokført verdi pr hovedtype av anlegg og nettnivå (2016)



Kilde: NVE, rapporterte tall for 2016

Samlet, bokført verdi av dagens nett er om lag 100 milliarder kroner, inkludert verdien av anlegg finansiert med anleggsbidrag. Om lag 40 milliarder eller 40% er knyttet til stasjoner for alle nettnivåer samlet, mens stasjoner står for over 25% av bokført verdi i distribusjonsnettet. Som følge av AMS-investeringen vil andelen av kundespesifikke anlegg stige betydelig de nærmeste årene, samlet investering vil ligge i området 10 milliarder kroner.

Driftskostnadene i nettet har generelt liten samvariasjon med effekt, med unntak av nettap hvor det fysiske tapet øker med kvadratet av effekt. Nettap står imidlertid for en relativt liten andel av samlede kostnader, om lag 9% samlet for regional- og distribusjonsnett.

Så lenge det er tilstrekkelig kapasitet i eksisterende nett betyr kundens effektuttak dermed lite for nettselskapets kostnader. Bildet endrer seg imidlertid når økt effekt medfører nytt investeringsbehov. Selv om effekt mest har direkte betydning for investeringskostnaden for nettstasjoner og trafoer, så er økt effektbehov en viktig driver for at man i det hele tatt må bygge ny linje- eller kabelkapasitet. Økt effektbehov kan dermed gi betydelige sprangvise investeringskostnader, og det er ikke urimelig å legge til grunn at effekt er den dominerende kostnadsdriveren for kapitalkostnader, det vil si avskrivninger og avkastning på kapitalen.

Vi mener dermed at det er rimelig å legge til grunn at om lag 40% av den samlede kostnadsbasen i nettselskapene er direkte påvirket av effekt på lang sikt. På samme måte er i underkant av 10% knyttet til energitap, hvor nettselskapets kostnad er kjøp av strøm til dekning av tapet. De gjenværende 50% er i liten grad direkte påvirket av verken energi eller effekt, men av andre forhold som sammesetning og kompleksitet i kundemassen, fysisk utstrekning av nettet, forholdet mellom kabel og luftlinje mv.

En rimelig tilnærming til fastsettelse av de ulike tariffleddene kan derfor være:

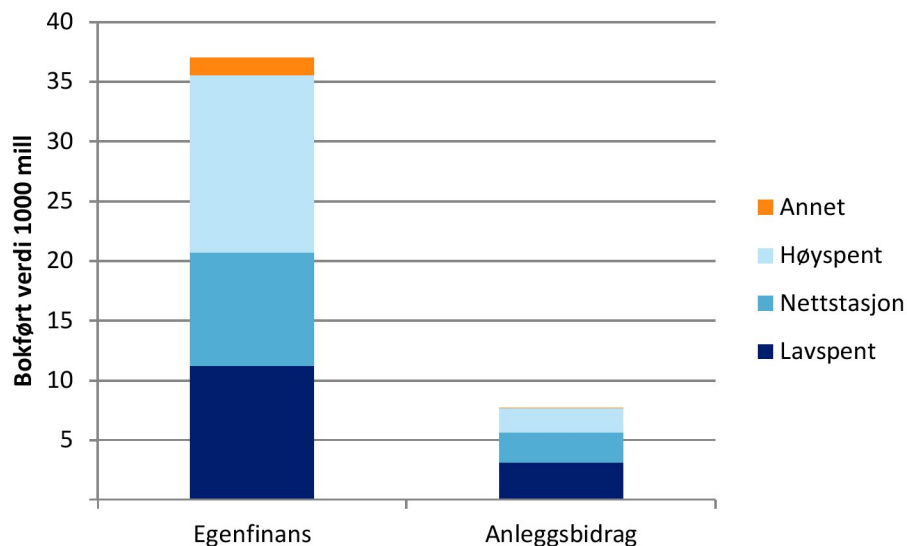
- Prissignal knyttet til effekt; om lag 40% av samlet tariffinntekt
- Prissignal knyttet til energi; om lag 10% av samlet tariffinntekt
- Residualledd uten prissignal; om lag 50% av samlet tariffinntekt

Grunnlaget for fastsettelse av et residualledd uten prissignal må gjøres på et objektiv og etterprøvbart grunnlag. Det kan være flere muligheter for å fastsette dette. Det er i dag vanlig å dele inn fastleddet etter kundegruppe, for eksempel husholdning, mindre næring, større næring og fritidsboliger. I dag gjøres inndelingen etter type bygg eller tilknytning, eventuelt supplert ved differensiering etter årlig energibruk, tilknytningspunkt (spenning) el.l.

