

Oslo 3. desember 2018

Norges vassdrags- og energidirektoratet
nve@nve.no

Deres referansenummer: 201840857

Vår referanse: Arvid Bekjorden

Innspill på rammevilkår som har betydning for nettselskapenes kostnader

Innledning

I november 2018 sendte NVE ut et brev der de ba om innspill på rammevilkår som har betydning for nettselskapenes totale kostnader med svarfrist 3. desember. NVE vil bruke disse innspillene videre i arbeidet med å definere og beregne nye rammevilkårsvariabler som kan brukes i kostnadsnormmodellene. NVE ønsker en bred gjennomgang av alle forhold med betydning for kostnadene. Distriktsenergis innspill på rammevilkår tar utgangspunkt i NVEs vedlagte spørsmålsliste som presenteres i det følgende:

1. I hvilken grad fanger dagens modell opp rammevilkår som er relevante for dere?
2. Kan rammevilkårene som inngår i dagens modell defineres på en annen måte, eller med et annet datagrunnlag?
3. Er det rammevilkår som mangler i dagens modell, og i så fall, hvilke data kan brukes for å fange opp nye rammevilkår?

Det er store forskjeller mellom byer og distriktsområder, sørlandet og Nord-Norge. Forskjeller i rammevilkår hensyntas ikke i selskapenes «oppgaver», dvs antall målepunkt, antall kilometer høyspentnett og antall nettstasjoner. I den forstand er det positivt at NVE innførte «trinn 2» for å kompensere nettselskapene for vanskeligere rammevilkår enn mønsterselskapet sitt. Det var også positivt da NVE innførte «Geofaktor 3: Frost» som bidro til kompensere nettselskaper med krevende vinter eller korte byggeperioder.

En gjennomgang av selskapenes effektivitet for 2018 viser at 61 av 66 medlemmer i Distriktsenergi fikk en oppustering i trinn 2. Justeringen for ulike rammevilkår er særdeles viktig for å kunne

hensynta ulikhetene i det å drive nett ulike steder i landet med ulike utfordringer. Distriktsenergi ønsker å bidra i prosessen mot å identifisere bedre rammevilkår, eventuelt å justere på hvordan disse inngår i modellen, herunder se på hvorvidt rammevilkårene har tilstrekkelig «tyngde» i modellen.

Inntektsrammemodellen er avhengig av tillitt og Distriktsenergi vil presisere at modellen er skjør. Det er et teoretisk grunnlag for å fastsette nettselskapenes inntekter, intet mer intet mindre. Modellen uttrykker fasiten for selskapenes effektivitet og inntekter helt til modellen endres på nytt. Det er derfor viktig for Distriktsenergi at de endringer som foretas gjennomføres først når konsekvensene er kjent gjennom forutgående beregninger. Vi har mange eksempler på endringer i modellen der man den ene dagen er 100 % effektive og den neste langt nede på 80 -tallet uten at selskapene har foretatt seg noe. Det er krevende og bør unngås. Vi ber også om at NVE ikke foretar mange endringer på samme tidspunkt, da vi er redd dette vil skape usikkerhet, liten grad av forutberegnetlighet og enkelte ikke tilsiktede virkninger.

Vi ber derfor om at Distriktsenergi og bransjen for øvrig trekkes inn i det kommende arbeidet med endringer i modellen.

Kan rammevilkårene som inngår i dagens modell defineres på en annen måte, eller med et annet datagrunnlag?

Det er ønskelig å vurdere om flere av rammevilkårene kan defineres på en annen måte. Et relevant eksempel i den forbindelse er rammevilkåret «Geo 3 (Frost)» som inkluderer snø, mørketid, islast og temperatur. NVE benytter her årsmiddeltemperatur for årene 1986 til 2016 som grunnlag for rammevilkårskorrigeringen. Et spørsmål er om valget vil fange opp forskjeller mellom nettselskapene. For å illustrere dette, er det mulig å ta utgangspunkt i to fiktive nettselskaper:

- Et nettselskap med lite fjell og
- Et annet selskap med mye fjell.

