

Reguleringsmyndigheten for energi  
rme@nve.no

Deres ref. 202001392

Vår ref.: Arvid Bekjorden

Vår dato: 20.05.2020

## **Høringsvar fra Distriktsenergi til RME sitt høringsdokument nr. 01/2020 - endringer i nettleiestrukturen.**

Distriktsenergi representerer 65 lokale energiverk i Norge. Med dette svaret følger våre innspill til det utsendte høringsdokumentet.

### **Bakgrunn for høringen**

Endringsforslaget gjelder i hovedsak utforming av nettleien for forbrukerkunder (husholdninger og fritidsboliger) og næringskunder tilknyttet lavspent distribusjonsnett, samt enkelte endringer i de generelle bestemmelsene om utformingen av nettleien.

Endringene innebærer at nettleien i større grad skal reflektere kostnadene i strømmettet. Forslagene til endringer skal også bidra til en effektiv utnyttelse og utvikling av strømmettet. Høringsforslagene skal også bidra til at kostnadene i strømmettet blir så lave som mulig og med en rimelig fordeling av kostnadene mellom kundene.

### **Sammendrag av Distriktsenergis innspill**

Helt overordnet så støtter Distriktsenergi målsettingen og begrunnelsen bak om at nettleien samlet sett skal bli lavere, enn den ville vært uten mange av de foreslåtte endringene. Vi mener det er riktig å utarbeide en nettleie som har til hensikt å fordele forbruket på flere av døgnetts timer, for på den måten å unngå kostbare investeringer i nettet kundene ellers må betale for.

Distriktsenergi tror det er vanskelig å finne en modell som svarer opp til alle målsettingene - man ender lett opp med et valg av kompromisser. På denne bakgrunn mener vi at valg av effekttariffmodell, bør være opp til selskapene, men det hadde vært fordelaktig om man kunne finne en felles modell for forbrukerkunder slik målt effekt er blitt det for næringskunder. Dette ville forenkle kundekommunikasjonen når nå kraftleverandørene mer og mer tar over kundekommunikasjonen. Distriktsenergi mener også at vektleggingen av marginaltapsteorien til RME blokkerer for enkle modeller med tydelige prissignaler, slik som Glitremodellen som kalles «Time of use med en gulrot». Dette er en modell vi tror kombinerer gode prissignaler og en enkel kommunikasjon med kundene. Time of use bør kunne være hovedmodell.

Modellen kan innebære en rabatt på energiledet om natten eventuelt kombinert med en rushtidsavgift morgen og ettermiddag. I tillegg til energiledet, graderte fastledd basert på

målt effekt hos kunden, ved hjelp av den såkalte soft fuse funksjonen i AMS måleren. Distriktsenergi mener også det må være frihet for nettselskapene om de vil ha en overgangsordning over noen år, eller vil innføre effekttariffer med en gang. Det er mange pilotprosjekter på gang hos nettselskapene og noen av disse er ikke ferdige før 1.januar 2022. RME bør vente med å ta noen beslutninger om ny modell før man ser resultatene av disse pilotene. Distriktsenergi er heller ikke enige med RME om en innføring av døgnmaks. Dette strider mot hele prinsippet om å premiere kunder som forbedrer brukstiden sin.

Vi mener også at nettselskapene skal få bestemme om de større næringskundene kan få beholde dagens modell for målt effekt med månedsmaks, eller om de vil gå over til målt effekt basert på døgnmaks. En overgang til døgnmaks gir fordeler for kunder med lavere brukstid og ulemper til de med høyere brukstid, dette strider mot hele prinsippet for innføringen av effekttariffer.

### **Nærmere beskrivelse av våre innspill**

Distriktsenergi tror det er viktig når man velger ny tariffstruktur, at kundene gis mulighet til å være mer aktive – og får en mulighet til å påvirke egen strøm- og nettkostnad, i større grad en i dag.