2.5 Sammenheng mellom tariffer og betalt anleggsbidrag

Anlegg som er finansiert med anleggsbidrag utgjør 17% av den samlede anleggsmassen i distribusjonsnettet, målt etter bokført verdi. Nettselskapet får ikke inntektsramme for avskrivninger og avkastning for anlegg som er finansiert med anleggsbidrag – det er det jo enkeltkunder som allerede har betalt for. Et sentralt spørsmål er hvorvidt tariffen gir en rimelig kostnadsfordeling for kunder som har betalt anleggsbidrag – det vil si betalt for sitt eget lavspenninganlegg. For større kunder i distribusjonsnettet vil anleggsbidrag typisk dekke ialfall nettstasjon og lavspenninganlegg under nettstasjonen.

Figur 4 Finansiering av hovedgrupper av anlegg i distribusjonsnettet

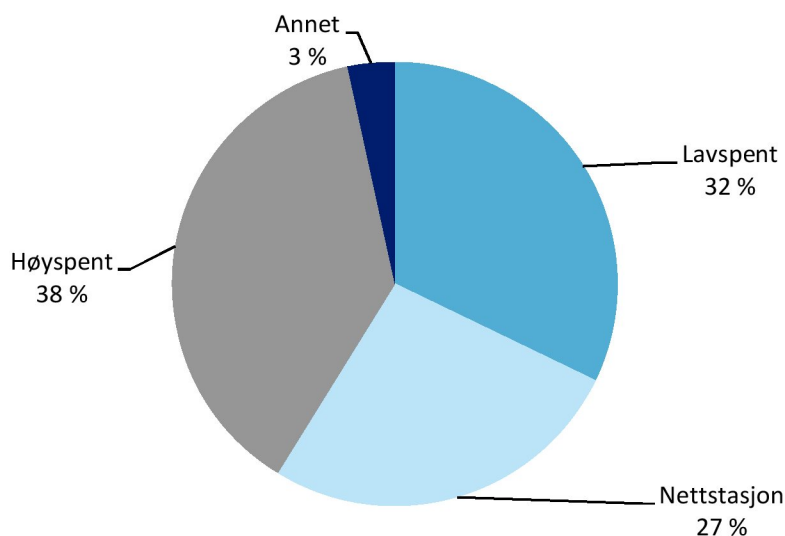


Kilde: NVE (2017)

Avskrivninger og avkastning utgjør 39% av samlede kostnader i nettet. Dersom ingen anlegg hadde vært finansiert med anleggsbidrag og dermed trukket ut av grunnlaget for nettselskapenes lovlige inntekt, hadde lovlig inntekt dermed vært om lag 7% høyere. Samtidig ville gjennomsnittlig tariff for alle kunder vært 7% høyere.

Anleggsverdien i distribusjonsnettet fordeler seg som vist i Figur 5.

Figur 5 Fordeling av bokført verdi pr hovedgruppe av anlegg i distribusjonsnettet



Kilde: NVE (2017)

En kunde som betaler anleggsbidrag for egen nettstasjon og lavspentnett, har altså betalt for om lag 60% av kapitalkostnaden i nettet, eller 23%¹ av «sin andel» av samlet nettkostnad. Samtidig er reduksjonen i nettleie kun om lag 7%. Dagens ordning med anleggsbidrag innebærer derfor at kunder som betaler anleggsbidrag, i vesentlig grad også betaler for andre kunders lavspentanlegg gjennom tariffen.

