

Vattenfall AB
Staff Function Communications
Public & Regulatory Affairs Sweden
169 92 Stockholm

Energimarknadsinspektionen
registrator@ei.se

Datum:
2022-01-11

Kontakt: Kristian Gustafsson
E-mail: kristian.gustafsson@vattenfall.com

Telefon: 0705295217

Diarienummer: 2019–100497

Remissvar: Energimarknadsinspektionens föreskrifter för utformning av nättariff för ett effektivt utnyttjande av elnätet

Vattenfall tackar för möjligheterna att lämna synpunkter. Vattenfall har deltagit i den expert- och referensgrupp som löpt längs förslagets utveckling.

Vattenfalls övergripande synpunkter

Vattenfalls bedömning är att förslaget på föreskrifter försvårar utformande av tariffer som bidrar till ett effektivt utnyttjande av elnätet och därmed inte kan sägas vara förenliga med ellagens krav om ett effektivt nyttjande av elnätet. Förslaget motverkar således det uttalade syftet med översynen. Vår rekommendation är därför att förslaget arbetas om.

De förarbeten till ellagen (Prop. 2013/14:174) som ligger till grund för ellagens formulering den 1 juni 2014 om ett effektivt nyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning har inte alls beaktats i utredningen. Där framförs många aspekter på hur nättariffer ska/kan utformas som går stick i stäv med det förslag på föreskrift som nu presenterats. Det är också i dessa förarbeten som Energimarknadsinspektionen (Ei) ges rätt att föreskriva regler för utformning av nättariffer med sådan inriktning varför det blir än mer anmärkningsvärt att dessa förarbeten till ellagen inte tycks ha legat till grund för utformningen av den nya föreskriften.

Vi noterar vidare att flera avgörande konsekvenser av dessa föreskrifter inte täcks in av konsekvensutredningen. Det gäller dels förenlighet med ellagens krav om ett effektivt utnyttjande av elnätet och dels kravet om en korrekt kostnadsfördelning mellan kunder och kundkategorier. Därtill saknas även viktiga aspekter vid tariffutformningen såsom sammanlagring och dess påverkan på fördelningen mellan energiavgifter och övriga avgifter. Konsekvenserna för kunderna och elsystemet är enligt vår bedömning inte tillräckligt utredda.

Förslaget på föreskrifterna lämnar därtill för stora utrymmen för tolkning, vilket kan komma att påverka utvecklingen, förvaltningen och förtroendet för elnäten negativt. Sveriges klimatomställning kommer kräva stora investeringar i elnät såväl som stor efterfrågeflexibilitet. Förutsägbara och långsiktiga villkor för tarifferna är då avgörande för såväl nätkunder som elnätsföretag.

Dessa synpunkter utvecklas nedan efter den struktur som förslaget på föreskrifter följer.

1 kap. Tillämpningsområde och definitioner

Vattenfall välkomnar tydliggörandet i 2§ att den gräns som ges av förordning (EU) 838/2010 om max 1,2 euro/MWh för producenter anslutna till transmissionsnätet ligger till grund för dessa föreskrifter.

2 kap. Kostnader som ligger till grund för utformningen av överföringstariffer

Förslaget om kortsiktiga rörliga kostnader bör ändras till marginalförluster

I 2 kap 2 § preciseras i förslaget de kortsiktiga rörliga kostnaderna till

1. kostnader för nätförluster, både inköp och egen produktion,
2. andra kostnader som påverkas av kundens användning av elnätet på kort sikt och
3. energiavgifter till ett annat ledningsnät.

Vi uppfattar det som att energiavgifterna ska motsvara medelkostnaden för förluster med tillägg för energiavgifter till överliggande nät.

Punkten 2 ovan om "andra kostnader..." är bra men då den inte nämns i konsekvensutredningen är det svårt att veta vad som avses. Det är olyckligt att odefinierade parametrar finns i en föreskrift.

Vattenfall anser att det vore mer rimligt att använda marginalförluster som grund för energiavgifter eftersom detta utgör en tydligare styrning för ett effektivt utnyttjande av elnätet. Betydelsen av parametern *andra kostnader* bör tydliggöras.

3 kap. Utformning av tariffer för ett effektivt nätutnyttjande

Föreliggande förslag riskerar motverka ett effektivt nyttjande

Ellagens huvudparagraf om nättariffer (4 kap. 1 §) anger att "Nättariffer ska vara objektiva och icke-diskriminerande. De ska utformas på ett sätt som är förenligt med ett effektivt utnyttjande av elnätet och en effektiv elproduktion och elanvändning." Av förarbetena till ellagen framgår vidare att nättarifferna inte får utformas på ett sätt som inverkar menligt på den totala effektiviteten i elproduktionen, överföringen av el och elförsörjningen.

Kravet om förenlighet med effektiv elproduktion och elanvändning behandlas inte specifikt i konsekvensanalysen. Detta bör enligt vår syn föranleda en omarbetning av förslaget då det i huvudsak är kundernas incitament för effektiv elproduktion och elanvändning som leder till ett effektivare utnyttjande av elnätet, särskilt då det i framtiden förväntas väsentliga ökningar av elanvändning och elproduktion.

