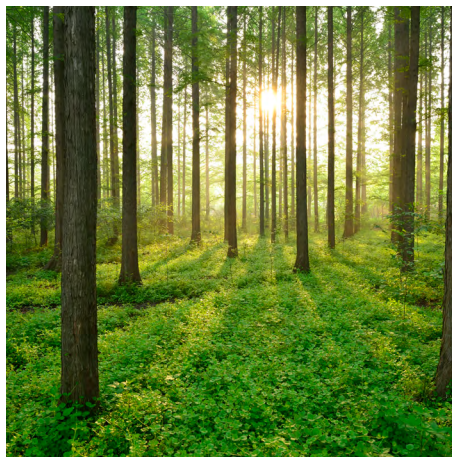
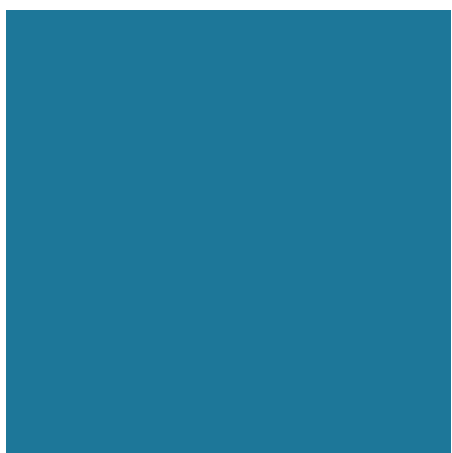


UNISON PRISSIGNAL FÖR ÖKAD FLEXIBILITET

REPORT 2026:1193



ELNÄTENS HÅLLBARA TEKNIK
UTVECKLING OCH DIGITALISERING



Unison prissignal för ökad flexibilitet

Timeffektavgift

EMILIE ANDERSSON, JOHAN BERGERLING, MAGNUS LENASSON, MAGNUS LINDÉN

ISBN 978-91-89917-36-1 | © Energiforsk juni 2026

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Projektet UniFlex - Unison prissignal för ökad flexibilitet ingår i programmet Elnätens hållbara teknikutveckling och digitalisering. Projektet syftar till att utveckla ett unisont ekonomiskt incitament som främjar ökad efterfrågefleksibilitet i form av en timbaserad prissignal som beaktar både elnät- och elmarknadsnytta.

Utvecklingen av prissignalen kommer att ske genom att föreslå hur framåt blickande- och residualkostnader kan fördelas med hänsyn till elkonsumentens nätanvändning, grad av flexibilitet, samt nyttjande av teknik och tjänster som mikroproduktion och energilagring. Projektet har letts av Cajsas Bartusch på Uppsala universitet och genomförts av E Andersson, J Bergerling, M Lenasson och M Lindén på Sweco, med projektets partners, A Ringvall, O Forsman och M Lagerwall samt B Berg och J Lindborg på Ngenic, som aktivt bollplank. Tack till M Jennerholm och C Brundin på Energicentrum Gotland samt till referensgruppen bestående av AÅ Hellström, Eskilstuna Strängnäs Energi & Miljö, E Wiss, Vattenfall Eldistribution, M Chigrichenko, Göteborg Energi och H Hagberg, Ellevo. Stort tack också till programstyrelsen för deras initiativ och stöd:

- Olle Bergström, Jämtkraft Elnät
- Arne Berlin, Vattenfall Eldistribution
- Staffan Bjurulf, Sveriges Ingenjörer (MF)
- Magnus Brodin, Skellefteå Kraft (ordf)
- Josefin Grundius/Christer Flood, Ellevio
- Magnus Lindström, Grid Diagnose
- Fredrik Andersson, Elinorr
- Kalle Mannerback, Jönköping Energi Nät
- Giuseppe Martinelli, Svenska kraftnät
- Tilda Nordin, Mälarenergi Elnät
- Dennis Ossman, Göteborg Energi Elnät
- Johan Ribrant, Nacka Energi
- Göran Sandström, Umeå Energi Elnät
- Magnus Sjunnesson, Öresundskraft Elnät
- Peter Silverhjärta, Energiföretagen Sverige
- Claes Wedén, Hitachi Energy Sweden

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

Ellevio	Karlstads El och Stadsnät	Elektra Nät
Vattenfall Eldistribution	Nätkraft Borås	Gävle Energi
Svenska kraftnät	Falu Energi & Vatten	Hamra Besparingsskog
Göteborg Energi	Borlänge Energi	Hofors Elverk
Statkraft Sverige	Nacka Energi	Härjeåns Nät
Fortum	C4 Energi	Härnösand Elnät
Mälarenergi Elnät	PiteEnergi	Ljusdal Elnät
Öresundskraft Elnät	Trollhättan Energi Elnät	Malungs Elnät
Tekniska Verken i Linköping	Skövde Energi	Sandviken Energi Nät
Skellefteå Kraft Elnät	Hitachi Energy Sweden	Sundsvall Elnät
Umeå Energi Elnät	Energiföretagen Sverige	Söderhamn Elnät
Jämtkraft Elnät	Sveriges Ingenjörer, MF	Åsele Elnät
Jönköping Energi Nät	GridDiagnose	Årsunda Kraft&Belysning
Eskilstuna Strängnäs Energi & Miljö	Elinorr ekonomisk förening;	Dala Energi Elnät
	Bergs Tingslags Elektriska	Övik Energi Nät
	Blåsjön Nät	

Stockholm, mars 2026

Susanne Stjernfeldt, Energiforsk

Här redovisas resultat och slutsatser från ett projekt inom ett forskningsprogram som drivs av Energiforsk. Det är rapportförfattaren/-författarna som ansvarar för innehållet.

Sammanfattning

Projektet syftar till att utveckla ett unisont ekonomiskt incitament som främjar ökad efterfrågefleksibilitet. Genom att införa en timbaserad prissignal som beaktar både elnätets och elmarknadens nytta, avser projektet att optimera elkonsumenters elanvändning.

Projektet inkluderade analyser av olika principer och metoder för timprissättning på elnät, applicerade på data från Sala-Hebys elnät. En fallstudie genomfördes även där Energicentrum Gotlands pilotprojekt om kapacitetsbaserade elnätstariffer applicerades på hela Sala-Hebys nät. Fallstudien och analyser av andra principer utvärderade hur kapacitetsbaserade timpriser påverkar prissignaler och kunder utifrån:

- Val av nivå för fastställande av tillgänglig kapacitet – nätstationsnivå, fördelningsstationsnivå, eller hela elnätsnivån sett till abonnemang mot överliggande nät.
- Lokaliseringssignal – om kunder under olika nätstationer eller fördelningsstationer tillåts ha olika prissignaler baserat på tillgänglig kapacitet i tillhörande station.
- Inställningar så som tillåtet takpris, hur spetsig prissignalen är etc.

Resultaten visar att timpris som baseras på kapacitetsutmaningar på nätstationsnivå kan medföra höga prisspikar för enskilda kunder och stor spridning i kundpåverkan mellan olika nätstationer. Om geografisk tidsdifferentiering inte appliceras och alla elnätets kunder erhåller samma timpris baserat på låg marginal i någon nätstation kan det dessutom upplevas orättvist då många kunder kommer få höga prisspikar utan lokal kapacitetsbrist.

Timmar med låga marginaler i elnätet och höga timeffektavgifter sammanfaller ofta väl med höga spotpriser. För det mesta så adderas de högsta timeffektavgifterna bara till redan höga elhandelspriser, men ibland drivs ett högt totalpris främst av effektavgiften. Antal timmar när totalpriset är över 2 kr/kWh och effektavgiften utgör mer än hälften är 51 st. Swecos simuleringar indikerar vidare att en låg andel intäkter kommer från de ”dyraste timmarna”, vilket är positivt ur perspektivet intäktssäkerhet för elnätsföretaget.

Nyckelord

Elnät, elnätsavgift, timpris, effektavgift, efterfrågefleksibilitet.

Summary

The project's aim is to develop a unified economic incentive that promotes increased demand flexibility. By introducing a time-based price signal that considers both the benefits of the power grid and the electricity market, the project intends to optimize electricity consumers' usage.

The project included analyses of various principles and methods for time-based pricing on the power grid, applied to data from Sala-Heby's power grid. A case study was also conducted where Energicentrum Gotland's pilot project on capacity-based grid tariffs was applied to the entire Sala-Heby's power grid. The case study and analyses of other principles evaluated how capacity-based hourly grid prices affect price signals and customers based on:

- Choice of level for determining available capacity – grid station level, distribution station level, or the entire power grid level considering contracts with the upstream grid.
- Localization signal – whether customers under different grid stations or distribution stations are permitted to have different price signals based on the available capacity of the respective station.
- Settings such as allowed price cap, the sharpness of the price signal, etc.

The results show that time-based prices based on capacity challenges at the grid station level can lead to high price spikes for individual customers and large variations in customer impact between different grid stations. If geographic time differentiation is not applied and all grid customers receive the same time price based on low margin at any grid station, it can be perceived as unfair because many customers will experience high price spikes without local capacity shortage.

Hours with low margins in the power grid and high time-based tariffs often coincide with high spot prices. Most of the time, the highest hourly prices are added only to already high spot prices, but sometimes the high total price is primarily driven by the capacity price. The number of hours when the total price exceeds 2 SEK/kWh and the capacity price constitutes more than half is 51 hours. Furthermore, Sweco's simulations indicate that a low proportion of revenue comes from the "most expensive hours," which is positive from the perspective of revenue security for the grid company.

Innehåll

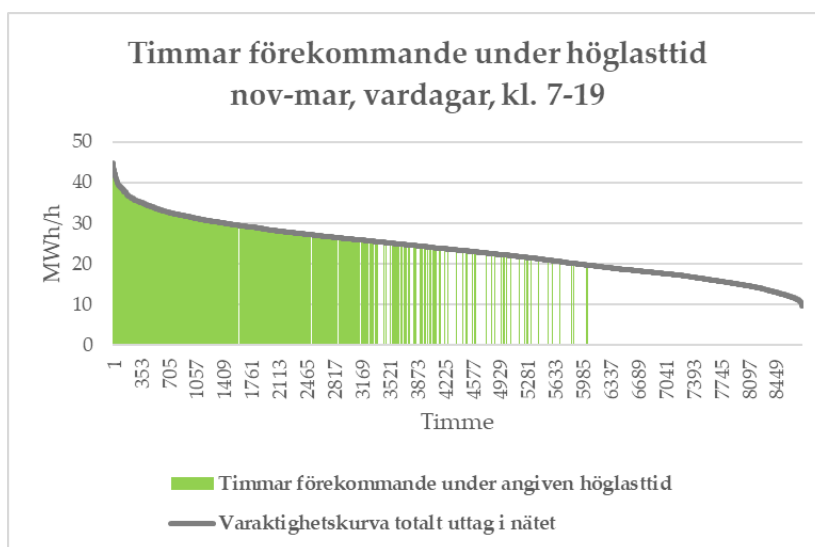
1	Inledning	7
1.1	Bakgrund	7
1.2	Projektbeskrivning	8
2	Metodbeskrivning	9
2.1	dataanalys	9
2.2	Analys av principer med fallstudie	10
2.2.1	Fallstudie Energicentrum Gotlands pilotprojekt kapacitetsbaserade elnätstariffer	11
2.3	Nätavgiftsanalys med utvecklad timprissättning	12
3	Bakgrund	15
3.1	Sala-Heby Energis elnät	15
3.2	Principer för timbaserad prissignal	16
4	Resultat studie Sala-Heby	19
4.1	Fallstudie Gotlands-tariffen	19
4.2	Analys av principer för timprissättning	22
4.3	framtagande/kalibrering av komponenter/koefficienter och fastställande av metod för prissignal	26
5	Diskussion och slutsatser	33

1 Inledning

1.1 BAKGRUND

År 2022 publicerade föreskrifter gällande elnätsavgifter som skulle börja gälla from 2027. Bland annat skulle alla elnätsföretag införa en effektagift med tidsdifferentiering för höglasttid och låglasttid. Under mars 2026 fick Energimarknadsinspektionen i uppgift att upphäva föreskrifterna och göra en ny utredning avseende elnätstariffer. Detta projekt är genomfört utifrån de föreskrifter som stipulerade att höglasttiden ska vara baserad på tidpunkter då elnätet är högt belastat och elkonsumenter ska under dessa tidpunkter erhålla en effektagift. Under låglasttid ska elkonsumenterna erhålla en lägre eller ingen effektagift.