I høringen signaliserer RME en rekke målsettinger og stiller flere konkrete spørsmål de vil ha innspill på.

*RME skriver at strukturen i nettleien bør bedre tilpasses kostnadsstrukturen i nettet og vil ha et energiledd lik marginaltapskostnad når kapasiteten i strømnettet er god. Det vises også til at det bør bli tydeligere insentiver til en effektiv bruk av nettkapasiteten. Tariffene skal være forståelige og tariffene skal legge godt til rette for elektrifisering og energieffektivisering som reduserer behovet for nettkapasitet. Nettleien bør bli beregnet ut fra hvor mye kapasitet kundene har behov for og bør gi en rimelig fordeling av kostnadene mellom brukerne sier RME.*

### **Effekttariffer bør ikke vurderes isolert sett**

Effekttariffer vil være viktig for å gi gode prissignaler. Det vil imidlertid være feil å vurdere effekttariffer isolert sett.

Kunden får i dag signaler via:

- Strømpris (timesavregning gir kunden signaler når produksjonssystemet er belastet – mens det ofte vil være tilfellet at strømnettet er belastet når produksjon er på sitthøyest nivå i snitt, dette trenger ikke alltid å være sammenfallende)
- Avgifter og skatt (selv om energileddet reduseres for å gjenspeile nettap, vil elavgiften gi insentiver til å unngå å bruke strøm)
- Anleggsbidrag og andre forskrifter
- Adferdsmidler
- Tilgang til teknologi, GDPR, m.m.

Kundens behov vil være dimensjonerende for hvor mye nett som er nødvendig lokalt. På et regionalt nivå er det det samlede effektuttaket som er avgjørende.

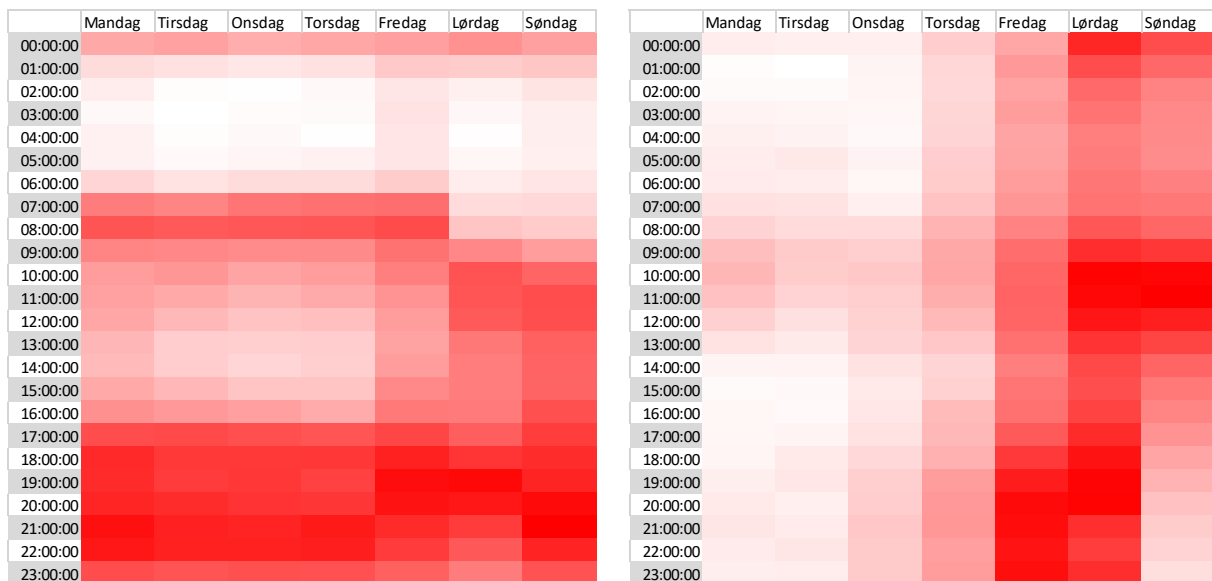
Ulike prissignaler vil være nødvendig, avhengig av hvor i strømmettet effekttariffer skal bidra til å løse eventuelle utfordringer (nær kunden, regionalt eller på systemnivå). Dersom utfordringen er nær kunden vil det være relevant med sterke prissignaler basert på kundens topplast. Dersom utfordringen er høyere oppe i nettet vil det være tilstrekkelig med svakere signaler på kundens topplast (som vil gi prissignaler til å tilpasse seg på lang sikt), men sterkere signaler når nettet er belastet (som vil gi prissignaler til å tilpasse seg på kort sikt).