En central aspekt vid tariffutformningen med koppling till detta som saknas i konsekvensanalysen är *sammanlagringen*. Sammanlagring har en väsentlig påverkan på tariffernas utformning, i synnerhet den högre nivån för tariffkomponenten för rörliga kostnader, energiavgiften. Dagens säkringstariffer¹ är ofta motiverade utifrån den goda sammanlagringen för dessa kunder.

¹ Den tariff som för många nätföretag avser 95 % av kunderna

En utförligare beskrivning av sammanlagring med enklare räkneexempel finns i [bilaga 1](#). Med sammanlagring avses summan av kundernas aktuella effektuttag under dimensionerande tid dividerat med summan av kundernas maximala effektuttag. Eftersom sannolikheten att kunderna inte tar ut sin maximala effekt samtidigt ökar med antalet kunder av olika karaktär så är sammanlagringen låg nära uttagspunkten medan den är hög i det centrala nätet². På liknande vis har kunder med kort utnyttningstid en mycket god sammanlagring, medan kunder med lång utnyttningstid har en sämre sammanlagring³. Kundens maxeffekt är därmed inte ett rättvist mått för kundens andel av kapacitetskostnaderna i det centrala nätet.

Studier visar däremot att kundens utnyttningstid normalt korrelerar med kundens andel av maxeffekten under dimensionerande tid för det centrala elnätet. Detta kan beaktas på ett kostnadsriktigt sätt i tariffen genom att lägga kapacitetskostnaderna för det centrala elnätet i energidelen (överföringsavgiften). På så vis skulle kunder med längre utnyttningstid, som i högre grad bidrar till elnätets maxeffekter, helt kostnadsriktigt få en högre nätkostnad än kunder med kortare utnyttningstid. Detta gäller i ännu högre utsträckning om energidelen debiteras under elnätets höglasttid. Med andra ord är nättariffer med en hög, fast (opåverkbar) avgift mindre kostnadsriktiga samt ger sämre incitament till ett effektivt nyttjande av elnätet än nättariffer med en lägre fast avgift och en högre energiavgift.

Vi vill här uppmärksamma en betydande skillnad från motsvarande förslag om nya föreskrifter i Norge. Förslaget anger att den rörliga energidelen, utöver marginalförluster, får täcka en andel av elnätsföretagets övriga kostnader och får högst utgöra 50 % av nätföretagets intäkter. (Se [bilaga 4](#) för utförligare beskrivning).

I förslaget på föreskrifter 3 kap 3 § anges emellertid att: "*Energiavgiften ska motsvara de kortsiktiga rörliga kostnaderna. Avgiften ska tas ut med en avgift per kilowattimme. Avgiften får tidsdifferentieras*". Definitionen av rörliga kostnaderna (2 kap 2§) motsvarar enligt förslaget därmed omkring 10% av totala nätets kostnader, varför signalen för effektivt utnyttjande genom energiavgiften alltid skulle bli för svag för att ha en samhällsekonomiskt önskad effekt.

Sammanfattningsvis. Föreskrifter som styr mot tariffer med en debitering av kapacitetskostnaden via kundens maxeffekt, och där energiavgiften definitionsmässigt begränsas till omkring 10% av kostnaderna, kan inte ta hänsyn till kundernas olika bidrag till sammanlagringen. Resultaterande tariffer kan inte vara objektiva med en korrekt kostnadsfördelning mellan kunder och kundkategorier. De skapar ej heller tillräckliga incitament för ett effektivt nyttjande av elnäten. Det är Vattenfalls syn att förslaget bör omarbetas i detta avseende.

Beträffande den fasta avgiftens sammansättning anges i förslaget:

2 § Den fasta avgiften ska baseras på de residuala kostnaderna och ska fördelas utifrån kundens abonnerade effekt eller motsvarande. Avgiften ska fördelas i intervall som beror på storleken på abonnemanget. Nätkoncessionshavaren får trots det som sägs i första stycket tillämpa en annan fördelning av de residuala kostnaderna om fördelningen kan antas leda till att avgiften tas ut på ett mer samhällsekonomiskt effektivt sätt.

² I det kundnära nätet är kundens eget maxuttag i större utsträckning dimensionerande för nätet. För servicen är kundens maxuttag helt dimensionerande och längre upp i nätet sker en sammanlagring mellan kunder av samma karaktär, t.ex. villakunder. Efter nätstationen är denna typ av sammanlagring fullbordad. I det centrala nätet blandas kunder av olika karaktär, t.ex. villakunder och industri, vilket gör att en fortsatt sammanlagring kan ske. I denna del av nätet är kundens andel av det centrala nätets maxeffekt dimensionerande för nätet.

³ Utnyttningstiden är kundens energiförbrukning dividerat med kundens maxeffekt. Kunder med korta utnyttningstider har under korta tider höga effektuttag och kunder med långa utnyttningstider ligger under en större del av tiden nära sin maxeffekt. För kunder med kort utnyttningstid gäller en mycket god sammanlagring. Omvänt har kunder med lång utnyttningstid en sämre sammanlagring.

Den sista meningen "Nätkoncessionshavaren får trots det..." är bra då den öppnar upp för alternativ, men då skrivningen saknar beskrivning och motivering i konsekvensanalysen skapas stor osäkerhet i vad som avses.