Fastställande av en höglasttid kommer däremot ofta med utmaningen att den behöver vara brett definierad för att täcka de timmar då elnätet riskerar att vara högt belastat. I många fall står ett elnätsföretags 50 högst lastade timmar för 10%, eller mer, av effektbehovet (skillnad mellan den högst lastade timmen och den 51:a). Därefter förekommer det sällan kapacitetsutmaningar i elnätet. Med andra ord är det ofta dessa 50 topplasttimmar som behöver ingå i höglasttiden, för att skicka rätt incitament till elkonsumenterna att styra lasten bort från dessa timmar. De 50 topplasttimmarna har dock ett brett spann och förekommer exempelvis hos många elnät under vardagar mellan kl. 6-22, november – mars. En något smalare variant är mellan kl. 7-19. En bred höglasttid behöver definieras för att skapa täckning för de 50 högst lastade timmarna. Elkonsumenterna får då prissignaler under de högst lastade timmarna, men även under flertalet timmar med god elnätskapacitet och låga elpriser.



Figur 1. Timmar förekommande under höglasttid nov-mar, vardagar, kl. 7-19

God elnätscapacitet innebär i många fall också god tillgång på energi och låga elpriser. För att undvika potentiella målkonflikter där nätavgifter och elpriser ger motstridiga incitament kan spetsigare nätavgifter användas för att skapa en unison prissignal och underlätta optimering av elanvändning ur ett flexibilitetsperspektiv.

1.2 PROJEKTBESKRIVNING

Projektet är en förstudie till en större pilotstudie. Projektet syftar till att utveckla ett unisont ekonomiskt incitament som främjar ökad efterfrågefleksibilitet i form av en timbaserad prissignal som beaktar både elnät- och elmarknadsnytta. Projektet ska föreslå hur olika kostnadskomponenter i en elnätsavgift kan fördelas med hänsyn till elkonsumentens nätanvändning, grad av flexibilitet, samt nyttjande av teknik och tjänster som mikroproduktion och energilagring.

Prissignalen agerar som vägledning och integrerar olika aspekter av prissättningen, och underlättar därmed för elkonsumenter med timprisavtal att anpassa och optimera sin elanvändning för ökad flexibilitet. Dessutom belönas de ekonomiskt för sitt anpassningsbeteende, vilket skapar en "win-win"-situation där elkonsumenter inte bara främjar ökad flexibilitet utan även drar nytta av ekonomiska incitament. Detta innebär även att ökad efterfrågefleksibilitet kommer till nytta för elnätsföretagen, vilket möjliggör ett mer effektivt nyttjande av elnätet samt eventuellt ersätter dyra och komplexa flexibilitetsmarknader med mer dynamisk prissättning. Elnätsföretagen kan även lära sig hur ett mer avancerat nätpris kan tas fram samt förstå vad de behöver ta hänsyn till för att själva erbjuda sina kunder liknande hantering.

Projektet kommer att följas upp av en pilotstudie där prissignalen testas i Sala-Heby Energis nätområde.

2 Metodbeskrivning

Projektet har genomförts i tre huvudsakliga steg: dataanalys, analys av principer och dess utfall inklusive en fallstudie av timprisenätavgift utvecklad av Energicentrum Gotland, och slutligen en nätavgiftsanalys med utvecklad timprissättning.

2.1 DATAANALYS

Projektets analyser är baserat på timdata från elnätskunder i Sala-Heby Energis elnät. Timdata har samlats in för samtliga inmatnings- och uttagskunder tillsammans med metadata så som säkringsstorlek, abonnerad effekt, spänningsnivå, nuvarande nätavgift, nätstation, fördelningsstation. Timdata som analyserats är från perioden 2024-01-01 till 2025-03-31. För slutlig nätavgiftsanalys har perioden 2024-01-01 till 2024-12-31 använts.

Information om kapacitet för nätstationer och fördelningsstationer har även erhållits. För kundägda nätstationer har information om kapacitet ej funnits tillgänglig och dessa har därför exkluderats vid analyser på nätstationsnivå.

Erhållen timdata har kvalitetssäkrats genom ett antal kontroller:

- **Energibalans:** Nätförluster per timme har kontrollerats med hjälp av information om överföring till/från överliggande nät.
- **Antal mätvärden per kund:** Kunder med enbart korta perioder av tillgängliga data eller stora luckor inom perioden har exkluderats.
- **Antal mätvärden per timme:** Totalt antal mätvärden per timme har kontrollerats för att identifiera eventuella perioder av saknade data.
- **Antal kunder:** Avstämning av antal kunder för att säkerställa komplett timdata.

Antal kunder per kundkategori som slutligen använts i analysen efter genomförda kontroller presenteras i Tabell 1.

Kundkategori	Kundtyp	Antal kunder
Lägenhet	Uttag	4 874
16-25A	Uttag	8 124
35-63A	Uttag	594
80-200A	Uttag	210
Effekt LSP	Uttag	63
Effekt HSP	Uttag	12
Totalt uttagskunder		13 877
Mikroproduktion	Inmatning	716
Produktion Småskalig	Inmatning	55
Produktion Storskalig	Inmatning	3
Totalt inmatningskunder		774

Tabell 1. Antal kunder per kundkategori efter genomförda kvalitetskontroller

2.2 ANALYS AV PRINCIPER MED FALLSTUDIE

Efter genomförd dataanalys och kvalitetskontroller har en analys gjorts av hur olika principer för timprissättning baserat på nätkapacitet påverkar prisnivåer. Analysen har utvärderat parametrar så som:

- Vilken nätnivå (nätstationsnivå, fördelningsstationsnivå, abonnemang mot överliggande nät) ska utgöra bas för tillgänglig kapacitet?
- Påverkan av lokaliseringssignaler, hur påverkas resultatet om kunder tillåts olika prissignal baserat på tillgänglig kapacitet i olika delar av elnätet?
- Inställningar för tillåtet takpris
- Inställningar för tillåten marginal till maximal kapacitet

Lokaliseringssignaler är enligt dagens föreskrifter inte tillåtna och ett elnätsföretag får idag inte ta hänsyn till lokal kapacitetsbegränsning eller begränsning i överföring i elnätet. Ett pågående arbete utförs dock av Energimarknadsinspektionen gällande förtydligande av hur lokaliseringssignaler kan införas i beräkningar av nätavgifter. Projektet har därav utrett principer för timprissättning för elnät både med och utan lokaliseringssignaler, för att utvärdera metoder som fungerar med dagens respektive framtida regelverk.

2.2.1 Fallstudie Energicentrum Gotlands pilotprojekt kapacitetsbaserade elnätstariffer

Utöver teoretisk analys av olika möjliga principer har även en fallstudie utförts där timprissättning för elnät enligt Energicentrum Gotlands pilotprojekt¹ applicerats på Sala-Hebys elnät. Pilotprojektets principer för timprisenätavgiften applicerades med samma koefficienter och inga andra justeringar skedde utöver att historiska data användes istället för prognostiserad last. En sammanfattning av pilotprojektets nätavgift presenteras nedan²:

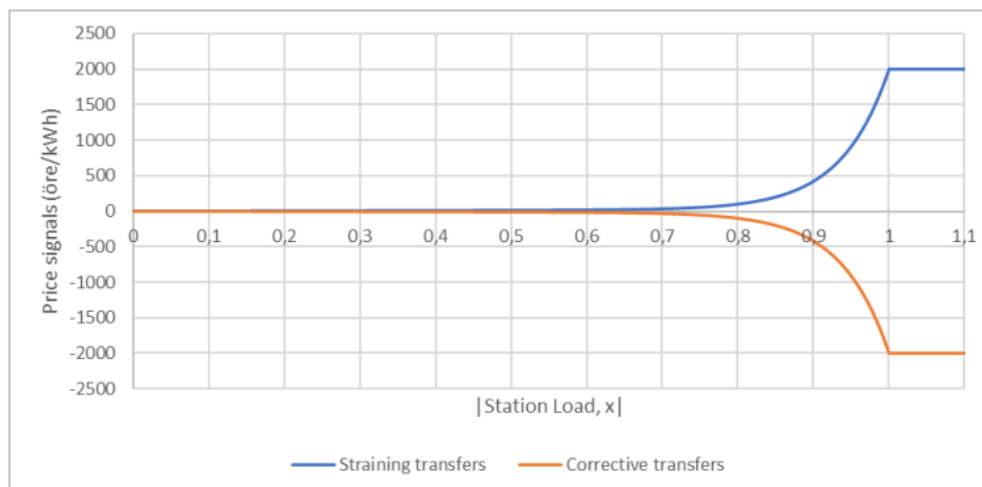
1. **Nätbelastningsavgift (per kWh)** – En dynamisk, stationsspecifik prissignal som återspeglar den lokala nätbelastningen och riktningen av kraftflödet. Den uppmuntrar inte överföringar som ökar belastningen och belönar de som kan hjälpa till att minska den.
2. **Rättvissekostnad (per kW)** – En kapacitetsbaserad kostnad fördelad proportionellt över alla abonnenter, justerad för stationsspecifika skillnader i insamling av Nätbelastningsavgifter. Den säkerställer en rättvis fördelning av infrastruktur och långsiktiga kostnader.
3. **Kundspecifik kostnad** – En fast kostnad per kund för att täcka mätning, fakturering och administrativa tjänster. Denna kostnad är oberoende av användningsmönster eller anslutningsstorlek.

Gotlands pilotprojekt är applicerat på nätstationsnivå, där abonnenter under respektive nätstation får olika prissignaler ("Nätbelastningsavgift") baserat på tillgänglig kapacitet i tillhörande nätstation. I detta projekt har tre nivåer analyserats, där samma princip applicerats på nätstationsnivå, fördelningsstationsnivå och hela elnätet. På nivån hela elnätet har abonnemangsgräns mot överliggande nät använts som mått för att fastställa tillgänglig kapacitet.

Utformande av nätbelastningsavgiften presenteras i Figur 2. Avhjälpande överföring definieras som motsatt riktning till nätstationens nettolast och belastande överföring definieras som samma riktning som nätstationens nettolast. Exempelvis om en nätstation har netto uttag kommer avhjälpande överföring vara produktion och belastande överföring vara konsumtion. Belastande och avhjälpande överföring prissätts på samma nivåer. Figuren visar vidare hur maxpris på 2000 öre/kWh uppnås vid maximal stationsbelastning på 100%. För en prissignal över 200 öre/kWh krävs en stationsbelastning på minst 85%.

¹ <https://energicentrum.gotland.se/project/tariff-2-0-pilottest-for-kapacitetsbaserade-elnatstariffer/>

² <https://energicentrum.gotland.se/wp-content/uploads/2025/05/Tariff-2.0-Interim-Report-in-english.pdf>



Figur 2. Nätbelastningsavgift för avlastande och belastande överföringar enligt Energicentrum Gotlands pilotprojekt³

2.3 NÄTAVGIFTSANALYS MED UTVECKLAD TIMPRISSÄTTNING

En ingång i projektet har varit att den resulterande nätavgiften ska uppfylla föreskriften EIFS 2022:1. Timprissättningen har enbart varit tänkt att motsvara den framåtblickande kostnaden/utnyttjade effektavgiften medan övriga komponenter (kundspecifik avgift, fast avgift och energiavgift) beräknas på samma sätt som om en traditionell månadseffektavgift hade beräknats. En modell har använts där nyckeltal för de olika kundgrupperna samt kostnadsdata för elnätsföretaget tas in, fördelningar beräknas för respektive kostnadspost och slutligen en nätavgift designas utifrån de kostnader som allokerats till respektive kundgrupp.

Utifrån analysen beräknas de slutliga nätavgiftskomponenterna för respektive ny kundgrupp och ger ett resultat enligt Figur 3. Resultatet innehåller både en traditionell månadseffektavgift (den sjätte kolumnen) och grundpriset för den tänkta timeffektavgiften (den sjunde kolumnen, i enheten kr/kWh/h).