Etter en endring i regelverket om anleggsbidrag, som gjør at kunden betaler for nyinvesteringer et tiltak utløser, ser vi at effekttariffer også skal bidra til å løse problemer lengre opp i systemet.

### ***Behov for å gi nettselskapene nok frihet for å sette gode tariffer***

Figurene under viser effektuttak (i kWh/h) for ca. 50 husholdninger (til venstre) og 50 fritidsboliger (til høyre). Det er som forventet høyere forbruk i helgen for fritidsboligene, mens topplast for husholdninger ofte er i perioden 17-22. Det åpner for å skille mellom kundegrupper, og gi egne prissignaler for fritidsboliger og egne prissignaler for husholdninger.

Selskapene vil måtte passe på at prissignalene ikke medfører at kunder tilpasser seg på en måte som øker systemets belastning (eksempelvis ved at en gruppe flytte sitt forbruk når en annen kundegruppe typisk bruker mye effekt).



Våre medlemmer er ulike: Enkelte selskaper har kapasitetsutfordringer mens andre har god plass i nettet sitt, enkelte opplever vekst mens andre er lokalisert i et fraflyttingsområde, enkelte er hyttedominert, mens andre er industride Dominert, m.m. Det er viktig å gi selskapene frihet til å ta i bruk en tariff som løser utfordringene de har.

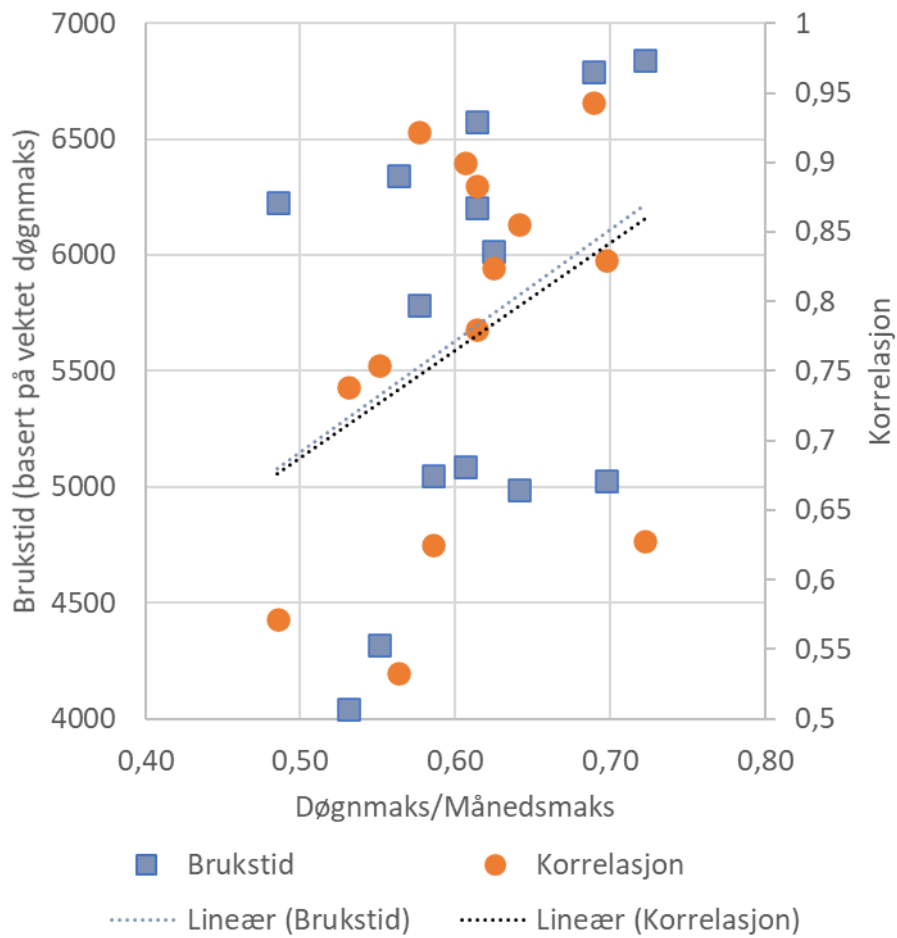
Vi mener med dette at valgfrihet ikke bør reduseres fra det som står i forslaget. Vi tror det vil være store verdier å hente ved å la bransjen teste ut ulike modeller. Etter hvert forventer vi en naturlig harmonisering i bransjen.