Ei anger i föreskriften vidare:

5 § En nättariff ska ha en effektavgift om det behövs för att bidra till ett effektivt nätutnyttjande. Avgiften ska baseras på en andel av de residuala kostnaderna som kan förväntas bidra till ett effektivare nätutnyttjande. Effektavgiften ska tas ut baserat på kundens användning av effekt och ska utgå från belastningen på elnätet. Effektavgiften ska tidsdifferentieras och följa den marknadstidsenhet som används på elmarknaden.

Konsekvensanalysen och alla tidigare dokument från utredningen har talat om effektavgift för framåtblickande kostnader. Den nya skrivningen är öppnare och bättre. Då skrivningen saknar beskrivning och motivering i konsekvensanalysen skapas osäkerhet i vad som avses.

Det framgår av paragrafen att effektavgiften ska följa den marknadstidsenhet som används på marknaden. Det kan förstås att detta avser timvärden nu fram till 2023-04 och därefter 15-minutersvärden. Vattenfall vill framhålla att det inte alls är säkert att tariffer uttryckta för 15-minutersvärden är det mest optimala för framtiden. Med en så kort tid som 15 minuter kan kunderna få betala för slumpmässigt höga effekter som inte påverkar dimensioneringen av elnätet. Ur såväl ett kund- som elnätsperspektiv kan det vara bättre att behålla nättariffer för timvärden även om all mätning och rapportering sker med 15-minutersvärden. Kravet bör därför tas bort från föreskriften.

Slutligen noterar Vattenfall att föreslagen föreskrift använder olika begrepp för samma sak, på ett sätt som inger osäkerhet i vad som avses. En tydligare och mer enhetlig definition av olika begrepp skulle underlätta tolkningen av föreskriften.

Vattenfall ser en risk att föreliggande förslag kommer att motverka ett effektivt nyttjande av elnätet. Det gäller i synnerhet förslaget att energiavgiften begränsas till de kortsiktiga rörliga kostnaderna. Förslaget på föreskrift 3 kap 3§ samt övriga berörda delar (3 kap 2§ och 5§) bör därför arbetas om.

Vattenfall välkomnar däremot skrivningen att energiavgiften får tidsdifferentieras. En energiavgift som har en avvägd tidsdifferentiering mellan dag och natt kan tillsammans med en effektavgift som gäller alla timmar ge en stabil prissättning. Detta förutsätter att den samlade styrkan i styrsignalen att flytta el från dag till natt leder till en jämnare elanvändning utan att leda till nya effektoppar på natten. I [bilaga 2](#) återfinns en mer utförlig beskrivning av vårt resonemang kring tidsdifferentierade effekt- och energiavgifter.

Förutsättningar för effekttariffer bör tydliggöras

Vattenfalls tolkning av förslaget på föreskrifter, kompletterad av tillhörande konsekvensanalys är att det är svårt att förutse hur månadsvisa effekttariffer för utnyttjad effekt får utformas. En risk är att en del av avgiften för utnyttjad effekt behöver ändras till en avgift för abonnerad effekt/huvudsäkring. (Se [bilaga 3](#)).

Idag är nättariffer baserade på utnyttjad månadseffekt vanligt för lokalnätföretagens kunder på högspänning och större lågspänningskunder (vanligtvis kunder med huvudsäkring över 63 A).

De lokalnätsföretag – med närmare en halv miljon anslutningspunkter – som har infört effekttariffer för kunder med huvudsäkring 16 – 63 A har enligt Vattenfalls kännedom valt utnyttjad månadseffekt. För denna kundkategori förekommer även att den utnyttjade månadseffekten är baserad på ett medelvärde av två till fem högsta effektvärden från olika dygn under månaden.

Vi ber vidare om att återigen få uppmärksamma kopplingen till förslaget om nya föreskrifter för elnätstariffer i Norge (se bilaga 4). I förslaget anges att gällande nättariffer bedöms ge för små incitament att flytta elförbrukning till tider på dygnet med mindre belastning av elnätet vilket anses öka risken att det byggs mer elnät än nödvändigt, det vill säga en lägre effektivitet och samhällsnytta.

Det är i sammanhanget i högsta grad relevant att förslaget om effekttariffer som generellt införs i Norge 2022-07-01 också har en effektagift som utgår från utnyttjad månadseffekt.

Vattenfalls syn är att månadsvisa effekttariffer för utnyttjad effekt bör kunna finansiera residuala kostnader i nättarifferna och att dessa tariffer styr mot ett mer effektivt nyttjande av elnätet.

Förslaget på föreskrifter bör förtydligas, så att månadsvisa effekttariffer för utnyttjad effekt får nyttjas om det leder till att avgiften tas ut på ett mer samhällsekonomiskt effektivt sätt.

Vidare har de befintliga effekttarifferna olika stora fasta avgifter, vilket är nödvändigt om man ska få brytpunkter mellan tarifferna. En tariff tillämpas upp till X kW som kallas brytpunkt, och en annan tariff tillämpas över X kW. Föreskriften anger i 4 § att den kundspecifika avgiften ska baseras på de kundspecifika kostnaderna och ska bestämmas till ett fast belopp per kund. Avgiften ska reflektera de kostnader nätföretaget har för kunden och avgiften ska fördelas med lika belopp för kunder med motsvarande kostnader.

