

Energisystem
Leif Boström

Energimarknadsinspektionen
registrator@ei.se

Synpunkter på Ei:s PM 2021:03 ”Elnätstariffer Statusrapport – från teori mot verklighet”

Diarienummer 2019-100497

Sammanfattning

- Rörliga kostnader bör prissättas med energibaserade avgifter antingen med eller utan tidsdifferentiering.
- Om framåtblickande kostnader ska användas kan de prissättas utifrån uttagen effekt. Även anslutningsavgifter kan avse framåtblickande kostnader. Samspelet mellan nätavgifter och anslutningsavgifter i det här sammanhanget behöver analyseras närmare. Även samspelet mellan nätavgifter och flexibilitetslösningar bör analyseras närmare.
- Kundenspecifika kostnader bör prissättas med en fast avgift per kund.
- Residuala kostnader bör prissättas utifrån abonnerad och/eller uppmätt effekt och för att ta hänsyn till sammanlagring delvis med energibaserad avgift.
- Produktion och konsumtion bör betala för sina respektive andelar av kostnaderna utifrån sina respektive förutsättningar.
- Detaljeringsnivån på föreskrifterna bör inte vara för hög.

Inledning

Energiföretagen Sverige (Energiföretagen) tackar för möjligheten att komma med synpunkter på Eis rapport "Elnätstariffer Statusrapport – från teori mot verklighet" (Ei PM2021:03).

Rapporten är välstrukturerad. Det är bra att för- och nackdelar och samma egenskaper går igenom med samma kriterier för varje avgiftsform. En uppskattning av de respektive kostnadskomponenternas relativa storlek skulle ytterligare underlätta analysen.

Med begreppet "nätavgifter" avser vi i nedanstående text ellagens begrepp "nätstariffer för överföring av el". Anslutningsavgifter ingår inte i det vi i denna text menar med "nätavgifter".

Skrivningen i rapportens inledning om att ett enda företag kan förse marknaden med lägre kostnader än två eller flera företag kan misstolkas. Den har visserligen inte med frågan om hur nätavgifterna ska utformas att göra, men om "marknaden" tolkas som hela Sverige håller vi inte med om att ett enda elnätsföretag skulle innebära lägre kostnader. Däremot stämmer det att inom varje redovisningsområde är det effektivast med endast ett elnätsföretag. Det är inte rationellt att bygga parallella elnät.

Incitament

Incitament för effektivt utnyttjande av elnäten ska i förslaget ges dels genom energibaserade avgifter, dels genom avgifter för framåtblickande kostnader.

Den energiberoende delen av kostnaderna är mindre än 10 procent. I nät som inte har kapacitetsproblem, och därmed ingen avgift för framåtblickande kostnader, är den del av nätavgiften som kunderna ska kunna påverka så liten att den är i det närmaste försumbar. I praktiken innebär det att nätavgifterna kommer att ge ytterst svaga incitament för att utnyttja elnäten effektivt i nät där ingen avgift för framåtblickande kostnader tas ut. Å andra sidan finns inte lika stort behov av att kunden styr sin elanvändning eller sin elproduktion i ett nät som inte har eller i närtid riskerar att få kapacitetsbrist.

Det är främst kundernas incitament i nätavgifterna för effektivare elanvändning och effektivare elproduktion som leder till ett effektivare utnyttjande av elnätet.

När det gäller incitamenten för såväl nätföretag som kunder behöver hänsyn tas till att det i framtiden förväntas betydande utbyggnader av elnäten samt ändringar och ökning av elanvändning och elproduktion.

Rörliga kostnader

Även om det är mest korrekt att prissätta de energiberoende kostnaderna med tidsdifferentierade avgifter, så kommer det inte att ge så stor effekt eftersom de kostnaderna utgör en så liten del av de totala nätkostnaderna. Det bör därför vara möjligt att utforma nätavgifter både med och utan tidsdifferentiering.

Elskatten debiteras med en energibaserad avgift som inte är tidsdifferentierad. Då den avgiften är mångdubbelt större än den energiberoende delen av nätavgiften, och debiteras på samma faktura, blir det ännu tydligare hur lite en tidsdifferentiering av den energiberoende delen av nätavgiften betyder.

Den analys Ei gör av att införa lokaliseringssignaler i lokal- och regionnäten för den energiberoende delen av nätavgifterna visar att det av flera olika anledningar kanske inte är lämpligt. Energiföretagen anser att lokaliseringssignaler inte ska införas för de energiberoende kostnaderna.

Energiföretagen delar slutsatsen att bruttoanvändningen bör ligga till grund för den rörliga avgiftskomponenten för att bäst spegla kundens verkliga både nytta och användning av nätet. Om nätavgiften baserades på nettoanvändningen av energi, skulle dessutom skatteunderlaget minska. Detta strider mot momsdirektivet, som också var skälet till att nettodebitering avvisades och att skattereduktion för mikroproducenter infördes för några år sedan. Även av det skälet är det inte lämpligt att basera nätavgiften på nettoanvändningen av energi.