Selskapet med lite fjell vil typisk kunne ha stabile, kalde novemberdager, og en gjennomsnittstemperatur på minus 5°C. Selskapet med mye fjell vil derimot kunne ha store temperaturvariasjoner, men en tilsvarende gjennomsnittstemperatur på minus 5°C. Dette kan gjøre det vanskelig og mer kostnadskrevenende å utføre gravearbeid i områdene med store variasjoner i temperatur, noe dagens modell ikke fanger opp ved å benytte årsmiddeltemperatur. Det er ønskelig at NVE ser på nye måter å ta hensyn til eksempelvis temperatur, eksempelvis i kombinasjon med andre rammevilkår.

Et annet case gjelder fastsettelse av grense for «småkraft»-variabelen eller «*antall forsynte øyer mer enn 1 km fra fastland*». Her kan det stilles spørsmål ved hvorvidt grensene, som i dag står på maks 10 MW i installert effekt for småkraft og >1 km fra fastland, straffer nettselskaper der småkraftverk oppgraderes (og går over 10 MW grensen) eller har øyer som ligger tett under grensen på 1 km fra fastland. Dette framstår som en kunstig grensedragning, og det kommer særlig godt fram i et konkret eksempel fra et elverk blant Distriktsenergis medlemmer.

Det aktuelle selskapet har i dag et kraftverk med installert effekt på 9,3 MW, og er med dette kategorisert som småkraft med påfølgende oppjustering i reguleringsmodellen grunnet «småkraft»-variabelen. Etter oppussing og rehabilitering vil dette kraftverket få en ny, installert effekt på 22 MW, og utnytte vannressursen på en langt bedre måte. Til tross for vil kraftverket nå falle ut av nettselskapets rammevilkårsberegning. En modernisering av kraftverket straffer med andre ord

selskapet i reguleringsmodellens trinn 2. Lignende eksempler finnes også for selskaper med øyer tett oppunder grensen på >1km fra fastland.

Hvordan rammevilkår tar hensyn til ulike typer skog er av interesse for mange av medlemmene våre. For eksempel er det slik at i enkelte områder har selskapene måttet begynne å bruke penger på skogrydding der det ikke var nødvendig tidligere. Vi merker at skogproblematikken generelt sett er blitt viktigere over tid, og det er ønskelig med en gjennomgang av hvilke type skog det skal kompenseres for i trinn 2.

Er det rammevilkår som mangler i dagens modell, og i så fall, hvilke data kan brukes for å fange opp nye rammevilkår?

Distriktsenergi mener at reguleringsmodellen må få inn et rammevilkår som belønner nettselskap som investerer og gjør tiltak for å nå myndighetenes overordnede politiske ambisjoner og mål, f eks «ta kraften i bruk» og «det grønne skiftet». I dagens modell blir flere nettselskaper som aktivt bidrar til måloppnåelse av disse ambisjonene ikke kompensert for ulempene i reguleringsmodellen.

Rammevilkår som hensyntar tilrettelegging for el-ferger

Et relevant eksempel i den forstand er tilrettelegging og investeringer knyttet til elektrifisering av fergeleier og fergesamband. Nettselskapet gjennomfører her store investeringer i både nytt nett og transformatoranlegg. Dette gjelder i hovedsak distriktsverkene, som blir hardest rammet av «det grønne skiftet». Mange av disse selskapene sliter fra før med å nå 100% effektivitet, hvilket medfører at avkastningen på den egenfinansierte andelen av nettførsterkningen blir lav.

Distriktsenergi foreslår at det vurderes et nytt rammevilkår i reguleringen knyttet til el-ferger, eksempelvis en «effekt-variabel» for store effektforbrukere slik som el-ferger. Dette vilkåret kan til en viss grad sammenlignes med småkraftsvariabelen, der nettselskap godskrives for de merkostnadene kundegruppen påfører nettselskapet.

Rammevilkår som hensyntar andelen lavspent nett/høyspent nett

Andelen lavspent nett inngår ikke i reguleringsmodellen som et rammevilkår eller en oppgave. Ulike selskaper vil også naturlig nok ha ulik andel lavspentnett kontra høyspentnett og total andel nett (LS og HS). Dette er ikke noe som tas hensyn til i dagens reguleringsmodell.