Många nätföretag har två eller tre olika nättariffer på samma spänningsnivå, exempelvis två eller tre olika effekttariffer på lågspänning respektive högspänning. Tarifferna är anpassade för att gälla små, medelstora respektive stora kunder på respektive spänningsnivå. Denna anpassning till olika kundsegment på en spänningsnivå görs med nättariffens fasta avgifter. Befintliga effekttariffer har därför olika stora fasta avgifter, vilket är nödvändigt om man ska få brytpunkter mellan de olika tarifferna (en tariff tillämpas upp till X kW som kallas brytpunkt och en annan tariff tillämpas över X kW).

Om föreskrifterna medför att antalet effekttariffer för större kunder per spänningsnivå måste reduceras till en gemensam tariff skulle det ge betydande kundkonsekvenser. Vidare skulle det enligt vår bedömning omöjliggöra för nätföretagen att uppfylla ett av ellagens huvudkrav, kravet att nättariffer ska vara objektiva och ge en korrekt kostnadsfördelning mellan kunder och kundkategorier.

Även på regionnätetsnivå har nätföretagen olika fasta avgifter på respektive spänningsnivå. I tariffer direkt efter transformering från högre spänning tillämpas en högre fast avgift som motsvarar den fasta kostnadskomponenten i en transformering (en transformering har en kostnadsbild som är en fast grundkostnad plus en rörlig effektkomponent). Detta är alltså kostnadsriktigt och bör kunna fortsatt tillämpas.

3 kap 4§ bör anpassas för att ge utrymme för olika fasta avgifter i olika nättariffer på respektive spänningsnivå om det är nödvändigt för att tarifferna ska ge en korrekt kostnadsfördelning mellan kunder och kundkategorier.

Övrigt

Enligt 3 kap 2 § Den fasta avgiften ska baseras på de residuala kostnaderna och ska fördelas utifrån kundens abonnerade effekt eller motsvarande.

Det inte är ovanligt att en del av nätföretagens residuala kostnader omvandlas till en relativt hög energiavgift under höglasttid, se text ovan och bilaga 1 om sammanlagring. Detta gäller även Vattenfalls regionnätstariffer. Så sker för att ge kunderna tydliga incitament att undvika höga belastningar under höglasttid. Avsteg från strikt kostnadsriktighet kan vara motiverat om det uppenbart leder till ett mer effektivt nyttjande av elnätet. Detta bör framgå tydligt av föreskriften.

Även för större kunder på lokalnät kan det finnas motiv att de residuala kostnaderna, förutom en andel på energiavgifterna för att beakta sammanlagring, bör fördelas utifrån kundens utnyttjade effekt. I bilaga 3 analyseras frågan om abonnerad eller utnyttjad effekt.

Det bör tydliggöras i föreskriften att en andel av den residuala kostnaden kan uttryckas som en effektavgift, för abonnerad eller utnyttjad effekt, och/eller en energiavgift. Om så inte sker kan nätföretagen med tariffer för abonnerad effekt inte tillämpa en överskridandeavgift vid överskridande av abonnerad effekt, och då tappar begreppet abonnerad effekt väsentligt i betydelse. För tariffer för utnyttjad effekt finns en risk att en del av avgiften behöver ändras till en avgift för abonnerad effekt/huvudsäkring. Möjligheten med en andel energiavgift behövs bland annat för att kunna beakta sammanlagring.

Ytterligare en aspekt vid tariffutformningen som saknas i konsekvensanalysen är sambandet mellan nättarifferna för anslutning, anslutningsavgifterna, och nättarifferna för överföring. Även om anslutningsavgifterna ligger utanför uppdraget måste deras utformning enligt vår bedömning beaktas då de påverkar möjligheterna att utforma nättarifferna.

Avslutningsvis, förlaget riskerar få oönskade fördelningseffekter som motverkar energiomställningens legitimitet

Konsekvensanalysen berör att kravet på objektivitet syftar till en korrekt fördelning av det totala avgiftsbeloppet 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. I rapporten analyseras dock inte hur kravet på objektivitet påverkar tariffutformningen och de olika tariffkomponenterna. Särskilt när det gäller den residuala tariffkomponenten kan kravet i ellagen innebära en annan utformning.

Konsekvensutredningen (sid 45) "En generell uppskattning baserad på siffror inrapporterade till Ei indikerar att rörliga kostnader är cirka 9 procent av företagets totala kostnader."

I Vattenfalls säkringstariffer utgör energiavgifterna c:a 40 % medan abonnemangavgifterna utgör c:a 60 %. För att vara i linje med föreskrifterna skulle energiavgifterna behöva sänkas till en fjärdedel av dagens nivå (från 40 % till 10 %) medan abonnemangavgifterna skulle behöva ökas en och en halv gång (från 60 % till 90 %).

Vattenfall har räknat på vad en sådan ändring av säkringstarifferna skulle innebära. Mindre kunder såsom lägenhet (2 000 kWh och 16 A) och villa utan elvärme (5 000 kWh och 16 A) skulle få stora kostnadsökningar på 15 % medan större kunder såsom villa med elvärme (20 000 kWh och 20 A) skulle få stora kostnadsminskningar på 15 %. Vår bedömning är att en sådan förändring hotar

Det är ju kundernas incitament för effektivare elanvändning/elproduktion som leder till ett effektivare utnyttjande av elnätet. Om de rörliga avgifterna, energiavgifterna, minskas till en fjärdedel måste detta innebära att incitamenten för effektivare elanvändning/elproduktion minskas kraftigt vilket leder till ett mindre effektivt utnyttjande av elnätet.