Framåtblickande kostnader

Det skulle eventuellt innebära vissa fördelar med en möjlighet att ta betalt för framåtblickande kostnader, eftersom det kan ta tid att bygga ut nätet i ett område som riskerar att få kapacitetsbrist. Om man genom utformningen av nätavgifterna kunde uppmuntra kunderna att styra sin förbrukning skulle det kunna fördröja att kapacitetsbrist uppstår och därmed kan nätet hinna byggas ut. Samtidigt är det en drastisk åtgärd att börja utforma nätavgifter baserat på uppskattade och ännu ej realiserade kostnader.

Avseende framåtblickande kostnader är det lämpligt att fundera över var gränsen går mellan det vi ska lösa med nätavgifter respektive med flexibilitetslösningar. Att lösa kortsiktiga kapacitetsproblem med nätavgifter är inte lämpligt. Dessa problem löses bättre med direkta styrsignaler än indirekta. Nätavgifterna kan skicka långsiktiga signaler om det som inte förändras över tid, som till exempel att det är effekten som driver kostnader.

Kapacitetsbrist kan uppstå genom befintliga kunders ökade användning inom avtalad anslutningseffekt, t ex laddning av elbilar. I andra fall är dock situationen förknippad med nya anslutningar eller utökning av anslutningseffekten i befintliga anslutningar. Då blir det aktuellt med anslutningsavgifter. Genom att anslutningsavgifterna beräknas utifrån den verkliga kundspecifika kostnaden och den geografiska belägenheten fås en styrning mot att ansluta anläggningar till så låg kostnad som möjligt med hänsyn till befintligt elnät. Det skulle vara möjligt att ta större hänsyn till verkliga kostnader i anslutningsavgifterna, t ex genom att minska schabloniseringen. För de minsta anslutningarna som idag har en schabloniserad anslutningsavgift får elnätsföretagen normalt inte kostnadstäckning, utan resterande kostnader kan då tas ut av alla kunder genom nätavgifterna. Det ger en snedvridning då dessa kundspecifika kostnader tas ut som residuala kostnader.

Genom en översyn av regelverket som syftar till att ta betalt för framåtblickande kostnader i anslutningsavgifterna skulle anslutningsavgifterna möjligen kunna användas för att i ännu större utsträckning motverka nätkapacitetsbrist. Anslutningsavgifterna kan då få en mer styrande effekt till att ansluta i områden där det inte råder nätkapacitetsbrist. Anslutningsavgifter och nätavgifter måste sammantaget utgöra en rimlig prismodell för nättjänsterna. Då framåtblickande kostnader hittills inte har utgjort underlag för nätavgifterna krävs en analys av samspelet mellan dessa avgifter, för att totalt sett erhålla en optimal modell.

Då det är kapaciteten i näten mätt i effekt som avgör storleken på de framåtblickande kostnaderna håller vi med om att en eventuell avgift för dem i nätavgifterna i så fall bör baseras på uppmätt effekt. Det är då bra att kunna välja mellan CPP och ToU.

Metoder för att beräkna avgifter som ger rätt styrsignal för de framåtblickande kostnaderna behöver utvecklas. Energiföretagen har i dagsläget inga speciella synpunkter på hur en sådan modell ska se ut, utan tänker att varje elnätsföretag får göra sina egna beräkningar.

Om avgifter för de framåtblickande kostnaderna endast ska tas ut i de delar av elnäten som har kapacitetsbrist är det nödvändigt att det i så fall blir möjligt med lokala skillnader i nätavgifterna, d v s att lokaliseringssignaler införs. Detta i sin tur förutsätter att det är både legalt och praktiskt möjligt att genomföra den förändringen. I dagsläget gör Energiföretagen bedömningen att en sådan förändring inte är möjlig vare sig enligt EU-rätten eller den svenska lagstiftningen. Det finns dessutom stora betänkligheter kring förutsättningarna att motivera och förklara en sådan förändring för kunderna. Kunden har inget ansvar för kapaciteten i elnätet, det är det elnätsföretaget som har. Om en kapacitetsbristsituation leder till ökade kostnader endast för vissa kunder kan det därför upplevas som orättvist.

Om framåtblickande kostnader istället tas ut av samtliga kunder, inte bara av kunder i områden med kapacitetsbrist, slipper man problemet med vissa kunder som känner sig orättvist behandlade. En konsekvens är dock att man då får en större styrande effekt än vad som vid tillfället är teoretiskt motiverat. Möjligen är det ändå ett rimligt alternativ med hänsyn till att det i framtiden förväntas väsentliga utbyggnader av elnäten samt väsentliga öknings av elanvändningen och elproduktionen.

