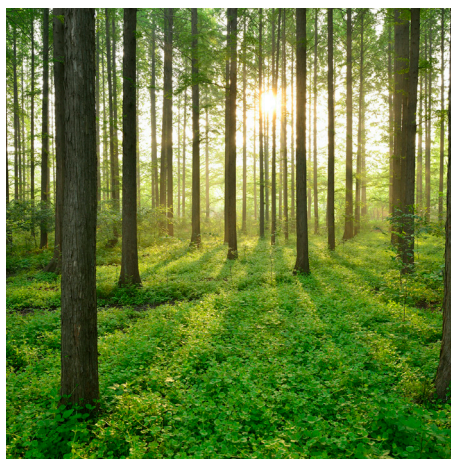


ELNÄTENS PRISMODELLER

RAPPORT 2024:1049



ELNÄTENS HÅLLBARA TEKNIK-
UTVECKLING OCH DIGITALISERING



Elnätens prismodeller

På vägen mot ett effektivt nyttjande av elnäten

PETER BLOMQVIST, PROFU, EMIL NYHOLM, PROFU
JOSEFINE KJELLANDER, PROFU, MIKAEL ODENBERGER, PROFU

Förord

Projektet *Elnätens prismodeller – Vägen till ett effektivt nyttjande av elnäten* ingår i programmet *Elnätens hållbara teknikutveckling och digitalisering*. Projektet har kartlagt det huvudsakliga syftet med olika prismodeller för elnät samt hur prismodeller kan samverka.

Utifrån data i ett lokalnät har förbrukningsprofiler för olika kundgrupper tigts fram och olika prismodeller för slutkunder incitament har analyserats. Peter Blomkvist och Emil Nyholm på Profu har genomfört projektet.

Tack till referensgruppen som följt och bistått: Olle Bergström Jämtkraft, Karl-Johan Mannerback Jönköping Energi, Andréa Kastberg Göteborg Energi, Mihail Chigrichenko Göteborg Energi, Mattias Lång Skövde Energi, Peiyuan Chen Chalmers, Viktor Walter Västra götalandregionen, Daniel Waluszewski Energimarknadsinspektionen.

Tack också till programstyrelsen för deras initiativ och stöd:

- Kristina Nilsson/Josefin Grundius, Ellevio
- Arne Berlin, Vattenfall Eldistribution
- Hampus Bergquist, Svenska kraftnät
- Dennis Ossman, Göteborg Energi Elnät
- Olle Bergström, Jämtkraft Elnät
- Per-Olov Lundqvist, GävleEnergi /Elinorr
- Magnus Sjunnesson, Öresundskraft
- Magnus Brodin, Skellefteå Kraft Elnät
- Göran Sandström, Umeå Energi Elnät
- Tilda Nordin, Mälarenergi Elnät
- Karl-Johan Mannerback, Jönköping Energi Nät
- Johan Ribrant, Nacka Energi
- Matz Tapper, Energiföretagen Sverige
- Claes Wedén, Hitachi Energy Sweden
- Magnus Lindström, Grid Diagnose
- Staffan Bjurulf, Sveriges Ingenjörer (MF)

Följande bolag har deltagit som intressenter till projektet. Energiforsk framför ett stort tack för värdefulla insatser:

- Ellevio
- Nacka Energi
- Svenska kraftnät
- Göteborg Energi
- Statkraft Sverige
- Mälarenergi Elnät
- Öresundskraft
- C4 Energi
- PiteEnergi
- Vattenfall Eldistribution
- Jämtkraft Elnät
- Skellefteå Kraft Elnät
- Umeå Energi Elnät
- Jönköping Energi Nät
- Karlstads El- och Stadsnät
- Nätkraft Borås Infra AB
- Falu Energi & Vatten
- Borlänge Energi
- Elinorr ekonomisk förening
- Tekniska Verken i Linköping
- Trollhättan Energi Elnät
- Hitachi Energy Sweden
- Energiföretagen Sverige
- Sveriges Ingenjörer, Miljöfonden
- Griddiagnoze
- Eskilstuna Strängnäs Energi & Miljö
- Skövde Energi

Stockholm, juni 2024

Susanne Stjernfeldt, Energiforsk

Sammanfattning

Rapporten utforskar främst hur olika elnätstariffer kan ge incitament för att nå ett effektivare nyttjande av elnätet. Även relationen till marknadsbaserade flexibilitetslösningar och villkorade avtal diskuteras.

En slutsats är att elnätstariffer bör utgöra basen för ett effektivt nyttjande av elnäten dels då tariffer är obligatoriska för alla elnätsbolag, dels då tarifferna ska vara kostnadsriktiga enligt Energimarknadsinspektionens föreskrifter. Från och med 2027 ska tariffer inkludera en tidsdifferentierad effektkomponent som ger kunder incitament att använda elnätet effektivt. Detta innebär att kunderna får ekonomiska signaler att minska sitt eluttag under höglasttid, vilket ska bidra till ett mer effektivt nätutnyttjande.

En utformning enligt föreskrifterna, som anpassats för Skövdes nätområde, visar att effekttariffen ger ett tydligt incitament för att utjämna effektuttaget mellan hög- och låglasttid. Men då höglasttiden utgör en stor andel av total tid blir den något trubbig för att pricka de allra högsta effekttoppar som endast är ett fåtal timmar. För att ge ett extra incitament då effektuttaget är som högst i nätområdet kan man komplettera med en dynamisk komponent. Det finns dock praktiska svårigheter att beakta, som att man måste prognostisera effekttoppar och kommunicera prissignaler till kund så att de har en chans att reagera, samt att storlek på och antal effekttoppar kan variera kraftigt mellan år.

Marknadsbaserade flexibilitetslösningar som är nästa nivå i hierarkin innebär att elnätsbolagen köper flexibilitet från marknadsaktörer som kan leverera detta. Flexibiliteten kan införskaffas genom konkurrensutsatt upphandling eller via marknadsplatser för flexibilitetstjänster. Detta skapar incitament för aktörerna att bidra till ett effektivt nätutnyttjande när kapacitetsbegränsningar uppstår.

Icke marknadsbaserade metoder som villkorade avtal används när marknadsbaserade lösningar inte är tillräckliga. Dessa avtal innebär att elnätsbolagen direkt avtalar med kunder om att minska eller öka sitt eluttag eller elproduktion vid behov, utan att använda marknaden. Dessa metoder tillämpas endast när specifika kriterier är uppfyllda, såsom att marknadsbaserade alternativ är uttömda. Särskilt kan detta lämpa sig som tillfälliga lösningar då elnätsbolaget inte hinner bygga elnät i den takt som kapacitet efterfrågas.

Kunder upplever sig ha olika förutsättningar för att styra sin elanvändning. De som ansvarar för energifrågor är sällan de som upphandlar elavtal, vilka ofta är säkrade i stället för att ha timpriser, därmed ges enda incitamentet för flexibilitet av elnätstariffen. Detta belyser vikten av att utbilda kunder om hur deras elanvändning påverkar utfallet från olika prismodeller. Vikten av att bättre förstå kundbeteenden i förhållande till tariffstrukturer poängteras av elnätsbolagen.

Nyckelord

Prismodeller, elnätstariff, flexibilitetsmarknader, villkorade avtal, effektivt nätutnyttjande.

Summary

The report primarily explores how different electricity grid tariffs can incentivize more efficient use of the electricity grid. It also discusses the relationship to market-based flexibility solutions and conditional agreements.

One conclusion is that grid tariffs should form the basis for efficient grid use, partly because tariffs are mandatory for all electricity grid companies, and partly because they must be cost-effective according to the regulations set by the Energy Markets Inspectorate. From 2027 tariffs shall include price components that incentivizes customers to use the grid efficiently, implying customers to receive economic signals to reduce their electricity consumption during peak times, contributing to more efficient grid utilization.

A design according to the regulations, adapted for the Distribution Systems Operator in Skövde, shows that the grid tariff provides a clear incentive to balance power usage between peak and off-peak periods. However, since peak periods constitute a large portion of the total time, it becomes somewhat blunt in targeting the highest power peaks, which consist of relatively few hours a year. To provide an extra incentive during the highest power demand in the network area, a dynamic component can be added. However, a practical difficulty to consider, is that this required the need to forecast power peaks and communicate price signals to customers, so they have a chance to respond. In addition, the size and number of power peaks can vary significantly between years.

Market-based flexibility solutions, which are the next level in the hierarchy, involve electricity grid companies purchasing flexibility from market actors who can deliver it. Flexibility can be procured through competitive bidding or via marketplaces for flexibility services. This creates incentives for actors to contribute to efficient grid utilization when capacity constraints arise.

Non-market-based methods, such as conditional agreements, are used when market-based alternatives have been exhausted. These agreements involve electricity grid companies directly negotiating with customers to reduce or increase their electricity consumption or production as needed, without using the market. This is particularly suitable as temporary solutions when the electricity grid company cannot build grid capacity at the pace demanded.

The options of customers to adapt their electricity use differ depending on the business. People responsible for energy management usually do not negotiate electricity price, which often are fixed instead of spot price, thereby the only incentive to be flexible can lie in the grid tariff. This highlights the importance of educating customers about how their electricity use impacts the outcomes of different pricing models. The importance of better understanding customer behaviours in relation to tariff structures is emphasized by the electricity grid companies.

Innehåll

1	Inledning	7
1.1	Syfte och omfattning	7
1.2	Metod	7
2	Prismodeller	8
2.1	Elnätstariffer	11
2.2	Marknadslösningar för flexibilitet	14
2.3	Villkorade avtal	18
3	Elnätföretagens utmaningar och syn på prismodeller	22
3.1	Elnätens utmaningar	22
3.2	Prismodellernas roll	23
3.3	Framtidsutstikter	25
4	Elbehov och elnät i Skövde	26
4.1	Data tillgång och kvalitet	26
4.2	Total Elbehov i Skövde	26
4.3	Elbehov och sammanlagring	28
4.4	Elbehov i förhållande till elpris	32
5	Analys av elnätstariffer	36
5.1	Kostnadsanalys	36
5.2	Analyserade tariffer	37
5.3	Variation i maximalt effektuttag	44
5.4	Lokala aspekter på Elnätstariffen	44
5.5	Elnätstariffen i relation till andra kostnader för el	46
6	Slutkundernas syn på effektivisering och flexibilitet	48
7	Slutsatser och diskussion	51
7.1	Slutsatser	51
7.2	Diskussion	53
7.3	Fortsatt arbete	55
8	Referenser	56

1 Inledning

Flera bedömningar pekar på att elanvändningen i Sverige kommer att öka markant under de kommande åren till följd av en omfattande elektrifiering inom flera samhällssektorer (Energimyndigheten, 2023c). Denna utveckling förväntas ske relativt snabbt, samtidigt som elnäten är anpassade för dagens elbehov. Detta kan leda till att kapacitetsbrist uppstår i allt högre utsträckning och att elnäten därmed blir en begränsande faktor i samhällsutvecklingen. Den bedöms bli nödvändigt med omfattande investeringar i elnätsförstärkningar, upp emot 1 000 miljarder kronor fram till år 2045 (Holm, Odenberger, Löfblad, & Montin, 2023).

Energimarknadsinspektionens (Ei) nya föreskrifter innebär att elnätsbolag ska ta betalt för effekt för att ge kunderna incitament till att utjämna sin elanvändning och därmed bidra till att skapa utrymme i elnäten (Energimarknadsinspektionen, 2022). Som det också uttrycks *”att skapa ett effektivare utnyttjande av elnäten”*. Det är med detta som utgångspunkt denna studie genomförs för att ge en fördjupad inblick i hur det påverkar kunderna att förändra tarifferna, samt att sätta dessa i relation till andra prismodeller.

1.1 SYFTE OCH OMFATTNING

Syftet med projektet är att bidra till en ökad förståelse för vilka incitament som olika prismodeller för elnät kan ge slutkunder, för att nå ett effektivt nyttjande av elnätet. Fokus ligger på olika elnätstariffer, men även att förstå vilken roll flexibilitetsmarknader och villkorade avtal kan spela. För ett urval av kunder är ambitionen också att ge en uppfattning kunders attityd till åtgärder för styrning i förhållande till de incitamenten som kan ges.

1.2 METOD

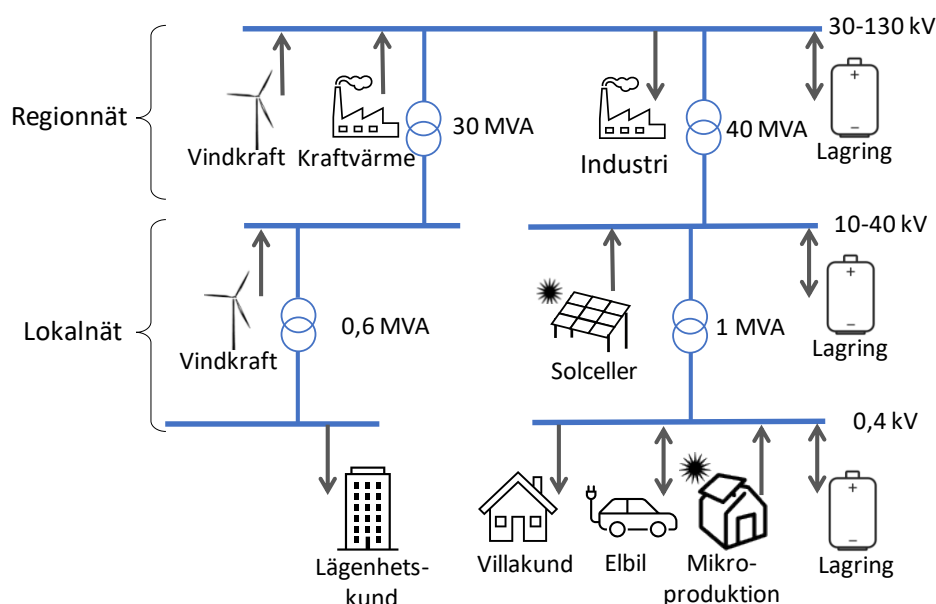
Studien av Skövde baseras på timvis mätdata för samtliga abonnenter inom Skövde Energi Elnäts nätområde. Utifrån denna data och med framtagna tariffmodeller har simuleringar genomfört för att analysera hur kostnaderna förändras för kunderna och därmed vilka ekonomiska incitament som skapas för dem att förändra sin förbrukningsprofil. Vi utforskar också hur elpriset i framtiden kan påverka när det lönar sig att vara flexibel i Skövdes nätområde.

I studien genomförs också intervjuer med representanter för ett antal lokalnätbolag och kunder till Skövde Energi Elnäts. Dessa genomförs på ett semi-strukturerat sätt där vi lyfter frågor inom områden som representanterna får utveckla sina resonemang kring.

2 Prismodeller

Prismodeller handlar om hur företag betalar eller tar betalt för produkter eller tjänster. Det finns en uppsjö av olika varianter beroende på vilken produkt eller tjänst som tillhandahålls. För elnät har tjänsten traditionellt främst omfattat att överföra el från elproducent till konsument på ett leveranssäkert sätt.

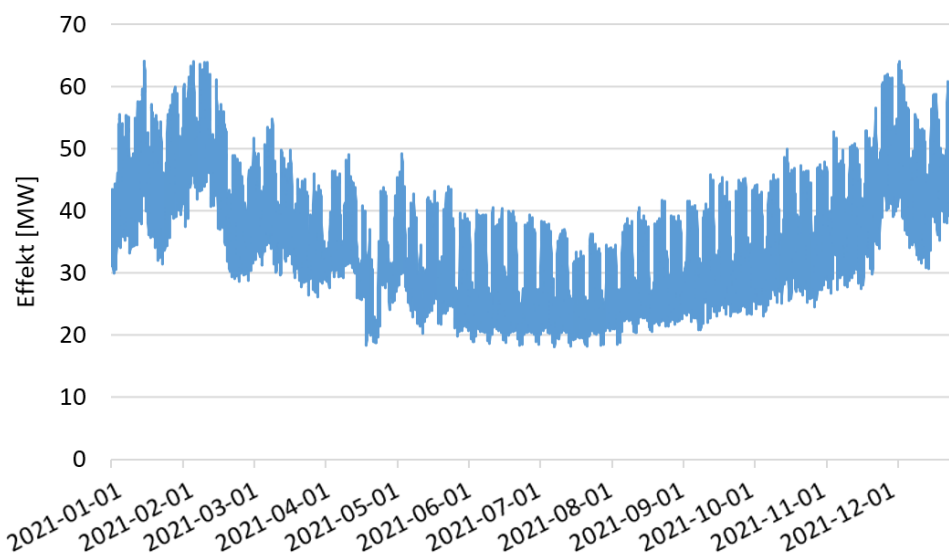
Komplexiteten i lokalnäten har dock ökat i under senare år då alltmer distribuerad produktion kommer in näten på lägre spänningsnivåer. En förenklad skiss av hur produktion och konsumtion i ett elnät kan se ut illustreras i Figur 2.1. Det är framför allt på den lägsta spänningsnivån (0,4 kV) som den stora förändringen har skett, till exempel genom solceller och elfordon¹.



Figur 2.1: Skiss över elnät samt typisk produktion och konsumtion.

Konsumtionen i ett lokalnät skiljer sig åt mellan kundgrupper och även inom kundgrupper. Den samlade konsumtionsprofilen i ett lokalnät behöver kunna tillgodoses genom uttag från överliggande regionnät eller genom bidrag från lokal elproduktion. I Figur 2.2 illustreras hur det samlade timvisa elbehovet såg ut för Skövdes dryga 21 000 abonnenter under 2021. Det är effekttopparna som är kritiska eftersom det är dessa som ställer krav på dimensionering av elnätet, där maximalt effektbehov också förväntas öka över tid (Blomqvist & Nyholm, 2024).

¹ Där Vehicle to Grid förväntas bli mer utbrett framgent.



Figur 2.2: Total timvis elanvändning för nätområde SKD år 2021.

Traditionellt sett har elnätsbolag tagit betalt via en elnätstariff som för mindre kunder (huvudsäkring < 63 A) vanligen består av en fast avgift och ett pris för överföring av el. I vissa fall har man också haft en effektagift för vissa större kunder (huvudsäkring > 63 A).² Med de förändringar som kommit på marknaden samt bättre och billigare mätutrustning har det uppstått både behov och möjligheter för andra sätt att ta betalt för elöverföring. De prismodeller som vi kommer beakta i denna studie är:

- *Elnätstariffer* som kommer att vara huvudfokus för analyserna då det är något som samtliga elnätsbolag måste ha för att ta betalt för sin verksamhet. Ei har också tagit fram föreskrifter som syftar till att alla elnätsbolag måste införa komponenter i tariffen som syftar till att främja ett effektivt nyttjande av elnäten (Energimarknadsinspektionen, 2022).
- *Flexibilitetsmarknader* som kan utgöra ett komplement för att ge extra incitament för aktörerna som är kopplade till elnätet att nyttja det på ett bättre sätt då kapacitetsbegränsningar föreligger.
- *Villkorade avtal* är ytterligare ett verktyg som kan användas ifall det föreligger kapacitetsbrist i elnätet. Denna betraktas dock som en icke marknadsbaserad mekanism som endast får användas i undantagsfall och får inte vara permanenta i dagsläget (Energimarknadsinspektionen, 2022). I denna studie fokuserar vi på de villkorade avtalens roll utifrån dess möjligheter till att bidra till ett effektivare nyttjande av nätet.

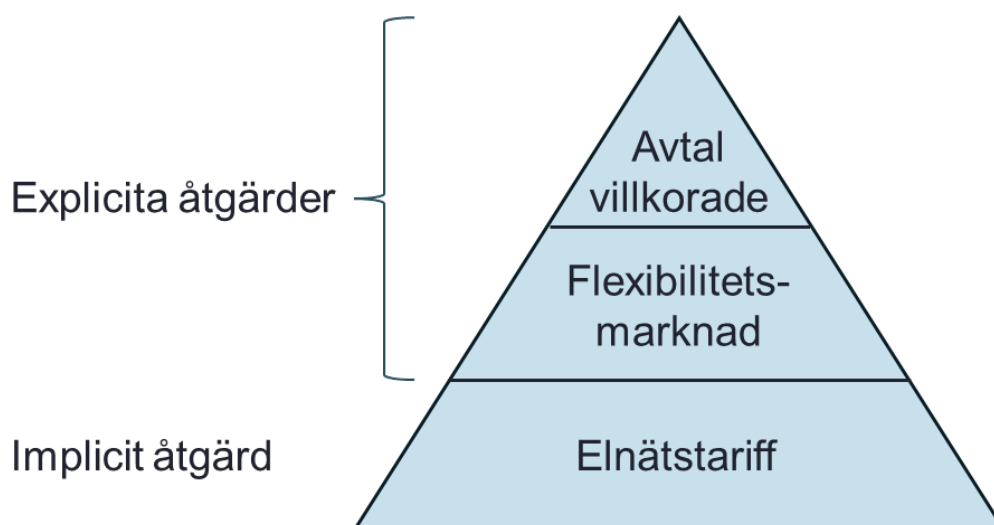
De tre prismodeller vi beskriver ovan kan delas upp i implicita och explicita med avseende på hur de ger incitament för kunderna att vara flexibla i sin elanvändning. En implicit åtgärd innebär här att kunderna ges en prissignal som på något sätt ska ge incitament där en kostnadsbesparing för kunden också innebär en kostnadsbesparing för elnätsbolaget, dvs. ett mer effektivt nyttjande av

² Det har dock varit vanligt med säkringstariff ändå upp emot 250 A.

elnätet. Att åtgärden klassas som implicit innebär att kunden givet prissignalen inte har ett åtagande att förändra eller minska sin elanvändning, utan kan välja att betala den kostnad som prissignalen resulterar i. Detta innebär att elnätsbolaget inte med säkerhet kan räkna med en viss explicit minskning eller förändring av elanvändningen givet en viss prissignal. Över tid borde dock en elnätstariff som är ger rätt incitament i bästa fall leda till ett bättre nyttjande av näten och i värsta fall en oförändrad användning allt annat lika. För att implicita incitament ska ge den förändring i användning som är gynnsamt för elnätsbolaget måste den ekonomiska nyttan för kunden och nyttan för elnätsbolaget sammanfalla. Detta innebär att elnätstariffen som implementeras måste vara kostnadsriktig, dvs. kundernas kostnader reflekterar de kostnader de orsakar elnätet. Om så inte är fallet riskerar elnätstariffen i stället att resultera i motsatt effekt, det vill säga ett sämre nyttjande av elnätet.