För kunder med säkringstariff gäller att de har ett varierande uttag, en kort utnyttjningstid och en god sammanlagring. Säkringstarifferna bör även av detta skäl ha en stor andel energiavgifter. Om de rörliga avgifterna, energiavgifterna, minskas till en fjärdedel måste detta även innebära att tarifferna inte ger en korrekt kostnadsfördelning mellan kunder och kundkategorier och gynnar större kunder på bekostnad av mindre kunder.

Försämrade incitament och fördelningsverkningar för kunderna medför att elnätsföretagen, som varandes kundens kontaktyta och ambassadörer för energiomställningen, kommer också att påverkas kraftigt av en sådan omstöpning.

Vattenfall bedömer att förslagets konsekvensanalys bör kompletteras med en analys av hur de ovan nämnda fördelningsverkningarna kan komma att påverka legitimiteten i såväl elnätsregleringen som energiomställningen.

Med vänlig hälsning

Vattenfall AB



Anja Alemdar

Chef Public & Regulatory Affairs Sweden

Bilaga 1 - Sammanlagring

Större delen av kostnaderna i ett nätföretag är fasta. Även om större delen av kostnaderna är fasta behöver det inte med automatik innebära att nättarifferna ska domineras av fasta avgifter.

En grundtanke i ellagen är att nättarifferna ska vara kostnadsriktiga. Med kostnadsriktighet menas inte bara att nätföretagets totala intäkter ska vara skäliga utan även att fördelningen mellan olika kundkategorier och kunder ska vara skälig.

Nättarifferna beräknas inte med utgångspunkt från att varje kund ska ha en "kanal" genom hela systemet som är reserverad för just den kunden. Ett sådant resonemang kan endast vara relevant för en kund med samma uttag alla årets 8 760 timmar.

Utnyttjningstiden är kundens energiförbrukning under en viss period, t ex ett kalenderår, dividerat med kundens maxeffekt under samma tid.

Ovanstående kund med samma uttag alla årets timmar skulle alltså ha en utnyttjningstid på 8 760 timmar. Elintensiva industrier har ett jämt uttag men även en viss variation och en utnyttjningstid kring 7 000 timmar. För lokalnätets högspänningskunder gäller en genomsnittlig utnyttjningstid på omkring hälften av den maximala, dvs. omkring 4 500 timmar. Detta innebär att dessa kunder har en genomsnittseffekt som är omkring hälften av kundernas maxeffekt.

För den fortsatta analysen behöver kundnära elnät och centralt elnät definieras. Elnätet närmast kunden är det kundnära elnätet. I detta nät är kundens eget maxuttag under året i större utsträckning dimensionerande för nätet. För servisen är kundens maxuttag helt dimensionerande och längre upp i nätet sker en homogen sammanlagring mellan kunder av samma karaktär, t.ex. villakunder. För villakunder och andra mindre kunder gäller att efter nätstationen är denna typ av sammanlagring fullbordad. Det kundnära elnätet stannar i detta fall efter nätstationen. Elnätet högre upp, ovanför det kundnära elnätet, är det centrala elnätet. I det centrala nätet blandas kunder av olika karaktär, t.ex. villakunder och industri, vilket gör att en fortsatt heterogen sammanlagring kan ske. I denna del av nätet är kundens andel av det centrala nätets maxeffekt dimensionerande för nätet.

För lokalnätets lågspänningskunder gäller kortare utnyttjningstider. Lokalnätens genomsnittskund med säkringstariff 16 – 63 A bedöms ha en elanvändning på 9 000 kWh, en maxeffekt på 6 kW och därmed en genomsnittlig utnyttjningstid på $9\,000\text{ kWh}/6\text{ kW} = 1\,500$ timmar. Kunderna har då en genomsnittseffekt på $1\,500/8\,760 = 17\%$ av den egna maxeffekten.

Kunder med kort utnyttjningstider har under korta tider höga effektuttag. Dessa kunder har normalt sina maxeffekter under året vid olika tidpunkter. Vid de tider då det centrala elnätet nätet har sin högsta effekt, dimensionerade tid, är dock summan av kundernas andel av aktuella effektuttag i det centrala elnätet lägre än summan av kundernas maximala egna effektuttag under året i leveranspunkterna. Relationen mellan summan av kundernas andel av aktuella effektuttag vid dimensionerade tid och summan av kundernas maximala egna effektuttag kallas sammanlagring. För kunder med kort utnyttjningstid gäller en mycket god sammanlagring.

Debitering av kapacitetskostnader för centralt elnät via kundens egna maxeffekt under året tar inte hänsyn till kundernas olika bidrag till sammanlagringen. Kundens egna maxeffekt är särskilt inte för kunder med kort utnyttjningstid ett rättvist mått för kundens andel av kapacitetskostnaderna i det centrala elnätet.

Studier visar att kundens utnyttjningstid bättre korrelerar med kundens andel av maxeffekten under dimensionerande tid för det centrala elnätet för kunder med kort utnyttjningstid. Detta kan beaktas genom att lägga kapacitetskostnader för centralt elnät i energiavgiften.