De framåtblickande kostnaderna är en uppskattning av framtida kostnader för investeringar som inte har uppkommit än. När investeringarna väl har gjorts kommer anläggningarna med i kapitalbasen och bidrar till intäktsramen. Om elnätsföretagen i förväg tar betalt för dessa uppskattade kostnader, som ännu inte ingår i intäktsramen, kommer det att innebära en omfördelning av kostnader mellan elnätsföretagens kunder (för att inte överskrida intäktsramen). Kunder i områden med kapacitetsbrist får ökade kostnader, medan övriga kunder får lägre kostnader. Alternativt görs omfördelningen endast mellan kunderna i området med kapacitetsbrist, så att de kunder som reagerar på prissignalen får lägre

kostnad, medan övriga kunder i området för högre kostnad. Omfördelningen kan även göras i tiden inom de tidsperioder som ryms i intäktsregleringen.

Kundspecifika kostnader

Vi håller med om att fakturering av kundspecifika kostnader lämpligen görs genom en fast avgift per kund. Rent praktiskt skulle även denna kostnad såsom idag kunna ingå i en abonnemangsavgift för abonnerad huvudsäkring.

Residuala kostnader

Teoretisk fördelning

Den mest naturliga fördelningen av residualkostnader på kundernas anslutningspunkter bör vara en fördelning efter hur stor andel av elnätet som varje anslutning använder. På motsvarande sätt brukar till exempel gemensamma kostnader i flerbostadshus fördelas efter hur stora lägenheter de boende har. Övriga fördelningsmetoder som Ei har analyserat anser vi inte är tillämpliga för elnät i Sverige. Den "produkt" som kunden köper i nätavgifterna är utrymme i elnätet, inte anslutning till elnätet.

För belastningen i elnäten är det väsentligt när kunderna har sina effektuttag. De enskilda kunderna har normalt inte sina maximala effektuttag samtidigt. Vid de tider då hela nätet har sin högsta effekt, dimensionerad tid, är summan av kundernas aktuella effektuttag väsentligt lägre än summan av kundernas maximala effektuttag. Relationen mellan summan av kundernas effektuttag vid dimensionerad tid och summan av kundernas maximala effektuttag kallas sammanlagring. Vid utformningen av nätavgifter bör hänsyn till sammanlagringen tas.

Utnyttjningstiden är kundens energianvändning under en viss period, till exempel ett kalenderår, dividerat med kundens maxeffekt under samma tid. Kunder med kort utnyttjningstid har en god sammanlagring. För dessa kunder kan energianvändningen som komplement till effektuttaget vara ett approximativt mått på kundens behov av kapacitet.

Den teoretiska utgångspunkten att den övervägande delen av elnätsföretagens kostnader är fasta stämmer. Dock finns det ytterligare skäl till att fördela dessa kostnader på ett sådant sätt att kunderna kan påverka sina kostnader.

För det första kan elnätsföretagen se skäl att styra kunderna till önskat utnyttjande av elnätet av andra skäl. Ett skäl kan vara att många elnät som på kort sikt inte har kapacitetsproblem kan få det på längre sikt. Det kan då vara bra att kunderna vänjer sig vid att belastningen i elnäten beror på den uttagna och inmatade effekten. För att styra mot ett mer lämpligt nätutnyttjande (beteende eller styrutrustning) bör kunderna få denna signal under hela året, inte endast under den begränsade tid under vintern när det är störst risk för kapacitetsproblem. Alla kunder bör dessutom behandlas lika och konsekvent över tiden.

För det andra har många kunder önskemål om att kunna påverka sin kostnad. Om det önskemålet kan kombineras med ett effektivare utnyttjande av elnätet bör den möjligheten finnas. *Historik*

Storleken på huvudsäkringen väljs utifrån ett elsäkerhetsperspektiv. Tidigare när mätaravläsningar gjordes mer sällan och uppmätt effekt inte var ett alternativ, kunde säkringsstorleken istället användas även för att fördela de residuala kostnaderna. Effekttuttagen inom varje säkringsstorlek varierar emellertid mycket mellan olika anslutningar. Traditionellt har hänsyn till detta och sammanlagringen tagits genom att ha en större andel energibaserad avgift än vad som vid en ytlig analys kan verka vara teoretiskt korrekt. Den större energibaserade avgiften har fått utgöra en approximation till skillnaden i effekttuttag. Nu när timmätning införs för alla anslutningar kan istället effekter (timmedeleffekter) utgöra en större grund för debiteringen.

Abonnerad eller uppmätt effekt

Det finns olika sätt att ta betalt för effekttuttag, abonnerad eller uppmätt effekt. Om abonnerad effekt används fås tröskeeffekter i gränserna mellan varje steg. Dock blir stegen inte så stora om det går att abonnera på effekt i varje heltal. Dessa problem undviks om uppmätt effekt används. Med debitering efter uppmätt effekt kan samtidigt konstateras att kundens avgift kan variera mer beroende på effekttuttaget, medan kostnaderna som ska täckas inte är lika beroende på effekttuttaget.