2.6 Hva bør gjøres av tilpasninger innenfor NVEs forslag til tariffer?

Det er flere forhold som fremstår som uavklart i NVEs høring hva gjelder detaljene i tariffutformingen. Vi drøfter under tre tilpasninger som bør gjøres i sammenheng med tariffutformingen, og som kan bidra til et mer velfungerende tariffregime:

- Kundegrupper bør differensieres ut fra brukstid
- Kostnaden for abonnert effekt må ikke settes for høyt i samlet fastledd
- Overforbruksleddet bør være dynamisk utformet og relatert til systemets topplast

2.6.1 Kunder bør differensieres ut fra brukstid

Dagens kundeinndeling har tre dimensjoner; type kunde (for eksempel husholdning, næring, hytter), størrelse på energiforbruk (for eksempel mer enn 100.000 kWh/år), og spenningsnivå (uttak på lavspent eller høyspent-nivå). Fra nettselskapets side er det ingen praktisk forskjell på en kunde med høy og lav brukstid eller om det er tale om næring eller husholdning, så lenge tilknytningen er på samme nivå i nettet. Det er dermed ikke nødvendigvis nettmessige begrunnelser for dagens inndeling i kundegrupper.

¹ Kapitalkostnaden utgjør 39% av samlet kostandsgrunnlag, 60% av denne betales med anleggsbidrag: $0,39 \cdot 0,6 = 0,234$.

I Statnetts tariffer er det gitt en egen tariff for «stort forbruk med høy brukstid» (SFHB). Denne kundegruppen er definert ut fra effekt (minst 15 MW) og brukstid (minst 5.000 timer). Disse kundene betaler en lavere tariff enn øvrige uttakskunder i sentralnettet. NVE har dermed allerede godtatt brukstid som et relevant kriterium for å skille ut en egen kundegruppe.

Poenget er dermed at en fordelingsnøkkel som tilsynelatende fungerer godt for kunder med sammenlignbar brukstid, kan gi svært skjeve resultater for svært lav (eller svært høy) brukstid. Dette synes å være et relevant argument for blant annet hurtigladedestasjoner. Fordeling av tariff etter effekt fremstår som rimelig treffsikkert for kunder med «normal» brukstid rundt 2.500-3.000 timer, men slår dramatisk ut for f.eks. en hurtigladedestasjon med 250 timers brukstid.

En naturlig konsekvens må være at fordelingsnøkkelene må ta hensyn til blant annet brukstid for å gi en rimelig kostnadsfordeling mellom kunder. Dersom modellen med abonnert effekt vedtas, bør modellen derfor åpne for **differensiering av kunder etter brukstid**. Formålet er å oppnå en rimelig kostnadsfordeling, og å unngå at noen typer kunder blir forfordelt.

2.6.2 *Kostnaden for abonnert effekt må ikke settes for høyt i samlet fastledd*

Vi mener at et høyt kapasitetsledd er berettiget så sant det er sannsynlig at økt forbruk vil medføre investeringer i økt kapasitet. I et nett med mye ubrukt kapasitet vil lav kapasitetspris stimulere til bedre utnyttelse av nettet, hvilket i seg selv er bra. Tilsvarende bør det sendes prissignaler om at bruk av nettet i perioder hvor kapasiteten er høyt utnyttet, er dyrt. Dette gjelder generelt for alle kunder, uavhengig av brukstid.

I NVEs eksempelberegninger i høringsdokumentet fremgår det at det aller meste av tariffen skal knyttes til effekt. I talleksempelene til NVE opererer de med et fastledd bestående av et bruksuavhengig ledd lik 1060 kroner per år og et abonnert effektledd lik 689 kr/kW. Et abonnert effektledd på 689 kr tilsvarer annuiteten² av nettanlegg med en investeringskostnad lik 13 millioner kroner pr MW. Prissignalet som sendes er dermed at kunden implisitt skal tilpasse sitt forbruk i forhold til en forventet fremtidig investering i ny kapasitet på 13.000 kr pr ny kW han bruker.