En explicit åtgärd innebär att en kund blir kompenserad för att använda/producera mer eller mindre el vid ett givet tillfälle. Denna typ av åtgärd innebär att kunden åtar sig att göra en förändring givet att den blir kompenserad, därmed kan prismodeller som resulterar i explicita åtgärder ge en säkrare förändring i elanvändningen för elnätsbolaget. Marknadslösningar för flexibilitet och villkorade avtal faller under denna kategori. Det är dock viktigt att ställa sig frågan om hur säker en förändring är över tid, dvs. i vilken utsträckning en viss kund är villig att göra samma förändring upprepade gånger, vilket också är beror på utformningen av avtal mellan kund och elnätsbolag.

De tre olika prismodellerna som presenteras här är en del av den verktygslåda som elnätsbolagen har tillgång till för att nå ett mer effektivt utnyttjande av elnätet. De olika verktygen följer dock en hierarki när det kommer till hur de kan tillämpas, både rent praktiskt och ur ett lagperspektiv. Pyramiden i Figur 2.3 visar på ett sätt att tänka kring de olika verktygen. Som kan ses i figuren ligger elnätstariffen som en bas. Tariffen är något som alla elnätsbolag har och därmed ett verktyg som alla bolagen måste och kan jobba med. Enligt elmarknadsförordningen måste till exempel nättarifferna vara kostnadsriktiga och från och med 1 januari 2027 ska tariffen innehålla en tidsdifferentierad effektavgift som ska designas för att ge kunderna ett korrekt incitament för ett effektivt utnyttjande av elnätet. Detta innebär att alla elnätsbolag kommer att ha en elnätstariff som ger incitament för ett mer effektivt utnyttjande av elnätet.



Figur 2.3: Perspektiv på verktyg för ett effektivare nyttjande av elnäten.

Nästa nivå i pyramiden är marknadsbaserade flexibilitetslösningar, dessa handlar om att nätägaren köper flexibilitet av någon som kan leverera flexibilitet och att det sker på marknadsmässiga grunder. Detta kan ske genom konkurrensutsatt upphandling eller genom att agera på en marknadsplats för flexibilitetstjänster. Både elmarknadsdirektivet och ellagen specificerar att flexibilitetstjänster i första hand ska införskaffas på marknadsmässiga grunder och att elnätsbolagen får frångå detta endast om specifika kriterier är uppfyllda (för att mer detaljer se 2.2.1 Flexibilitetsmarknader). Elnätsbolagen har alltså en skyldighet att om möjligt införskaffa den flexibilitet de behöver på marknadsmässiga grunder, därav lägger vi marknadsbaserade flexibilitetslösningar som nästa nivå i pyramiden.

Toppen av pyramiden består av icke marknadsbaserade metoder för flexibilitet. Detta är alltså flexibilitet som elnätsbolagen anskaffar utan agera på marknadsmässiga grunder. Den typ av metod som framför allt är aktuell är villkorade avtal. Icke marknadsbaserade metoder får användas av elnätsbolaget när det är fastställt att någon av de kriterierna för att inte använda marknadsbaserade uppgifter är uppfyllt. Detta innebär att innan icke marknadsbaserade metoder används måste basen i pyramiden, elnätstariffen, finnas på plats och att elnätsbolaget ska ha visat på att de möjligheter till marknadsbaserade lösningar som finns är uttömda eller icke genomförbara.

Elnätsbolagen har alltså dessa verktyg att jobba med för att få till ett effektivare nyttjande av elnätet. Det huvudsakliga fokuset i denna rapport är på påverkan från olika elnätstariffer, men de övriga två komponenterna berörs också. Nedan följer en beskrivning av respektive nivå i pyramiden.

2.1 ELNÄTSTARIFFER

Huvudsyftet med elnätstariffer är att täcka kostnader för drift, avskrivningar, och ge en rimlig avkastning för elnätsbolagen, samt att ge kunden kostnadsriktiga prissignaler för att använda och leverera el (SFS, 1997). Priskomponenter kan kombineras på olika sätt, men ibland utgörs hela modellen av endast en

tariffkomponent. Möjligheten att kombinera tariffkomponenterna gör det möjligt att skapa flera olika incitament med tariffer.

Några av de mest omnämnda tariffkomponenterna som används för elnät och deras huvudsakliga syfte är följande:

- *Säkringsstorlek eller abonnerad effekt*: Innebär att kunden betalar en fast årsavgift utifrån säkringsstorlek eller abonnerad effekt. Storleken på säkringen eller abonnemang återspeglar till viss del kundens andel av distributionskostnaderna genom att det maximala effektuttag kunden väljer. Dimensioneras elnätet utefter säkringsstorlekar tas det inte hänsyn till sammanslagningseffekter och nätet riskerar att bli överdimensionerat.
- *Tidbaserad prissättning av överförd energi*: Denna tariffkomponent innebär att elpriset varierar beroende på tid på dygnet eller dag på året, så kallad tidsdifferentiering. Det finns två huvudsakliga sätt att implementera tidsdifferentiering av elnätkostnader topplastprissättning, s.k. Critical-peak-pricing (CPP) och Time-of-use (TOU) som också kan användas för effekt. Syftet är att uppmuntra kunder att använda el under tider på dygnet när efterfrågan är lägre, vilket minskar belastningen på elnätet.
- *Kapacitetsbaserad prissättning*: Denna tariffkomponent innebär att kunder betalar baserat på hur mycket kapacitet i elnätet de nyttjar (i form av en effektagift). Kundens effektuttag mäts timvis och priset sätts utifrån den eller de timmar under månaden som effektuttaget är som högst. Syftet är att uppmuntra kunder att minska sin högsta belastning på elnätet och reflektera de kostnader som en spetsig förbrukning kan medföra genom dess påverkan på behovet av investeringar i ny elnätskapacitet. Priset på denna kan komponent kan vara tidsdifferentierat, till exempel i hög och låglasttid för att uppmuntra kunden att minska sin belastning på nätet vid tillfällen då det är högt belastat.
- *Dynamisk prissättning av effekt eller överförd energi*: Denna komponent innebär att priset varierar beroende på marknadsförhållandena. Marginalpriset på elnätskapacitetsutnyttjande är inte känt i förväg varför det krävs prognoser för att förutspå tillfälle och pris innan överföringstillfället.

I de nya föreskrifterna för nättariffer har Ei redogjort för vilka tariffkomponenter som nätbolagets utgiftspost korrelerar mot (Energimarknadsinspektionen, 2022). I konsekvensutredning inför denna uppdatering anger Ei förslag på sätt att uppnå kostnadsreflektivitet genom dynamisk prissättning och segmentering, vilket visas i Tabell 2.1.

Tabell 2.1. Ei:s förslag på prissättning av tariffkomponenter i nättariff (Energimarknadsinspektionen, 2021).

<i>Kostnads-komponent</i>	<i>Exempel på kostnader</i>	<i>Prissättning</i>	<i>Dynamik i priset</i>	<i>Segmentering</i>	<i>Fördelning</i>
<i>Energiavgift</i>	Nätförlust	Volymbaserat, [SEK/kWh]	Statisk/ ToU	Större nod	Kundens användning
<i>Framåtblickande avgift</i>	Baserad på modellering av långsiktiga kostnader	Effekt-baserat, [SEK/kW]	CPP/ToU	Större nod	Kundens effektuttag
<i>Kundspecifik avgift</i>	Mätning och rapportering	Fast, [SEK/kund]	Statisk	Kundgrupp med lika egenskaper	Kundens kostnadsandel
<i>Fast avgift</i>	Del av intäktsram som är kvar när övriga komponenter fördelats	Säkringsstorlek [SEK/år] Abonnerad effekt [SEK/kW,år]	Statisk	Hushåll och andra kunder	Lika avgift inom varje intervall

De kostnadskomponenter som beror av kunders nätutnyttjande är nätförluster och de långsiktiga kapitalkostnaderna. Därför är tariffkomponenterna energiavgift och den framåtblickande avgift mest relevanta för denna rapport. Eftersom den framåtblickande avgiften är baserad på effekt kallas den ofta också för effektavgift. I Ei:s förslag föreslås två alternativ för dynamik i effektavgifter, ToU eller CPP. Vilket alternativ som är mest lämpat beror av de förutsättningar som finns inom nätbolagens organisation, elnätets struktur respektive elnätskunder.

Tariffkomponenterna kan tids- och plats-/noddifferentieras med olika grad av granularitet (Scheidt, 2022). En högre granularitet ger en högre grad av kostnadsreflektivitet, vilket kan skapa incitament för effektivt nätutnyttjande eftersom kostnaderna av ineffektivt nyttjande förs över till slutkund. Ett effektivt nätutnyttjande kan dock endast uppnås om kunden har möjlighet att reagera på signalen prissignalen. För att detta ska leda till ett effektivt nätutnyttjande krävs det att kunden antingen har en konsumtion som automatiskt kan regleras eller att kunden själv agerar korrekt.

Hög grad av granularitet kan också föra med sig ökade kostnader för nätbolaget i form av mätutrustning, kommunikation till kund och prognosmodeller. Dessa faktorer gör att en tariff som ger incitament för effektivt nätutnyttjande på ett kostnadseffektivt sätt bör ha en balanserad grad av granularitet. Att differentiera tariffer efter plats eller nod i lokalnätet är dock inte tillåtet i Sverige idag och kommer därför inte utredas i denna rapport (Energimarknadsinspektionen, 2020).

Säkringsabonnemang har, som nämnts, historiskt varit den dominerande tariffen då det tekniskt inte funnit möjlighet till kostnadseffektiv högupplöst mätning. Det är fortfarande den vanligaste abonnemangstypen, med det kommer förändras i och med Energimarknadsinspektionens nya föreskrifter (Energimarknadsinspektionen, 2022). Säkringsabonnemang innebär att tariffen utgörs av komponenterna

säkringsstorlek och vanligen någon form av prissättning av överförd energi. Historiskt har ett pris för överförd energi tillämpats, även om fler har börjat tillämpa en uppdelning i hög- och låglasttid.

2.1.1 Time-of-use

Idag är det vanligaste sättet att implementera en Time-of-use prissättning i Sverige för mindre kunder genom att ha två olika prisnivåer, en för höglast och en för låglast (Energimarknadsinspektionen, 2023b). Det är vanligt att höglast definieras som vardagar mellan kl. 06-22 från november till och med mars medan resterande tid ses som låglast. En ToU-tariffkomponent kan delas in i fler prisnivåer, vilket kan ge en ökad kostnadsreflektivitet men skapar också en mer komplex tariff.

ToU kan implementeras på både energi- och effektavgiften. En ToU-prissättning av energi (elöverföring) ger incitament till att minska energiförbrukningen under tiden som i förväg är bestämd som höglasttid. Implementeras ToU på effektkomponenten ges det en starkare prissignal för att minska effektuttaget under de prissättande timmarna som inträffar under höglasttid. Det betyder att jämnare förbrukning under den förutbestämda höglasttiden stimuleras mer jämfört med låglasttiden. Enligt Ei är ToU som modell för tidsdifferentiering lättförståelig och relativt enkel för elnätsbolag att implementera. Det återspeglar dock inte helt nätets kostnader.

Beroende på utformning av tidssegment finns det mer eller mindre en risk att den dimensionerande timmen inte innefattas av höglasttiden, men också att prissignalen verkar på timmar som inte är dimensionerande.

2.1.2 Topplastsprissättning

Topplast prissättning innebär att effektavgiften för ett begränsat antal dimensionerande timmar (oftast 10–15 timmar per år) prissätts högre än timmar då det med högre sannolikhet finns mer utrymme i nätet³. Eftersom de framåtblickande kostnaderna i huvudsak är en konsekvens av behovet i de dimensionerande timmarna kan denna form av tidsdifferentiering ge en ökad kostnadsriktighet.

En utmaning med topplastprissättning är att i förväg veta vilka timmar som kommer vara dimensionerande och att i tillräcklig god tid skicka prissignalen till kunden. Detta sätt att tidsdifferentiera kräver alltså ett informationsutbyte med relativt kort varsel (jämfört med ToU) till kund eller automatiserad styrning.

2.2 MARKNADSLÖSNINGAR FÖR FLEXIBILITET

Flexibilitet kan som tidigare nämnts antingen aktiveras implicit, det vill säga genom att ge en prissignal till användare för att ge dessa ett incitament att förändra sin elanvändning, eller explicit, där användarna åtar sig att använda mer eller

³ Konsekvensutredning avseende föreskrifter av nya nättariffer (2022), Energimarknadsinspektionen

mindre el under en viss tidsperiod mot en ersättning. Marknadslösningar för flexibilitet faller normalt under den senare kategorin, explicit flexibilitet.

Marknadsbaserade lösningar för ökad flexibilitet innebär att nätföretagen säkerställer driften av elnätet genom att köpa flexibilitetstjänster via en marknadsplats för flexibilitetstjänster eller genom en konkurrensutsatt upphandling från aktörer med flexibilitetsresurser.

Enligt elmarknadsförordningen och ellagen ska de flexibilitetstjänster som används av nätbolagen införskaffas på objektiva, transparenta och icke-diskriminerande kriterier och vara öppen oavsett teknik, för produktion, energilagring och efterfrågefleksibilitet (SFS, 1997). Detta innebär att marknadsbaserade-lösningar ska användas för införskaffandet av flexibilitet i den mån det är möjligt.

2.2.1 Flexibilitetsmarknader

En flexibilitetsmarknad är en marknadsplats där säljare av flexibilitet kan erbjuda sin flexibilitet till köpare av flexibilitet. Säljare kan antingen vara de aktörer som levererar flexibiliteten, *flexibilitetsleverantörer*, eller *aggregatorer* som sammanställer flexibilitet från flera aktörer som kan leverera flexibilitet (SWEKO, 2022). De aktörer som levererar flexibilitet är konsumenter, producenter eller energilagrar som kan reglera sin konsumtion/produktion upp och/eller ner. Det finns också marknader där tillfälliga abonnemang, det vill säga en ökning av det möjliga uttaget som regionsnätsägare kan göra mot transmissionsnätet, mellan regionsnätsägaren och Svenska kraftnät kan vara med och buda (SWEKO, 2022). Detta torde även kunna utnyttjas av lokalnätsägare.

Köparna av flexibilitet, *flexibilitetsköpare*, är aktörer som av har ett behov av att antingen reglera elbehovet eller elproduktion uppåt eller nedåt. Utöver dessa aktörer finns också *marknadsoperatören* som utvecklar och administrerar marknadsplatserna (matchar köp- och säljbud, skriver avtal, bevaka att marknadsreglerna följs, validera transaktioner).

Det finns marknader för en rad olika syften som flexibilitetsleverantörer kan agera på. Traditionellt har det funnits marknader för att handla stödtjänster som behövs för en att säkerställa en säker och robust drift av elsystemet. Detta genom att Svenska kraftnät, som är systemansvariga i Sverige, köper flexibilitet för att hantera driften av elsystemet på olika tidskalor och för olika typer av situationer. Utöver dessa marknader har det de senaste åren tillkommit flexibilitetsmarknader som riktar in sig på mer geografiskt avgränsade områden, dessa benämns oftast som lokala flexibilitetsmarknader. Det är denna typ av flexibilitetsmarknad som är aktuell för lokalnäten.

Lokala flexibilitetsmarknader är alltså marknader som agerar över ett mindre geografiskt område (alla flexibilitetsmarknader har någon typ av geografisk avgränsning) och finns till för att hantera de problem som uppstår kopplat till elnätet inom detta område. De problem som hanteras inom de pilotprojekt som körts i Sverige (Coordinet, sthlmflex och Effekthandel Väst) har framför allt handlat om att hantera kapacitetsproblem i elnätet, både inom det lokala nätet och mot överliggande nät (SWEKO, 2022). Kapacitetsproblem kan omfatta både uttag

av el från nätet och inmatning av el från produktionsenheter. Även om de marknader som etablerats hittills i huvudsak har hanterat kapacitetsproblem kan en lokal flexibilitetsmarknad ha ytterligare syften som spänningsreglering och elkvalité. Det geografiska området som marknaden agerar inom styrs av var det finns behov och hur anslutningen mellan olika nivåer i nätet ser ut. Inom en marknad kan det finnas en eller flera flexibilitetsköpare. Ett exempel på detta kan vara att dels lokalnätsägare och flexibilitetsleverantörer deltar, dels att regionnätsägare som lokalnätet är kopplat till deltar. Givet detta konkurrerar alltså båda nätägarna om flexibilitetsresursen.

På en flexibilitetsmarknad finns det ett antal regler och designval som definierar hur marknaden fungerar och vad som krävs för att delta på denna. Nedan visas några av de aspekter som måste beaktas.

Produkttyp/Marknadsdesign

På de lokala flexibilitetsmarknader som existerar i dag finns det ett antal olika produkter som handlas på marknaden. Med produkter avses här hur de åtaganden som flexibilitetsleverantören tar på sig ser ut. Hur produkterna designas styrs i huvudsak av de behov flexibilitetsköparna har. På de marknader som existerar i Sverige finns formen *fria bud* som innebär att aktörerna på marknaden är fria att lägga de buden vill så länge de har kvalificerat sig till marknaden (Power Circle, 2022). Vid denna form av produkt finns det inte några åtaganden på flexibilitetsleverantören att vara flexibel om den väljer att inte lägga ett bud. Ersättning till flexibilitetsleverantören utgår när den flexibilitet den bjudit in avropas och faktiskt bidrar med flexibilitet. Ytterligare en typ av produkt är *tillgänglighetsavtal* som innebär att flexibilitet handlas för att vara garanterad under en viss period (Power Circle, 2022). Dessa kan utformas på ett flertal olika sätt där åtagandet kan sträcka sig från att vara tillgänglig under vissa perioder över flera år till att gälla under vissa timmar de närmaste veckorna. Till skillnad från fria bud får flexibilitetsleverantören vid ett tillgänglighetsavtal dels betalt för att vara tillgänglig oavsett om flexibiliteten används eller inte, dels för det fall flexibiliteten avropas på marknaden. En sista produkt som har används på de svenska pilotmarknaderna är *maxtak* som betyder att flexibilitetsleverantören åtar sig att under vissa förutbestämda perioder inte överstiga ett visst effektuttag (Göteborg Energi, 2024). Vid denna produkt får leverantören betalt för att se till att effektuttaget ligger under den överenskomna nivån under de angivna perioderna. Leverantören behöver alltså inte buda in sin flexibilitet på marknaden vid driftstimmarna. Detta innebär också att flexibilitetsleverantören inte behöver vara aktiv på marknaden efter det initiala avtalet om maxtak är tecknat. Denna produkt kan handlas över olika tidslängder, men det handlar i huvudsak om ett år eller längre.

Ersättningsprincip

De bud som avropas på marknaden kan ersättas enligt två olika principer, antingen *budprissättning*, också kallat "pay-as-bid", eller *marginalkostnadsprissättning*, "Pay-as-cleared" (Energimarknadsinspektionen, 2023a). Budprissättning innebär att leverantören får betalat enligt det pris som den bjudit in sin flexibilitet för och att andra leverantörer som blir avropade under

samma tidsperiod får betalt enligt det pris som de bjöd in sin flexibilitet för. Marginalkostnadsprissättning innebär i stället att alla leverantörer som blir avropade för en viss tidsperiod får samma pris på sin flexibilitet och att denna nivå sätts av det dyraste avropade budet på marknaden.

Marknadskoordinerings

Som tidigare nämnts finns det fler marknader som flexibilitetsleverantörer kan agera på än de som riktar sig till lokal- och regionalnätägare, detta i form av olika stödtjänstmarknader där Svenska kraftnät är köpare. Leverantörer av flexibilitet kan vara intresserade av att agera både på den lokala flexibilitetsmarknaden och stödtjänstmarknaden. På flera lokala marknader är detta möjligt genom att bud som inte avropas den lokala flexibilitetsmarknaden vidarebefordras till stödtjänstmarknaden (Energimarknadsinspektionen, 2023a). För att detta ska vara ett alternativ behöver den lokala marknaden vara designad så att sista tiden för avrop på denna är lagd tidigare än sista tiden för avrop på marknaden som budet ska föras vidare till. Denna möjlighet ses ofta som ett sätt att få in fler aktörer på den lokala flexibilitetsmarknaden. Anledningen är att avrop på dessa marknader ofta är få, vilket gör att leverantörer kan säga nej till att delta om det begränsar deras möjlighet att delta i stödtjänstmarknader där avropen kan vara mer frekventa.