En kund som minskar sitt effekttuttag från elnätet möjliggör för andra kunder att använda det utrymme i det gemensamma elnätet. Det är ett argument för att fördelningen av de residuala kostnaderna på de olika anslutningarna kan göras efter uppmätt effekt. Ei har kommit fram till att abonnerad effekt är den teoretiskt mest korrekta metoden. En annan teoretiskt möjlig metod är alltså att använda uppmätt effekt.

Om vi för hushållskunder, med en högre grad av sammanlagring, gör analogin med lägenheter i flerbostadshus, så kan kanske en boende hävda att han inte använder alla rum i sin lägenhet och därför inte ska betala lika stor andel av de gemensamma kostnaderna. De rum han inte använder blir dock inte tillgängliga för de andra i huset, så han bör betala för sin andel (vilket för elnät skulle motsvara sitt "abonnemang"). Medan det utrymme i elnätet som en kund inte använder kan användas av de andra kunderna. Det är inte låst till den första kunden. I elnät kan därför fördelningen av kostnaderna göras med hjälp av uppmätt effekt.

Om en kund överskrider den effekt som anslutningsavgift har betalats för, så kan det bli aktuellt med ett utökat abonnemang. När abonnerad effekt används och kunden önskar högre abonnemang, så är det naturligt att ta upp frågan om eventuellt behov av utökat abonnemang. Om uppmätt effekt används, behöver elnätsföretaget på annat sätt övervaka att anslutningseffekten inte överskrids.

Abonnerad effekt

Nätavgifter baserade på storlek på huvudsäkring eller abonnerad effekt i långa intervall ger tröskeleffekter med stora skillnader i kostnad i varje steg och därmed problem i gränsen mellan varje steg. Abonnemang som har ett effektuttag som ligger nära gränsen mellan två steg får stor skillnad i kostnad med en liten förändring i effektuttag. Om effektintervallen istället är korta, t ex 5 kW, fås inte lika stora skillnader mellan stegen, men fler gränser med tröskeleffekter. Dessa tröskeleffekter är en stor nackdel med att basera nätavgifterna på abonnerad effekt eller huvudsäkring.

Vissa kunder kommer att abonnera på högre effekt än de tar ut. Säkringskunder kan ha en högre säkring än de behöver. Många kunder på lokalnät har svårt att avgöra vilken effekt eller säkring de ska abonnera på. För att komma tillrätta med detta kan elnätsföretaget välja säkring eller abonnerad effekt åt kunden eller hjälpa kunden att välja. Det medför emellertid en ökad administration och även elnätsföretaget kan välja fel. Elnätsföretaget har dessutom oftast bara historik att gå på. Det är egentligen bara kunden själv som har kunskap om framtida elanvändning.

Med abonnerad effekt behöver överuttag hanteras. Om kunden tar ut mer effekt än den abonnerar på får den antingen betala en överuttagsavgift eller bli flyttad till ett högre abonnemang. Detta gör att varken kundernas kostnader eller intäkterna för elnätsföretaget blir helt förutsägbara. Om kunden får ett högre abonnemang påminner det mycket om debitering efter uppmätt effekt. Abonnerade effekter fastställs normalt för ett kalenderår i taget och överuttagsavgifter debiteras i efterhand året därpå. Denna efterdebitering kan irritera kunder och skapar även administrativa problem för nätföretagen. Hur överuttag ska hanteras och prissättas behöver fastställas.

Uppmätt effekt

Debitering efter uppmätt effekt har fördelen att kunderna har bättre förståelse och acceptans för något som mäts, än att de i förväg ska behöva uppskatta hur stor effekt de kommer att ta ut. Dessutom undviks problemen med tröskeleffekter samt hantering och prissättning av överuttag. Ovan har även framförts argument för att fördela även residuala kostnader på sådant sätt att kunderna kan påverka sina kostnader, vilket debitering efter uppmätt effekt kan bidra till.

Kundens avgift kan dock variera. Om största effektuttaget per månad är debiteringsgrundande kan avgiften variera mycket under året för kunder med säsongsvaryerande elanvändning. Om istället största effektuttaget under en tolv månadersperiod används minskar variationen, dock med nackdelen att avgiften baseras på tidigare användning och att en ändring av effektuttaget tar tid innan den slår igenom i nätavgifterna. Att använda medelvärden av flera av de högsta uttagna effekterna är också ett sätt att minska variationen. Om och när 15-minutersmätning införs måste ställning tas till om debiteringen ska ske med

denna upplösning, eller om effekten fortfarande ska baseras på ett timmedelvärde.

Om effektavgifterna fastställs med uppmätt effekt fås i princip samma stabilitet i elnätsföretagens intäkter som med abonnerade årseffekter och överuttagsavgifter. Detta innebär att uppmätta effekter och abonnerade effekter i princip ger samma stabilitet för täckning av elnätsföretagens residuala kostnader.