Et abonnert effektledd på 689 kr/kW tilsvarer nesten total kostnad i regional- og distribusjonsnettet for 2016 (729 kr/kW). Som det er argumentert for tidligere er det viktig å skille på hvilke kostnader som påvirkes av etterspørsel etter økt kapasitet og hvilke som er uavhengige av kapasiteten. Den delen av nettselskapenes kostnader som ikke påvirkes av økt kapasitet, bør heller ikke inngå i noe prissignal. Etterspørsel etter økt kapasitet vil hovedsakelig påvirke nettselskapenes kapitalkostnad, som i snitt er betydelig lavere enn 729 kr/kW. Regnet pr kW utgjør avskrivninger og avkastning i regional- og distribusjonsnettet om lag 325 kroner pr kW pr år, eller tilsvarende en investeringskostnad på om lag 6.000 kr pr kW kunden bruker.

Vektleggingen av det «bruksuavhengige» leddet i totalt fastledd, kostnaden for abonnert effekt, bør derfor mer enn halveres for at prisen ikke skal gi feilaktige signaler til forbruker. For å oppnå målet om samlet kostnadsdekning bør det bruksuavhengige leddet i fastleddet økes utover 1060 kroner per år.

² Vi legger til grunn 35 års levetid og 4% realavkastningskrav, tilsvarende NVEs normalavkastning for bransjen.

Tariffmodellen bør endres slik at den bedre reflekterer den faktiske kostnadsstrukturen i nettselskapene. Dette innebærer at det bruksuavhengige fastleddet bør stå for om lag 50% av tariffinntektene, energibasert ledd bør stå for om lag 10% (nettap) og kapasitetsbasert ledd bør stå for om lag 40%. Fordelingen bør kunne variere mellom selskap avhengig av forskjeller i kostnadsstruktur.

2.6.3 *Overforbruksleddet bør være dynamisk utformet og relatert til systemets topplast*

Et prissignal om kostnader ved overforbruk bør bare sendes når systemet nærmer seg kapasitetsgrensen – det vil si i topplasttimene. (Over-)forbruk i timer hvor nettet har tilstrekkelig kapasitet vil ikke medføre krav om eller investering i ny kapasitet. Likevel er det et gyldig argument å stimulere til investering i styringssystemer og omlegging der dette er billigere enn å bygge ut nettkapasitet. Prissignalet skal ikke bare påvirke den kortsiktige tilpasningen, men også langsiktig tilpasning hos sluttbrukerne.

Bruk av priser for å signalisere knapphet på et gode er alment kjent og akseptert. Økning av prisen på et gode uten knapphet innebærer imidlertid kun en overføring fra konsument til produsent i tillegg til et samfunnsøkonomisk tap i form av redusert forbruk.

Hovedpoenget med å sende et prissignal er å signalisere overfor kundene når man nærmer seg et punkt hvor kapasiteten i nettet er brukt opp, og det kan bli behov for å investere i mer nett. Dersom nettselskapet sender et prissignal i form av høy pris når det uansett er rikelig kapasitet i nettet, vil ikke endret brukeradferd ha noen nytte for nettet. Prissignaler i sommerhalvåret vil sjelden ha noe for seg – da er det mye ledig kapasitet. Derimot kan det ha noe for seg å sende et prissignal på dager i vinterhalvåret, og særlig i de tidsperiodene når nettet er høyt utnyttet. Dette er typisk i ukedagene, i morgentimene og i en del nettområder også i ettermiddagstidene. Hoveddelen av kapasitetstariffen bør hentes inn i disse timene.

Et statisk overforbruksledd, uten å ta hensyn til hvordan kundens bruk påvirker behovet for kapasitet i nettet vil gjennomgående straffe kunder med atypisk forbruksprofil og alle kunder i perioder hvor kapasiteten er tilstrekkelig.

På generelt grunnlag vil (sterke) statiske prissignaler øke de samfunnsøkonomiske kostnadene knyttet til for lav nettutnyttelse på kort sikt samtidig som de gir for sterke incentiver til å velge alternative løsninger for energiforsyning på lenger sikt. Med mer dynamiske prissignaler gjennom tidsdifferensierte kapasitetsledd, hvor prissignalene reflekterer belastningen på nettet, vil de negative samfunnsøkonomiske konsekvensene på kort og lenger sikt bli atskillig dempet.