För lokalnätens maxeffekter mot regionnätet fås en bedömd utnyttjningstid på 4 500 timmar. Denna utnyttjningstid indikerar på hur väl kundernas uttag sammanlagras genom lokalnätet upp till regionnätet. Beräkningarna ovan indikerar en sammanlagringsfaktor på en tredjedel ($1\ 500/4\ 500$) för kunder med säkringstariffer samt att dessa kunders andel av genomsnittlig maxeffekt mot regionnätet därmed endast är $6/3 = 2$ kW.

Om säkringskunderna skulle ha en effekttariff skulle de betala för en genomsnittlig egen maxeffekt under året på 6 kW. Samtidigt som deras genomsnittliga effektuttag under dimensionerande tid mot regionnätet endast var 2 kW. Kunderna skulle då mot regionnätet betala för 4 kW för mycket och få en för hög nätavgift. Slutsatsen blir att om kunder med säkringstariff skulle betala för egen maxeffekt under året skulle kunderna betala för en tre gånger så stor effekt som deras andel av den gemensamma maxeffekten i det centrala elnätet.

För kunder med kort utnyttjningstid är alltså kundens energiförbrukning ett bättre mått på kundens behov av nätkapacitet i det centrala elnätet. För dessa kunder är tariffer med främst energiavgifter för dessa kapacitetskostnader mer kostnadsriktiga. Kunder med hög energiförbrukning har normalt en högre maxeffekt i det centrala elnätet och får då också helt korrekt en högre nätavgift.

För kunder med säkringstariff gäller sammanfattningsvis att kunderna har ett mycket varierande uttag, en mycket kort utnyttjningstid och en god sammanlagring. Detta innebär att nättarifferna bör ha en stor andel energiavgifter så att de på ett rimligt sätt är kostnadsriktiga.

Studierna visar också att det är ännu mer korrekt att använda kundernas energiförbrukning under elnätets dimensionerande tid för att fördela ut det centrala elnätets kapacitetskostnader.

Det centrala elnätets dimensionerande tid, högladdtiden, är normalt vinter (november – mars), vardagar (måndag – fredag) och dagtid (t ex kl. 06 – 22). För tidstariffer gäller att kapacitetskostnaderna för det centrala nätet slås ut på tidstariffens energiavgift under denna högladdtid.

Bilaga 2 - Tidsdifferentierade avgifter

Syftet med nättariffer med tidsdifferentierade avgifter är att utjämna elanvändningen under dygnet, veckan och året. Detta genom att en eller flera rörliga avgifter har olika prisnivåer, en högre nivå under elnätets dimensionerande tid, höglasstiden, och en lägre nivå under övrig tid, låglasstiden.

Jämfört med en nättariff med enhetliga avgifter hela året ger tidsdifferentiering starkare styrsignaler:

- Elanvändarna får starkare incitament att flytta el från höglasstid till låglasstid eller att enbart minska elanvändningen under höglasstid och/eller öka elanvändningen under låglasstid.
- Elproducenterna får främst starkare incitament att öka sin elproduktion under höglasstiden.

I teorin skulle elanvändarna kunna vinna på att flytta all el under höglasstid till låglasstid. Även i praktiken finns stora risker om styrsignalerna blir för starka. Då kan t ex effekttopparna i elnätet flytta från höglasstid till låglasstid. Om detta inträffar kan det innebära behov av förstärkningar av elnäten om elnätets dimensionerande effekttopp har blivit högre.

Tidsdifferentierade avgifter kan alltså ge en instabil prissättning. Särskilt om differentieringen avser olika avgifter dag och natt än om det är olika avgifter vinter och sommar. Det är mycket lättare för kunderna att flytta el från dag till natt än från vinter till sommar. Särskilt stor risk är det att första timmen under natten med lägre avgift kan ge en högre effekttopp. Elnätets dimensionerande tid är normalt vinter (november – mars), vardagar (måndag – fredag) och dagtid (t ex kl. 06 – 22).

Effektavgifter ger starkare styrsignaler än energiavgifter. Nedan ett exempel:

- En tidsdifferentierad effektavgift skulle kunna vara 60 kr/kW under höglasstid och 20 kr/kW under låglasstid. Om kunden genom lastflytt minskar effekten under höglasstid med 1 kW och ökar effekten under låglasstid med 1 kW minskar kostnaden med 40 kr.
- En tidsdifferentierad energiavgift skulle kunna vara 60 öre/kWh under höglasstid och 20 öre/kWh under låglasstid. Om kunden flyttar 1 kWh från höglasstid till låglasstid minskar kostnaden med 40 öre.

Exemplet ovan visar att om kunden kan flytta effekt från höglasstid till låglasstid kan detta ge kunden stora kostnadsbesparingar. Ett aktuellt exempel kan vara att flytta elbilsladdning från höglasstid till låglasstid. Antag att höglasstiden är dag och låglasstiden är natt. Om laddningen startar under första timmen under natten med lägre avgift är risken stor att det blir en ny effekttopp under den timmen.

Om många kunder med elbilar gör på samma sätt ökar risken för att detta ger en ny osammanlagd effekttopp under denna timme. En ny effekttopp som skulle kunna innebära behov av förstärkningar av elnäten i bostadsområdena men även kunna leda till behov av förstärkningar högre upp i elnäten.

När höglasstiden är vald är det ur kundsynpunkt viktigt att inte höglasstiden utökas. Om styrsignalerna riskerar att bli för starka ska istället prisskillnaden mellan höglasstid och låglasstid minskas för att kunna behålla höglasstiden oförändrad.