Distriktsenergi har sett på et utvalg av nettselskap for å se om det finnes forskjeller mellom selskapene. Resultatene presenteres i tabellen under.

	Lavspent nett	Høyspentnett	Lavspent/Høyspent	LS/Total
Alta Kraftlag	1151 km	874 km	1,32	57 %
Luster Energi.	405 km	256 km	1,58	61 %
Svorka Energi	826 km	515 km	1,60	62 %
Drangedal Everk	521 km	269 km	1,94	66 %
Hjartdal Elverk	363 km	166 km	2,19	69 %

Basert på forskjeller i andel lavspent nett kan det være ønskelig med å innføre andelen lavspentnett som et eget rammevilkår for å sikre en mest mulig nøytral reguleringsmodell. Dette vil bedre ta hensyn til ulike kostnader mellom selskapene som følge av ulik andel lavspentnett. Parallelt kunne andel 400V vurderes på nytt.

Hensyn til drift av nett i områder med sårbar fauna (eks. rein og moskus)

For noen nettselskaper, eksempelvis selskapene i Nord-Norge, vil eksterne forhold som reindrift og sårbar fauna være kostnadsdrivere i nettdriften, både når det kommer til planlagte (re)investeringer og vedlikehold. Et eksempel fra selskaper påvirket av reindrift i Finnmark belyser denne problemstillingen.

Fra 1.mai til 1.juli har selskapene begrenset tilgang til utmark og beiteområder grunnet kalving blant reinbestanden. Videre er det lignende restriksjoner mellom 15. september og 15.oktober når villreinen har parringssesong. I tillegg drifter selskapene i Finnmark strømnnett i værharde områder, som medfører en kortere sesong enn lengre sør i landet. Totalt sett anslås det at mulighetene for vedlikehold og investeringer i områder tilknyttet reindrift reduseres fra 6 måneder til 3 måneder i løpet av et kalenderår. Dette medfører i ytterste konsekvens at nettselskaper bruker flere år på å gjennomføre nødvendige investeringer og nødvendig vedlikehold, en åpenbar kostnadsdriver for disse selskapene. I hvor stor grad selskaper i områder med sårbar og beskyttet fauna påvirkes vil også variere.

Mer generelt kan det vurderes et rammevilkår som tar hensyn til kostnadsdriverne i forbindelse med drift av nettet i områder med sårbar og beskyttet fauna, eksempelvis reindrift og moskusfe.

Levetiden på nettanlegg

Distriktsenergi erfarer at det er store variasjoner i forhold til tekniske levetiden på nettanlegg rundt om i landet. Dette skyldes i hovedsak påvirkningen fra uvær og vind og dertil korrusjons og råteskader.

Det har også blitt hyppigere stormer spesielt langs kysten av vestlandet og nordnorge.

Distriktsenergi ber derfor om at det vurderes å ta med rammevilkår som tar med levetiden på nettanlegg.

Øvrige innspill fra medlemmer

Øvrige innspill fra medlemmene inkluderer ønsker om rammevilkår som tar hensyn til kundetilfredshet, antall kunder i snitt per trafokrets og forbruk per trafokrets, inkludert antall kretser med forbruk under en viss grense samt arbeid i tunneller.

I Distriktsenergi er vi inneforstått med at det er krevende å fastsette rammevilkår som henstytter kundetilfredshet. Men innspillet er kommet fra flere hold, der det oppleves en økende frustrasjon gjennom at modellen premierer lavere kostnader, uten at dette på noen måte settes opp i mot kundens opplevelse av nettselskapets service og andre viktige kundefaktorer.

Distriktsenergi deltar gjerne i et møte for å utdype våre synspunkter. Vi legger for øvrig til grunn at eventuelle endringer i reguleringsmodellen som nå er til vurdering, gjøres etter et ustrakt samarbeid med Distriktsenergi og bransjen for øvrig.

Mvh

Knut Lockert



daglig leder

Distriktsenergi