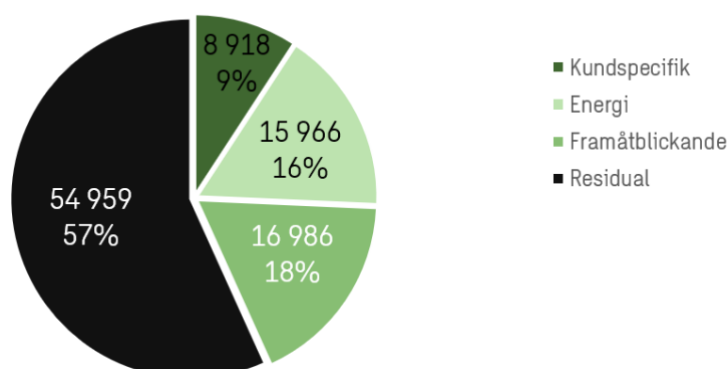
³ <https://energicentrum.gotland.se/wp-content/uploads/2025/05/Tariff-2.0-Interim-Report-in-english.pdf>

Resultat ↓

	Beräknade tariffkomponenter				Använd bara 1 av dessa			
	Kundspecifik avgift (kr/år)	Residualavgift (kr/år)	Energipavgift HL (öre/kWh)	Energipavgift LL (öre/kWh)	HL-tillägg, effekt (kr/kW, mån)	Grundpris timpris	Effekt Bas (kr/kW, mån)	Årseffektavg. Abb. (kr/kW, år)
Lägenhet	607	587	0,00	8,40	18	0,0213	0	0
Effekt 16 A	607	2 274	0,00	8,40	61	0,0258	0	0
Effekt 20 A	607	3 850	0,00	8,40	61	0,0258	0	0
Effekt 25 A	607	4 881	0,00	8,40	61	0,0258	0	0
Effekt 35 A	607	6 716	0,00	8,40	61	0,0258	0	0
Effekt 50 A	607	9 682	0,00	8,40	61	0,0258	0	0
Effekt 63 A	607	12 180	0,00	8,40	61	0,0258	0	0
Effekt 80 A	1 808	15 382	0,00	8,40	61	0,0258	0	0
Effekt 100 A	1 808	19 227	0,00	8,40	61	0,0258	0	0
Effekt 125 A	1 808	24 834	0,00	8,40	61	0,0258	0	0
Effekt 160 A	1 808	38 763	0,00	8,40	61	0,0258	0	0
Effekt 200 A	1 808	38 454	0,00	8,40	61	0,0258	0	0
0	0	0	0,00	0,00	0	0,0000	0	0
LSP Effekt >200 A	1 808	0	0,00	8,40	61	0,0258	0	435
0	0	0	0,00	0,00	0	0,0000	0	0
MSP Effekt	3 151	0	0,00	6,09	18	0,0070	0	290
0	0	0	0,00	0,00	0	0,0000	0	0
Sekundär produktion LSP	130	0	0,00	0,00	0	0,0000	0	0
Sekundär produktion MSP	130	0	0,00	0,00	0	0,0000	0	0
Prod-LSP 44-110 kW	1 808	10 566	0,00	0,00	0	0,0000	0	0
Prod-LSP 110-250 kW	1 808	23 818	0,00	0,00	0	0,0000	0	0
Prod-LSP 250-500 kW	1 808	47 635	0,00	0,00	0	0,0000	0	0
Prod-LSP 500-750 kW	1 808	71 453	0,00	0,00	0	0,0000	0	0
Prod-MSP 0-1500 kW	3 151	68 218	0,00	0,00	0	0,0000	0	0
Prod-MSP 1500-10000 kW	3 151	481 452	0,00	0,00	0	0,0000	0	0

Figur 3. Resultaterande nätavgifter från nätavgiftsanalys

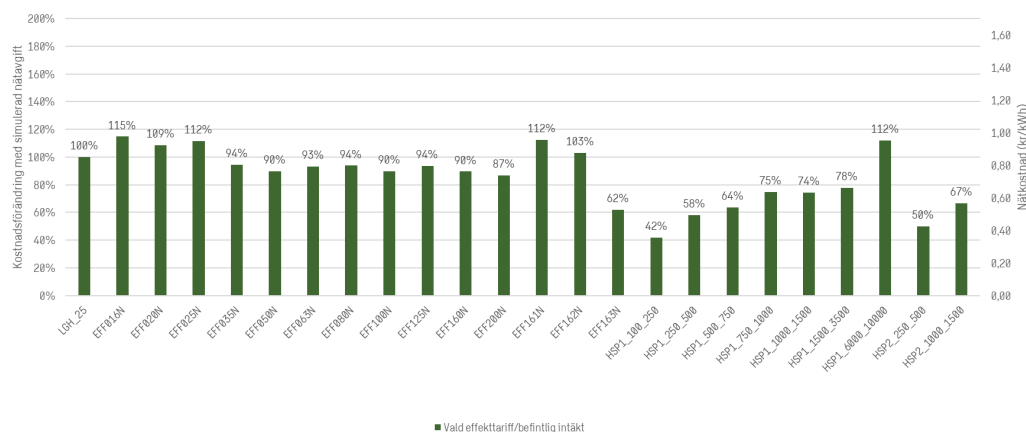
Fördelningen mellan intäkter enligt nätavgiftsanalysen ses i Figur 4.



Figur 4. Fördelning av intäkter [tkr resp %]

Årskostnaden för respektive kundgrupp påverkas inte av valet mellan månadseffektavgift och timeffektavgift och inte heller av hur en timeffektavgift designas, detta då respektive kundgrupp har en viss summa framåtblickande kostnad allokerad till sig som den ska bära. Däremot kan enskilda kunder påverkas avsevärt beroende på hur deras effektanvändning förhåller sig till beräkningen av utnyttjad effekt och hur prissättningen sker av densamma.

Konsekvenserna av nätavgiftsbytet på kundgruppsnivå ses i Figur 5. Konsekvensen redovisas som kvoten mellan gruppens årskostnad med befintlig nätavgift och gruppens årskostnad med ny beräknad nätavgift. En kvot på 110 % innebär alltså en ökning av årskostnaden med 10 %.



Figur 5. Konsekvenser på kundgruppssnivå av nytt nätavgiftssystem. Värderna över 100 % indikerar ökning och vice versa.

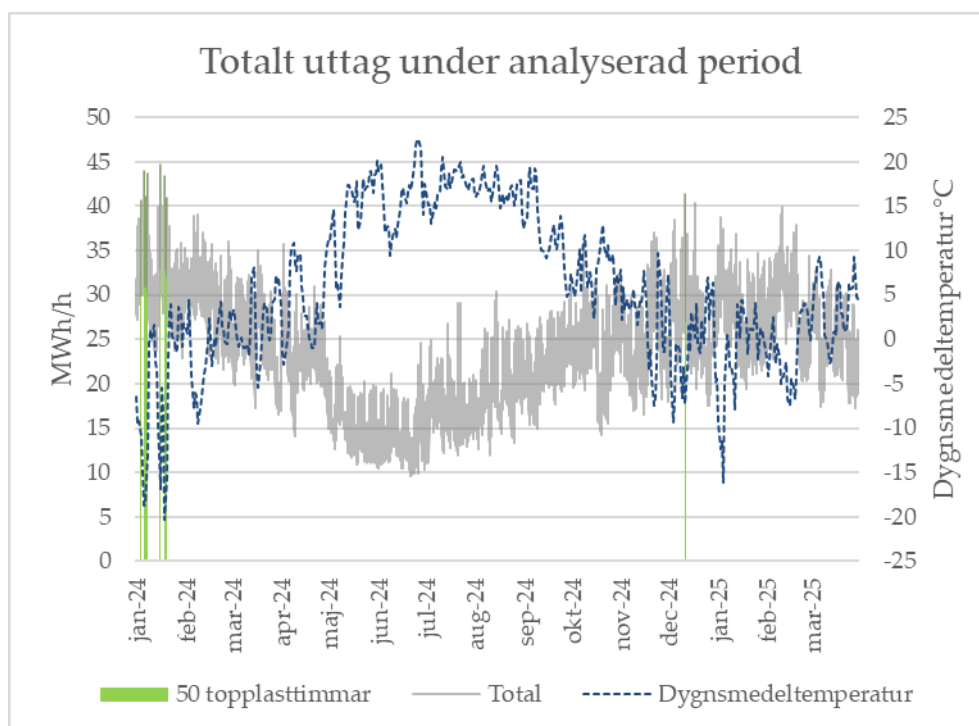
3 Bakgrund

I kapitlet presenteras en fördjupad bakgrund av Sala-Hebys elnät vilket projektets analyser är baserade på, följt av en beskrivning av olika frågeställningar och utmaningar kopplade till utformning av timprissättning på elnät.

3.1 SALA-HEBY ENERGIS ELNÄT

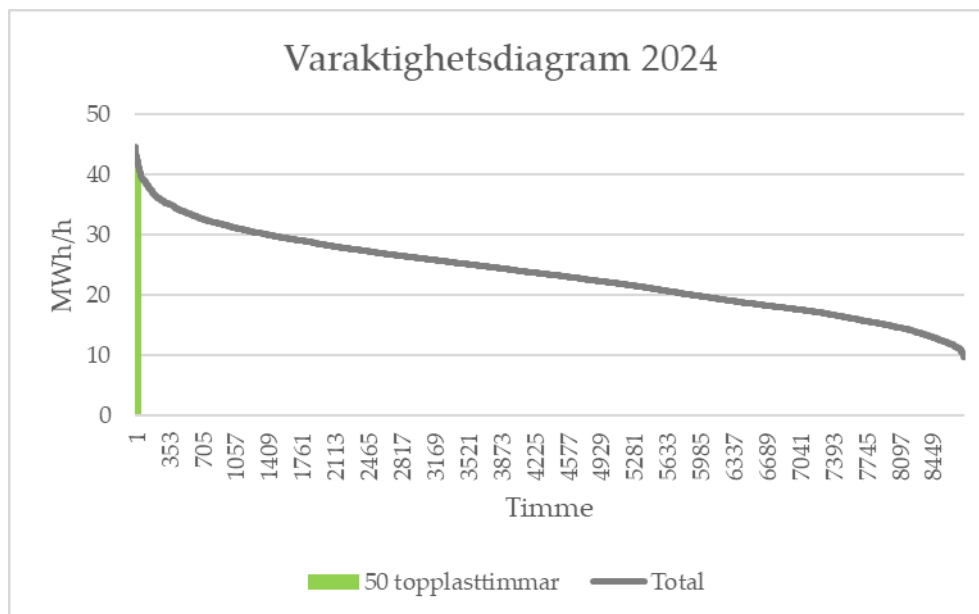
Sala-Hebys elnät utgörs av sex fördelningsstationer och 538 nätstationer. Inom hela nätområdet ingår både stadsnät och landsbygdsnät. På inmatningssidan återfinns solproduktion, vindkraft och ett större kraftvärmeverk.

Under analyserad period var maxuttaget 44,7 MW. Figur 6 presenterar det totala uttaget under hela perioden, tillsammans med dygnsmedeltemperatur. De 50 högst lastade timmarna är även markerade i figuren, vilka kan ses ha en tydlig koppling till låg dygnsmedeltemperatur.

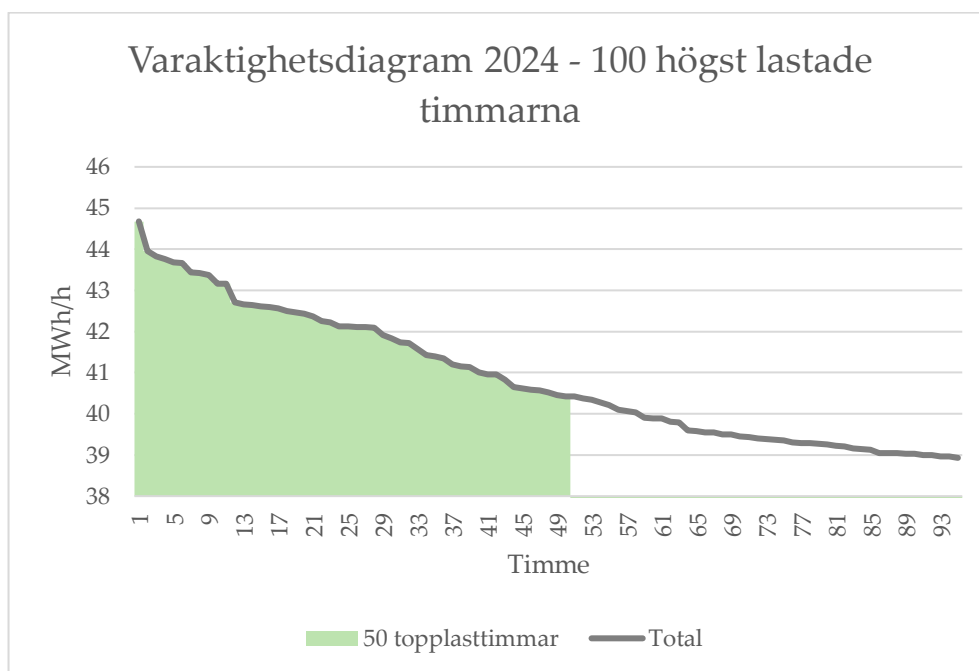


Figur 6. Totalt uttag per timme under analyserad period, med markering av 50 topplasttimmarna

Vidare presenteras elnätets totala uttag i ett varaktighetsdiagram i Figur 7, med de 50 topplasttimmarna markerade. Totalt står de 50 högsta timmarna för 4,2 MW, motsvarande 10% av maxeffekten.