### ***Døgnmaks for næringstariff***

Det har vært en rekke reaksjoner fra nettbransjen angående bruk av døgnmaks for næringskunder, spesielt der de avregnes basert på månedsmaks i dag. Vi har ønsket å fremme en god diskusjon rundt dette og vi har derfor fått konsulenter og nettselskaper til å gjøre en rekke analyser.

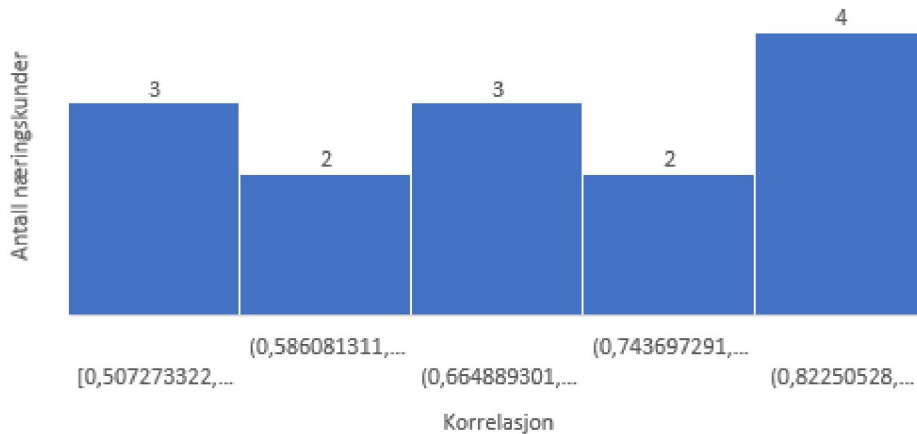
Figuren lenger ned viser hvordan overgang fra måneds- til døgnmaks påvirker avregningsgrunnlaget for et utvalg av 14 næringskunder. Samtlige næringskunder får redusert avregningsgrunnlag ved døgnmaks, men forholdet varierer fra 0,5 til 0,75. Gitt *alt annet likt*, vil overgang til døgnmaks bidra til at næringskunder tilknyttet lavspennnett dekker en forholdsvis lavere andel av nettselskapets tillatte inntekt.

Figuren viser også at det er kunder med lavere brukstid og som har lavere korrelasjon med andre næringskunder som får størst reduksjon i avregningsgrunnlag. Det er imidlertid mye variasjon mellom næringskunder, noe som gjør at det er krevende å identifisere hvilke kunder vil komme godt ut av en slik endring.



Vi har i tillegg sett på korrelasjon mellom næringskundene og samlet forbruk i NO1 området.