Baseline/referensprofil

En utmaning med flexibilitetsmarknader är att fastslå om den förändring, antingen upp eller ner, som flexibilitetsleverantören har åtagit sig att leverera faktiskt har levererats. Att detta är en utmaning beror på att för att fastställa en förändring måste det finnas en uppfattning om hur användningen/produktionen faktiskt hade sett ut om förändringen inte skett. Detta kräver att en referensprofil, oftast kallad *baseline*, etableras för lasten i fråga, det vill säga en profil som visar på hur användningen set ut vid normal drift vid det aktuella tillfället. Det finns ett flertal olika metoder för att ta fram en baseline, och marknadsleverantören kan inkludera detta som en tjänst i den marknadslösning den levererar (Yalin Huang, 2021). Det är dock viktigt att framtagandet av en baseline är transparent för alla parter. Det är endast de produkter där åtagandet från flexibilitetsleverantören innebär en förändring i dess användning/produktion, det vill säga vid produkterna fria bud och tillgänglighetsavtal, som behöver en baseline. I fallet med produkten maxtak åtar sig leverantören endast att hålla sig under en viss effekt och därmed finns inget behov av någon referensprofil.

För att kunna agera på marknadsplatserna behöver flexibilitetsleverantörerna uppfylla de kvalificeringskriterier som de olika produkterna kräver. Denna kvalificering görs oftast innan marknaden öppnar för säsongen. Kriterier kan bland annat vara minsta budstorlek, storleken på budstegen över den minsta budstorleken och att de kan leverera flexibilitet under den period som avses. Ei påpekar dock att det är viktigt att de krav som ställs är välmotiverade och rimliga annars riskerar inträdesbarriärerna för flexibilitetsleverantörer att bli omotiverat höga (Energimarknadsinspektionen, 2023a).

2.2.2 Annan marknadsbaserad flexibilitet

Om flexibiliteten ska upphandlas utanför en marknadsplats handlar det av praktiska skäl förmodligen om avtal av typen tillgänglighetsavtal eller maxtak, då det utan en marknadsplats är administrativt svårt att hantera dagliga bud. Ska upphandling ske utanför en marknadsplats är det viktigt att den även här införskaffas på objektiva, transparenta och icke-diskriminerande kriterier och att den är öppen oavsett teknik, för produktion, energilagring och efterfrågefleksibilitet. Men så länge det kan göras på ett marknadsmässigt sätt finns det inga krav att en flexibilitetsmarknad måste vara platsen där införskaffandet av flexibilitet görs (Energimarknadsinspektionen, 2023a).

Texten ovan ger en överblick över vad marknadsbaserad flexibilitet kan innebära. Vi går inte in i ytterligare detaljer här kring exakta regler och villkor som gäller för att flexibilitet. Orsaken är framför allt att dessa inte är helt fastslagna, då det på EU-nivå håller på att tas fram en ny nätkod för efterfrågefleksibilitet. Hur denna utformas kommer att påverka förutsättningarna för efterfrågefleksibilitet i elnäten. Vid tiden för denna rapport (april 2024) finns det ett utkast för nätkoden publicerad av EUDESO Entity och ENTSO-E (EUDESO Entity and ENTSO-E, 2023). Enligt den preliminära tidsplanen ska det finnas en god bild av hur de slutgiltiga reglerna är utformade i slutet av 2024. För vidare läsning se också Energimarknadsinspektionens rapport kring flexibilitet i distributionsnäten (Energimarknadsinspektionen, 2023a).

2.3 VILLKORADE AVTAL

Den sista kategorin verktyg är de som tecknas utanför en flexibilitetsmarknad eller konkurrensutsatt upphandling, det vill säga icke marknadsbaserade lösningar. När icke marknadsbaserade avtal diskuteras handlar det framför allt om *villkorade avtal*, därav är det den produkten vi fokuserar på här.

Historiskt sett har avtal om anslutning inneburit att den anslutna kunden har rätt att nyttja den avtalade nivån på anslutningen året runt. Denna typ av anslutning brukar benämnas *prima anslutning*, vilket kan omfatta både uttag och inmatning av el på nätet. Vid villkorade avtal godtar kunden ett avsteg från denna prima anslutning. Detta genom att deras uttag eller inmatning av el tidvis begränsas eller avbryts av elnätsbolaget när elnätets drift kräver detta. Möjligheten att begränsa uttaget eller inmatningen vid vissa tillfällen gör att kunden kan anslutas till nätet eller få möjlighet till ett förhöjt effekttuttag. Även om villkorade avtal idag i huvudsak vänder sig till nyanslutningar och effekthöjningar finns det inget som säger att liknande avtal inte kan riktas till existerande kunder som inte vill göra en effekthöjning.

Villkorade avtal kan delas upp i två begrepp, *avbrytbara tariffer* och *villkorad anslutning* (Garcia, 2022). En avbrytbar tariff innebär att nätägaren erbjuder en lägre tariff i utbyte mot rätten att vid behov minska eller avbryta kundens elförsörjning. En villkorad anslutning innebär att kunden kan ansluta sig eller öka sin maxeffekt till en lägre kostnad, under förutsättning att nätägaren har rätten att minska eller avbryta kundens elförsörjning vid behov. Detta är något som kunden accepterar för att kunna ansluta sig till nätet.

Villkorade avtal faller under kategorin explicit flexibilitet, det vill säga att den garanterar en viss förändring hos kunden. Att de räknas som icke marknadsbaserade beror på att de oftast tecknas via bilaterala avtal mellan nätbolag och kund. För att vara marknadsbaserade måste elnätsbolaget specificera sina behov av flexibilitet och fråga relevanta aktörer om de vill leverera den produkt som elnätsbolaget efterfrågar. Vidare måste erbjudandet vara öppet för alla resurser på objektiva och icke-diskriminerade villkor, samt vara frivilligt att delta i och att priset sätts av utbud och efterfrågan (Energimarknadsinspektionen, 2023d). Ett erbjudande som endast går ut till en kund uppfyller inte dessa villkor. I teorin skulle även villkorade avtal kunna vara marknadsbaserade om de uppfyller de kriterier som ställs, dock skriver Energimarknadsinspektionen att *”Det är också svårt att använda auktioner eller liknande lösningar för att hitta aktören med högst betalningsvilja, eftersom kostnaden för nätanslutning enligt ellagen ska vara kostnadsreflektiv.”* (Energimarknadsinspektionen, 2023d). Detta tyder på att det är svårt att rikta marknadsbaserade villkorade avtala mot nyanslutningar eller kunder som vi vill höja sitt maxeffektuttag, men att det skulle vara ok mot existerande kunder som inte vill höja sitt maxeffektuttag utan endast bidra med möjlighet till effektsänkning.

Hur kan villkorade avtal användas?

I enlighet med elmarknadsförordningens artikel 13 bör flexibilitet primärt anskaffas med hjälp av marknadsbaserade metoder (Elmarknadsförordningen (EU) 2019/943). Användningen av icke-marknadsbaserade metoder, såsom villkorade avtal, är endast tillåtna under vissa omständigheter. Dessa omständigheter är specificerade i elmarknadsförordningens artikel 13, punkt 3, där undantag för icke-marknadsbaserad anskaffning av flexibilitet gäller enligt följande:

- inget marknadsbaserat alternativ är tillgängligt
- alla tillgängliga marknadsbaserade resurser har använts
- antalet tillgängliga anläggningar för tillhandahållande av tjänsten är för lågt för att säkerställa effektiv konkurrens
- den aktuella nätsituationen leder till överbelastning på ett så regelbundet och förutsebart sätt att marknadsbaserad omdirigering skulle innebära regelbunden strategisk budgivning, vilket skulle öka den interna överbelastningsnivån.

När något av dessa undantag tillämpas, är det nätföretagets ansvar att tydligt demonstrera att villkor för att frånga marknadsbaserade lösningar är uppfyllda.

Om någon av punkterna ovan gäller och villkorade avtal tecknas med kunder får dessa enligt Ei:s bedömning inte ses som en långvarig lösning för att hantera nätöverbelastning (Energimarknadsinspektionen, 2023d). Dessa bör enligt denna bedömning endast användas tillfälligt så länge marknadssituationen kräver detta. Nätföretag är skyldiga att regelbundet granska och ompröva användningen av icke-marknadsbaserade metoder, särskilt då nätsituationen förändras. Ökad anslutning av flexibla aktörer, förbättrad flexibilitet hos befintliga aktörer eller utvecklingen av nya tjänster kan leda till att marknadsbaserade lösningar blir mer

genomförbara. Om detta leder till att marknadsbaserade mekanismer är möjliga, bör nätföretaget återgå till att hantera överbelastning på ett marknadsbaserat sätt.

I vilken mån kan då villkorade avtal och flexibilitetsmarknader samexistera? Som beskrivs ovan finns det ett antal kriterier som gör att icke-marknadsbaserade lösningar får användas. Punkt nummer två, alla marknadsbaserade resurser har använts, innebär ju att det finns marknadslösningar som används, men att dessa inte är tillräckliga. Därmed kan icke-marknadsbaserade lösningar, som villkorade avtal användas. Vidare kan förhållandena på olika platser inom ett nät vara olika, det kan vara möjligt att det finns marknadsbaserade resurser som kan avhjälpa vissa problem medan det för andra saknas möjlighet och då kan villkorade avtal användas.

Hur formuleras villkoren för avtalen?

Det finns inget regelverk som säger hur ett villkorat avtal ska formuleras och vilka villkor på flexibilitet som kan ställas. CEER presenterar ett antal olika typer av avtal för villkorade anslutningar som har olika karakteristik⁴ (CEER, 2023).

- Prima anslutning med temporär kapacitetsbegränsning. Vid dessa kontrakt erbjuds kunden en temporär lägre anslutningsnivå till dess att nätet har byggts ut för att kunna hantera den prima anslutningen. När detta sker uppgraderas kundens anslutning till den prima anslutningen. Vid denna typ av avtal sker alltså aldrig någon reglering av kundens elanvändning/elproduktion utan det som erbjuds är de facto en prima anslutning, men med lägre kapacitet en vad kunden önskat och med ett löfte om högre kapacitet när utrymme finns.
- Full flexibel anslutning. Med dessa kontrakt erbjuds kunden en anslutning där den får använda effekt upp till en överenskommen nivå fritt så länge det finns utrymme. Om det skulle uppstå kapacitetsbrister i nätet har nätägaren rätt att begränsa kundens uttag/inmatning ned till en överenskommen gräns. Vid denna typ av avtal har kunden alltså ingen information om när eller hur ofta en begränsning av uttag/inmatning kan komma att ske.
- Tidsbegränsad flexibel anslutning. Fungerar som full flexibel anslutning med den skillnaden att avtalet innehåller information om under vilka tidsperioder som en begränsning av uttag/inmatning kan göras (det kan handla om allt från specifika dagar till säsonger). De kan också innehålla begränsningar kring hur ofta en begränsning får ske.
- Använd eller förlora det/använd eller sälj det. Under dessa kontrakt får kunden en prima anslutning, men med ett krav på att visa på att de faktiskt använder den kapacitet de blivit tilldelade. Om de inte gör detta blir de av med den kapacitet som inte nyttjas eller tvingas att sälja denna.
- En kombination av de ovan. Detta innebär att olika delar av anslutningseffekten har olika typer av villkor kopplat till sig.

⁴ Namnen på anslutningstyperna är egna översättningar från engelska.

Villkorade avtal kan också handla om begränsningar av existerande kunders uttag/inmatning på nätet genom avbrytbara tariffer. Harold, Bertsch och Fell definierar fyra egenskaper som bör finnas med i ett avtal om avbrytbara tariffer (Jason Harold, 2021; Garcia, 2022):

- Prima effektmängd – hur mycket effekt som kunden garanteras.
- Varaktighet – hur länge ett avbrott eller en nedstyrning maximalt får vara.
- Frekvens - hur många timmar om året nedstyrning maximalt får ske.
- Framförhållning – hur långt i förväg som kunden ska meddelas.

Dessa egenskaper är förmodligen lämpliga att ha med även vid formulering av villkorade anslutningar.

3 Elnätföretagens utmaningar och syn på prismodeller

Inom ramen för projekt genomfördes intervjuer med 11 företrädare för 8 olika elnätsbolag främst för att få en uppfattning om deras utmaningar och hur de ser på prismodellernas roll i att hantera dessa utmaningar.

3.1 ELNÄTENS UTMANINGAR

De främsta utmaningarna för elnätsbolagen som nämns av respondenterna kan delas in i följande fyra områden, *kapacitet, tekniska och operationella, ekonomi och ledtider, marknadsmodeller*, där utmaningarna i stor utsträckning hänger ihop med varandra.

Kapacitetsutmaningar är ett återkommande tema för elnäten och deras framtida utveckling. Utmaningarna omfattar både ökat uttag och ökad inmatning i lokalnäten, men även hur detta förändras i relation till kapaciteten mot överliggande nät. När det gäller ökat uttag omfattar det främst att hantera tillväxt i efterfrågan, särskilt i expansiva områden med industrisatsningar och fordonsladdning som kan skapa stora punktbelastningar. Industriprojekt präglas av osäkerhet kring huruvida dessa kommer att genomföras, samt hur dessa eventuella förändringar kommer att påverka elnätet. Utmaningar kopplat till inmatning handlar främst om solelproduktion som kan bli dimensionerande för nätet lokalt vid inmatning sommartid. Utöver detta har det under senaste tiden tillkommit en stor mängd stationära batterier främst för att bidra med stödtjänster mot Svenska kraftnät, vilket i lokalnät med begränsningar inom eget nät eller gentemot överliggande nätet kan vara utmanande att integrera som tillkommande last. Huruvida dessa batterier ger upphov till ytterligare utmaningar eller hjälper elnätet framgent beror på vad de styr mot. Det finns dock arbete som syftar just till att undersöka hur batterier ska kunna hjälpa till att balansera elnät på olika spänningsnivåer. Ifall värdet av att lösa en lokal problematik är större än att erbjuda tjänster gentemot överliggande nät bör det lösas sig med hjälp av olika marknadskrafter.

Tekniska och operationella utmaningar kopplar till kapacitet och om att hantera de fluktuationer ny elanvändning, lokal elproduktion och lagring skapar. Detta leder till behov av att utveckla nya kompetenser och analyser som elnätsbolag i viss utsträckning saknar idag. *Ekonomi och ledtider* handlar om att kostnader ökat snabbare än tidigare, samtidigt som leveranstider på elkraftutrustning blivit längre, långa ledtider för tillstånd och resursbrist som tillsammans utgör hinder för en snabb utbyggnad av elnäten. *Marknadsmodeller och policyfrågor* nämns av flera respondenter då det finns ett intresse av att utveckla lokala flexibilitetslösningar för att hantera geografiska skillnader och specifika nätutmaningar. Både pilotprojekt för lokala flexibilitetsmarknader och möjligheten till villkorade avtal nämns.

Det förekommer en del olikheter i svaren, vilket speglar att det är skillnader mellan elnätsbolagen specifika situation. Vissa ser solceller och elfordonsladdning

som mest aktuella utmaningar, medan andra är mer oroliga för framtida industriell tillväxt och att hinna hantera denna. Hur stora man upplever sina utmaningar skiljer sig också åt mellan elnätsbolag.

3.2 PRISMODELLERNAS ROLL

Åsikterna skiljer sig åt något om vilka lösningar som är mest lovande och hur de bör kommuniceras till olika kundgrupper. Vissa respondenter menar att effekttariffer inte räcker till utan trycker på vikten av att använda flexibilitetsmarknader. Andra förespråkar i större utsträckning enkelhet och lättillgängligheten hos elnätstariffer.

3.2.1 Elnätstariffer

Alla intervjuade elnätsbolag har antingen redan infört effekttariff eller planerar att göra det senast 1 januari 2027. Förutom att uppfylla Energimarknadsinspektionens föreskrifter (EIFS 2022:1) anges syftet vara att utforma elnätstariffer som kan påverka kundbeteenden för att jämna ut effekttoppar. Flera respondenter nämner att det bedöms vara värdefullt för att kunna bidra till att hantera det framtida förändrade elbehovet.

Det finns en övergripande förståelse för behovet av att utbilda kunder om de nya elnätstarifferna när de implementeras, samt att det är skillnader i förutsättningar och kunskapsnivå hos olika kunder. Stora kunder anses oftare ha en bättre förståelse för hur elnätstariffer är uppbyggda, medan mindre kunder oftare kämpar med att förstå sina fakturor. Respondenterna anser att tariffstrukturen bör balanseras mellan att vara rättvis, kostnadseffektiv och lättförståelig för kunderna.

Bedömningen av slutanvändarnas upplevelse av elnätstariffer och hur de påverkar elanvändningen är en annan aspekt där det finns olikheter. Vissa betonar vikten av kundernas förmåga att påverka sina kostnader genom anpassat beteende medan andra är mer försiktiga i tron på hur mycket man kan påverka kundbeteenden.

Det finns en betoning på behovet av att utforma och implementera tariffer som är lättförståeliga för kunderna. Trots detta uttrycker vissa respondenter ett intresse för dynamiska och tidsdifferentierade tariffer som kan motivera kunderna att anpassa sitt energianvändande för att avlasta nätet under ansträngda perioder. Det nämns att de mer komplexa tarifferna kan tänkas vara frivilliga och rikta in sig på de mer aktiva kunderna. Någon nämner också att det vore fördelaktigt med nodprissättning, men inser att det kan vara svårt givet nuvarande regelverk.

Endast ett fåtal av respondenterna har implementerat nya elnätstariffer och därför har man inte kunnat utvärdera om det skett någon förändring av kundernas elanvändning. Inte heller de som redan har införd någon form av effekttariff har gjort någon djupare analys av vilka förändringar det lett till. En anledning till detta är att elpriset varierat mycket de senaste åren och att det anses svårt att avgöra vad som har påverkat eventuellt förändrat beteende hos kunderna. Hos de som har infört en effekttariff finns dock en upplevelse av att det fått en påverkan då man inte upplevt effektproblem på samma sätt som närliggande nät.

Även om det anses svårt att följa upp effekterna av de nya elnätstarifferna finns ett stort intresse för att veta hur en förändrad elnätstariff kan påverka kundernas beteende. Det finns också en del idéer om utvärderingsmetoder som involverar maskininlärning och nyckeltal. Flera respondenter trycker på vikten av att isolera effekterna av implementerade elnätstariffer från påverkan av externa faktorer, som elprisfluktuationer.

3.2.2 Flexibilitetsmarknader

Flera av respondenterna ser flexibilitetsmarknader som en viktig del i en strategi för att hantera kapacitetsbrist i elnätet. Det råder enighet om att dessa marknader erbjuder potential för att hantera toppar i efterfrågan på lokal nivå. Vikten av att engagera kunder och etablera pålitliga baselines betonas. För att en flexibilitetsmarknad ska vara effektiv menar man att det behövs en enkel och automatiserad process för att undvika den administrativa börda som kan komma med manuell hantering av data och baselines. Dock upplever flera att det i nuläget är svårt att få kunder att delta i flexibilitetsmarknader och de kan vara dyra att starta upp i förhållande till nyttan de ger.

Det finns en förståelse för att en flexibilitetsmarknad kräver organisatorisk anpassning och utveckling av automatiserade system för kundintegration, samt förbättrade prognostiseringsmetoder. Något som man i de flesta fall inte har idag. På en mer strategisk nivå ses flexibilitetsmarknader som en långsiktig och tidsanpassad lösning som kan vara nödvändig på grund av den tidsåtgång som krävs för nätutbyggnad.

Respondenterna lyfter också att det finns prissättningsutmaningar och behov av transparens för att skapa en rättvis prissättning på flexibilitetsmarknader, samt vikten av kommunikation för att engagera kunder. Det betonas att verktyg och tjänster behövs för att hjälpa kunder att förstå hur de kan bidra till energisystemet effektivt. Dessutom lyfts vikten av samarbete inom branschen för att utveckla gemensamma lösningar och infrastruktur som stöder utvecklingen av flexibilitetsmarknader.

3.2.3 Villkorade avtal

Villkorade avtal betraktas som en del av en bredare strategi för effektstyrning, ofta som en sista utväg efter att andra marknadsbaserade lösningar har utforskats eller som en tillfällig lösning.⁵ Åsikterna går dock isär något gällande i hur stor villkorade avtal behöver användas, dvs. då vissa tror att man kan komma långt med flexibilitetsmarknader medan andra bedömer att villkorade avtal blir ett nödvändigt instrument för att hantera effekttoppar och nätbelastning.

Det finns också de som menar att villkorade avtal kan utformas så att det kan utgöra en form av marknadslösning. Det råder en medvetenhet om att villkorade avtal bör utformas noggrant och vara rättvisa för alla inblandade parter.

Det finns också skillnader i vad respondenterna fokuserar på då vissa anser att villkor kan vara komplicerade och potentiellt dyra att administrera på grund av

⁵ Något som också stämmer överens med Ei syn (Ei R2023:08)

deras krav på specifika avtal och potentiellt behov av manuella ingrepp. Andra har i stället fokus på vikten av kommunikation och utbildning av kunder.