Energi

För att ta hänsyn till sammanlagringseffekter, att kunderna inte tar ut sin effekt samtidigt, kan en del av de residuala kostnaderna baseras på uttagen eller inmatad energi i elnätet.

Att basera delar av nätavgifterna på energi istället för effekt kan också motverka beteendeförändringar hos kunder att hålla nere (den abonnerade eller uppmätta) effekten för att minska sina nätavgiftskostnader. Även av denna anledning kan det övervägas att delvis basera avgiften för de residuala kostnaderna på energi.

Enligt ellagen ska nätavgifterna vara förenliga med en effektiv elproduktion. Vid utformningen av nätavgifterna för inmatning behöver hänsyn till detta tas. En stor effektandel i nätavgifterna kan ge incitament att hålla nere den inmatade effekten. Ur elnätssynpunkt är detta endast önskvärt om det finns begränsningar i elnätets kapacitet. Detta bör beaktas vid prissättningen av de residuala kostnaderna för inmatning framförallt på de högre spänningsnivåerna.

Slutsats

Det bör vara möjligt att basera avgifterna för de residuala kostnaderna på abonnerad och/eller uppmätt effekt. Huruvida årseffekter eller månadseffekter ska användas avseende uppmätt effekt, samt vilken grad av medelvärdesbildning som är lämplig, avgörs genom en avvägning mellan den stabilitet i företagets kostnadstäckning och den påverkbarhet för kunden som eftersträvas. För att ta hänsyn till sammanlagringseffekter m.m. bör även energibaserade avgifter kunna användas för en del av de residuala kostnaderna.

Fördelning till angränsande nät

Principen att kunder får betala för sin andel av det nät som deras anläggning är anslutet till och sin andel av de överliggande näten på högre spänningsnivåer har hittills fungerat bra. Vi håller med Ei om att med ökande lokal produktion och lagringsmöjligheter kan principen behöva ses över.

Fördelning mellan produktion och konsumtion

I förarbetena till ellagen anges att kravet på objektivitet syftar till en korrekt fördelning av det totala avgiftsbeloppet enligt tariffen mellan berörda kunder och kundkategorier. Avgifterna får vara olika mellan olika kundkategorier men de olika avgiftsnivåerna måste någorlunda reflektera de kostnader som nätföretaget har för respektive kundkategori. Något osakligt gynnande av en kundkategori på

bekostnad av en annan kategori får alltså inte förekomma. Därmed är det rimligt att producenter och konsumenter betalar för sin andel av de gemensamma kostnaderna utifrån sina respektive förutsättningar. Fördelningen av nätavgifternas kostnadskomponenter skulle kunna skilja mellan olika kundkategorier, om det behövs för att leva upp till ellagens krav på ett effektivt utnyttjande av elnätet samt effektiv elanvändning och elproduktion.

Detta talar t ex för att residuala kostnader bör fördelas på samma sätt mellan produktion och konsumtion, eftersom nätet i båda fallen utgör en förutsättning för kundernas verksamhet. Ei skriver att en sådan fördelning inte beaktar de nyttor som produktionen bidrar med (avsnitt 4.2, sidan 44, stycke 2). De nyttor som produktionen bidrar med i elnätet beaktas emellertid genom nätnyttoersättningen, enligt 3 kap 15 § ellagen, och ska därför inte dessutom beaktas i nätavgifterna. Det skulle dock kunna övervägas om ellagen borde ändras, så att nätnyttoersättningen blir en del av nätavgifterna och därmed skulle regleras av kraven gällande nätavgiftsutformning. Detta eftersom en nätavgiftsutformning som är förenlig med ett effektivt nätutnyttjande i praktiken kommer att innehålla element av att nyttor ska belönas (både vid produktion respektive konsumtion). En samlad hantering inom ramen för nätavgifterna skulle möjligen upplevas tydligare att förstå.

Det är dessutom så att i och med att vi får in allt mer småskalig förnyelsebar produktion i distributionsnäten, kommer det att bli allt vanligare med produktionsöverskott under kortare eller längre tider. Under dessa perioder är produktionen snarare en utmaning medan det är konsumtionen som ger nätnytta. Att då ensidigt tala om produktionens nätnytta leder fel i resonemangen. I och med utvecklingen och installationen av allt mer småskalig förnyelsebar produktion bör prissättningen mot såväl produktion som konsumtion ske på ett likartat sätt.