## Korrelasjon med uttak i NO1 (over ett år)



Figuren viser at fire næringskunder har korrelasjon på 0,8 eller mer (som innebærer en klar sammenheng mellom systemuttak og uttak fra denne næringskunden). Tre næringskunder har korrelasjon under 0,6. Fra disse resultatene kan man se:

- Når kunden har lav korrelasjon med systemuttak vil bruk av månedsmaks være noe urettferdig (ikke kostnadsreflekterende) da månedsmaks ofte vil være på et annet tidspunkt enn månedsmaks for systemet
- Når kunden har høy korrelasjon med systemuttak vil bruk av månedsmaks være en god løsning fordi kundens topplast ofte vil være sammenfallende med systemets topplast

Dette har betydning for hvilke signaler kunden skal motta. Dersom utfordringer i nettet som effekttariffer skal løse er nær kunden, er fokuset på kundens topplast viktig. Dersom utfordringer er høyere opp i strømmettet (jf. diskusjon om anleggsbidrag) vil det være hensiktsmessig å sørge for at kundene får prissignaler når systemet er belastet kontra når kunden har topplast (her er det mindre viktig hvem som reagerer, så lenge noen reagerer).

Mens korrelasjon og hvilke utfordringer effekttariffer skal løse er to viktige momenter, er det et tredje moment som har betydning, nemlig hvor dimensjonerende kundens behov er for systemet. Store næringskunder (eller summen av næringskunder som bruker strøm samtidig) vil være dimensjonerende for hvor mye nett som må bygges. I så fall vil topplast over en lengre tidsperiode enn døgnmaks være nødvendig for å gi gode prissignaler til kunden.

Analysene som er utarbeidet viser at det finnes argumenter for og mot døgnsmaks. Vi anbefaler å justere på forslaget og la nettselskapene bestemme om de ønsker å benytte døgnmaks eller månedsmaks for næringskunder i lavspennetnettet. Månedsmaks med tidsdifferensiering av fastledd/effektledd vil også åpne for at næringskunder som har maks uttak i perioder med redusert systembelastning betaler mindre enn andre.

Vi ønsker også at det ikke åpnes for frivillig overgang til døgnmaks. Dette for å unngå unødvendige administrative kostnader i en periode med omfattende endringer i tariffmodell.

### **Overgangsperiode – hva kan være fornuftig**

Det bør være frivillig for nettselskapene å benytte seg av overgangsordningen som er foreslått.

RME foreslår en overgangsperiode på fem år, og ber om innspill knyttet til lengden (skal overgangsperioden være kortere, eksempelvis 3 år, eller lengre, eksempelvis 7 år).

NVEs nettleiestatistikk for husholdninger viser (oppdatert november 2019) viser at det høyeste energiledd ligger på 33 øre/kWh, mens de laveste hadde 6,7 øre/kWh. Dersom det gir mening å bruke flere år til å innføre ny tariff, er det spesielt at selskaper som har en tariff som kun fordrer mindre justeringer skal bruke like lang tid. Det må derfor være frihet for selskapene om de vil innføre effekttariffer med en gang eller over 3 til 5 år.

### **Nylige erfaringer fra et medlem som har innført effekttariffer**

Distriktsenergi har mottatt et innspill fra Nordvestnett som gjelder deres erfaringer med innføring av effekttariffer. Vi tror deres erfaringer representerer nyttig informasjon til RME i den videre vurderingen av et nytt regelverk og vi velger derfor å dele disse i vår høringsuttalelse.

Nordvestnett (NVN) har innført effekttariffer fra 01.01.2020. NVN hadde før innføringen sterkt fokus på informasjon til kundene både via e-post, SMS og hjemmeside.

Det er en erkjennelse at nettleie er et lavinteresseprodukt som utelukkende kommer i søkelyset når den oppleves for stor, og det skal ikke så mye til når den også inneholder innkreving av betydelige avgifter. NVN traff rimelig greit med informasjon på forhånd og de har hatt forholdsvis lite henvendelser etter at de nå har sendt ut 4 fakturaer med effektberegning på husholdning og hytter.