3.3 FRAMTIDSUTSTIKTER

Det finns en medvetenhet om att förbrukningsflexibilitet kommer att spela en viktig roll vid en framtida utveckling av elnäten. Det handlar främst om hur man ska hantera den växande efterfrågan på el, men även i förhållande till förnybar elproduktion som i huvudsak sker utifrån väderförutsättningar. Förutom förbrukningsflexibilitet tror man att stationära batterilager kan spela en viktig roll i att minska behovet av traditionell nätförstärkning, under förutsättning att det finns incitament för detta. I denna kontext anses även vehicle-to-grid (V2G) kunna bli viktig på sikt.

Komplexiteten i nätstyrning förväntas alltså öka, samtidigt som man bedömer att införandet av nya teknologier som artificiell intelligens (AI) kan bidra till att hantera snabbare förändringar och ge mer detaljerad information om elnätens drift. För att nå ökad flexibilitet finns ett behov av bättre kommunikation och att skapa ett engagemang hos kunder för hur de kan använda el mer effektivt, även om vad som avses med mer effektivt kan variera med aktör och huruvida fokus ligger på hela elförsörjningen eller lokalnätet.

Generellt efterfrågas tydliga och stabila regelverk inom energisektorn för att effektivt kunna utveckla elnätet. Vissa upplever det som att nuvarande policys kan sända motstridiga signaler till marknaden, vilket gör det svårt för elnätsföretagen att planera för framtiden. Det anses att regelverket bör underlätta för konsumenterna utan att skapa onödiga kostnader, där vikten av kommunikation och kundförståelse betonas.

Framtida policyförändringar bedöms ha en avgörande påverkan på energisektorn. Exempelvis nämns EU:s förslag om energidelning som ska öppna för möjligheten att dela energi mellan olika fastigheter och skapa nya affärsmodeller bortom de traditionella elhandlarna. Detta anses kunna omforma marknadsstrukturen där elhandlare kan utvecklas till att bli energimäklare. Denna förändring väcker dock frågor kring dess komplexitet och hur den kan implementeras praktiskt.

För att hantera ovanstående förändringar framkommer önskemål om att få till stånd mer samarbete och samordning inom energisektorn för att bättre kunna navigera i alla förändringar.

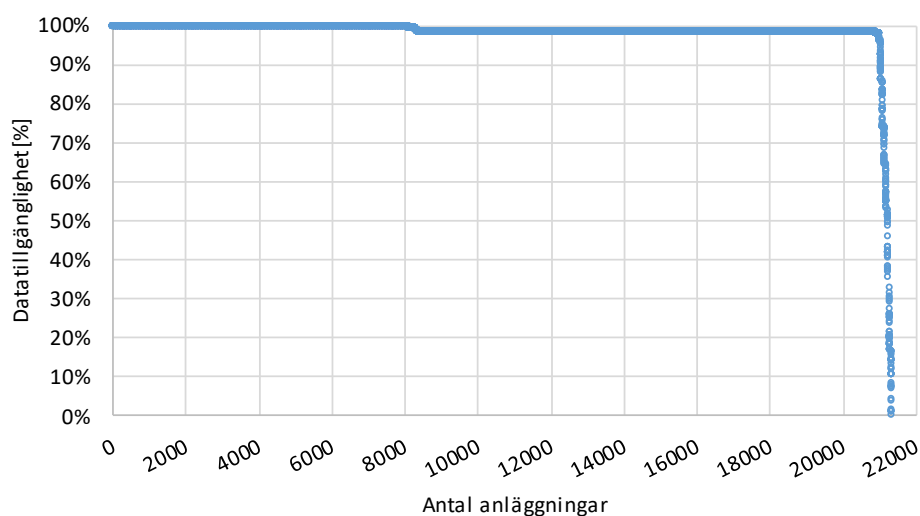
4 Elbehov och elnät i Skövde

Inom ramen för projektet har vi fått möjlighet att ta del av timvis mätdata för samtliga abonnenter i Skövde Energis nätområde för att kunna analysera hur olika tariffer påverkar olika kundgrupper. Fokus för detta avsnitt är att testa 4 olika elnätstariffer för att ge en bild av hur de ekonomiska incitamenten för ett effektivare nyttjande av elnätet ser ut för olika kundgrupper.

4.1 DATA TILLGÅNG OCH KVALITET

Vi har fått tillgång till timvis mätdata för 21 343 anläggningar i Skövde Energi elnät. Samtliga analyser baseras på mätdata från dessa anläggningar för år 2021 om inte annat anges⁶.

Den sammanlagda tillgängligheten för den timvisa mätdata som insamlats för 2021 är 98,3%, se Figur 4.1. En förklaring till saknade data är att ett antal anläggningar har tillkommit löpande under året medan ett fåtal har kopplats bort. Den andra förklaringen till databortfall är att under april saknas data för drygt hälften av anläggningarna under 5 dygn. I denna studie har vi exkluderat anläggningar som har lägre än 80 % datatillgänglighet, vilket innebär att 21 082 kvarstår för analys.



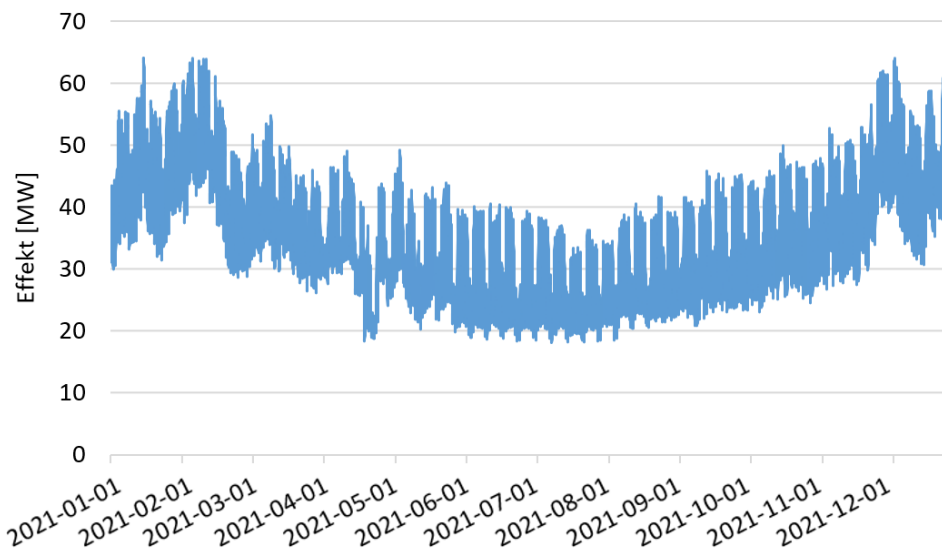
Figur 4.1: Datatillgänglighet för timvis mätdata år 2021.

4.2 TOTAL ELBEHOV I SKÖVDE

Den totala elanvändningen inom Skövde Energi Elnäts nätområde (nätområdeskod SKD) var under 2021 närmare 318 GWh, exklusive förluster som är ca 3 %. Toppeffektbehovet var totalt 64,1 MW under samma år och inträffade den 15 januari kl. 10-11, se Figur 4.2. Som syns av figuren så varierar effektbehovet

⁶ År 2021 valdes då det fanns tillgängligt när projektet startade och 2022 var ett extremt år med avseende på elpriser, vilket ansågs kunna påverka kundernas beteende.

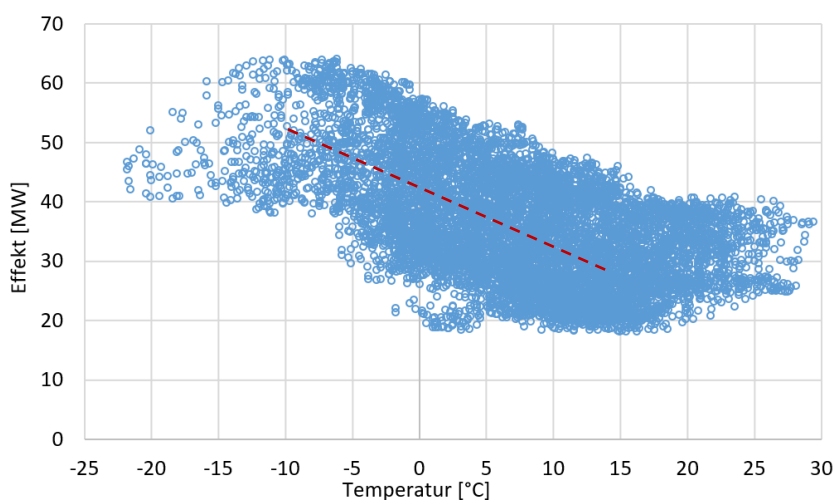
ganska mycket mellan sommar och vinter, samtidigt som det förekommer effekttoppar som är väldigt frekventa.



Figur 4.2: Total timvis elanvändning för nätområde SKD år 2021.

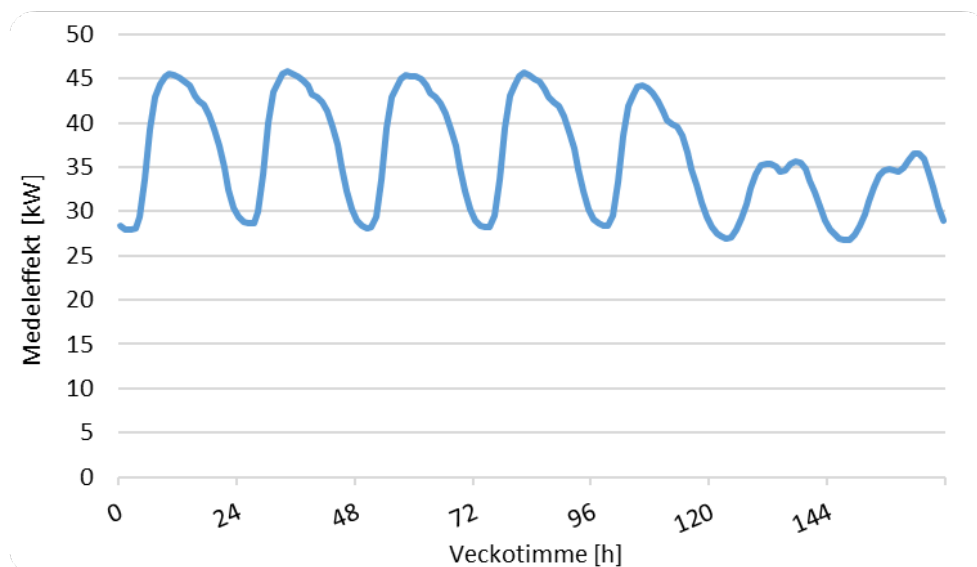
Illustreras timvis elbehov mot utomhustemperatur blir det tydligt att det finns ett temperaturberoende, se Figur 4.3. Effektuttaget är sammantaget ca 30 MW vid 15°C och högre temperaturer, men ökar då temperaturen sjunker så att effektbehovet är ca 52 MW vid -10°C. Effektbehovet ökar alltså nästan 1 MW för varje grad som temperaturen sjunker.

Att effektbehov inte ökat då det är kallare än -10°C beror på att de låga temperaturerna främst inträffat under nattetid och under helger. Att det är kallare under nattetid är normalt, men att de kallaste perioderna inträffat under helgerna dessa månader är ren slump. Det framgår också att det finns en spridning i effektbehov vid en specifik temperatur.



Figur 4.3: Totalt timvis effektbehov i elnätet som funktion av utomhustemperatur år 2021.

I Figur 4.4 illustreras hur effektbehovet varierar över dygnet och veckan, där timme 0 är måndagar kl. 00-01 och timme 167 är söndagar kl. 23-00. Som ses av figuren är elbehovet i genomsnitt betydligt högre dagtid än nattetid och samtidigt högre på vardagar jämfört med helgdagar, vilket förklarar varför effektbehovet varierar vid en och samma temperatur. Vardagar är skillnaden mellan och maximal och minimal effekt ca 18 MW, medan maximal effekt är klart lägre på helger.



Figur 4.4: Skövdes totala förbrukningsprofil per veckotimme för helår och december-februari.

Att effektbehovet beror av tid på dygnet betyder att det torde finnas möjlighet att överföra en hel del extra elenergi i elnätet under förutsättning att tillkommande behov sker nätter och helger, alternativt att man genom förbrukningsflexibilitet kan skjuta en del av befintligt elbehov från dagtid till nattetid och helger. Notera att detta är en bild av elbehovet i hela Skövdes nätområde medan det kan finnas lokala aspekter inom elnätet, exempelvis lokala flaskhalsar beroende på begräsningar i kablar eller nätstationer, som påverkar möjligheterna för att ansluta fler elanvändare.

4.3 ELBEHOV OCH SAMMANLAGRING

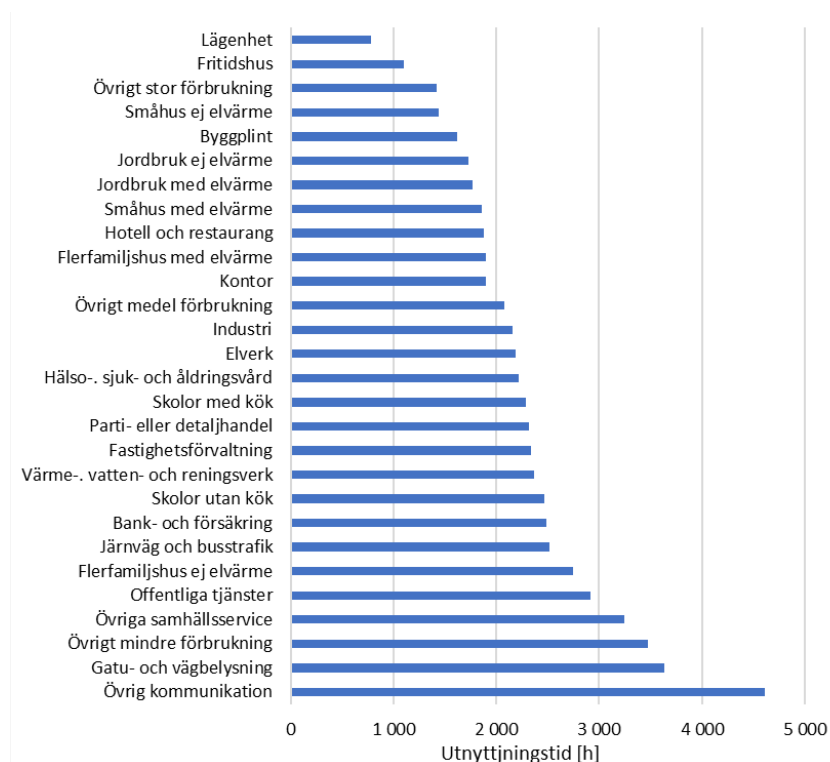
Det totala elbehovet i nätområdet fördelas på de 21 082 inkluderade anläggningarna vilka har olika förbrukningsprofiler. Man kan göra en grov indelning av kunderna i 5 grupper som framgår av Tabell 4.1, vilket tydliggör att kundgrupperna skiljer sig åt i storlek. Framgent kommer vi göra en mer detaljerad uppdelning i kundkategorier för att illustrera hur de olika kundgrupperns elbehov ser ut och hur de sammanlagras.

Tabell 4.1. Antal och årsenergi per kundkategori år 2021.

Kundgrupper	Antal [st]	Energi [GWh]
Industri	120	36,5
Handel	410	43,5
Lokaler mm	1 600	98,7
Småhus	6 600	77,6
Flerfamiljshus	13 200	61,3
Totalt	21 930	317,6

I Figur 4.5 visas genomsnittlig utnyttjningstid för respektive kundkategori⁷ år 2021. Utnyttjningstid kan sägas vara ett mått på hur spetsigt förbrukning en kund har, dvs. ju lägre utnyttjningstid desto spetsigare förbrukning. Som exempel innebär en utnyttjningstid på 1 timme att all elförbrukning sker under en timme på året och en utnyttjningstid på 8 760 timmar innebär konstant elförbrukning under året.

Som ses av Figur 4.5 är det stora skillnader mellan kundkategorier där "lägenheter" i genomsnitt har lägst utnyttjningstid medan "övrig kommunikation"⁸ har högst utnyttjningstid. Det finns dock utjämnings effekter både inom och mellan kundgrupper som gör att om man sammanlagrar dem blir utnyttjningstiden betydligt högre, dvs. elanvändningen blir jämnare.

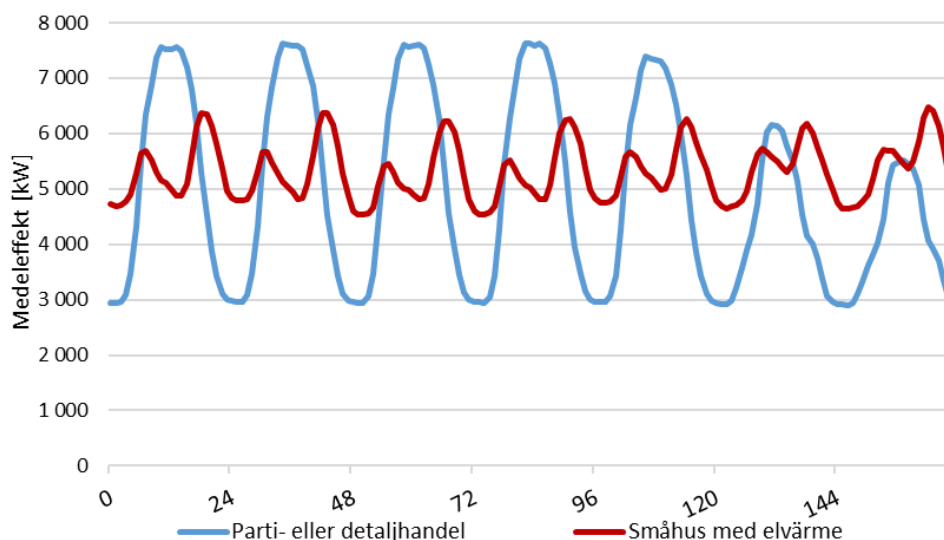


Figur 4.5: Genomsnittlig utnyttjningstid per kundkategori år 2021.

⁷ Det är 28 kundkategorier i Skövde Energis nätområde, enligt uppdelning i SCB-koder.

⁸ I detta ingår främst stationer för telekommunikation, vilka har en jämn förbrukning.

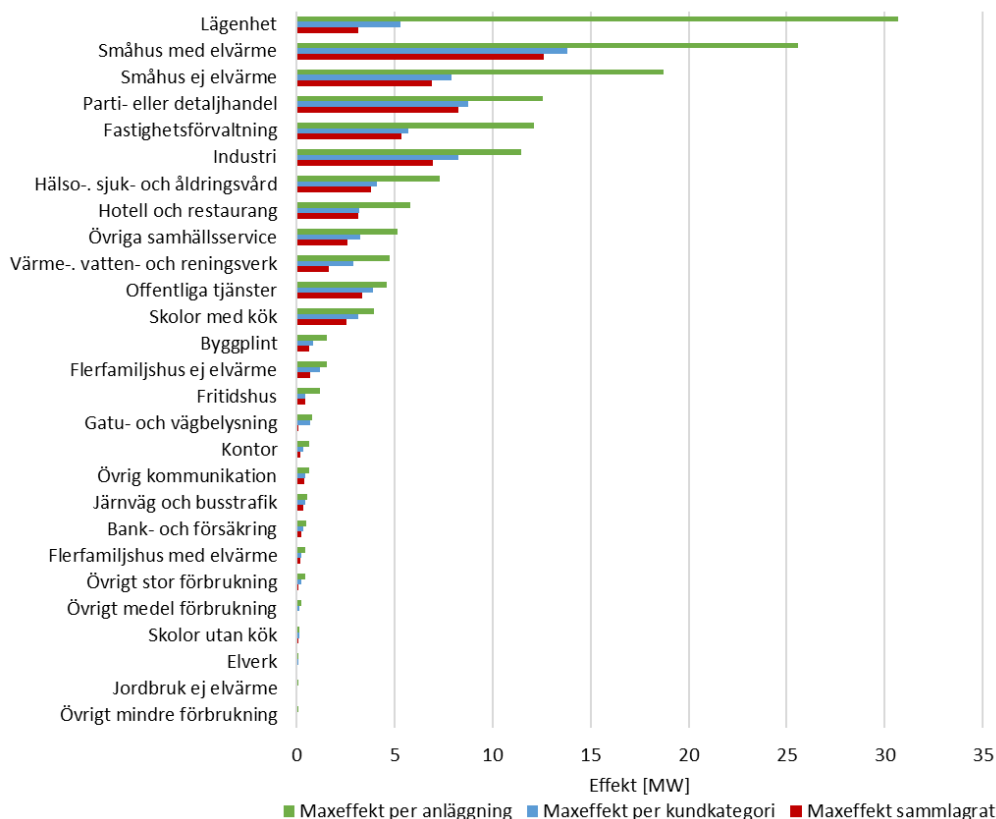
Ett exempel på hur elanvändningen utjämnas visas i Figur 4.6. Där visas medeleffekten per veckotimme för kundgrupperna parti- och detaljhandel samt småhus med elvärme. Som figuren visar så inträffar inte effekttopparna samtidigt, vilket är en förklaring att det uppstår en utjämning när de sammanlagras. Den andra faktorn som bidrar till utjämning är om kundgrupp har olika temperaturberoende.



Figur 4.6: Förbrukningsprofil per veckotimme för parti- och detaljhandel samt småhus med elvärme år 2021.