Overforbruksleddet bør derfor tidsdifferensieres og reflektere de faktiske eller forventede høylasttimene, ideelt som en dynamisk tariff som reflekterer faktisk systemlast.

3. BETYDNING AV ANLEGGSBIDRAG

Som drøftet i avsnitt 2.4, dekker gjennomsnittstariffen betydelig mer enn kostnader for høyspentnettet. Kunder som har betalt anleggsbidrag, vil dermed også være med og betale for lavspentnettet for andre kunder. Det er lett å se at en slik fordeling ikke er kostnadsriktig, og kan fremstå urimelig for de kundene som betaler anleggsbidrag.

Anleggsbidrag har en rekke gode begrunnelser, særlig som prissignal for tilknytninger som fremstår som spesielt dyre. Eksempler på dette kan være bygg som ligger øde til, og som har lavt forbruk. Praktiseringen av anleggsbidrag spriker stort mellom selskaper, og gir dermed en betydelig forskjellsbehandling mellom kunder i ulike nett, i tillegg til å gi urimelig kostnadsfordeling mellom kunder i samme nett.

Den prinsipielle begrunnelsen for anleggsbidrag synes å være at kunden selv skal betale for sitt lavspentnett, mens høyspentnettet er et fellesgode. Dagens anleggsbidragsordning omfatter imidlertid kun nyinvesteringer, og ikke reinvesteringer – det vil si fornyelse av eksisterende lavspentnett. Ordningen omfatter også kun kapitalkostnaden, mens driftskostnaden uansett deles på alle kunder gjennom tariffen.

Dersom vi legger prinsippet om at kunden selv betaler sitt lavspentnett til grunn, burde tariffen skille på kunder som har betalt anleggsbidrag og de som ikke har det. Basert på gjennomsnittstall for hele bransjen kan man argumentere med at forskjellen i tariff burde utgjøre om lag 25% - eller andelen av kapitalkostnader i lavspentnettet. Andelen ville være forskjellig fra selskap til selskap, avhengig av hvor mye av det enkelte selskaps lavspentnett som er finansiert med anleggsbidrag.

En slik ordning ville gi en mer rettferdig fordeling av nettkostnaden, men vil også være administrativt utfordrende. En modell der en gjør en individuell beregning av rabatten ut fra hvor mye kunden har betalt i anleggsbidrag, ville være mer komplekst og krevende enn en sjablongmessig ordning basert på gjennomsnittstall. Et annet kompliserende element er hvor lenge en kunde skulle ha rett til redusert tariff etter at anleggsbidraget er betalt.

Tariffmodellen og regelverket for anleggsbidrag må sees i sammenheng for å unngå sterkt urimelige skjevheter i kostnadsfordeling mellom ulike kunder. En utvidelse av regelverket til også å omfatte anleggsbidrag i masket nett, kombinert med sjablonmessig beregning av anleggsbidrag på en større andel av kundene vil kunne bidra til å redusere skjevhetene.

Pöyry er et globalt konsulent- og engineeringsselskap.

Vi leverer smarte løsninger på tvers av kraftproduksjon, overføring og distribusjon, skogsindustri, kjemikalier og biorefining, gruvedrift og metaller, transport og vann.

Pöyry PLC har ca. 5 500 eksperter i 40 land og nettoomsättning i 2017 på 522 millioner euro. Selskapets aksjer er notert på Nasdaq Helsinki (POY1V).

Pöyry Management Consulting tilbyr rådgivning og analyser som dekker hele verdikjeden innen energi, skog og bio-baserte næringer. Vår praksis innen energi er å være den ledende leverandøren av strategiske, kommersielle, regulatoriske og politiske råd til energimarkeder i Europa, Midtøsten og Amerika. Vår energigruppe på 200 spesialister, lokalisert på tvers av 12 kontorer i 11 land, tilbyr uovertruffen kompetanse i en raskt skiftende energisektor.



Pöyry Management Consulting (Norway) AS

Grensen 16

0159 Oslo

E-post: oslo.econ@poyry.com

Tlf: 454 05 000

www.poyry.no