En EU-förordning (838/2010) sätter en gräns på avgiften för producenter på transmissionsnätets nivå till i genomsnitt 1,2 €/MWh i Norden. Vid beräkningen ska avgifter för tilläggstjänster och systemförluster inte ingå. Det innebär i princip att det är avgifterna för residualkostnaderna som inte får överskrida 1,2 €/MWh på transmissionsnätets nivå. Enligt EU:s elmarknadsförordning (artikel 18.1) får en producent heller inte missgynnas av om anläggningen är ansluten till transmissions- eller distributionsnätet. Artikeln i elmarknadsförordningen bör rimligen inte behöva innebära att en maximal avgift på motsvarande sätt fastställs för producenter på distributionsnät. För både uttags- och inmatningskunder gäller nämligen att på underliggande nät är de med och bekostar mer nät. Ei har identifierat att i elnät med enbart inmatningskunder och i elnät med få uttagskunder skulle ett tak på avgifterna för producenter få orimliga konsekvenser. Det är därför inte lämpligt med ett sådant pristak på distributionsnäten.

Nätnyttoersättningen betalas för minskade kostnader mot överliggande nät och för minskade nätförluster i eget nät. På transmissionsnätet används inte begreppet nätnyttoersättning, men i förlustkoefficienterna tas hänsyn till den nytta som produktionen bidrar med avseende minskade förluster. Något

överliggande nät finns inte på transmissionsnätsnivå. Om EU-förordningens gränsvärde ska användas på region- och lokalnätetsnivå, så måste hänsyn till nätnyttoersättningens effektdel tas när beräkningen görs. Producenternas faktiska totalkostnad utgörs alltså av kostnaden för nätavgiften reducerat med den eventuella nätnyttoersättning (avseende effektdelen) de erhåller. Den del av nätnyttoersättningen som kommer av minskade nätförluster ska ligga utanför beräkningen.

Förutom nätnyttan gör flexibel produktion stor nytta för energisystemet som helhet och den blir allt viktigare när en större andel icke-planerbar produktion kommer in i systemet. Den typen av nytta är inte vad som primärt beaktas i nätavgifterna, som istället utifrån ett elnätsperspektiv syftar till en korrekt fördelning av kostnader för elnätet mellan de olika anslutningarna. Det är därför viktigt att systemnyttan belönas på erforderligt annat sätt som genom reglerkraftmarknader samt på sikt stödtjänst- och flexibilitetsmarknader. Som tidigare nämnts ska nätavgifterna emellertid enligt ellagen vara utformade på ett sätt som är förenligt med en "effektiv elproduktion". Ett förtydligande avseende vad som avses med effektiv elproduktion, och vilka nyttor som ska beaktas, skulle underlätta i samband med utformning av nätavgifter.

Detaljeringsnivå på föreskrifter

Vi vidhåller att detaljeringsnivån på föreskrifterna inte ska vara för hög. Om å andra sidan detaljeringsnivån blir så övergripande att varje företag kan göra som de vill, så blir det ingen skillnad mot idag. D v s det gäller att hitta en lagom nivå som leder till en mer enhetlig utformning av nätavgifterna för kunderna men samtidigt ger elnätsföretagen möjlighet att ta rimlig hänsyn till sina egna respektive förutsättningar.

Exempel på en lagom detaljeringsnivå kan vara att för kostnader som ska fördelas efter effekt, inte specificera om det ska vara abonnerad effekt, uppmätt effekt eller en kombination av dessa. Oberoende av vilken fördelningsmetod som används behöver det även fastställas hur den maximala effekten ska beräknas. Det kan vara den högsta timmedeleffekten eller ett medelvärde av flera timmedeleffekter. Om medelvärde används behöver det fastställas hur det ska beräknas. Under vilket tidsintervall ska medelvärdet beräknas, hur många värden ska användas och ska de vara från skilda dygn eller kanske från skilda månader? Alltför långtgående detaljeringsgrad i föreskrifterna avseende hur den maximala effekten ska beräknas bör emellertid undvikas. Att kunder till olika elnätsföretag kan möta helt olika beräkningsmetoder för maximal effekt kan i och för sig vara en nackdel. Vår bedömning är dock att det skulle skapa större problem att reglera beräkningen i detalj. Olika elnätsföretag kan ha olika förutsättningar, såsom skilda temperaturförhållanden eller olika lastprofil i nätet, och det skulle kunna vara hämmande i den framtida utvecklingen av elmarknaden att inte kunna beakta detta i utformningen av sina nätavgifter.

Kundkonsekvenser

Många kunder, särskilt kunder med säkringstariffer, har idag nätavgifter där omkring hälften av avgiften är energibaserad. Om den andelen minskas till omkring 10 procent, så kommer kunder med liten förbrukning i förhållande till sin säkringsstorlek att få kraftiga höjningar av sina nätavgifter, medan kunder med hög förbrukning istället får kraftiga sänkningar.

Det är därför viktigt att beakta konsekvenserna för kunderna av den modell som väljs för utformning av nätavgifterna. Stora förändringar jämfört med idag är inte bra för kundförtroendet och skulle särskilt försvåra övergången till ny utformning av nätavgifterna.

Specifika frågor

Ei ställer ett antal specifika frågor enligt nedan.