Om samtliga abonnenters individuella maximala effektuttag summeras blir det totalt närmare 152 MW år 2021. Men eftersom alla kunder inte har sin högsta förbrukning samtidigt skapas en utjämnande effekt som innebär att maximalt effektbehov om 64,1 MW samma år. För att ge en uppfattning om olika kundkategoriers storlek i förhållande till totalt effektbehov, och deras sammanlagring, visas varje kundgrupps sammanlagda effektbehov i Figur 4.7.

- *Maxeffekt per anläggning* (grön) gäller om man summerar högsta uppmätta effekt per anläggning oavsett tid, vilket summeras till 152 MW.
- *Maxeffekt per kundkategori* (blå) gäller om man summerar högsta effekten för hela kundkategorin oavsett tidpunkt, vilket summeras till 76 MW.
- *Maxeffekt sammalagrat* (röd) visar den effekt som respektive kategori bidrar med vid högsta effektbehov för hela nätområdet, vilket summeras till drygt 64 MW.



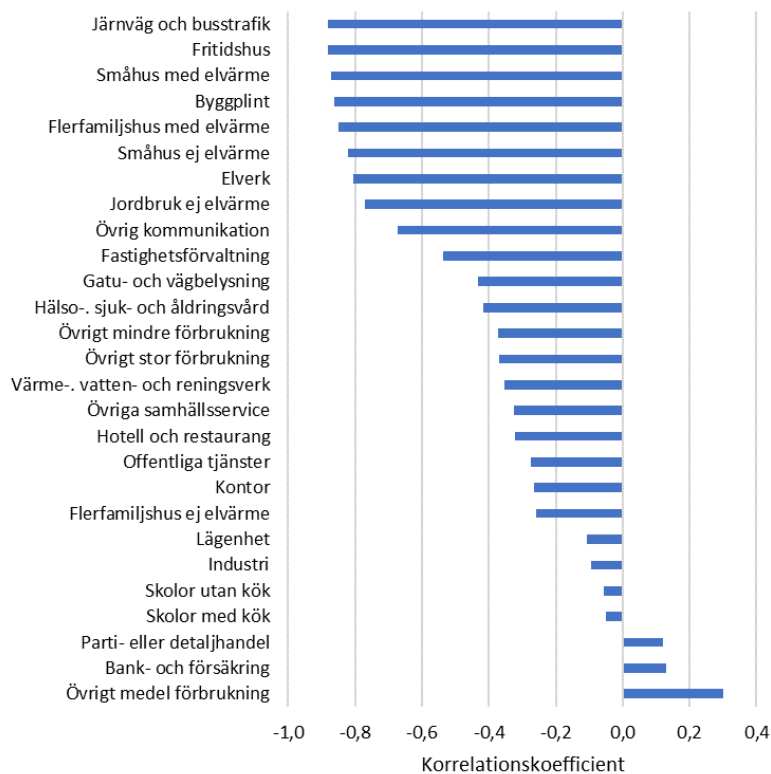
Figur 4.7: Översikt över summerad och sammanlagrad effekt per kundgrupp enligt SCB koder.

Av Figur 4.7 syns det att exempelvis lägenheter som har en summerad effekt om 30,6 MW endast har en sammanlagrad maximal effekt om 5,3 MW. När effekten är som högst för hela nätområdet är effekten dessutom bara 3,2 MW. Detta betyder att trots att denna kundgrupp är effektmässigt stor individuellt så leder sammanlagringen till en kraftig utjämning av effektbehovet för nätområdet som helhet. Förklaringen ligger i att kunderna inom denna grupp är väldigt många, har sitt högsta elbehov vid olika tillfällen och att de generellt sett har ett lågt elbehov då det är högt för elnätet som helhet eftersom de sällan har någon eluppvärmning.

En liten skillnad mellan summerad maxeffekt per anläggning och per kundkategori betyder att anläggningarna inom gruppen har ett maxeffektbehov som sammanfaller i stor utsträckning. Är skillnaden liten mellan maxeffekt per kundkategori och är sammanlagrat betyder det att kundkategorin effektbehov sammanfaller väl med nätets, dvs. gruppen bidrar i stor utsträckning till nätets dimensionerande effekt.

Som illustrerades i Figur 4.3 finns det en tydlig koppling mot utomhustemperatur för det sammanlagda elbehovet i elnätet. Det skiljer dock relativt mycket mellan olika kundkategorier hur stark koppling de har mot utomhustemperatur. Som visas i Figur 4.8 har kundkategorierna järnväg och busstrafik, fritidshus och småhus med elvärme en stark koppling mot utomhustemperatur, dvs. en negativ korrelationskoefficient. Lägenheter har däremot en låg temperaturkoppling medan

några kundgrupper har en positiv koppling, vilken kan bero på att man viss elanvändning som ökar då temperaturen ökar som exempelvis luftkonditionering.

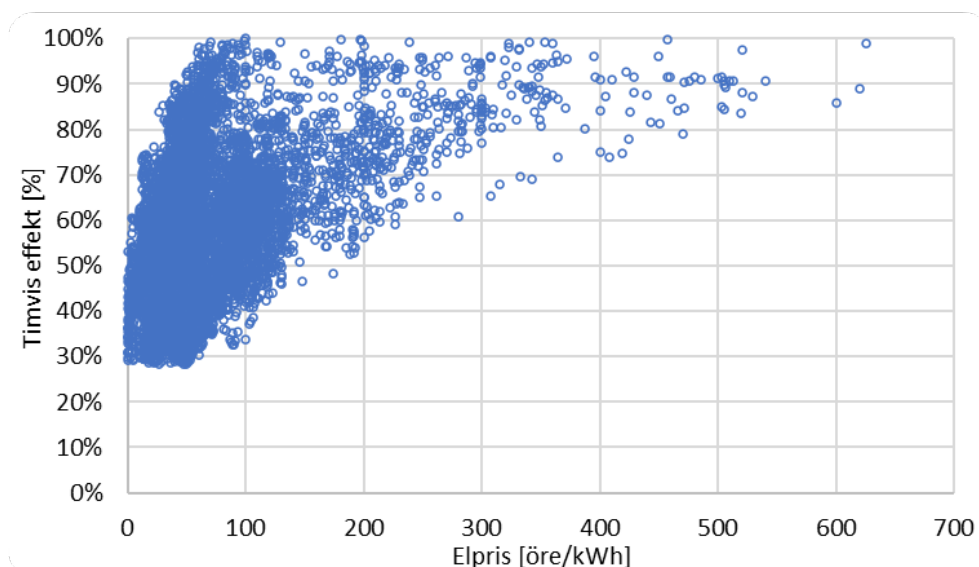


Figur 4.8: Korrelation mellan temperatur och elbehov per kundkategori år 2021.

4.4 ELBEHOV I FÖRHÅLLANDE TILL ELPRIS

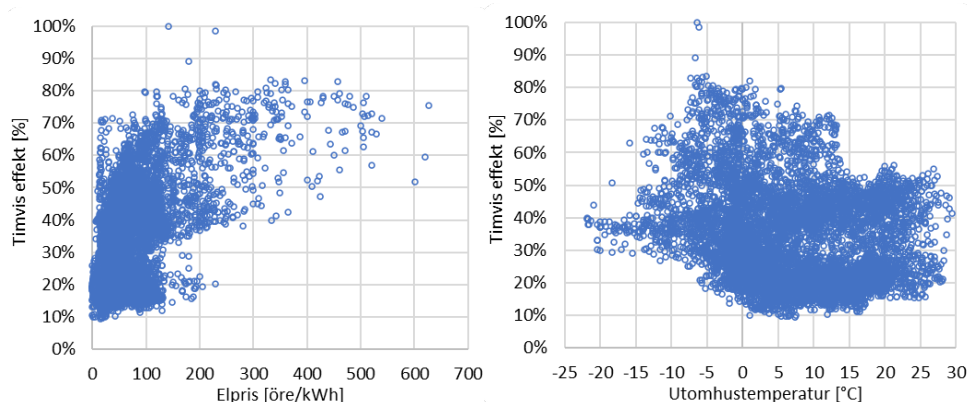
Innan vi kommer till analys av olika elnätstariffer illustreras hur elbehovet inom nätområdet förhåller sig till elpriset för det studerade året. Som ses av Figur 4.9 har elpriset en hög korrelation till elbehovet inom nätområdet i Skövde, men det finns tillfällen då de skiljer sig mot varandra. Då elpriset är riktigt högt, till exempel vid 300 öre/kWh eller mer är elbehovet minst 65 % av maximalt. Det finns dock tillfällen elpriset är relativt lågt, men där elbehovet inom nätområdet är högt. Exempelvis är finns tillfällen då elbehovet i nätområdet är 97 % av maximalt då elpriset är 60 öre/kWh eller lägre. Men då elpriset är riktigt lågt, dvs. under 10 öre/kWh, är elbehovet i nätområdet inte över 62 %.

Sammantaget innebär ovanstående att normalt sett bidrar elpriset, om man har timprisavtal, till att ge incitament att dra ned elanvändningen då elbehovet i nätområdet är högt. Men att det finns tillfällen då elbehovet i nätområdet är högt då elpriset inte bidrar med ett så starkt incitament.



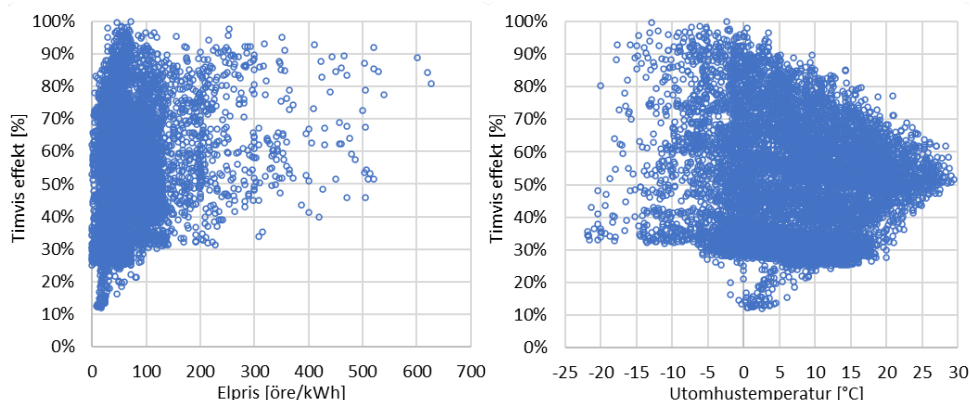
Figur 4.9: Normaliserat elbehov för Skövdes nätområde i förhållande till elpris i prisområde 3 år 2021.

Notera att det förekommer skillnader i relation mot elpris mellan olika kundgrupper också. I Figur 4.10 visas kundgruppen kontor relation mot elpris (till vänster) och utomhustemperatur (till höger). Som ses av figuren har denna kundgrupp en relativ stark koppling till elpriset, dvs. att elanvändning ökar med ett ökande elpris även om det finns en viss spridning. Elanvändning mot utomhus temperatur är med som jämförelse av hur denna relation ser ut i förhållande till elpriset.



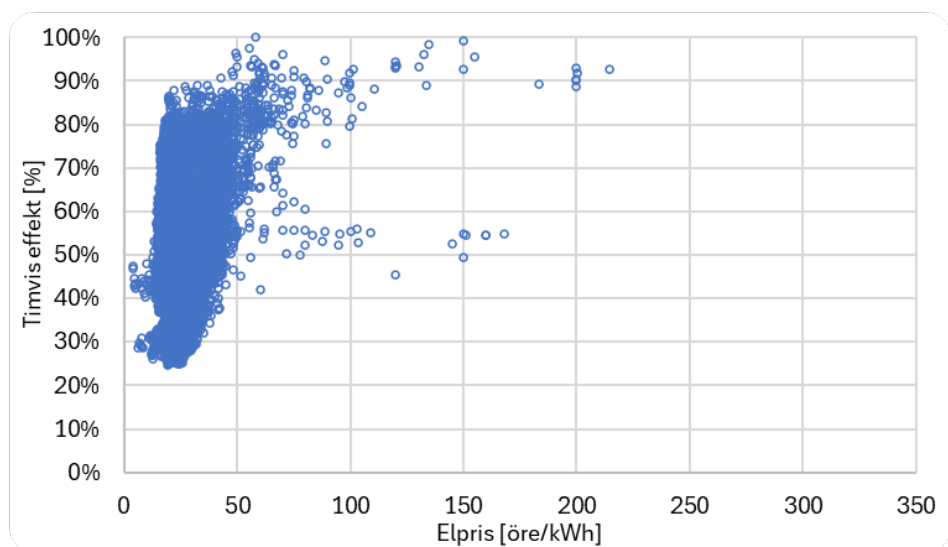
Figur 4.10: Sammanlagrad normaliserad effekt för kundgruppen kontor mot elpris (till vänster) och utomhustemperatur (till höger) år 2021.

I Figur 4.11 visas kundgruppen lägenheter relation mot elpris (till vänster) och utomhustemperatur (till höger). Denna kundgrupp en relativ svag korrelation till elpriset. Detta betyder att det kan skilja en del lokal inom ett nätområde beroende på hur kundsammansättning ser ut för en nätstation som exempel.

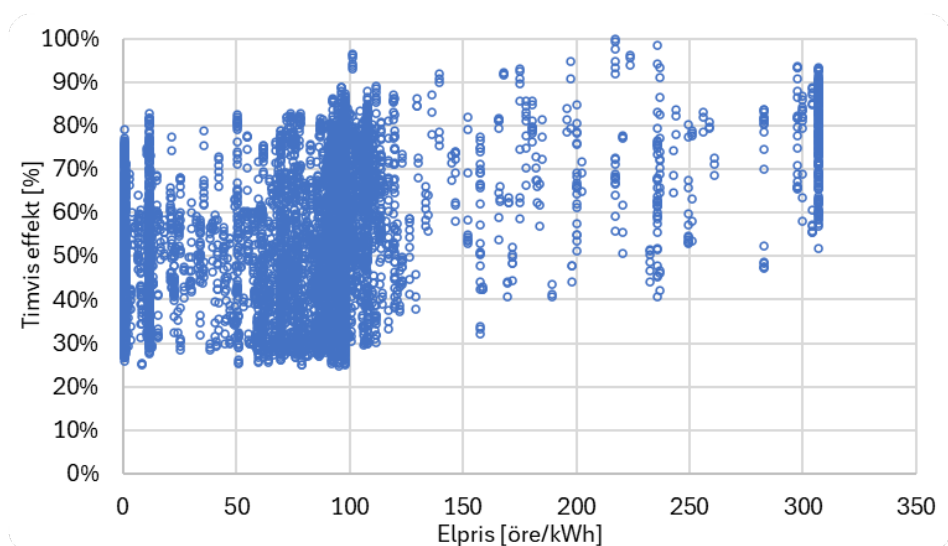


Figur 4.11: Sammanlagrad normaliserad effekt för kundgruppen lägenheter mot elpris (till vänster) och utomhustemperatur (till höger) år 2021.

Resultaten som visas ovan gäller för nuläget. Men det framtida elsystemet förväntas bestå av stora mängder variabel produktion (Energimyndigheten, 2023c). Detta innebär att elpriset i större utsträckning förväntas påverkas av både vind- och solkraftsproduktion och att korrelationen mellan elpris och lastnivå minskar. Detta kan få konsekvenser för elnätet då låga elpriser och relativt högt elbehov kan sammanfalla i större utsträckning, med många flexibla kunder finns det då en risk att behovet ökar under timmar med redan högt behov. För att undersöka hur korrelationen mellan elpris och elbehov i Skövdes nät skulle kunna se ut i ett framtida elsystem så använder vi oss av ett modellerat elpris för år 2035. Elsystemet som modellerats motsvara scenariot "Högre elektrifiering" i Energimyndighetens senaste långsiktsprogno. Då det modellerade elpriset använder väderdata för året 2016 använder vi elbehovet för Skövdeelnät för 2016 för jämförelse. Figur 4.12 visar det normaliserade elbehovet i Skövdes elnät för 2016 mot det faktiska elpriset 2016. Medan vi i Figur 4.13 visar det normaliserade elbehovet i Skövdes elnät för 2016 mot det modellerade elpriset för 2035. Som av figuren skiljer sig de två betydligt åt, framför allt varierar elpriset 2035 betydligt mer än vad det gjorde 2016. Vidare finns det ett flertal timmar 2035 där elpriset ligger på 0 öre/kWh medan elbehovet når 80 % av maxeffekten. Detta ökar risken att användare ska flytta laster till tillfällena med redan högt elbehov, vid dessa tillfällen blir det viktigt att elnätstariffen ger ett korrekt incitament med avseende på nätutnyttjandet. Samtidigt bör det beaktas att incitamentet till att flytta laster framför allt beror på den relativa skillnaden mellan elpriser inom det tidsfönster som lasterna kan flyttas mer än den absoluta nivån på elpriset.



Figur 4.12: Normaliserat elbehov för Skövdes nätområde i förhållande till elpris i prisområde 3 år 2016.



Figur 4.13: Normaliserat elbehov för Skövdes nätområde 2016 i förhållande till modellerat elpris i prisområde 3 år 2035.

5 Analys av elnätstariffer

Fokus för rapporten är som nämnts elnätstariffer och hur de kan ge ekonomiska incitament till ett effektivare nyttjande av elnätet. Vi har tagit utgångspunkt i de kostnader som elnätsbolag har för att skapa kostnadsriktighet. De elnätstariffer som tagits fram för analysen är en säkringsstariff (med ett pris för elöverföring) vilken använd som referens då den är den tariff som vanligen använts historiskt. Dessutom ger den i princip inte något incitament för att nyttja elnäten effektivare, alltså att hålla nere maximalt effektbehov.⁹ Mot denna elnätstariff har ytterligare tre elnätstariffer tagit fram, vilka på olika sätt ger incitament för ett effektivare utnyttjande av elnät.

5.1 KOSTNADSANALYS

Utgångspunkt för utformningen av elnätstariffen är att den ska reflektera de kostnader som ett elnätsbolag har för att bedriva sin verksamhet, vilket är i enlighet med Energimarknadsinspektionens föreskrifter (EIFS 2022:1). Vi utgår från att elnätets kostnadsstruktur inte kommer att förändras dramatiskt, därför baseras fördelningen på de kostnader som byggts upp till vad som gäller idag.

Vi definierar tre kostnadstyper vilka är antal (styck), effekt (kW) och energi (kWh). Första kostnadstypen antal omfattar främst kostnader som inte är beroende av storlek på kund utan främst antalet kunder som exempelvis administration och diverse kostnader, dvs. motsvarande fasta och residuala kostnader. Den andra kostnadstypen är effekt som främst kopplar anläggningstillgångar som behövs för att ha tillräcklig överföringskapacitet, dvs. motsvarande framåtblickande kostnader. Den tredje kostnadstypen är energi, vilket främst omfattar elnätsförluster som relaterar mot kortsiktiga rörliga kostnader. Vi har också gjort en uppdelning mellan låg- och högspänning då anläggningar som är anslutna på högspänning inte utnyttjar lågspänningsnätet och därför inte bör drabbas av dessa kostnader. Den allokering som gjorts kan ses i Tabell 5.1.

Notera att regionnätskostnader brukar utgöra en relativt stor andel i den totala kostnadsbilden. Även för denna görs en fördelning utifrån de tre kostnadstyperna som beror av hur regionnätstariffen ser ut.

Tabell 5.1: Allokering av kostnadsposter för elnätsbolag.

Kostnadspost	Typkostnad	Allokering	Fördelning
Admin. & personal	Administration	Styck	Alla
Diverse kostnader ¹⁰	Övrigt	Styck	Alla
Anläggning – Högspänning	Avskrivning	kW	Alla
Anläggning – Lågspänning	Avskrivning	kW	LSP
Räntor per år	Ränta	kW	Anl. spec.
Drift och uh. per år	DoU	kW	Alla
Förluster per år	Förlustkostnad	kWh	Alla
Regionnät per år	Regionnät	Styck/kW/kWh	Alla

⁹ Enda incitament som finns är att inte överskrida sitt säkringsabonnemang.

¹⁰ Exempelvis lokaler, IT, försäkringar, myndighetsavgifter som kan betraktas som residuala kostnader.

Utifrån allokeringprincipen som anges i tabellen och ungefärliga kostnader som Skövde Energi elnät har för respektive kostnadspost gör att får vi en fördelning av kostnaderna enligt:

- Antal (styck) 24 %
- Kapacitet (kW) 53 %
- Elöverföring (kWh) 23 %

Antagen årlig kostnadsbas är 92 miljoner kronor, vilket ligger i närheten av verkliga kostnader för Skövde Energis lokalnätverksamheten. De intäkter som sedan kommer i de olika elnätstarifferna anpassas för att ge 92 miljoner kronor, dvs. kostnadstäckning och inte något påslag för vinst. Anledning till detta är att fokus ligger på att analysera incitament utifrån kostnadsbild och inte hur vinst ska tas ut.

5.2 ANALYSERADE TARIFFER

Utifrån ovanstående analys har tariffer tagits fram för respektive kundkategori. Gemensamt för alla elnätstariffer är fast pris och abonnemangspris. Det fasta priset är satt till 1 060 SEK per kund och år. Till detta kommer ett abonnemang som utgår ifrån den potentiella effekt som kund har tillgång till att ta ut, vilken är satt till 36 SEK per kW och år. För de mindre kunderna är detta kopplat till säkringsstorleken och därmed inkluderat i det fasta priset, se Tabell 5.2. Avsikten är att dessa komponenter ska återspegla de fasta och residuala kostnaderna.