Figur 7. Varaktighetsdiagram för perioden 2024 med 50 högst lastade timmar markerade



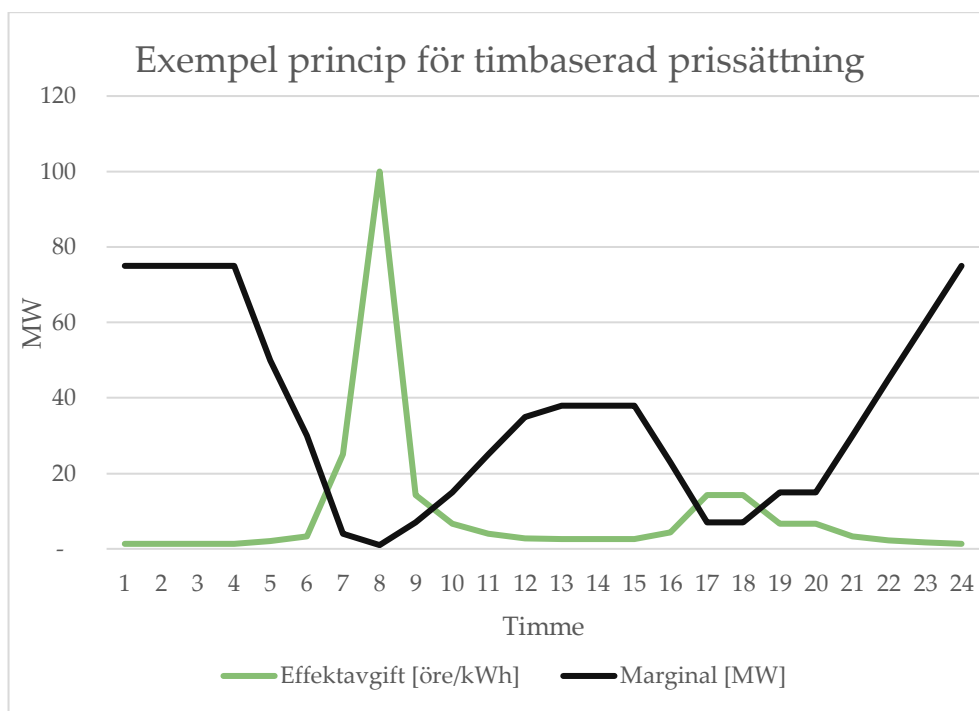
Figur 8. Varaktighetsdiagram för de 100 högst lastade timmarna, för perioden 2024, med 50 högst lastade timmar markerade

3.2 PRINCIPER FÖR TIMBASERAD PRISSIGNAL

Vanligtvis fastställs en fast höglasttid under vintermånaderna november till mars, då det ofta är kallare och större risk för hög belastning i elnätet. Exakta klockslag varierar något mellan elnätsföretag, men vanligt förekommande är kl. 6-22. En smalare variant är även mellan kl. 7-19. Detta

medför ca 1700 respektive 1300 timmar per år som elnätsavgiften medför en höglastavgift. Ofta är det enbart upp till elnätets ca 50 högst lastade timmar belastningen är hög. Se tidigare Figur 1.

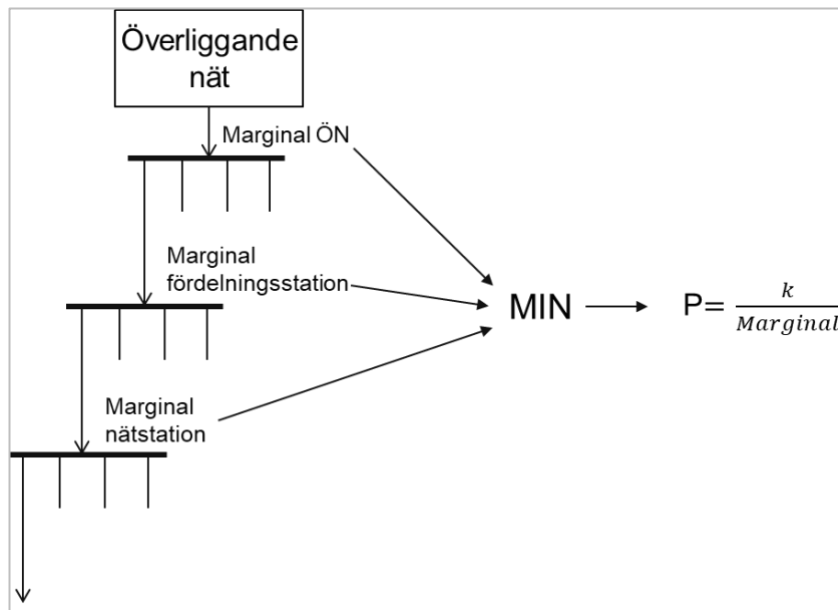
Den generella principen för en timbaserad prissignal för elnät är att utforma priset utifrån tillgänglig kapacitet i elnätet, se exempel i Figur 9. Erhållen prissignal möjliggör då höga priser vid tillfällen då elnätet är högt belastat och lägre priser när det inte finns kapacitetsbrist. Med en kapacitetsbaserad prissignal kommer även behovet av att besluta när och var kapacitetsbrist uppstår. Exempelvis kan det uppstå kapacitetsbrist lokalt i en nätstation, trots att det på hela nätnivån finns gott om utrymme sett till abonnemang mot överliggande nät. Ett annat alternativ är att basera timprissignalen på tillgänglig kapacitet i fördelningsstation.



Figur 9. Exempel som visar principen för utformning av effektavgiften i en kapacitetsbaserad timprissättning för elnät

Utöver val av nätnivå för hur tillgänglig kapacitet ska fastställas behöver även val om eventuell lokaliseringssignal göras. Exempelvis kan olika nätstationer som vid samma tillfälle har olika tillgänglig kapacitet medföra olika prissignaler till elanvändare vid respektive nätstation.

Ytterligare ett exempel som visar en möjlig princip för timprissättning på elnätets "hela kanal" presenteras i Figur 10. Marginalen (tillgänglig kapacitet) beräknas då för hela elnätet, fördelningsstationsnivå och nätstationsnivå. Därefter beräknas timpriset utifrån inversen av den minsta av dessa marginaler multiplicerat med en koefficient.



Figur 10. Exempel princip för timpris baserat på "hela kanalens" marginal

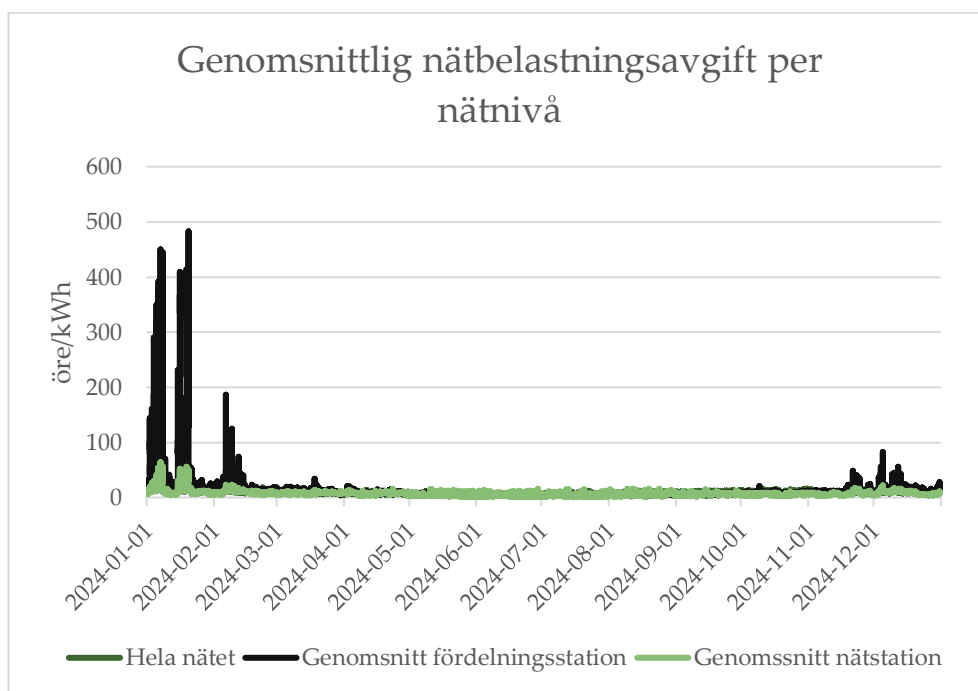
Ytterligare parametrar att ta hänsyn till är exempelvis inställningar om tillåtet takpris och hur "spetsigt" timpriset ska vara. Vilken marginal som önskas kan användas för att ställa in när timpriset ska börja stiga för att skicka signal till elanvändare.

4 Resultat studie Sala-Heby

I detta kapitel presenteras resultaten för de olika delarna utförda i projektet.

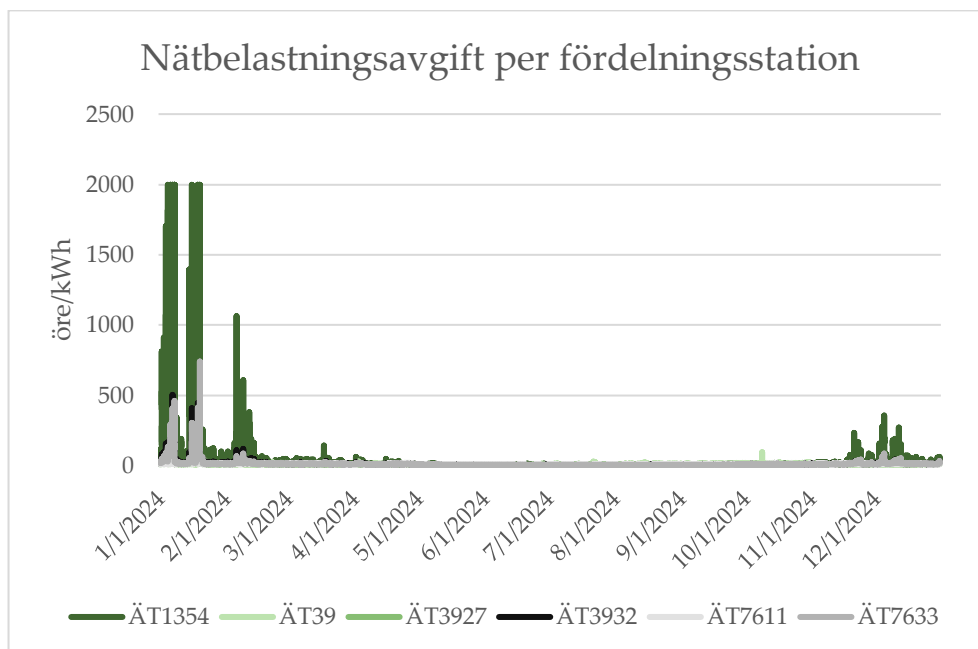
4.1 FALLSTUDIE GOTLANDS-TARIFFEN

I Figur 11 presenteras resultatet för genomsnittlig erhållen prissignal i form av nätbelastningsavgift under året, per nätnivå. Nätbelastningsavgift baserat på tillgänglig kapacitet i fördelningsstation kan ses uppnå markant högre prisnivåer jämfört med nätbelastningsavgift baserat på genomsnittlig tillgänglig kapacitet i nätstationer eller abonnemangsgräns mot överliggande nät. För både hela elnätet och nätstationsnivå (genomsnittligt) uppnås aldrig en prissignal över 100 öre/kWh. Profilen stämmer däremot överens för samtliga nivåer, där högre prisnivåer observeras främst under vintermånaderna december till januari.



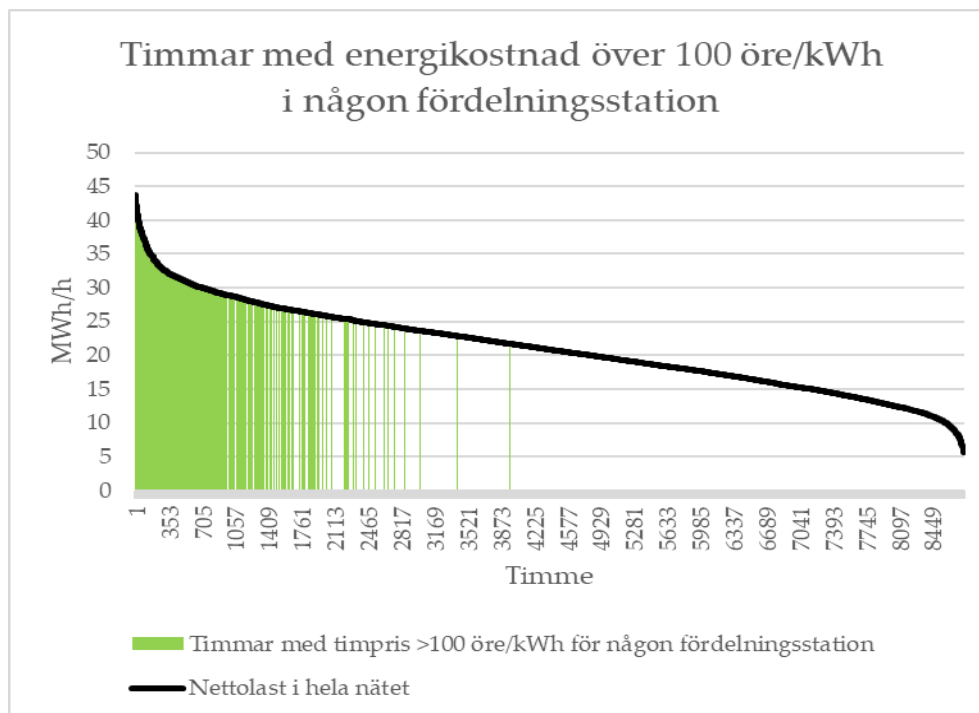
Figur 11. Genomsnittlig nätbelastningsavgift över året för respektive nätnivå

Absolut nivå på nätbelastningsavgiften per fördelningsstation presenteras vidare i Figur 12. En fördelningsstation visar uppnått pristak på 2000 öre/kWh för 100% stationsbelastning för flertalet timmar. Två fördelningsstationer uppnår även nätbelastningsavgifter omkring 500–750 öre/kWh för några timmar. Två av fördelningsstationerna uppnår aldrig en nätbelastningsavgift över 100 öre/kWh.