- *"I kapitel 3 diskuteras den framåtblickande tariffkomponenten. I kapitlet framkommer att någon form av kostnadsmodell för att beräkna ett nätföretags framåtblickande kostnader behöver tas fram. Ei söker synpunkter på hur en sådan modell kan se ut.*

En svårighet med att ta betalt för framåtblickande kostnader är hur dessa ska beräknas. Vi ser inte någon given modell för hur detta ska göras. Till att börja med tror vi att varje elnätsföretag får göra sina egna beräkningar. Med tiden kanske en gemensam beräkningsmodell kan utkristalliseras. För att få en uppfattning om de framåtblickande kostnaderna kan nätutvecklingsplanerna användas. Ur ett samhällsekonomiskt perspektiv är det bra med ett robust elnät med möjlighet till kapacitetsökning snabbt.

- *I kapitel 3 diskuteras en tariffstruktur baserat på fyra tariffkomponenter. Beroende på hur de komponeras kan olika tariffstrukturer anpassas till olika kundkategorier. Finns det för/nackdelar med att använda kundkategorier som ett verktyg för att differentiera tarifferna mer mellan kundgrupper, i syfte att nå mer kostnadsriktiga tariffer? Vilka objektiva faktorer ser ni som skulle kunna definiera kundkategorier som inte används idag?*

Att använda kundkategorier baserade på egenskaper som primärt inte har med nyttjandet av elnätet att göra, bör i största möjliga utsträckning undvikas. Så långt som möjligt bör därmed prissättningen utgå från elektriska storheter. En bra principiell utgångspunkt är att nätföretagen inte ska "titta bakom elmätaren". Elnätsföretagen ska inte behöva bry sig om hur elen används eller vem som använder den. Det skulle också vara ett problem att placera varje kund i rätt kategori, t ex träffar inte alltid SNI-koderna rätt. Exempel på sådant som fortsatt bör vara styrande för indelningen i kundkategorier och för prissättningen är energi, effekt, spänningsnivå, energiflödets riktning, utbredning i tiden och dylikt, som har en mer direkt koppling till kundens nätutnyttjande. Dock skulle det vara svårt att få rimliga prisnivåer om inte lägenheter var en egen kundkategori, även om det finns vissa problem med definitionen av en lägenhet. Genom nu gällande

praxis finns dock en koppling till nätutnyttjandet i och med den högre grad av sammanlagring som går att härleda till lägenhetskunder.

Ett alternativ till kundkategorier skulle vara att kunderna fick möjlighet att välja mellan olika avgiftsmodeller för samma kunder. Då kan flertalet kunder som inte kan eller vill påverka sin elanvändning få en enklare avgiftsmodell, medan de kunder som vill styra sin elanvändning kan få en mer komplex avgiftsmodell där de kan spara pengar på sin styrning.

- *I denna promemoria utvärderas fyra tariffkomponenter. Ser ni att det finns ytterligare egenskaper som skulle kunna prissättas för att tariffen ska stödja ett effektivt utnyttjande av elnätet. Ett exempel som finns på regionnätet idag är reaktiv effekt.*

De fyra komponenterna och reaktiv effekt täcker in det som är lämpligt som underlag för prissättningen. Om abonnerad effekt används måste också prissättningen för överuttag fastställas. Dessutom bör det analyseras djupare vilka möjligheter till last- och produktionsstyrning som skulle kunna åstadkommas med avbrytbara eller begränsade nätabonnemang, se vidare nedan.

- *I tidigare litteratur, exempelvis CEER, (2020) diskuteras att nättariffer inte är det enda verktyget för att främja ett effektivt nätutnyttjande. Exempelvis nämns att flexibilitetsmarknader kan vara ett komplement till tariffer. Hur ser ni på möjligheten att kombinera tariffer med andra åtgärder för att främja ett effektivt nätutnyttjande. Och vilka är de åtgärder ni i så fall ser?*

En större flexibilitet i kundernas användning av elnäten kan främja ett effektivt nätutnyttjande.

Det bör utredas vidare vilka fördelar respektive nackdelar som finns med avbrytbara nätabonnemang och begränsade abonnemang under vissa tider. Då begränsningen i elnätet ofta uppstår endast för en begränsad tid, kanske bara ett fåtal timmar per år, finns det möjlighet att överföra mer el än idag under övrig tid. Om det skulle gå att genom varsel i realtid beordra kunder att inte ta ut el eller ta ut lägre effekt under de kritiska timmarna skulle det gå att ansluta betydligt fler anläggningar till elnäten. Det finns flera verksamheter som skulle ha intresse av avbrytbara abonnemang, t ex kan det vara lämpligt för serverhallar, grustäcker och elbilsladdning. Fler avbrytbara och begränsade abonnemang skulle bidra mycket till ett effektivt nyttjande av elnäten. Denna typ av abonnemang skulle även kunna erbjudas kunder med flexibel och styrbar elproduktion.