Tabell 5.2: Elnätstariffernas komponenter som är samma för alla tariffer.

Säkring	Fast avgift [SEK]	Abbonemang. [SEK/kW]
16 A ¹¹	1 258	-
16 A	1 457	-
20 A	1 556	-
25 A	1 680	-
35 A	1 928	-
50A	2 299	-
63 A	2 622	-
LSP	1 060	36
HSP	1 060	36

¹¹ Denna tariff gäller för lägenhetskunder.

Fyra elnätstariffer har utformats med komponenter enligt Tabell 5.3:

- *Säkringstariff* som liknar den som många elnätsbolag haft fram tills idag. Denna tariff ger i princip inget incitament till ett effektivare nyttjande av elnätet, vilket gör att den används som referens och är den tariff som de andra tarifferna främst jämförs mot.
- *Time of use* som avser ge ett incitament för kunder att minska att sin elanvändning under höglasttid.
- *Effekttariff* som ämnar främst ge incitament för att reducera effektuttag vid höglasttid och därmed följer Ei:s föreskrifter. Även komponenten för elöverföring är differentierad i hög- och låglasttid dels då elkostnaden är högre under höglasttid, dels då det ger ett ytterligare incitament att dra ned elanvändning dessa tider.
- *Dynamisk tariff* som har en effekttariff som grund, men där en andel av intäkten är dynamisk och riktar sig till ett fåtal timmar då elnätet är som högst belastat.

Tabell 5.3: Elnätstarifferna med komponenter som skiljer sig åt mellan tariffer.

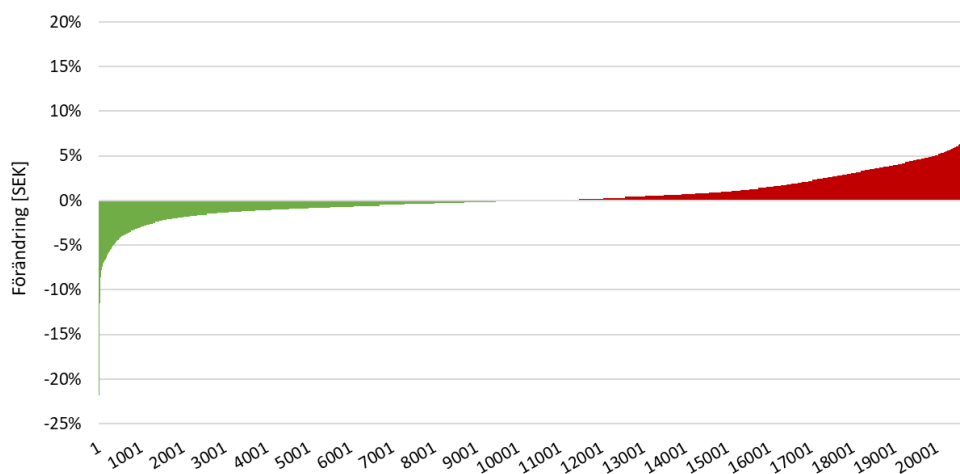
Taxa		Elöverföring	Elöverföring	Effekt	Topplast
		Låglast [öre/kWh]	Höglast [öre/kWh]	Höglast [kr/kW/månad]	[öre/kWh]
Säkring	LSP	21,9	21,9	-	-
	HSP	11,2	11,2	-	-
Time of Use	LSP	15,4	41,3	-	-
	HSP	8,0	23,1	-	-
Effekt	LSP	5,0	10,2	77	-
	HSP	5,0	10,2	47	-
Dynamisk	LSP	5,0	10,2	73,8	110
	HSP	5,0	10,2	41,0	110

Höglasttid omfattar november-mars på vardagar (mån-fre) kl. 06-22, medan övrig tid är låglasttid på det sätt som Skövde Energi Elnät har idag.

5.2.1 Time of Use för elöverföring

Vid skapande av time of use (ToU) för elöverföring drogs priset isär mellan låg- och höglasttid i så stor uträkning som ansågs rimligt. Visserligen hade priset under låglasttid kunnat sänkas ytterligare, men då hade priset under höglasttid behövt höjas väsentligt eftersom en betydligt mindre el används då om intäkten ska bli densamma (höglasttid utgör knappa 19 % av total tid).

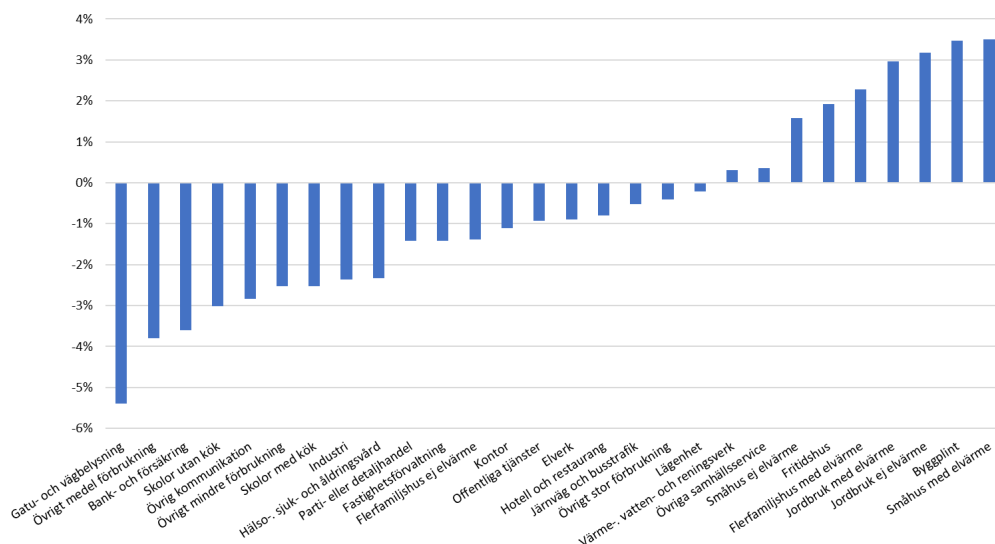
Med de valda nivåerna på pris för elöverföring sjunker kostnaden med i genomsnitt 3,4% för 10 percentilen som får kraftigast minskning, vilket för denna grupp blir totalt 1 064 kSEK. Kostnaden ökar i stället med i genomsnitt 5,3% för 90 percentilen som får den kraftigast ökningen, alltså 742 kSEK totalt för dessa. I Figur 5.1 visas kostnadsförändringen i procent för respektive anläggning som är inkluderade i analysen. Ett fåtal anläggningar får lite större kostnadsförändring medan de flesta ligger inom ± 5 % förändring.



Figur 5.1: Procentuell kostnadsförändring för respektive anläggning ToU jämfört med säkringstariff.

Om man i stället ser på kostnadsförändring per kundgrupp framgår det vilka som huvudsak får en kostnadsökning respektive kostnadsminskning. Den grupp en störst kostnadsminskning är gatu- och vägbelysning, vilket är logiskt då dess elförbrukning främst sker under kvälls- och natttid då det är låglasttid (även elanvändningen är något högre under vintern). Högst kostnadsökning får småhus med elvärme, vilket dels beror på att deras elanvändning består av uppvärmning som sker under höglastmånaderna (november-mars), dels att de har ett relativt stort elbehov på morgonen och eftermiddagen då det är höglasttid. Per kundgrupp är dock inte förändringarna särskilt dramatiska som framgår av Figur 5.2.

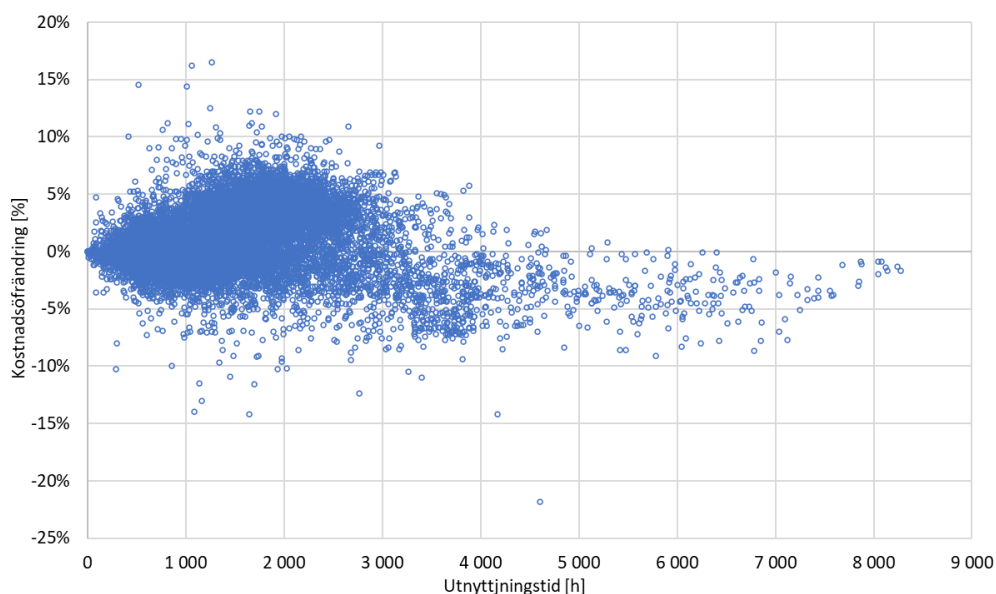
En slutsats av detta är att incitamentet som ges till respektive kundgrupp inte är särskilt kraftigt även om ett fåtal enskilda anläggningar får något större kostnadsförändring.



Figur 5.2: Procentuell kostnadsförändring för respektive kundgrupp ToU jämfört med säkringstariff.

Figur 5.3 visar kostnadsförändringen mellan tarifferna som funktion av utnyttjningstid. Av figuren framgår det att det sker en förskjutning mot att

kostnaden sjunker något för anläggningar med hög utnyttjningstid. En slutsats av detta är att denna tariff främst ger incitament för kunder att dra ned sin energianvändning under höglasttid, men inte effekttopparna.

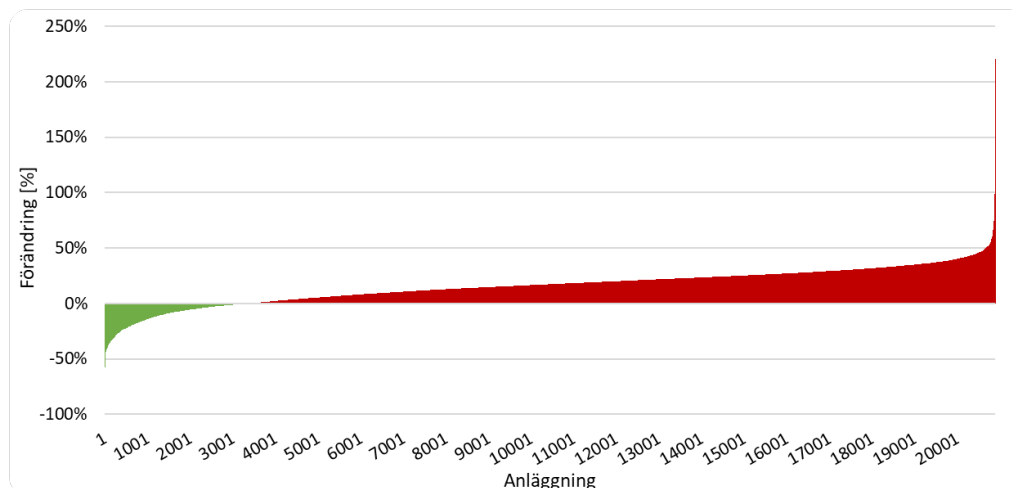


Figur 5.3: Procentuell kostnadsförändring för respektive anläggning utifrån utnyttjningstid.

5.2.2 Effekttariff

Effekttariffen kunde göras kostnadsriktig utifrån vad som definierats i denna studie eftersom den innehåller de priskomponenter som återspeglar kostnadsbasen för elnätet.

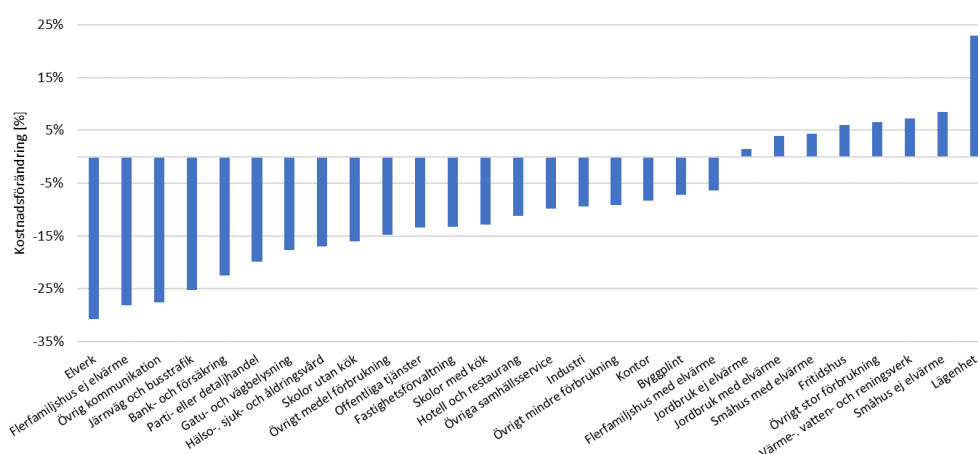
I Figur 5.4 visas den procentuella kostnadsförändringen per anläggning, vilken generellt är betydligt större än för ToU tariffen. Den 10 percentil som får störst kostnadsminskning hade i genomsnitt 16,1% (summerat 8 343 kSEK) lägre kostnader och den 90 percentilen som fick högst ökning hade i genomsnitt 41,7% (summerat 2 398 kSEK) högre kostnader.



Figur 5.4: Procentuell kostnadsförändring för respektive anläggning effekttariff jämfört med säkringstariff.

Figur 5.5 visar hur kostnadsförändringen ser ut för respektive kundgrupp. Som framgår av figuren får lägenhetskunder störst kostnadsökning, vilket beror på att de i snitt har en spetsig profil som visades i Figur 4.5. Som också visats är det inte lägenhetskunderna som främst bidrar till effekttoppen för nätområdet. Alltså illustrerar detta att en effekttariff inte är så träffsäker i att ge rätt incitament till att reducera toppeffektuttaget då elnätet är som högst belastat. Vid analys av de 29 timmar då effektbehovet är som högst i nätområdet, vilka inträffar under januari och februari, visar det sig att endast 6,8 % av anläggningarna har sin högsta effekt under någon av dessa timmar i januari och 15,0 % under februari.

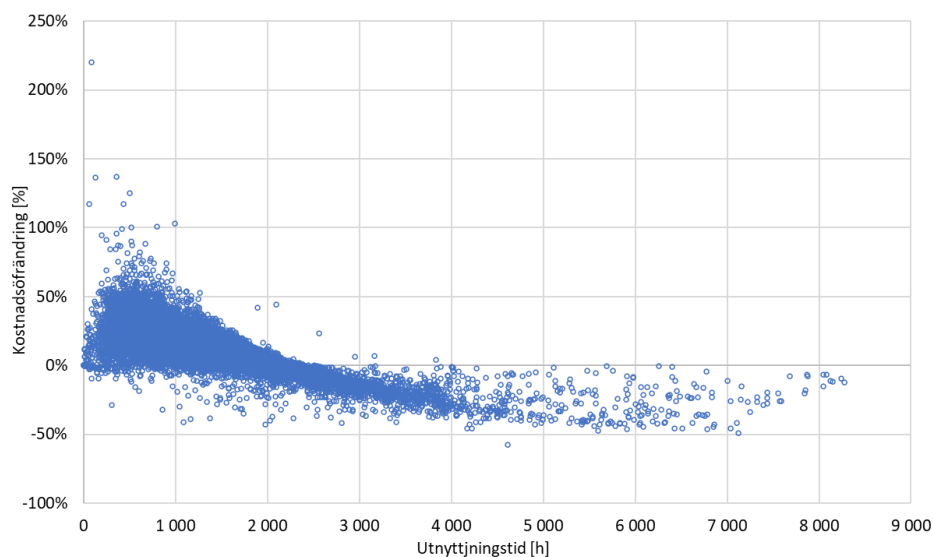
Effekttariffen ger dock fortfarande ett generellt incitament att minska elanvändning under höglasttid, men trubbigheten beror på att höglasttiden omfattar ganska många timmar.¹² Den sammanlagring som illustrerats gör dock att effekttoppen per anläggning långt ifrån alltid sker samtidigt som nätområdets effekttopp, särskilt för kunder som inte har eluppvärmning. Som visades i Figur 4.7 har exempelvis lägenhetskunderna summerat en hög effekt, men sammanlagrat är bidraget relativt lågt eftersom de använder el vid olika tillfällen och har en låg koppling till utomhustemperatur.



Figur 5.5: Procentuell kostnadsförändring för respektive kundgrupp effekttariff jämfört med säkringstariff.

Kostnadsförändringen med en effekttariff får i alla fall en tydlig koppling till utnyttjningstiden som framgår av Figur 5.6. Anläggningar med hög utnyttjningstid får en lägre kostnad medan anläggningar med låg utnyttjningstid får en högre kostnad. Detta tydliggöra att den ger ett tydligt generellt incitament att reducera maximalt effektuttag för enskilda anläggningar.

¹² Höglasttiden omfattar 1 648 timmar och låglasttiden 7 112 timmar.

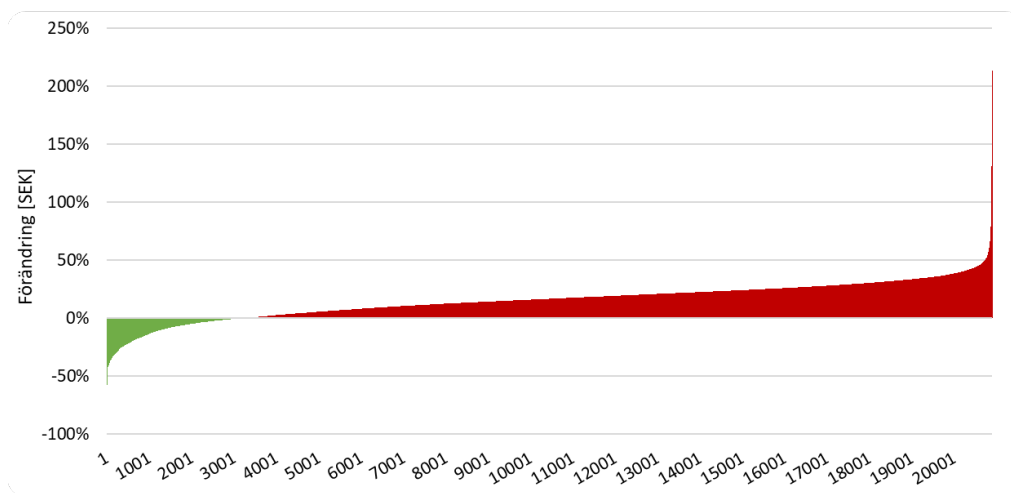


Figur 5.6: Procentuell kostnadsförändring för respektive anläggning utifrån utnyttjningstid.

5.2.3 Dynamisk tariff

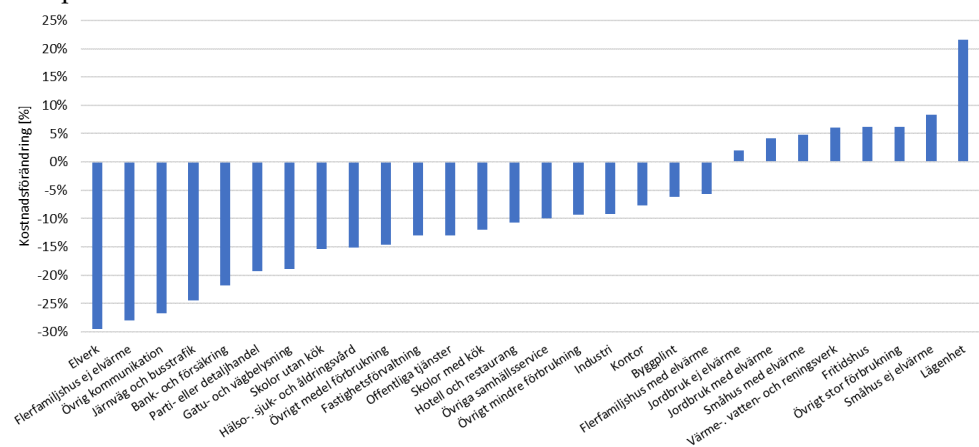
Då incitamenten som ges av effekttariffen har en viss trubbighet i att bidra till ett effektivare utnyttjande av elnätet har ytterligare en tariff utformats. Denna grundar sig på effekttariffen, men har till detta en dynamisk komponent som avser ge ett extra incitament för kunderna att dra ned elbehovet då elnätet är som högst belastat. Hur starkt detta incitament ska vara kan diskuteras. I denna analys reducerades effekttariffen med 2 miljoner, vilket i stället överfördes på den dynamiska effektkomponenten.

Gränsen för när den dynamiska komponenten ska aktiveras sattes till en belastning av elnätet om 62 MW (ca 97 % av maximal effekt), vilket inträffade 29 timmar under 2021. Den 10 percentil som får störst kostnadsminskning hade ett genomsnitt om 15,7% (8 084 kSEK) lägre kostnader och den 90 percentilen som fick högst kostnadsökning hade ett genomsnitt om 39,8% (2 281 kSEK). Införandet av den dynamiska komponenten bidrar alltså till att minska spridningen i kostnadsförändring något jämfört med effekttariffen.