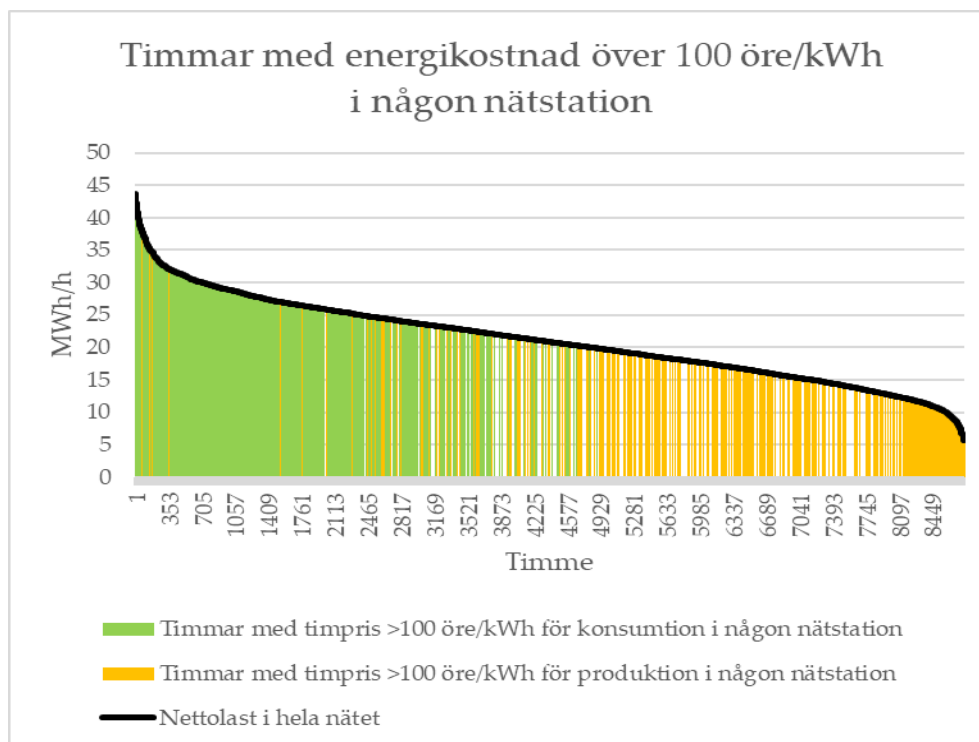


Figur 12. Nätbelastningsavgift per fördelningsstation, med nätbelastningsavgiften baserat på tillgänglig kapacitet i respektive fördelningsstation

Timmar med en nätbelastningsavgift över 100 öre/kWh i någon fördelningsstation respektive någon nätstation presenteras i Figur 13 respektive Figur 14. Med en nätbelastningsavgift som baseras på tillgänglig kapacitet i fördelningsstation erhålls en högre prissignal ca 500 timmar under året. Majoriteten av dessa timmar sammanfaller med timmar som uppvisar hög total last i elnätet. Några timmar förekommer fortfarande där en hög prissignal erhålls trots att totala lasten i elnätet är lägre. På nätstationsnivå förekommer fler timmar, ca 1200, med en nätbelastningsavgift för konsumtion på över 100 öre/kWh. Lokala utmaningar med nettoproduktion framträder även tydligare med ca 460 timmar som ger en hög nätbelastningsavgift för produktion i någon nätstation.

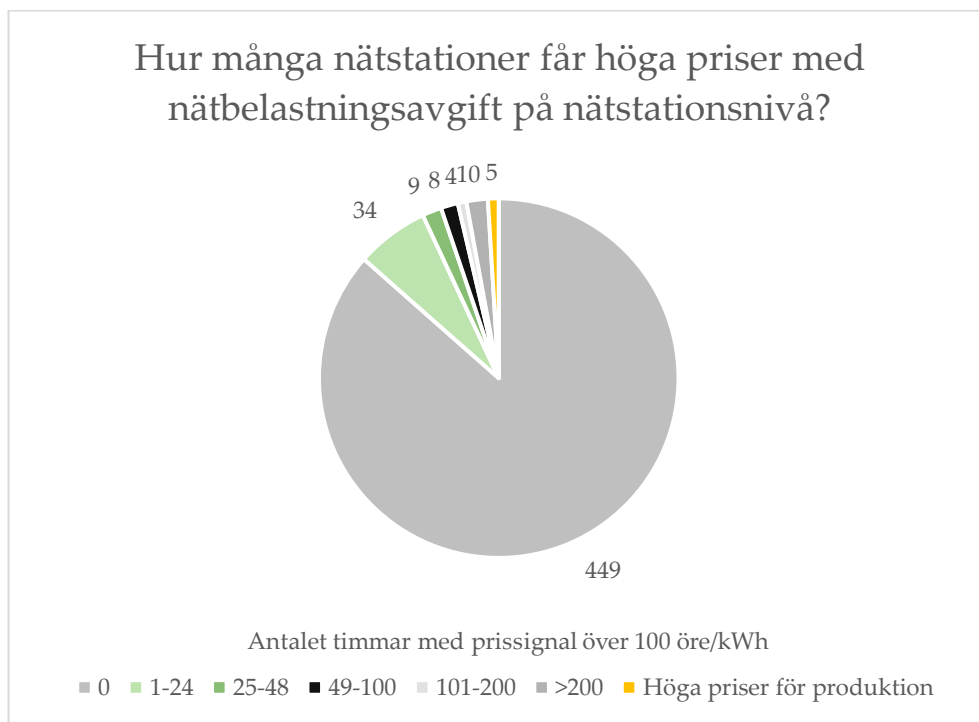


Figur 13. Timmar med nätbelastningsavgift över 100 öre/kWh i någon fördelningsstation. Totalt 515h med en prissignal över 100 öre/kWh i någon fördelningsstation.



Figur 14. Timmar med nätbelastningsavgift över 100 öre/kWh i någon nätstation. Totalt 1200h med en prissignal över 100 öre/kWh för konsumtion och 460h för produktion i någon nätstation.

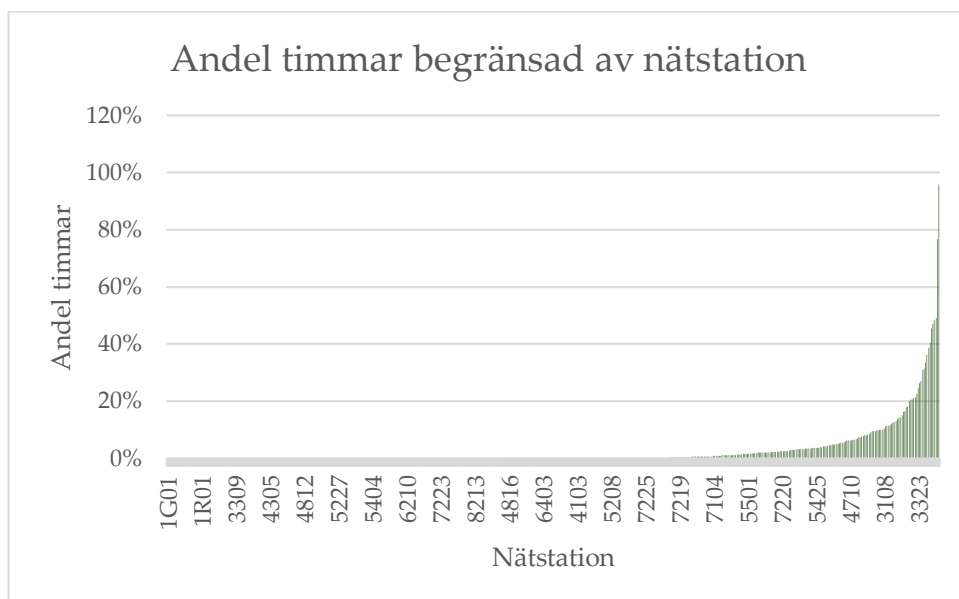
Vidare är antalet nätstationer som erhåller hög nätbelastningsavgift få. Totalt är det 449 av 519 nätstationer som aldrig uppnår nätbelastningsavgifter över 100 öre/kWh. Av kvarstående 70 nätstationer är det 43 som enbart erhåller en hög nätbelastningsavgift upp till 48 timmar.



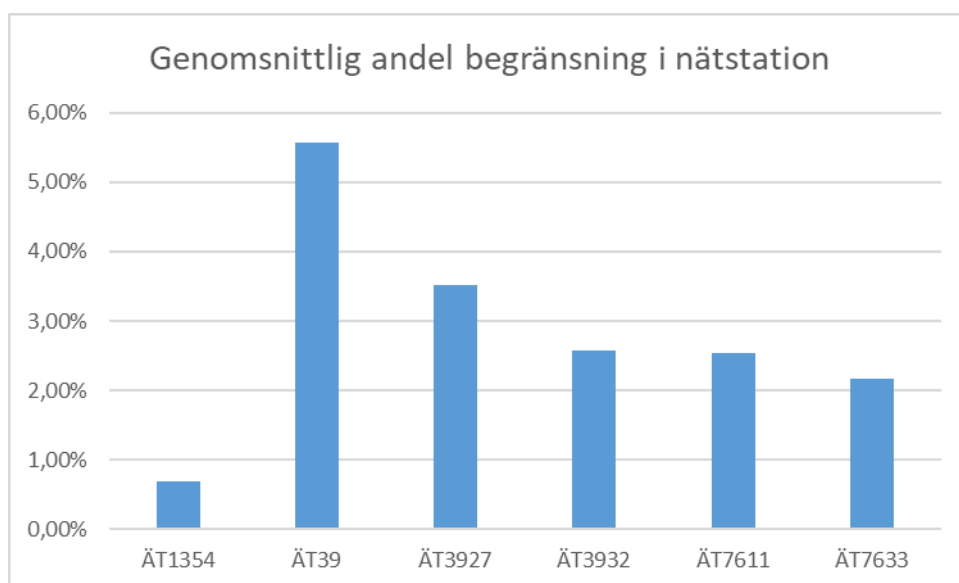
Figur 15. Antalet nätstationer som får en nätbelastningsavgift över 100 öre/kWh, presenterat per antal timmar med hög prissignal.

4.2 ANALYS AV PRINCIPER FÖR TIMPRISSÄTTNING

Analysen av hur olika val för utformning av timprissättning på elnät påverkar exempelvis erhållen prissignal, kunder, etc. presenteras av nedan figurer. Som även framkom i fallstudien av Gotlands-tariffen är det oftast fördelningsstationen som är begränsande. Dock är det några få nätstationer som är mer belastade och där nätstationen utgör den främsta flaskhalsen, se Figur 16 och Figur 17.



Figur 16. Andel timmar begränsad av nätstation (högre belastning i nätstationen än i dess fördelningsstation)

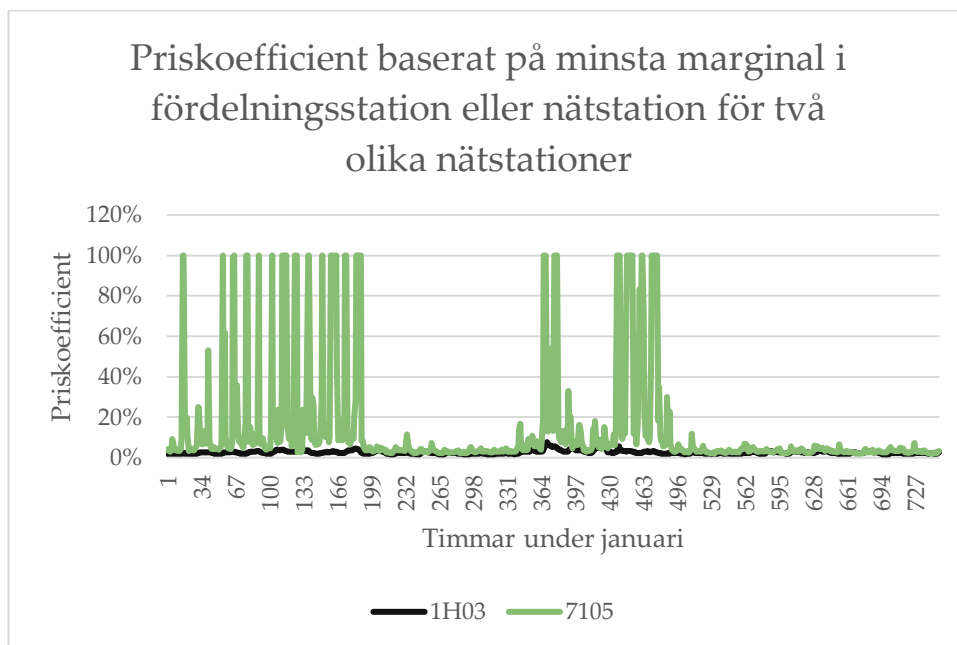


Figur 17. Genomsnittlig andel begränsning i nätstation, per fördelningsstation.