Ett problem med begränsade abonnemang är vilka kunder som ska ha möjlighet att få dessa abonnemang. Ett kriterium kan vara att det kan erbjudas kunder som vill ansluta sin anläggning där det råder eller riskerar att uppstå kapacitetsbrist. Då kan dessa anläggningar anslutas, istället för att kunden ska behöva vänta tills nätet är förstärkt.

Ett annat sätt att uppnå samma sak är att använda flexibilitetslösningar utanför nätavgifterna som flexibilitetsmarknader, eller en kombination av

flexibilitetslösningar och begränsade abonnemang. Flexibilitetsmarknader har potential att vara ett betydligt bättre verktyg än nätavgifter för att främja ett effektivt nätutnyttjande, eftersom det är en så liten del av kostnaderna i nätet som bör prissättas efter hur effektivt nätet utnyttjas. Det är viktigt att nätavgifterna utformas så att de inte riskerar att motverka eller störa flexibilitetsmarknaderna. Ambitionen med dessa möjligheter i nätavgiftsreformeringen måste i så fall vara att det ska vara ett komplement till flexibilitetsmarknader.

- *En utgångspunkt i analysen i denna promemoria är att grundstrukturen i tariffen är lika för lokal-, region- och transmissionsnät. Vilka för- och nackdelar ser ni med det? Är det något specifikt som kan/bör förtydligas/ändras?*

Det är en fördel om prissignaler på transmissionsnätet kan slå igenom även på underliggande nät. Därför bör inte prissättningen på transmissionsnätet, utan att det finns tydliga skäl för det, innehålla delar som är svåra att föra vidare till slutkunder på lägre spänningsnivåer. En prissignal som inte kan föras vidare till en lägre spänningsnivå bör inte ingå i nätavgifterna på en högre spänningsnivå, utan hedgningen av den risken bör göras på nivån där risken uppstår. Exempelvis, att Svenska kraftnät nu har infört energiavgifter baserade på spotpriser tillför väldigt lite, eftersom denna prissignal inte når slutkunderna på region- och lokalnäten. Det hade varit bättre att Svenska kraftnät själva hedgade den risken på transmissionsnätetsnivån, än att som idag risken förs vidare till regionnätetsnivån.

Det är dock stora skillnader i lämpliga prisstrukturer för de stora anläggningarna på de högre spänningsnivåerna och de mindre anläggningarna på de lägre spänningsnivåerna. På de lägre spänningsnivåerna är enkelhet i prissättningen ett betydligt viktigare kriterium än på de högre spänningsnivåerna. Även om det kan vara fördelaktigt med en likadan prisstruktur på alla spänningsnivåer, kan andra faktorer väga tyngre som gör att strukturen ändå bör vara olika.

- *Vilka är de mest betydande för- och nackdelarna med olika metoder att fördela residuala kostnader mellan uttag och inmatning som presenterats i kapitel 4? Finns det någon som är att föredra? Har ni några inspel till våra kommande analyser?"*

Med ellagens krav på effektivt nyttjande av elnätet, effektiv elanvändning och effektiv elproduktion samt kraven på objektivitet/kostnadsriktighet bör även de residuala kostnaderna fördelas så kostnadsriktigt som möjligt mellan produktion och konsumtion. Producenter och konsumenter bör betala för sina respektive andelar av de gemensamma kostnaderna utifrån sina respektive förutsättningar.

Tidigare när större delen av produktionen var reglerbar styrdes produktionen främst av konsumtionen i elnäten och behovet av styrande effekt från nätavgifterna var lågt. Med större andel produktion som styrs av väder och vind finns det ett behov av att kunna ge styrsignaler till producenterna om när de bör mata in el i elnäten. Detta görs lämpligen via nätavgifterna.

Den nytta producenter bidrar med ersätts idag med nätnyttosättningen. Hänsyn till nätnyttosättningen måste därför tas när förhållandet till EU-direktivets gränsvärden beräknas.

Producenter som lätt kan reglera sin produktion kan lätt reagera på en prisförändring för elnätet. Framförallt för produktion ansluten på högspänningsnätet kan det både på kort och lång sikt komma att påverka större producenters utbud av maxeffekt och därigenom också elsystemets samlade flexibilitet för att klara energiomställningens utmaningar. Detta bör beaktas när de residuala kostnaderna ska fördelas. Det kan även vara intressant att studera situationen för producenter i andra europeiska länder. Detta eftersom samma övergripande EU-lagstiftning gäller i alla länder. Energiföretagen konstaterar till exempel att när det gäller elproduktionen ansluten till stamnätet, belastas svensk elproduktion högre än i de flesta övriga europeiska länder¹. Det kan även vara lämpligt att utbyta erfarenheter med andra europeiska reglermyndigheter i denna fråga.

Energiföretagen Sverige



Åsa Pettersson
VD



Leif Boström
handläggare

¹ https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/mc-documents/201209_ENTSO-E%20Transmission%20Tariff%20Overview_Synthesis%202019.pdf