Det har vært rimelig greit å forklare at det er effekt som er kostnadsdriverne i nettutbygging, og at det er et objektivt og rettferdig parameter å bruke. De fleste er enige i at det ikke er rett at de skal belastes for at naboen installerer elbil-lader og jacuzzi.

NVN tilføyer også at de siden 2010 har differensiert fastleddet ut i fra kapasitet, og opplever at de får veldig god forståelse for dette, både blant kunder, og hos installatører som skal dimensjonere de ulike anleggene.

NVN tror også at det er svært viktig å lage forståelige fakturaer, kunden må kunne kontrollere og finne igjen grunnlaget, både i kwh og i kw. NVN tror ikke det vil være fornuftig å presentere en faktura med 30(31) fakturalinjer med maksimaltimer på en månedsfaktura. Det må da bli et gjennomsnitt som kundene ikke direkte kan lese ut av sine timeverdier. (døgnmaks kWd).

NVN mener at det er et greit prinsipp at topplasttimen følger avregningsperioden. Ved at de har valgt månedseffekt, så vil kundene kunne finne igjen effekten som fremkommer på fakturaen ved å gå inn på «Min side» på deres nettsider. Kunden vil da se både klokkeslett(time) og dato for denne topplasttimen. NVN tror at en ved å bruke døgnmaks som et gjennomsnitt, vil «tåkelegge» litt budskapet, som er å gi kundene et insentiv til å redusere maksuttaket.

Når det gjelder tidsdifferensiering, så mener NVN at dette virkemiddelet virker best på overliggende nett fra 22 kv og oppover, og da spesielt mht skille mellom sommer og

vinterlast. Tidsdifferensiering passer da best opp mot høgspenuttak og industrien som er driverne for topplasttiden i høgspennettet.

NVN tror, og erfaringene så langt har også vist dette, at en kvantumsdifferensiering på effektledet vil gi det beste incentivet for kunden til å begrense effektuttaket. Prinsippet må da være at den siste kw er dyrere enn den første. Som en marginalbetraktning av effekten. F.eks en pris for 0-5 kw, en høyere pris for 5-10 kw ...osv.

Pris er etter NVN sitt syn det beste virkemiddelet for å oppnå en ønsket handling. Det vil også bidra til at det vil være økonomisk gunstig for kunden å ha fokus på forbruksmønster, samt til å installere gode styresystemer mth elbillading etc. NVN som nettselskap oppnår da ønsket effekt av tariffingen. Dette er både logisk og enkelt å forklare for kundene i og med at det er effekten som er kostnadsdriveren. Dette kan for så vidt sammenlignes med den gamle overforbruks tankegangen.

Noen av NVN største effektutfordringer er i dag ute i lavspennettet, der de ser at den pågående elektrifiseringen både når det gjelder transport og andre elektriske effektkrevende innretninger i husholdningene gir de lokale effektutfordringer. NVN kan heller ikke se bort fra historien opp i dette, der det opp gjennom -70, -80 og -90 tallet ble installert 63A overbelastningsvern i tilnærmet alle boliger. NVN har da «gitt» kunden en kapasitet som han har krav på. De ser at en utflating av effekten her vil gi de store besparelser ved å kunne skyve på forsterkningsinvesteringer både på HS,LS og nettstasjoner.

En kvantumsdifferensiering vil også kunne treffe mer objektivt enn en tidsdifferensiering. Dette begrunner de med at en kvantumsdifferensiering vil fungere likt på tvers av kundegrupper som husholdning, gardsbruk, hytter, etc. Incentivet til å redusere maksen ligger der uavhengig av tidspunkt. For å oppnå dette ved en tidsdifferensiering, vil de for områder med ulike bruksmønster (husholdning / fritidsboliger) måtte foreta en skjønnsmessig inndeling i kundegrupper, dette bør unngås.

**Vennlig hilsen**

Distriktsenergi.



Knut Lockert  
daglig leder