Om tariffen har två rörliga avgifter, en effektagift för utnyttjad effekt och en energiavgift för uttagen energi, ökar möjligheten för en tariff som ger starka styrsignaler men ändå är stabil. En effektagift som gäller alla timmar ger en stark styrsignal att flytta el från dag till natt men inte mer än att det blir en helt jämn elanvändning. Kunderna vinner inte på att flytta så mycket el från dag till natt att det leder till nya effektoppar på natten.

En energiavgift som har en avvägd tidsdifferentiering mellan dag och natt kan tillsammans med en effektagift som gäller alla timmar ge en stabil prissättning. Detta förutsätter att den samlade styrkan i styrsignalen att flytta el från dag till natt leder till en jämnare elanvändning utan att leda till nya effektoppar på natten .

En tariff med en enhetlig effektagift under alla timmar och en tidsdifferentierad energiavgift dag och natt ger alltså en tariffutformning som ger starka styrsignaler men ändå är stabil. Det är mycket viktigt att föreskrifterna innebär att det är frivilligt för elnätsföretagen att tidsdifferentiera såväl energiavgifter som effektagifter.

Bilaga 3 – Abonnerad eller utnyttjad effekt?

Effektavgifter kan variera från:

- "Fasta" (anslutningsavgifter) och påverkbara endast vid anslutningen
- "Halvt fasta" (abonnerade effekter eller abonnerade huvudsäkningar) och påverkbara en gång per år
- "Rörliga" (utnyttjade effekter) och mer eller mindre påverkbara beroende på utformning, t ex om det är årseffekt eller månadseffekt

Anslutningsavgiften är en avgift för en avtalad högsta tillåten maxeffekt. För större kunder anges en högsta effekt medan det för kunder på lågspänning anges oftast en högsta huvudsäkning.

Anslutningsavgiftens absoluta maxeffekt ger möjligheter att för nättariffens effektavgifter välja mellan abonnerade eller utnyttjade effekter.

En faktor som påverkar valet mellan abonnerade och utnyttjade effekter är vilka kunder som aktuell nättariff avser.

- För regionnäten är uttagkunderna i huvudsak lokalnät eller större industrier medan inmatningskunderna i huvudsak är större elproducenter. Dessa kunder har god allmän kännedom om el och har även god kunskap om sin egna elanvändning/elproduktion. För regionnätet gäller även att det är ett begränsat antal kunder och det är ofta kontakter mellan nätföretagen och kunderna. Detta gör att regionnätets kunder själva eller i samråd med nätföretaget kan välja lämpliga nivåer på abonnerade effekter.
- För lokalnäten är uttagkunderna i huvudsak mindre och medelstora företag samt hushåll medan inmatningskunderna i huvudsak är mindre och medelstora elproducenter. Dessa kunder har ofta begränsad kännedom om el och har även begränsad kunskap om sin egna elanvändning. För lokalnätet gäller även att det är ett stort antal kunder och sällan kontakter mellan nätföretagen och kunderna. Detta gör att lokalnätets kunder har det väsentligt svårare att välja lämpliga nivåer på abonnerade effekter.

Lokalnätens högspänningskunder och större lågspänningskunder är olika företag och har sedan länge haft effekttariffer. Fram till millennieskiftet gällde oftast abonnerade effekter. Undersökningar visade dock att många av dessa företagskunder hade abonnerade effekter som låg väsentligt högre än kundernas högsta utnyttjade effekter. Ett skräckexempel var en kund som abonnerade på 3 000 kW och utnyttjade 600 kW. Detta medförde att flera lokalnätsföretag försökte hitta någon ny effekttariff där kunderna istället betalade för sin "faktiska elanvändning" i form av någon utnyttjad effekt.

Det började med effekttariffer baserade på utnyttjade årseffekter. Kunderna betalade då under året preliminära fakturor varje månad för en bedömd utnyttjad årseffekt. Året efter beräknades den faktiska utnyttjade årseffekten. Kunden fick i en definitiv debitering antingen betala mer eller en återbetalning. Många kunder var irriterade över att de efter kalenderårets slut fick nya fakturor som avsåg ett tidigare år (skapade problem för företagets redovisning och bokslut).

Vissa lokalnätsföretag försökte istället hitta någon effekttariff där kunderna betalade för sin "faktiska elanvändning" i form av någon utnyttjad månadseffekt. Företagskunderna kunde då för nättariffen, såsom för övriga varor och tjänster, få definitiva fakturor varje månad. Denna

övergång till definitiva fakturor uppskattades av många kunder. Detta gav även många praktiska fördelar för nätföretagen.

Månadseffekt medför att varje ny månad startar kunderna om på noll kronor i effektagift. Kunderna får därmed tolv möjligheter per år att påverka sin utnyttjade effekt. En månadseffektagift blir därmed väsentligt mer påverkbar än en årseffektagift. Dessa möjligheter varje månad ger dessa kunder större incitament att effektivisera sin elanvändning/effektuttag.

Analysen visade att för flertalet av dessa företagskunder blev det begränsade kostnadsändringar vid övergången från utnyttjad årseffekt till utnyttjad månadseffekt.