Figur 5.7: Procentuell kostnadsförändring för respektive anläggning dynamisk tariff jämfört med säkringstariff.

Förändringen per kundgrupp för den dynamiska tariffen är väldigt lik effekttariffen, då den traditionella effektkomponenten fortfarande utgör den huvudsakliga grunden för intäkterna. Den dynamiska komponenten bidrar dock till att minska spridningen något mellan kundgrupperna som framgår av Figur 5.8. Hur det slår för olika kundgrupper beror dels hur mycket kostnaden minskar av att effektavgiften sänks, dels hur mycket kostnaden ökar för den dynamiska komponenten.



Figur 5.8: Procentuell kostnadsförändring för respektive kundgrupp dynamisk tariff jämfört med säkringstariff.

Ser man på kostnadsförändringen i förhållande till utnyttjningstid är förändringen lik effekttariffen då effektkomponenten fortfarande utgör en stor andel av total kostnad. Vi kan dock konstatera att den dynamiska komponenten hjälper till att ta udden av kostnadsförändringen för vissa anläggningar. Anledningen är att den endast innebär en kostnad då förbrukningen för hela nätområdet är över 62 MW, och det är sällan de spetsigaste anläggningarna har högst förbruknings just då. Något som särskilt gäller lägenheter.

När det gäller den dynamiska komponenten ger den ett extra incitament om 110 öre per kWh under de 29 timmar då elbehovet i nätområdet är som högst. Frågan

om detta tillräckligt för att styra ned effekten till önskad nivå beror dels på vad kunderna har för möjligheter att vara flexibla, dels vilken attityd de har till att reducera sin effekt under dessa timmar. För anläggningen med högst incitament står dessa 29 timmar för 7,1 % av total kostnad och det är totalt 33 anläggningar där den utgör minst 5 %, där de flesta av dessa har relativt stor elanvändning (tillsammans ca 15 % av total elanvändning). Ett antal av dessa kunder har valts ut för intervjuer om detta.

Vi kan också konstatera att om alla kunder skulle bidra proportionerligt med att reducera sitt effektuttag så att effekten inte överskrider 62 MW innebär det en mycket liten förändring vardera i uttag under de 29 toptimmarna. Samtidigt innebär det att kostnadsbesparingen blir mycket liten för respektive kund.

5.3 VARIATION I MAXIMALT EFFEKTUTTAG

En svårighet med dimensionering av elnät och prismodeller för att styra effektbehovet till lämplig nivå är att maximalt effektbehov kan varieras ganska mycket mellan olika år. I Tabell 5.4 framgår maximalt uttag inom nätområdet och antal timmar som effektuttaget överskrider 62 MW åren 2010–2020.¹³

Tabell 5.4: Maximalt effektuttag och antal tillfällen då effektuttaget överskrider 62 MW åren 2010–2020.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Maxeffekt [MW]	70,6	66,0	67,3	67,5	63,6	61,2	68,9	63,3	67,7	61,9	57,5
Antal >62 MW	314	53	130	54	15	0	47	6	44	0	0

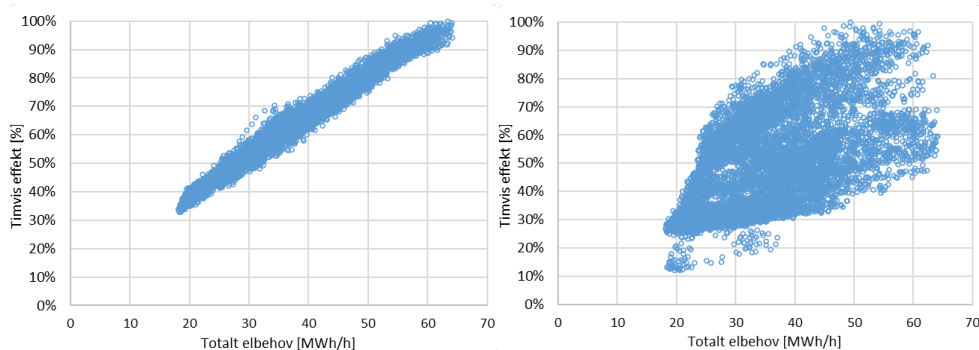
Som ses av tabellen varierar maximalt effektuttag för nätområdet mellan 57,5 MW och 70,6 MW, där effektgränsen som vi satte till 62 MW överskrids mellan 0 och 314 timmar. Av denna anledning blir det viktigt sätta lämplig gräns för elnätet utifrån dessa förutsättningar och fundera över hur styrsignalerna till kunderna ska se ut för att få önskad effekt. Att vissa år ge styrsignal 314 timmar och andra år 0 timmar kan innebära vissa praktiska svårigheter framför allt gällande affärsmodeller, förtroende och kommunikation mot kund.

5.4 LOKALA ASPEKTER PÅ ELNÄTSTARIFFEN

En annan potentiell svårighet med elnätstariffer som gäller för hela nätområden är att det kan råda lokala skillnader inom det lokala elnätet. Alltså då elbehovet för nätområdet är som högst kanske det inte är det lokalt för vissa nätstationer. Alternativt är det hög nätbelastning i en lokal nätstation medan det inte är det för nätområdet som helhet.

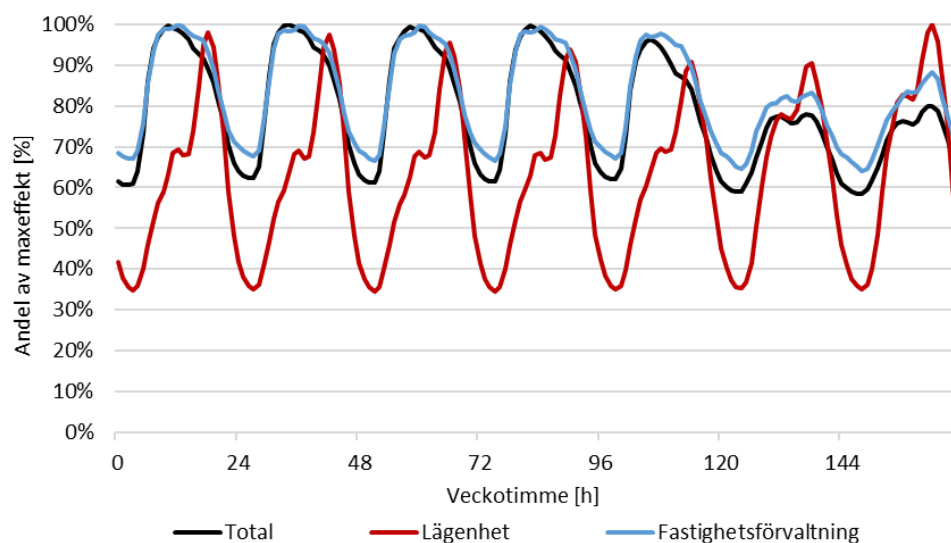
¹³ Baseras på nätområdesdata från Svenska Kraftnät där avdrag om 3,1 % har gjorts för nätförluster för att öka jämförbarhet i resultaten från mätdata från Skövdes för 2021 där förluster inte är inkluderade.

I Figur 5.9 visas timvis elbehov för två olika kundkategorier, fastighetsförvaltning (till vänster) och lägenheter (till höger), mot det totala elbehovet för nätområdet. Diagrammen illustrerar att det kan råda skillnader mellan kundgruppernas korrelation med elbehovet i nätområdet som helhet. I Skövde har kundgruppen fastighetsförvaltning hög korrelation mot helheten för nätområdet, andra exempel på kundgrupper som har hög korrelation är hotell och restaurang, hälso- och sjukvård, samt småhus med elvärme. Lägenheter har som kundgrupp relativt låg korrelation mot totalt elbehov, där andra exempel är järnväg och busstrafik samt gatu- och vägbelysning.



Figur 5.9: Timvisa normaliserade värden för kundgrupperna fastighetsförvaltning och lägenheter mot totalt elbehov för hela nätområdet under 2021.

Ett annat sätt att se på hur elbehovet för olika kundgrupper korrelerar med totala elbehov för nätområdet är som tidigare visats profilen per veckotimme. I Figur 5.10 visas profiler för totalt elbehov, lägenheter och fastighetsförvaltning per veckotimme. Som ses i figuren har fastighetsförvaltning en god korrelation med totalt elbehov medan lägenheter som kundgrupp har som högst elbehov betydligt senare på dagen och dessutom inte något lägre under helgen.



Figur 5.10: Förbrukning per veckotimme för total, lägenhet och fastighetsförvaltning år 2021.

Ovanstående illustrationer visar att det finns skillnader mellan kundgrupper, vilket innebär att det finns lokala skillnader i elnätet exempelvis om en nätstation servar en stor andel lägenheter eller om den servar en stor andel kunder fastighetsförvaltning. I detta fall hänger dock dessa båda kundgrupperna delvis ihop, vilket gör att det blir en mix av kunder som det gör i de flesta fall.

I fallstudien är dock skillnaderna mellan kundgrupper inte så dramatiska att en effekttariff med höglasttid enligt definierat i studien ger felaktiga incitament för lokala nätstationer. Under höglastmånadernas (november-mars) vardagar inträffar lägsta elanvändningen mellan kl. 22 och kl. 05 för nästan alla kundgrupper. Det är endast några få mindre kundgrupper som avviker från detta, nämligen järnväg och busstrafik, gatu- och vägbelysning, samt fritidshus som har sitt lägsta effektbehov mellan kl. 14 och kl. 16. Dessa utgör dock tillsammans mindre än 2% av totalt summerat effektbehov.

Se man i stället på högsta timvisa elbehovet inträffar det mellan kl. 07 och kl. 19 för samtliga kundgrupper utom järnväg och busstrafik som har sitt högsta effektbehov kl. 04. Inom kundgrupper finns det naturligtvis skillnader i förbrukningsprofil, men i stort är vår bedömning att denna sammanlagring representativ, vilket ytterligare tydliggör att använd höglasttid inte skapar felaktiga incitament lokalt i någon större utsträckning. Ytterligare studier av detta skulle dock vara värdefullt för att kunna verifiera detta.

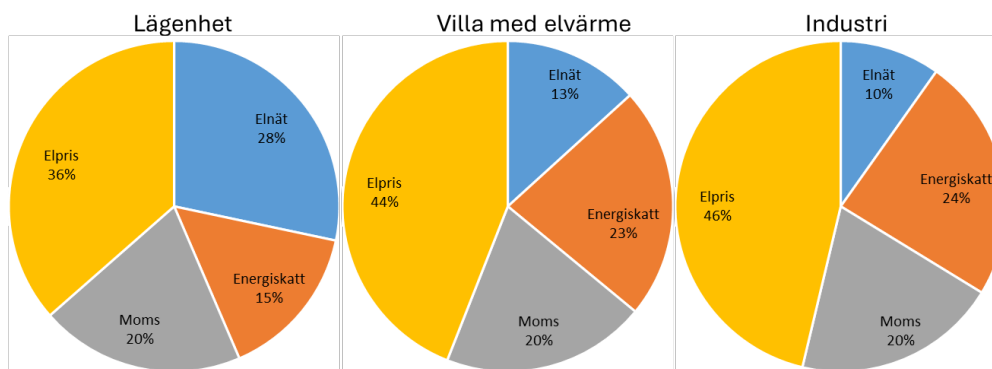
Sammantaget innebär det att då höglasttiden omfattar så pass lång tid, dvs. november-mars och kl. 06-22 under vardagar är det få nätstationer som lokalt har en avvikande belastningsprofil så att effektkomponenten ger felaktiga incitament. Däremot kan den dynamiska komponenteten som endast omfattar ett fåtal timmar ge fel incitament lokalt. Avsikten med denna komponent är dock att bidra till att reducera toppeffekt för nätområdet.

5.5 ELNÄTSTARIFFEN I RELATION TILL ANDRA KOSTNADER FÖR EL

Även om elnätstariffen ska förändras, där vi ovan har illustrerat hur starka incitamenten blir i förhållande till en säkringstariff, är detta bara en komponent i kundernas totala kostnad för el. Kostnader som tillkommer är elkostnad, energiskatt och moms som gör att elnätstariffen utgör en ganska liten del av den totala elkostnaden för kunder i Skövde. Värt att notera är dock att Skövde Energi Elnät har jämförelsevis låga elnätstariffer enligt statistik från Energimarknadsinspektionen (<https://ei.se/>).

I Figur 5.11 illustreras hur kostnadsbilden såg ut under 2021 för några exempelkunder med effekttariff och timpris på el.¹⁴ Som ses av exemplen är det ganska stora skillnader mellan kunder, där elnätstariffen utgör mellan 10 och 30 %. Generellt sett kan man säga att ju mindre energi en kund använder i förhållande till sitt maximala effektuttag (under höglasttid) desto större andel utgör elnätstariffen av total elkostnad. Dessutom utgör elnätstariff en något större andel för små kunder eftersom elnätstariffens fasta avgift då blir förhållandevis stor.

¹⁴ Elpriset är baserat på spotpriset på Nordpool för SE3 plus ett påslag om 5 öre per kWh och en fast avgift om 500 kr per år.



Figur 5.11: Exempel på kostnaders andel för olika typer av slutkunder.

Utöver ovanstående bör man också ha i åtanke att elkostnaden ofta utgör endast en liten del av kundens totala kostnader för leverne som privatkund eller verksamhet som företag. Ser man elnätstariffen i detta perspektiv är den inte säkert att den har så stor betydelse att kunderna faktiskt kommer göra några större ansträngningar för att förändra sin elanvändning. En viktig nyckel för att det ska ske är nog att det är relativt enkelt och att kund får en kompensation som motsvarar dess upplevda ansträngning. Exempel på sådant som kan få det att hända är att man lyckas få till stånd en ökad automatisering i styrning, samt tjänster från tredje part.

6 Slutkundernas syn på effektivisering och flexibilitet

Kopplat till projektet genomfördes 6 intervjuer med större elnätskunder där den dynamiska komponenten utgjorde en relativt stor andel, minst 5 % av total elnätskostnad. Alltså anläggningar där elbehovet är högt samtidigt som nätområdet samlade elbehov är högt. Respondenterna var huvudsakligen personer som ansvarar för driften och åtgärder kopplat till energianvändningen i sin organisation. De huvudsakliga frågorna till dessa respondenter rörde främst vad de ser för incitament för styrning till exempel om det har timvis elpris, samt hur de arbetar med energifrågorna i sin verksamhet.

Ingen av respondenterna har i dagsläget ett elavtal med timprissättning, och har därmed inga incitament att agera på ett varierande elpris. De har i huvudsak elpriser som upphandlas på längre sikt. Strukturen på dessa kan variera från ett varierande månadspris till mer komplexa strukturer där delar är prissäkrade på längre tid och delar har en rörlig komponent på månadsbasis. Flera av kunderna som är en del av större organisationer nämner också att denna upphandling sköts centralt och att de inte har någon direkt rådighet i att byta till någon annan form, utan att ett sådant beslut tas på organisationsnivå. Detta innebär en möjlig begränsning för de som sköter driften i att få ett ökat incitament till flexibilitet. Det ska nämnas att de upphandlade elpriserna är ett sätt att få kontroll och att vara säker på hur stora elkostnaderna kommer att vara under en framtida period. Denna prissäkring gör det enklare att budgetera för det kommande året och tar bort risken att elkostnaderna blir större än vad som budgeterats för. Då det inte finns samma möjlighet att välja prissättning på elnätstariffen kan det bli så att verksamheten måste jobba mer aktivt mot denna för att kontrollera kostnaderna.

Det skiljer också betydligt mellan verksamheterna avseende hur stor del av totala kostnader som el och elnät står för. För vissa industrier och fastighetsägare utgör elkostnaderna en betydande del, vilket innebär att stora förändringar i elpriset eller elnätstariffen kan få konsekvenser för verksamheten. För andra industrier utgör el- och elnätskostnaderna endast en liten del av de totala kostnaderna och känsligheten mot förändringar är därmed mindre. Detta kan också innebära att incitamenten att vara flexibel skiljer sig mellan verksamheter, dvs. om el utgör en betydande del av kostnaderna lägger man troligtvis en större vikt vid att undersöka möjligheterna till effektivisering och flexibilitet.

Historiskt sett menar respondenterna att man främst arbetat med energieffektivisering och inte med styrning eller effekteffektivisering. Flera av respondenterna har tydligt uppsatta mål kring energieffektivisering, medan det kopplat till effekt eller laststyrning inte finns några specifika mål uppsatta. Några av respondenter menar att de har genomfört många åtgärder när det kommer till energieffektivisering och att de vill göra mer, men att de lågt hängande frukterna är tagna och det blir svårare att hitta möjligheter till betydande effektivisering. Åtgärderna som genomförts handlar både om investeringar i ny energieffektivare utrustning och om en optimering av driften av utrustning. En respondent nämner

också att effekteffektivisering till viss del kommer på köpet när de genomför energieffektiviseringar och att det inte nödvändigtvis går att separera de två.

De som har jobbat med att påverka sin effektanvändning mer aktivt har gjort detta genom att se till att laddning av verksamhetens elbilar sker nattetid och att toppeffekten på de elbilsladdare de administrerar inte är högre än vad den behöver vara. Det finns även exempel på där det sker en driftoptimering mellan fjärrvärme och värmepumpar för uppvärmning, optimeringen påverkas då av att det finns en effektkomponent i elnätstariffen. De som har batterier nämner också att dessa används för att hålla nere effekttoppar. Vidare finns det exempel på industrier som undersöker i vilken mån de kan schemalägga processer för att inte starta allt samtidigt och på så sätt hålla nere effekttopparna.

Det är stora skillnader i hur stor möjlighet respektive respondent upplever sig ha till att styra sin effekt. Det finns de som har ganska många förslag på åtgärder som kan bidra till att reducera effekt generellt. Andra menar att man har svårt att styra stora delar av lasten, då kopplad till den verksamhet som de driver som inte anses vara flexibel. Flera av respondenterna, framför allt de som är fastighetsägare, påpekar också att de delvis inte har rådighet kring stora delar av elanvändningen då det är de verksamheter som sker i deras fastigheter som står för den största delen av deras elanvändning. Till viss del har de en dialog med dessa verksamheter kring vad som eventuellt skulle kunna göras och vilken flexibilitet som finns tillgänglig, men dessa har sin verksamhet som prioritet och energifrågorna är inte i fokus. Det finns också de som menar på att andra faktorer hindrar dem från att kunna vara flexibla. Det kan till exempel handla om restriktioner kring buller som gör att verksamheten endast kan bedrivas dagtid.

Flera av respondenterna lyfter investering i energilager, framför allt i form av batterier men också kondensatorer, som ett alternativ för att hålla nere deras effektanvändning. Då de ser det som svårt att flytta sin elanvändning i tid är energilager det huvudsakliga alternativ som finns kvar för att hålla nere effekttopparna. Investeringar i energilager ses dock av flera av respondenterna som för dyrt i dagsläget. Många ser också egenproduktion av el som en viktig komponent.

Ingen av respondenterna upplever att de varit begränsade av elnätet på något sätt i sin nuvarande verksamhet. De flesta är heller inte oroliga för eventuella framtida begränsningar i nuläget, det finns dock några respondenter som ser att framtida begränsningar skulle kunna påverka dem betydligt. Framför allt de som ser att de har ett kraftigt ökat effektbehov pga. expansion eller förändringar i verksamheten. De ser det som värdefullt att ha en dialog med elnätsbolaget kring framtidsplaner och vad som är möjligt i nätet inom olika tidsramar. De som ser att de kan bli begränsade av elnätet i framtiden jobbar också framför allt med energilager som en möjlig väg för att få ner sitt effektbehov och därmed kunna ansluta till nätet snabbare.

Det finns en oro kring hur nya tariffstrukturen kan tänkas påverka konkurrenskraften för lokala bolag. En faktor är hur tariffstrukturen förhåller sig till andra elnäts prismodeller, där avsaknaden av effektkomponent på tariffen eller

andra strukturer på tariffen kan göra det mer lönsamt att etablera sig i andra nät. En annan faktor är att ökade kostnader som en ny elnätstariff kan innebära kan få annan typ av elproduktion som kan vara mer negativ ur ett miljöperspektiv att bli prioriterad i stället. Det lyfts också fram vikten av långsiktighet och tydlighet i kommunikationen av förändringar. Investeringar som verksamheter tar sträcker sig ofta över flera årtionden och en stor förändring i tariffstrukturen kan ändra lönsamheten i de investeringar som gjorts.

Vår bedömning är att det kan vara värdefullt med utbildningsinsatser för att kunder ska få en uppfattning på vilka sätt man kan bidra till ett effektivt nyttjande av elnätet och samtidigt reducera sina egna el- och elnätskostnader.

7 Slutsatser och diskussion

Projektet har fokuserat på att visa vilka ekonomiska incitamenten olika elnätstariffer ger elnätskunderna för att minska sin elanvändning under höglasttid, samt under de högsta topplasttimmarna för nätområdet som helhet. Till detta beskrivs också hur relationen till flexibilitetsmarknader och villkorade avtal ser ut.