Vidare presenterar Figur 18 skillnaden mellan minsta marginal (tillgänglig kapacitet) för två olika nätstationer. Marginalen som presenteras är den minsta valda mellan marginalen i nätstationen eller tillhörande fördelningsstation. Nätstation "1H03" har alltid sin begränsning i fördelningsstationen, vilken fortfarande är låg vilket resulterar i låga priskoefficienter. Nätstation "7105" har istället alltid begränsningen i nätstationen där marginalen är låg och en hög priskoefficient uppnås flertalet timmar. Med priskoefficient menas en faktor mellan 1% och 100%

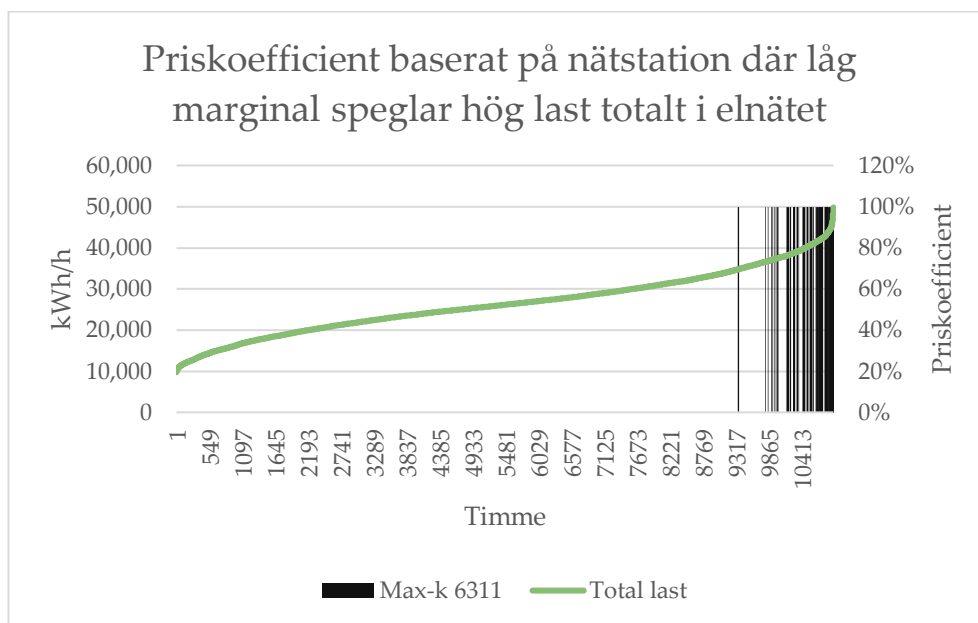
som multipliceras med priset. En priskoefficient på 100% motsvarar alltså de timmar med lägst tillgänglig kapacitet/låg marginal.

Med geografisk differentiering skulle kunder under dessa två nätstationer påverkas av väldigt skilda prissignaler. En fördel med det är att höga prissignaler inte riktas till kunder där lokal kapacitet inte är begränsad. Ett annat alternativ utan geografisk differentiering är en prissignal som baseras på minsta marginal i hela systemet och alla kunder får samma prissignal när det är kapacitetsbrist någonstans i elnätet. Nackdelen med det är att kapacitetsbristen kan vara någon annanstans i elnätet och kunder kan påverkas av onödiga prisspikar.

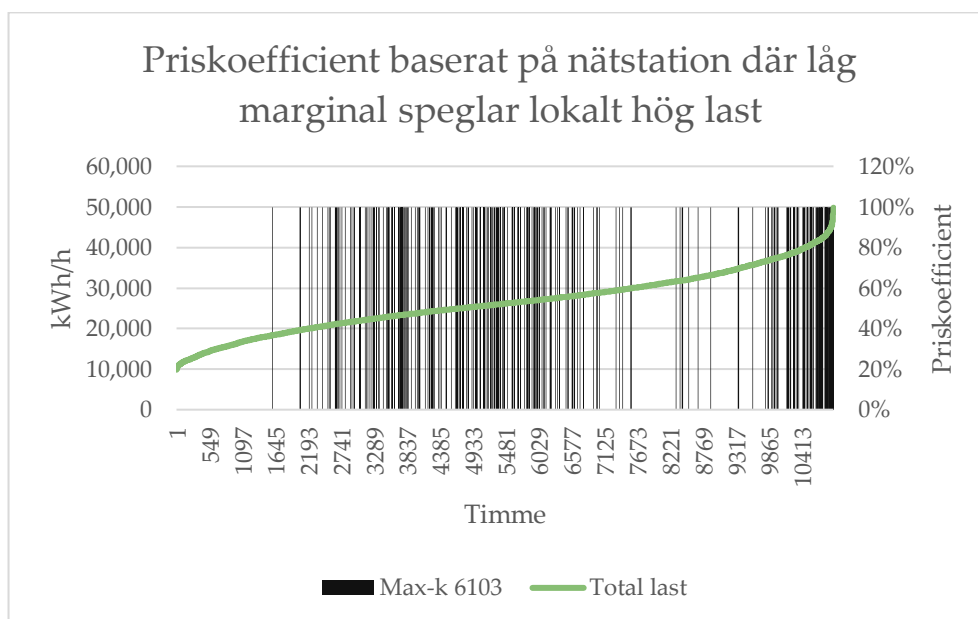


Figur 18. Minsta valda marginal mellan marginal i nätstation och tillhörande fördelningsstation samt motsvarande priskoefficient, för två olika nätstationer

Det skilda beteendet mellan olika nätstationer presenteras vidare i Figur 19 och Figur 20. En timprissignal som baseras på låg tillgänglig kapacitet någonstans i elnätet kan mer eller mindre spegla lokalt höga laster eller hög total last i elnätet.

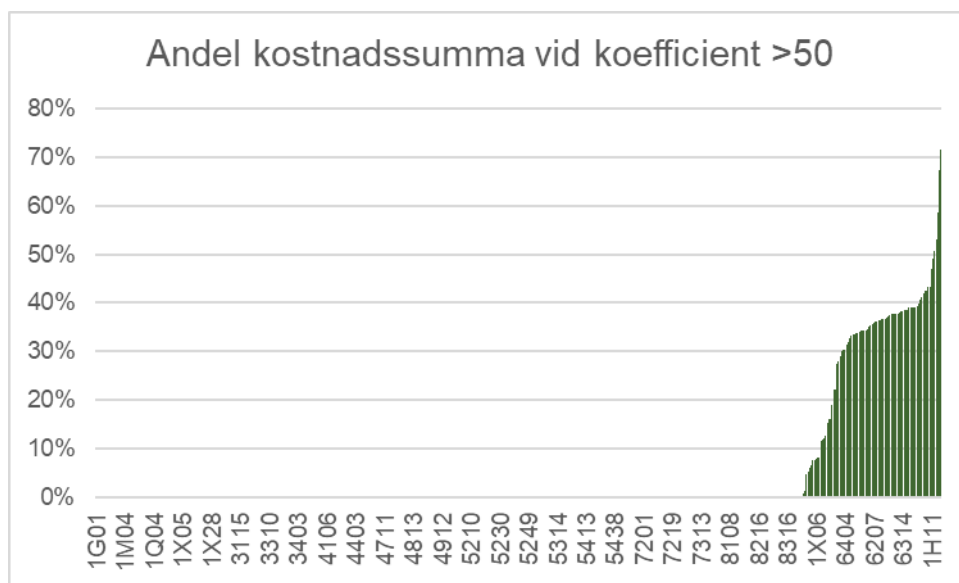


Figur 19. Priskoefficient baserat på nätstation med låg marginal sammanfallande med hög total last i elnätet



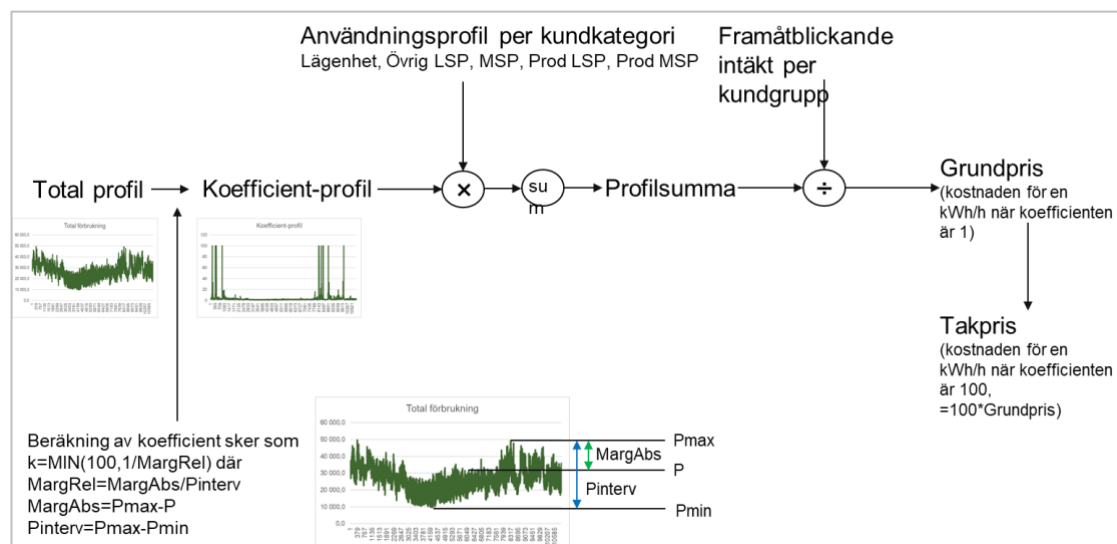
Figur 20. Priskoefficient baserat på nätstation med låg marginal ej sammanfallande med hög total last i elnätet

Vidare har nätstationerna mellan 0 % och 71 % av sin "intäktssumma" över 50 % av maxpriset, se Figur 21. Beroende på vilken nätstation som väljs resulterar det i olika intäktskänslighet. Om alla kunder prissattes efter sin nätstation och fördelningsstation skulle 14 % av elnätsföretagets effektavgiftsintäkter komma från förbrukning som skett vid ett pris över 50 % av takpriset.



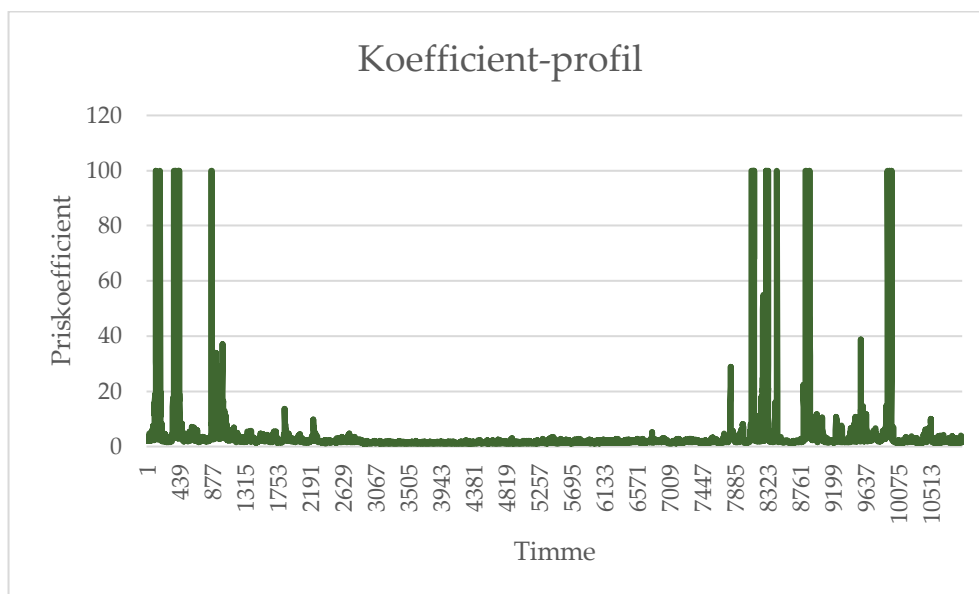
Figur 21. Andel kostnadssumma vid priskoefficient över 50%

4.3 FRAMTAGANDE/KALIBRERING AV KOMPONENTER/KOEFFICIENTER OCH FASTSTÄLLANDE AV METOD FÖR PRISSIGNAL



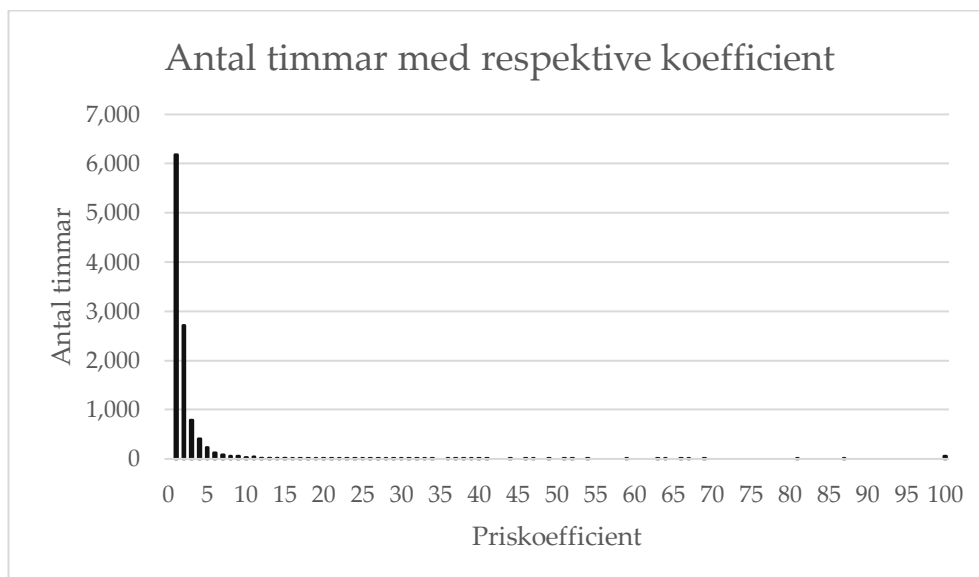
Figur 22. Övergripande princip för timprissättning i nätavgiftsanalysen

En koefficient-profil är framtagen för samtliga kunder, se Figur 23. Profilen kommer se likadan ut för alla kunder men resultera i olika nivåer då olika kundgrupper kostnadsriktigt bär olika kostnader.