För flertalet av dessa företagskunder gäller därmed att övergången till utnyttjad månadseffekt inte bara gav praktiska fördelar utan även kunderna en mer påverkbar avgift och därmed ett starkare ekonomiskt incitament som även kunde bidra till ett effektivare utnyttjande av elnätet. Detta utan att ge några större kostnadsförändringar mot tidigare utnyttjad årseffekt.

Idag är nättariffer baserade på utnyttjad månadseffekt vanligt för lokalnätföretagens kunder på högspänning och större lågspänningskunder (vanligtvis kunder med huvudsäkring över 63 A).

För de tolv lokalnätsföretag med närmare en halv miljon anslutningspunkter, som har infört effekttariffer för kunder med huvudsäkring 16 – 63 A har också valt utnyttjad månadseffekt. För denna kundkategori förekommer även att den utnyttjade månadseffekten är baserad på ett medelvärde av två till fem högsta effektvärden från olika dygn under månaden.

Bilaga 4 - Ny tariffutformning i Norge

Givet ländernas geografiska närhet och sammanflätning via elmarknaden bör teorin om tariffutformning och syftet med utformningen vara densamma i Norge och Sverige.

Norges reglermyndighet, NVE, har sedan 2015 drivit ett projekt om tariffutformning. Norges Olje- och Energidepartement fastställde 2021-06-10 en föreskrift om ny tariffutformning som skulle träda ikraft 2022-01-01. Avsikten var att alla nätföretag i Norge då skulle införa ny nättariffer. Efter det att den politiska majoriteten ändrat uppfattning om ett införande 2022-01-01 är införandet fördröjt. I en ändring av föreskriften, daterad så sent som 2021-12-21, föreslås enbart den ändringen att införandet flyttas fram ett halvår till 2022-07-01.

NVE anger att tariffutformningen ska reflektera elnätets kostnadsstruktur. Syftet med den nya utformningen är att uppnå bästa möjliga utnyttjning av elnätet och att kostnaderna för elnätet blir korrekt fördelat mellan kunderna. Därmed fås bäst möjlighet för elektrifieringen av samhället. De anger att om effekttoppar kan dämpas och elen kan fördelas över dygnet reduceras behovet av att bygga mer elnät och nättarifferna kan sammantaget hållas så låga som möjligt.

NVE anser att gällande nättariffer i Norge ger små incitament att flytta elförbrukning till tider på dygnet med mindre belastning av elnätet. När samhället elektrifieras finns risken att det byggs mer elnät än nödvändigt. Detta kan leda till onödiga ökning av nättarifferna och onödiga ingrepp i naturen. NVE önskar att en sådan utveckling kan undvikas. De anger att den nya utformningen av nättarifferna kommer motivera till en jämnare elförbrukning. Både tariffernas fasta del och energidel kommer att ge incitament till en jämnare elförbrukning.

Föreskrifterna anger att tarifferna för kunder med en förbrukning under 100 000 kWh/år ska bestå av en fast del och en energidel. För kunder över 100 000 kWh kan i tillägg även ingå en effektdel.

- Den fasta delen ska täcka en rimlig andel av elnätets fasta kostnader. Den fasta delen ska differentieras utifrån kundens efterfrågan av effekt. Om tariffen har en effektdel behöver inte den fasta delen differentieras.
- Energidelen ska täcka kostnader för marginalförluster. Energidelen kan i tillägg täcka en andel av elnätsföretagets övriga kostnader. Energidelen kan ha ett påslag när elnätet är hårt belastat. Energidelen kan högst utgöra 50 % av nätföretagets intäkter från varje kundgrupp.
- Effektdelen ska baseras på kundens effektuttag i definierade perioder. En period kan högst vara en månad. Effektdelen ska tidsdifferentieras (Anm. t ex säsongsdifferentiering).

Flera nätföretag i Norge hade redan under 2021 publicerat sina nya nättariffer för 2022. Nedan något exempel på en vanlig principiell utformning samt några kommentarer.

- Den fasta delen är ofta en fast månadsavgift utifrån uppmätt (utnyttjad) effekt och olika effekterintervall. Månadsavgiften har ofta en lägsta nivå om uppmätt månadseffekt är 0 – 2 kW och en högre nivå om effekten är 2 – 5 kW. Avgiften ökar sedan successivt för nya intervall i steg om 5 kW. Kommentar: Den fasta delen är i grunden en månadseffektavgift för högsta uppmätt effekt under månadens alla timmar. Avgiften aktuell månad beror sedan på i vilket av intervallen den uppmätta effekten hamnar den månaden. Den fasta delen är därmed, trots beteckningen, en rörlig och påverkbar avgift som ger incitament till en jämnare elförbrukning.

- Energidelen har ofta någon tidsdifferentiering. Det kan vara säsongsdifferentiering, med olika avgifter under vinter och sommar, men även kombinerat med differentiering under veckan, med olika avgifter under vardag dag respektive vardag natt samt helg. Kommentar: Även energidelen är en rörlig och påverkbar avgift som ger incitament till en jämnare elförbrukning.
- Tariffutformningen i Norge stödjer att en effektagift för utnyttjad effekt bör användas och att det även bör vara frivilligt med tidsdifferentiering av avgiften. Vidare stöds att både effektagiften och energiavgiften kan vara större än vad Ei:s föreskrifter/konsekvensbeskrivning ger vid handen.