7.1 SLUTSATSER

De flesta elnätsbolag upplever sig stå inför ganska stora utmaningar, vilka främst handlar om att hinna möta de förändringar som förväntas. Det handlar främst om ökad elanvändning från elfordon och industri, samt lokal elproduktion från solceller som kan bli dimensionerande i vissa fall. Blir det en stor mängd solceller lokalt kan det bli så stor produktion under vår och sommar att man i vissa nätstrukturer måste investera i elnätet för att hantera detta. Exempelvis om det är en hög andel hushållskunder eller solelproducenter, men kanske inte i nät med hög andel industri med stor efterfrågan under dagtid.

På senaste tiden har även stationära batterier kommit in i allt större utsträckning vilka bedöms kunna skapa ytterligare svårigheter då användningen av dessa inte nödvändigtvis hjälper lokalnätet som det ser ut idag. De styrs i stället ofta utifrån den frekvensreglering som svenska kraftnät avropar på stödtjänstmarknaden. Huvudsakliga utmaningar för elnätsbolagen är att hinna med att förstärka och bygga ut elnäten i den mån som efterfrågan bedöms öka. Det finns flera anledningar till detta, exempelvis resursbrist, ledtider för tillstånd och leverans av elkraftutrustning bedöms vara de största utmaningarna. Flera nätföretag lyfter även fram att kostnaderna för transformatorer, kablar och annan elkraftutrustning har ökat kraftigt på senare tid.

En lösning för att komma snabbare framåt och hålla nere kostnaderna anses vara att försöka åstadkomma ett effektivare nyttjande av elnätet, främst via ökad förbrukningsflexibilitet. Våra analyser av 2021 års elanvändning i Skövdes nätområde visar att det finns en tydligt temperaturberoende som helhet, men att det är stora skillnader mellan kundgrupper. Utöver detta varierar elbehovet över dygnet, samt mellan vardag och helg. Det är en viss variation mellan kundgrupper, men majoriteten har sin högsta förbrukning under dagtid (kl. 07-22).

Effekttopparna för hela nätområdet, definierat som effektbehov över 62 MW, är 1-5 timmar långa för 2021 och under perioden 2010–2020 är de 4–10 timmar långa. De inträffar företrädesvis när det är kallt på vardagar kl. 08-12. Maximalt effektbehov varierar dock relativt mycket mellan olika år, dvs. 58–71 MW. Det beror främst på hur kallt det varit och när köldknäppar inträffar, då det är stor skillnad mellan vardag och helg. Även antal timmar över en absolut effektnivå varierar väsentligt mellan olika år.

Det är stora skillnader i utnyttjningstid mellan olika kundgrupper, där lägenheter generellt sett har en låg utnyttjningstid. Det finns dock en kraftig utjämnings effekt

för användare som har spetsig förbrukning då effekttoppar inträffar vid olika tillfällen som det gör för just lägenheter. Ovanstående förhållanden gör det svårt att skapa en elnätstariff som ger kraftfulla, precisa och rättvisa incitament för ett effektivare nyttjande av elnäten. Att elbehov sannolikt kommer att förändras över tid gör att man också behöva följa upp och justera tarifferna så att de fortsätter att vara ändamålsenliga.

Det traditionella säkringstarifferna är väldigt enkla, men ger i princip inget incitament till kunderna att minska sin förbrukning då elbehovet i nätområdet är högt. Den relativt enkla time of use tariffen ger ett ganska svagt incitament för kunderna att dra ned sin elanvändning då elbehovet för nätområdet är högt. Den ger dock ett visst incitament att dra ned elenergibehovet under höglasttid, vilket främst påverkar de kunder som har eluppvärmning.

Effekttariffen blir mer komplex då det tillkommer en komponent som är tidsberoende, men den ger också ett relativt starkt ekonomiskt incitament för kunderna att dra ned sitt effektuttag under det som definieras som höglasttid. De kunder som får högst ökning av elnätskostnaden med en effekttariff är främst lägenhetskunder som ofta har låg utnyttjningstid och vanligen sitt högsta effektuttag under höglasttid.

Samtidigt visar analyserna att effekttariffen i viss utsträckning är ett trubbigt instrument för att reducera effektuttaget då elbehovet är som högst för nätområdet som helhet. Skälet till detta är att de tillfällen då effektbehovet för området är högt, definierat som över 62 MW, endast utgör 29 timmar medan höglasttiden omfattar 1 648 timmar. Detta gör att effekttariffen ger ett generellt incitament att reducera effektuttaget under höglasttid, men det ger inte nödvändigtvis alla kunder ett incitament att dra ned effekt under de få timmar då elnätet är som högst belastat. En fördel med den relativt långa höglasttiden är att man minskar risken för felaktiga incitament lokalt, dvs. man undviker att öka belastningen i nätstationer.

En dynamisk elnätstariff som bygger på effekttariffen, men där det finns ett separat priskomponent just för de timmar som effektbehovet i nätområde är som högst ger ett extra incitament som blir träffsäkert just mot dessa timmar. Samtidigt ligger effekttariffen som grund, vilket gör att det fortfarande finns incitament att generellt hålla nere effektuttaget under höglasttid.

Intervjuer med kunder som får ett högt incitamenten att dra ned sitt effektbehov under topplasttimmarna med en dynamisk tariff visar att det finns både likheter och skillnader mellan dem. Den främsta gemensamma nämnaren är att alla har historiskt sett fokuserat på energieffektivisering snarare än effekt. När det kommer till laststyrning/förbrukningsflexibilitet och att reducera effektuttag skiljer det dock åt en del. Vissa respondenter menar att man har börjat undersöka möjligheterna för denna typ av åtgärder och bedömer att det finns förutsättningar för att både laststyrning och att minska maximalt effektuttag, medan andra bedömer möjligheterna som mycket små. Det finns också de som redan jobbar med att påverka sitt effektuttag, detta till exempel genom att förlägga elbilsaddning till nattetid och använda batterier för att minska effekttoppar. Ingen av de intervjuade hade timprissättning på den inköpta elen och många har i huvudsak fastprisavtal eller en kombination av fastpris och månadspris. Detta ger ju inga incitament att

vara flexibel mot elpriset. En tidsdifferentierad elnätstariff kan då bli det huvudsakliga incitamentet till att vara flexibel.

7.2 DISKUSSION

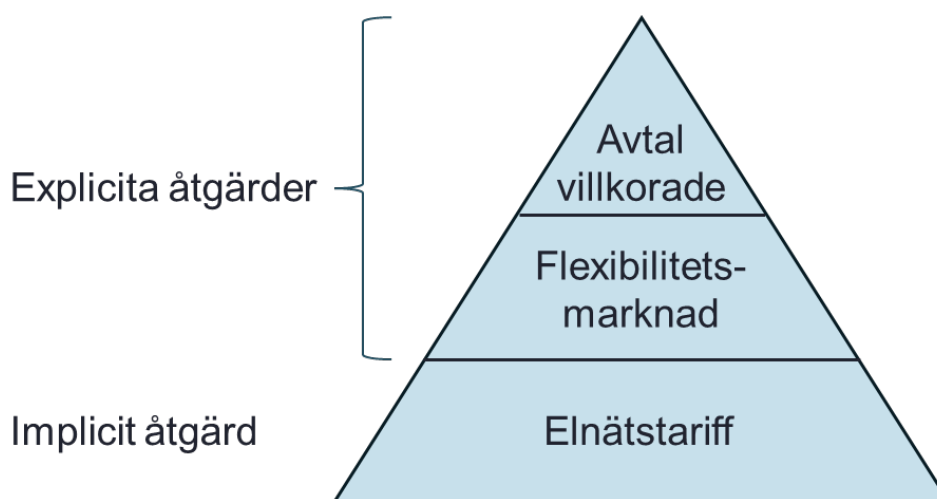
De föreskrifter som Ei gett ut om nya elnätstariffer vilka ska införas av alla elnätsbolag senast 1 januari 2027 har föregåtts av en hel del utredningar. Graden av styrning skiljer sig åt en hel del mellan länder, där vissa myndigheter fastställer en uniform tariff medan andra ger ramar och principer som elnätsbolagen själva ska utforma tariffer utifrån. (Energimarknadsinspektionen, 2022; Energimarknadsinspektionen, 2021; Thema, 2019). Ei har valt den senare varianten vilket är klokt enligt vår bedömning då förutsättningarna kan skilja sig en hel del åt mellan olika elnätsbolag.

Denna studie har visat att effekttariffer kan ge ett generellt incitament som främjar ett effektivt nyttjande av elnäten, även om de inte ger ett helt träffsäkert incitament för att dra ned elanvändningen då nätet är som högst belastat. Om en effekttariff är kostnadsriktig torde den också ett balanserat incitament, vilket innebär att om kunderna inte förändrar sin förbrukningsprofil är det en signal för att de anser det mer önskvärt (kostnadseffektivt) att bygga nät för att hantera ett ökat effektbehov. Detta förutsätter dock att kunderna har adekvat information om hur tariffen påverkar och vilka åtgärder de själva kan vidta. Av denna anledning är det viktigt att elnätsbolag bidrar med information vad de nya tarifferna innebär för kunderna, samt att kunder bygger kunskap om åtgärder de kan vidta.

En korrekt prissättning via elnätstariffen och andra prismodeller kan bidra med stora värden för samhället då det minskar risken för överinvesteringar, vilket sparar pengar och miljö, samtidigt som det bidrar till att inte bromsa samhällsutvecklingen. Det blir i detta sammanhang viktigt att se på hela elsystemet då nätutbyggnad ibland kan vara att föredra, t ex om väderberoende förnybar elproduktion gör de mer samhällsekonomiskt att vara flexibel mot denna istället för att reducera uttaget av maximeffekt i elnätet.

En fråga kopplat till effekttariffer är den sammanlagring som sker i elnäten där särskilt lägenheter, som har låg utnyttjningstid, får betala relativt sett mycket för sitt effektuttag. Samtidigt kan sammanlagring inom en fastighet vara stor, vilket gör att det inte helt korrelerar mot elnätsbolagets kostnader. Dessutom har lägenheter sällan sitt högsta effektbehov samtidigt som hela nätområdet. Frågan är då hur kostnadsriktigt en effekttariff blir för denna kundgrupp, och om det finns behov av att beakta den sammanlagring som sker inom en fastighet.

Elnätstariffen är som sagt grunden som ska ge korrekta incitament i förhållande till elnäten kostnader. Utmaningen är dock att ledtiderna för att bygga elnät är långa, vilket gör att man kan behöva extra incitament för att hantera situationen tills att elnäten hunnit byggas ut. Där kommer framför allt flexibilitetsmarknader och villkorade avtal in i bilden då de kan bidra med dessa extra incitament, Figur 7.1. De kan dessutom bidra explicit genom att ställa krav på kunderna effektuttag, elproduktion eller lagring. Här finns en mängd olika avtalskonstruktioner som kan nyttjas beroende på hur situationen ser ut för elnätet.



Figur 7.1: Perspektiv på verktyg för ett effektivare nyttjande av elnäten.

Vi har också visat på möjligheten att komplettera effekttariffen med en dynamisk komponent som gör att man får ett extra incitament som kopplar väl till de timmarna med högst effektuttag för hela nätområdet. Även om en dynamisk komponent inte ger en garanterad neddragning av effekt vid behov för elnätet kan den minska behovet av främst flexibilitetsmarknader. Ett hinder är dock att en elnätstariff måste vara enhetligt för nätområdet och inte kan anpassas efter lokala förutsättningar, vilka kan skilja sig åt då det rör sig om ett fåtal timmar vid varje tillfälle. Både för en dynamisk komponent och en flexibilitetsmarknad behöver man kunna prognostisera för när effekttoppar kan uppstå och kommunicera detta till kund så att de vet när de ska dra ned sin elanvändning. Fördelen med att en dynamisk komponent är att det inte behövs en marknadsplats, vilket torde kunna bidra till att minska transaktionskostnaderna. Dessutom gör dess enkelhet att kan alla kunder delta oavsett storlek. Lämplig storlek på den dynamiska komponenten torde kunna skilja sig mellan olika elnät, men hur denna avvägning bör se ut kvarstår att svara på. Fördelen med en flexibilitetsmarknad är att de kan tillhandahålla en större säkerhet i att kunder faktiskt drar ned sin elanvändning då det behövs.

I intervjuerna med elnätsbolagen framkommer det tankar kring att ha en frivillig dynamisk tariff för de kunder som önskar det. Tanken är att de som kan vara flexibla ska kunna få ett extra incitament. En potentiell risk med att ha en frivillig dynamisk tariff är dock att endast de som tjänar på att byta till denna tariff utan att förändra sin elanvändning byter, medan de som får en ökad kostnad inte byter. Detta skulle resultera i en minskad intäkt för elnätsbolaget utan någon förändring av maxeffektbehovet i nätet. Därav bör frivilliga tariffer nyttjas med försiktighet, och vidare utredning av förutsättningar för detta bör undersökas.

I studien har vi i viss utsträckning visat att det är relativt stora skillnader mellan kundgrupper gällande hur deras förbrukningsprofil ser ut. Det är därför viktigt att beakta de förutsättningar som gäller för varje nätområde vid utformningen av en effekttariff och om eventuell lämplighet för en dynamisk komponent, flexibilitetsmarknad och villkorade avtal. Som exempel bör man för effekttariffen

utreda för vilka tider höglasttiden ska gälla, då en kortare tid ger skarpare styrning men ökar risken för att skapa nya effekttoppar och att det blir suboptimalt lokalt i nätet. Som tidigare nämnts behöver man följa upp och justera tarifferna regelbundet för att säkerställa att de är ändamålsenliga.

Även om vi inte studerat flexibilitetsmarknader och villkorade avtal i detalj i detta arbete så är de, som vi framhäver i Figur 7.1, viktiga verktyg som nätbolagen kan och bör jobba med vid behov. Elnätsbolagen har enligt ellagen en skyldighet att ansluta nya kunder. I denna skyldighet ingår det att om det inte finns kapacitet i nätet så ska åtgärder som är samhällsekonomiskt motiverade att genomföra för att hantera kapacitetsbristen utföras. Detta innebär alltså att nätbolagen måste undersöka möjligheterna till marknadsbaserad flexibilitet och villkorade avtal. Att identifiera potential och behov av flexibilitet är också något som något som ska ingå i de nätutvecklingsplaner som elnätsbolagen ska ta fram.

Flexibilitetsmarknader och villkorade avtal kan dock komma med utmaningar för både elnätsbolagen och det omkringliggande elsystemet. Flexibilitetsmarknader kan till exempel ha problem med likviditet efter behovet att aktivera flexibilitet i elnäten sker endast någon gång per säsong, vilket kan göra att intresset från flexibilitetsleverantörer blir lågt då de ser att det kan vara svårt att få lönsamhet i affären. Vidare kan både flexibilitetsmarknader och villkorade avtal skapa obalanser i elsystemet både med avseende mot kostnader för balansansvarig aktör och med avseende på frekvenshållningen i systemet. Det finns alltså utmaningar som måste hanteras vid införandet av dessa nya verktyg. För vidare läsning kring dessa se Energimarknadsinspektionens rapporter på området (Energimarknadsinspektionen, 2023a; Energimarknadsinspektionen, 2023d).

7.3 FORTSATT ARBETE

Även om vi i denna studie gett en hel del svar på hur elnätsbolag kan tänka kring sina framtida prismodeller för att nå ett effektivare nyttjande av elnäten finns många frågor kvar att besvara. Några av de som dykt inom ramen för projekt och som upplevs som särskilt aktuella är:

- Att förstå olika kundgruppers förbrukningsprofiler bättre. Analysera hur elanvändning ser ut för olika grupper, vilka är lika varandra och ur vilka perspektiv.
- Mäta effekten av nya elnätstariffer, dvs. hur mycket påverkar de kunderna, vilka kunder förändrar sitt beteende och vilka gör det inte.
- Fördjupad analys av dynamiska tariffer. Exempelvis hur de kan utformas, storlek på en dynamisk komponent, om de bör vara obligatoriska eller frivilliga, hantering av skillnader mellan väderår, kommunikation med kunder och fördjupning kring prognostisering.
- Fördjupad analys om strategi för elnätsbolag med olika prismodeller kontra utbyggnad av nät. Exempelvis hur stor andel är det lämpligt att förbrukningsflexibilitet utgör på kort och lång sikt i förhållande till andra åtgärder, vilka kriterier avgör och hur stora skillnader är det mellan olika nätområden.

8 Referenser

- Blomqvist, P., & Nyholm, E. (2024). *Ett elsystem för elfordon - Fallstudie för Skövde Energi Elnäts nätområde*.
- CEER. (2023). *CEER Paper on Alternative Connection Agreements*.
- Elmarknadsförordningen (EU) 2019/943. (u.d.).
- Energimarknadsinspektionen. (2023b). <https://ei.se/om-oss/statistik-och-oppna-data/natavgifter---elnet>.
- Energimarknadsinspektionen. (2020). *Lokaliseringssignaler i elnätstariffer - Förslag till lagändring*. PM – Ei PM2020:03.
- Energimarknadsinspektionen. (2021). *Elnätstariffer: Statusrapport – från teori mot verklighet*. PM – Ei PM2021:03.
- Energimarknadsinspektionen. (den 26 April 2022). *Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd för utformning av nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet EIFS 2022:1*.
- Energimarknadsinspektionen. (2023a). *Flexibilitet i distributionsnäten - Förutsättningar för ett effektivt nätutnyttjande Ei R2023:05*. Energimarknadsinspektionen.
- Energimarknadsinspektionen. (2023d). *Villkorade avtal Ei R2023:08*. Energimarknadsinspektionen.
- Energimyndigheten. (2023c). *Scenarier över Sveriges energisystem 2023 - Med fokus på elektrifieringen 2050*. ER 2023:07.
- EUDSO Entity and ENTSO-E. (2023). *EUDSO Entity and ENTSO-E DRAFT Proposal for a Network Code on Demand Response*.
- Garcia, J. (2022). *Villkorade avtal för att hantera trängsel i nätet – En kvalitativ intervjustudie av nätägarens möjligheter att villkora elleverans vid anslutning av uttagskunder*.
- Göteborg Energi. (den 25 03 2024). *Effekthandel väst*. Hämtat från <https://www.goteborgenergi.se/foretag/elnet/effekthandel-vast>
- Holm, J., Odenberger, M., Löfblad, E., & Montin, S. (2023). *Visualisering av Sverige framtida elanvändning och effektbehov*. *Energiforskrappport 2023:913*. 2023.
- Jason Harold, V. B. (Oktober 2021). *Preferences for curtailable electricity contracts: Can curtailment benefit consumers and the electricity system?*. *Energy Economics*, s. 02(105454).
- Power Circle. (2022). *Lokala flexibilitetsmarknader*.
- Scheidt, F. v. (2022). *Electricity Tariff Engineering for Integrated Energy Systems*. Karlsruhe Institut für Technologie.
- SFS. (1997). *Ellag 1997:857*.
- SFS: 1997:857 *Ellag*. (u.d.). Hämtat från https://www.riksdagen.se/sv/dokument-och-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/ellag-1997857_sfs-1997-857/
- SWECO. (2022). *Kartläggning av lokala flexibilitetsmarknader*.
- Thema. (2019). *Nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet*. ISBN 978-82-8368-052-2.
- Yalin Huang, Y. H. (2021). *BASELINEMETODER FÖR FLEXIBILITETPRODUKTER RAPPORT 2021:826*. Energiforsk.

ELNÄTENS PRISMODELLER

Elnätstariffer utgör basen för ett effektivt nyttjande av elnäten dels då tariffer är obligatoriska för alla elnätsbolag, dels de ska vara kostnadsriktiga enligt Energimarknadsinspektionens föreskrifter. En utformning enligt föreskrifterna, som har ett visst tolkningsutrymme, visar att effekttariffen ger ett tydligt incitament för att utjämna effektuttaget mellan hög- och låglasttid.

Tariffen blir dock något för trubbigt för att ge tydliga incitament vid de högsta effekttopparna som utgör relativ få timmar, eftersom höglasstiden utgör en stor andel av totalt tid. Att komplettera effekttariffen med en dynamisk komponent bidrar med ett pricksäkert extra incitament då effektuttaget är som högst i nätområdet. Utmaningar är dock att storleken på och antal effekttoppar kan variera kraftigt mellan år, samt att man måste prognostisera effekttoppar och kommunicera prissignaler till kund så att de har en chans att reagera på dem.

Ifall inte elnätstariffer bedöms räcka till för att hantera situationen kan marknadsbaserade flexibilitetslösningar användas, samt i sista hand villkorade avtal. Både dessa typer av metoder kan utformas på flera olika sätt, men båda har möjlighet att ge explicita incitament till skillnad mot en elnätstariff.

Utbildning behövs så att slutanvändare får bättre förståelse för hur incitament i elprisavtal och elnätstariff ser ut och vad man kan tjäna på att vidta åtgärder i form av effektivisering och flexibilitet. Elnätsbolag trycker också på vikten av att bättre förstå kundbeteenden i förhållande till nya elnätstariffer.

Ett nytt steg i energiforskningen

Forskningsföretaget Energiforsk initierar, samordnar och bedriver forskning och analys inom energiområdet samt sprider kunskap för att bidra till ett robust och hållbart energisystem. Energiforsk är ett politiskt neutralt och icke vinstutdelande aktiebolag som ägs av branschorganisationerna Energiföretagen Sverige och Energigas Sverige, det statliga affärsverket Svenska kraftnät, samt gas- och energiföretaget Nordion Energi. Läs mer på energiforsk.se.