Figur 23. Profil för priskoefficient

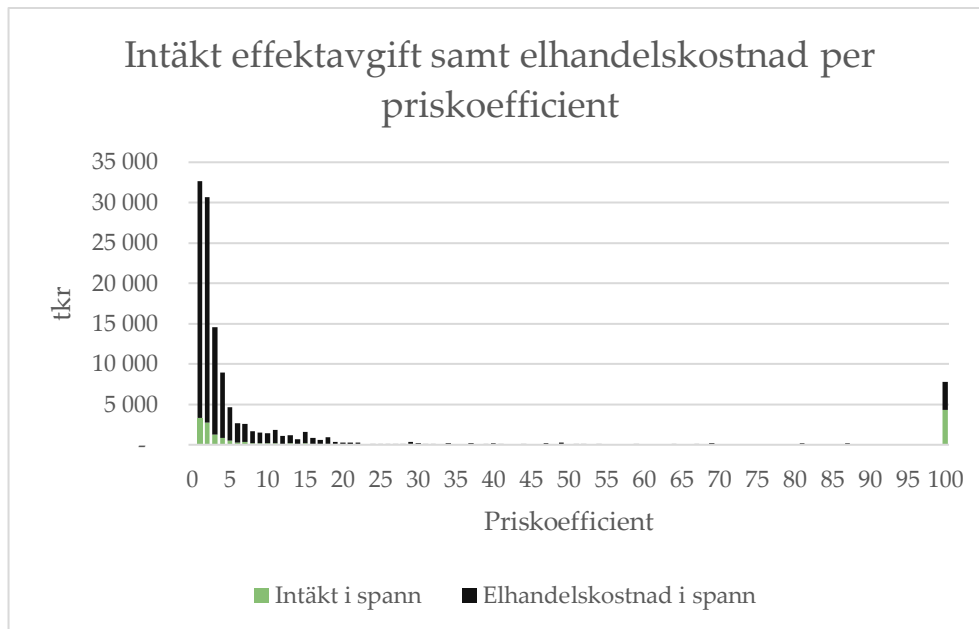
Merparten av timmarna har en låg priskoefficient där den teoretiskt minsta koefficienten är 1. Ett fåtal antal timmar erhåller en priskoefficient på 100.



Figur 24. Antal timmar per priskoefficient

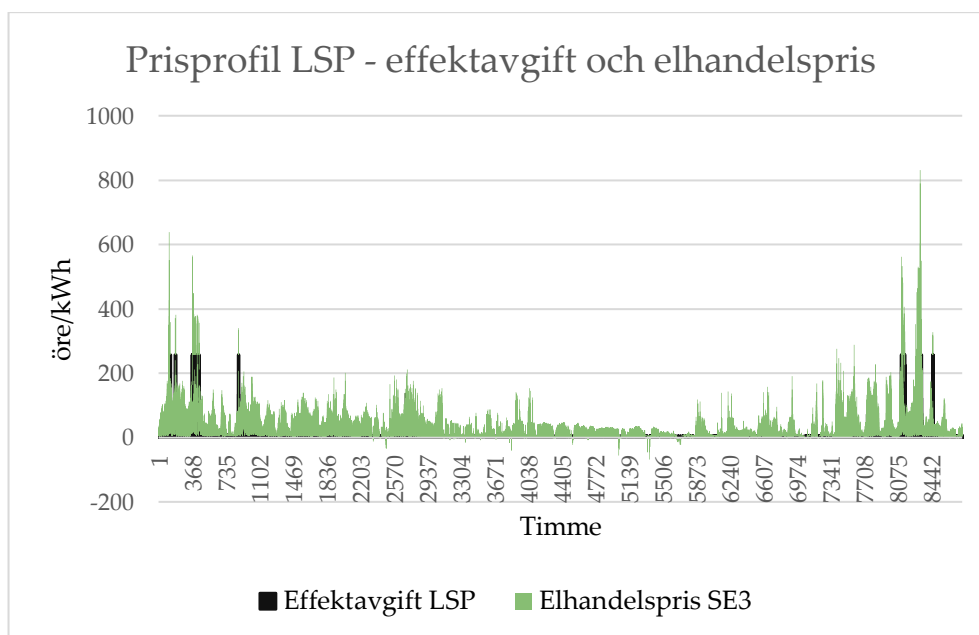
Intäkter per priskoefficient har även analyserats för att utvärdera intäktssäkerhet, se Figur 25. Maximal priskoefficient 100 kan ses ha den högsta andelen intäkter per koefficient för timeffektavgiften. Trots att det enbart är ett fåtal timmar som erhåller denna höga priskoefficient är priset för dessa timmar höga, vilket resulterar i en hög andel intäkt per

koefficient. Figuren illustrerar även att vid de högsta koefficienterna är timeffektavgiften en tydligt större del av konsumentens totala utgift.



Figur 25. Intäkt från timeffektavgift och elhandelskostnad per priskoefficient

Hur timeffektavgiften sammanfaller med elhandelspris för SE3 presenteras i Figur 26. För det mesta så adderas de högsta timeffektavgifterna bara till redan höga elhandelspriser, men ibland drivs ett högt totalpris främst av effektavgiften. Antal timmar när totalpriset är över 2 kr/kWh och effektavgiften utgör mer än hälften är 51 st.



Figur 26. Prisprofil timeffektavgift för LSP-kunder samt elhandelspris SE3

I Tabell 2 presenteras genomsnittlig skillnad per kundgrupp mellan total effektkostnad med en timeffektavgift och månadseffektavgift⁴. De olika typerna av effektagifter är intäktsneutrala totalt sett och ger samma effektintäkt för alla kundgrupper tillsammans. Skillnaden presenteras som total effektkostnad med timeffektavgift minus total effektkostnad med månadseffektavgift, d.v.s. en positiv skillnad innebär i en högre kostnad med timeffektavgift i genomsnitt. Tabellen visar hur lägenheter i genomsnitt betalar lika mycket per år och kund med en timeffektavgift som med en månadseffektavgift. För kundgrupperna 16A till 63A innebär en timeffektavgift i genomsnitt en mindre minskning av effektkostnaden, medan det istället ger en något ökad kostnad för kunder över 63A.

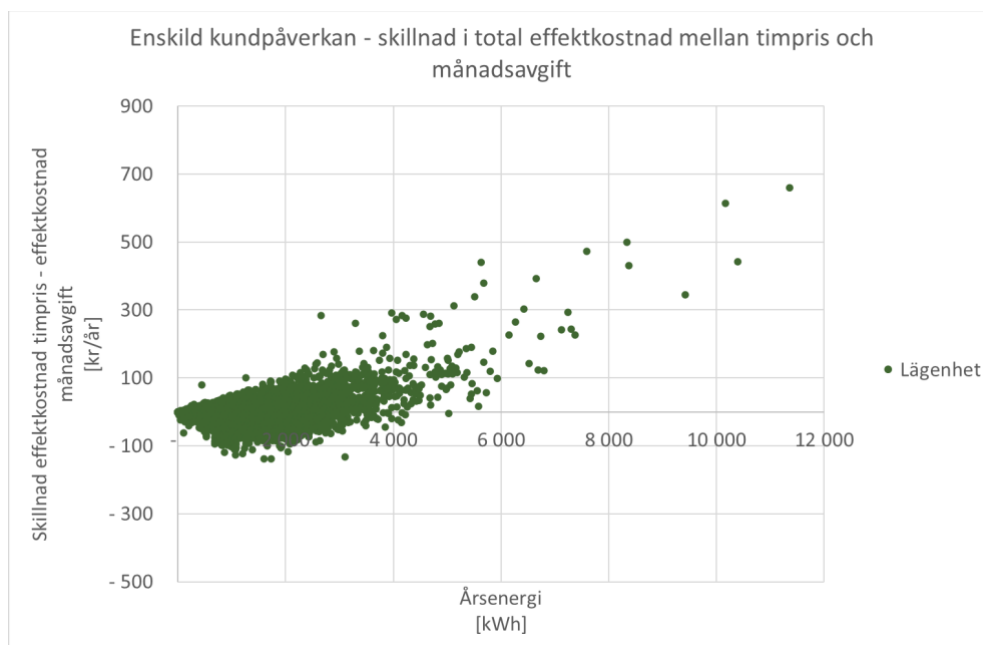
Kundgrupp	Genomsnittlig skillnad per kund [kr/år]	Genomsnittlig effektkostnad per kund - timeffektavgift [kr/år]	Genomsnittlig effektkostnad per kund - månadsavgift [kr/år]
Lägenhet	0	109	109
Effekt 16 A	- 122	641	763
Effekt 20 A	- 67	1 313	1 380
Effekt 25 A	- 43	1 402	1 444
Effekt 35 A	- 20	2 436	2 456
Effekt 50 A	- 138	3 602	3 740
Effekt 63 A	- 23	3 739	3 762
Effekt 80 A	477	6 491	6 014
Effekt 100 A	434	8 804	8 370
Effekt 125 A	1 003	9 550	8 548
Effekt 160 A	1 456	14 128	12 672
Effekt 200 A	2 480	19 377	16 897
LSP Effekt >200 A	8 514	49 614	41 100

Tabell 2. Genomsnittlig skillnad i effektkostnad mellan timeffektavgift och månadseffektavgift

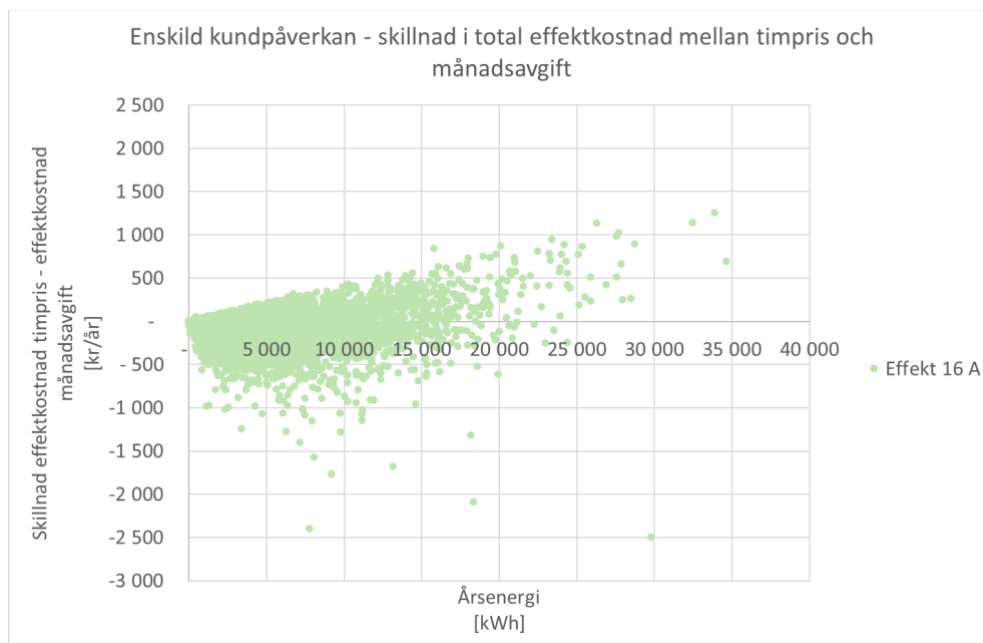
Vidare presenteras spridningen per enskild kunds effektkostnad för ett urval av kundgrupper i Figur 27 till Figur 29. För både lägenhetskunder och 16A-kunder ses ett liknande mönster där högre årsenergi tenderar att ge en något högre kostnad med timeffektavgift än månadseffektavgift. Det finns även stor spridning bland båda grupper hos kunder med samma årsenergi. Exempelvis 16A-kunder med en årsenergianvändning på ca 10 000 kWh/år varierar mellan att erhålla en minskad effektkostnad på 1 700 kr/år upp till att erhålla en ökad effektkostnad på 500 kr/år. En tendens till liknande mönster kan även observeras för kunder i kundgrupperna 80A till

⁴ Analysen har inte tagit hänsyn till lastförändring utifrån givna prissignaler, presenterade effektkostnader och skillnader mellan tariff typer baseras på oförändrat beteende.

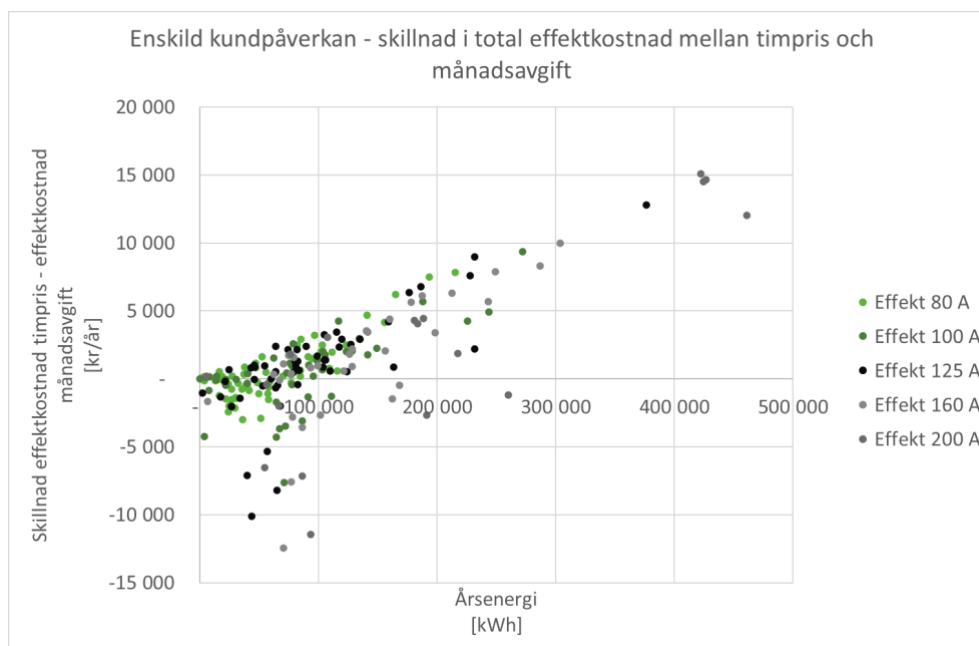
200A med högre effektkostnad någorlunda proportionerligt mot högre årsenergi.



Figur 27. Skillnad i effektkostnad mellan timeffektavgift och månadseffektavgift per enskild kund i kundgruppen Lägenhet, presenterat i kr/år.

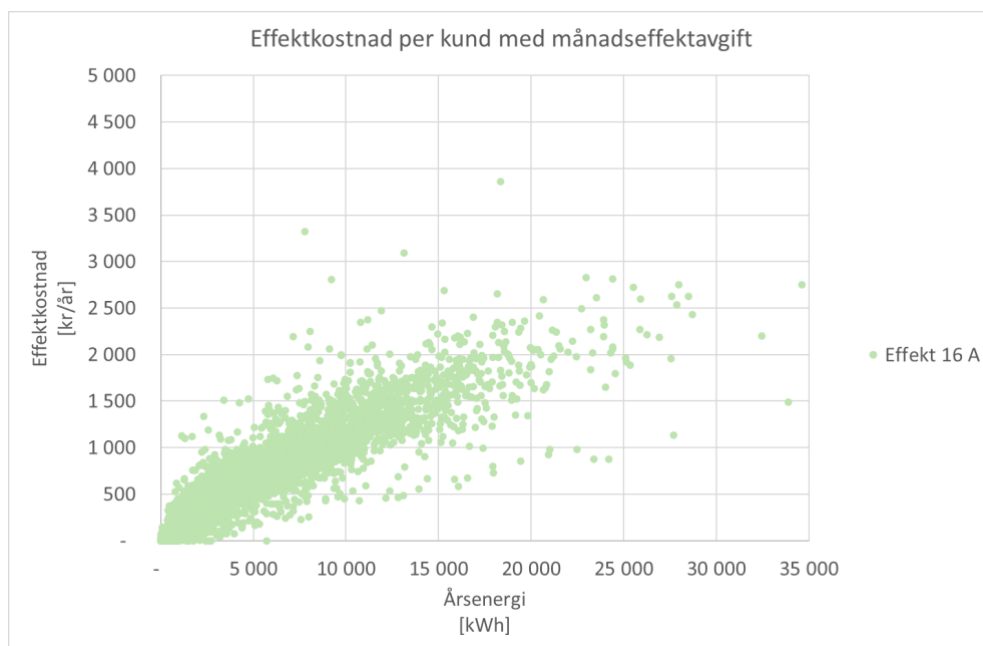


Figur 28. Skillnad i effektkostnad mellan timeffektavgift och månadseffektavgift per enskild kund i kundgruppen 16A, presenterat i kr/år.

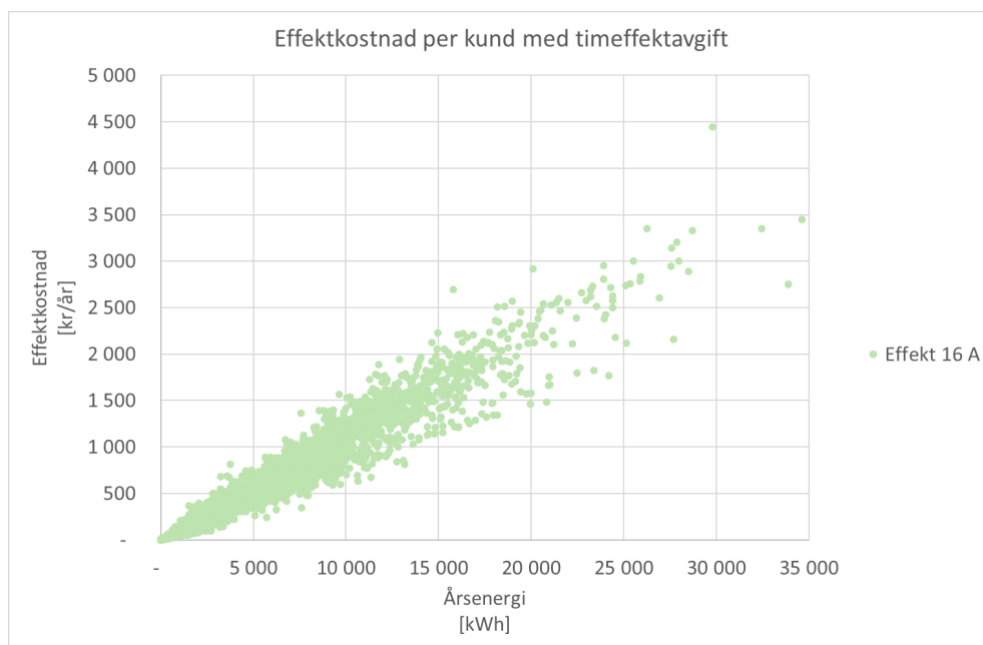


Figur 29. Skillnad i effektkostnad mellan timeffektavgift och månadseffektavgift per enskild kund i kundgrupperna 80A – 200A, presenterat i kr/år.

I Figur 30 och Figur 31 presenteras effektkostnaden per kund i kundgruppen 16A med månadseffektavgift respektive timeffektavgift. För timeffektavgift ses en tydlig korrelation mellan högre effektkostnad och högre årsenergi. Detta mönster kan även observeras för månadseffektavgift men med större spridning. Kunder med en energiförbrukning under 5 000 kWh/år har med en månadseffektavgift en årseffektkostnad på upp till 1 500 kr, jämfört med upp till 750 kr med en timeffektavgift. Detta tyder på att enstaka effekttoppar har större påverkan per kund med en månadseffektavgift. Däremot kan det vara svårare med timeffektavgift att erhålla en lägre effektkostnad om årsenergianvändningen är högre. Timeffektavgiften innehåller många timmar med lågt pris (under 10 öre/kWh/h) och en kund kan hålla låg effekt på månadsnivå men fortfarande använda mycket energi, vilket kommer bidra till högre kostnad med timeffektavgiften då alla timmar räknas även om det är lågt pris.



Figur 30. Effektkostnad per kund med månadseffektavgift, för kundgruppen 16A.



Figur 31. Effektkostnad per kund med timeffektavgift, för kundgruppen 16A.

5 Diskussion och slutsatser

Ett antal slutsatser kan dras från projektet:

- Val av vilken begränsning som används spelar stor roll för kundens upplevelse
 - Välja "nätstationsnivå" men låta det påverka nätavgiften för alla kunder kan upplevas som orimligt och ej rättvist av kund
 - "Nätstationsnivå" med individuellt pris per nätstation kan ge stor skillnad i nätavgift mellan olika nätstationsområden
- Det krävs prognosförmåga på vald begränsningsnivå
- En relativt låg andel av effektintäkterna kommer från "dyraste timmarna" i Swecos simulering

Genomförda analyser visar tydligt hur val av vilka begränsningar och flaskhalsar i elnätet som ska utgöra grunden för en kapacitetsbaserad timeffektavgift har stor spridning i hur kunder påverkas. Timeffektavgifter baserade på nätstationsnivå riskerar att ge höga prisspikar till ett fåtal kunder anslutna till hårt belastade nätstationer och rimligen skapa grogrund för en rättvisediskussion. I alla fall om befintliga kunder påförs timeffektavgifter utan valmöjlighet. Timmar med höga priser för lokala nätstationer sammanfaller inte heller nödvändigtvis med hög total last i elnätet. Vid utformning av timprissättning på elnät är det därför av stor vikt att fastställa vilka typer av kapacitetsutmaningar nätavgiften ska inriktas på.

Vidare kräver timprissättning någon form av prognos för att kunna kommunicera fastställt timpris baserat på prognostiserad marginal i elnätet. Om kapacitetsbegränsningar fastställs på nätstationsnivå krävs även prognos för denna nivå vilket kan vara komplext och medföra högre osäkerhet i prognosen jämfört med prognos på högre nivåer. En nätstation med få kunder kan ha en mycket stokastisk belastning, där en enskild kunds beteendeförändring kan innebära en stor förändring på nätstationens belastning.

I många fall är det möjligt att prognostisera ett helt elnätets marginal på en acceptabel nivå med hjälp av historiska data på konsumtion, produktion och väderprofiler. Däremot kan även spotpriser som indata bidra till en mer tillförlitlig prognos. En prognosförmåga krävs då även för kommande spotpriser då obalanskostnader kan uppstå om ett timpris på elnät kommunicerat efter fastställda spotpriser skapar förändrad elkonsumtion hos kunderna.

Gällande intäktssäkerhet visar Swecos simuleringar på en relativt låg andel av effektintäkterna från timmarna med högst pris. En för stor andel intäkter som kommer från dessa timmar riskerar att elnätsföretaget få för lite intäkter om många kunder reagerar på timprissignalen och ändrar sitt beteende.

UNISON PRISSIGNAL FÖR ÖKAD FLEXIBILITET

Rapportens viktigaste resultat är att en unisont utformad timbaserad prissignal, som tar hänsyn till både elnätets kapacitet och elmarknadens priser, kan skapa tydliga och effektiva incitament för ökad efterfrågefleksibilitet. Studierna visar att kapacitetsbaserade timpriser på nätstationsnivå riskerar att ge stora prisspikar för enskilda kunder och upplevas som orättvisa, särskilt om geografisk differentiering saknas.

Samtidigt sammanfaller timmar med låg nätmarginal ofta med höga spotpriser, vilket innebär att nät- och elhandelspriser i många fall förstärker varandra och ger en tydlig styrsignal till kunderna.

I praktiken innebär resultaten att elnätsföretag bör utforma timprissättning med omsorg kring val av kapacitetsnivå, prognosförmåga och rättvisa mellan kunder. En väl avvägd prissignal kan minska behovet av kostsamma nätinvesteringar, öka nyttan av flexibilitet och samtidigt ge god intäktssäkerhet, eftersom en relativt liten andel av intäkterna kommer från de dyraste timmarna.

Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. www.energiforsk.se