Göteborg Energi

Beslutsunderlag
Datum: 2026-09-23
Diarienummer: 20-2026-0518

Handläggare: Mihail Chigrichenko
Telefon:
E-post: mihail.chigrichenko@goteborgenergi.se

Test av prognosbaserat timpris för elnät

Förslag till beslut

Jag föreslår att Göteborg Energi Nät AB:s styrelse beslutar att

- testet av timpris ska genomföras i enlighet med affärsvillkor och priser i Bilaga 2 samt principer för prissättning,
- VD ges mandat att anpassa tidplan, omfattning inom rimliga gränser vid behov.

Sammanfattning

Göteborg Energi Nät AB (GENAB) har under perioden 2024–2026 utvecklat en ny avgiftsstruktur för elnätet med utgångspunkt i kostnadsriktighet och effektivt utnyttjande av elnätet. Som ett nästa steg föreslås ett test av en prognosbaserad timprismodell för elnät, där effektpriset varierar utifrån prognostiserad belastning i elnätet och övriga kostnadsposter följer tidigare beslutad princip. Syftet med testet är att undersöka om modellen kan ge tydligare och mer träffsäkra prissignaler, bidra till minskat samtidigt effektuttag under höglasttimmar samt skapa bättre förutsättningar för elektrifiering och flexibilitet hos kunderna.

Testet planeras genomföras under 1 års tid med start i december 2026 och omfatta cirka 100 anläggningar med goda möjligheter att styra sin elanvändning och genomförs som en del av produktutvecklingen av framtida elnätsprismodeller. Pilotens omfattning har begränsats för att minimera ekonomiska och tekniska risker samtidigt som tillräckligt underlag skapas för utvärdering.

Bedömning ur ekonomisk dimension

Testet är begränsat i omfattning och därför är eventuell påverkan på GENABs ekonomi marginell kopplad till intäkter. Det fåtalet kunder som tänks delta i Testet gynnas av prismodellen ekonomiskt:

- i proportion till sin flexibilitet på kort sikt via besparingar från undviken rörlig kostnad under timmarna elnätet är högt belastat samt
- via val av en fast avgiftsnivå (avtalad effekt för högspänningskunder) som är nära kundens praktiska elnätsanvändninig.

Bedömning ur ekologisk dimension

Ett begränsat test av prismodell som skapats för en ökad nätutnyttjandegrad bidrar positivt men försumbart till den ekologiska dimensionen.

Bedömning ur social dimension

Påverkan av testet ur social dimension är försumbar då kunderna i testet, på välgrundad information, avgör själva om sitt deltagande och när som helst erbjuds att avsluta sin medverkan.

Samverkan

Ärendet bedöms inte påverka arbetsmiljö eller arbetssätt och ska därför inte samverkas.

Bilagor

1. Urval av kunder till Test
2. Priskurva och affärsvillkor för Test
3. Arbetspaket vid genomförande

Ärendet

Ärendet utgör underlag för beslut om genomförande av ett test som del i produktutvecklingen av prognosbaserat timpris.

Beskrivning av ärendet

Ärendet beskriver bakgrunden till varför, hur och när ett test av prognosbaserat timpris bör genomföras samt belyser de risker som har identifierats. Vidare innehåller ärendet bakgrund till varför kunder skulle vilja vara med i testet samt en beskrivning av prismodellens utformning och viktiga differenser mot en mer traditionell prismodell. Även konkreta prisnivåer, inklusive dessa beroende på nettobelastning, samt affärsvillkor för deltagande i testet delges i bilagor.

Bakgrund

Under 2024, 2025 och första delen av 2026 genomfördes en större översyn av nätavgifterna med syfte att granska dessa i relation till Ei:s föreskrift EIFS 2022:1 och föreslå förändringar för att anpassa avgifterna efter denna.

En väsentlig del av översynen är ärende 20-2025-0456 ”Ny elnätsavgiftsstruktur” (2025-08-27) där principer för fördelning av kostnader med omfördelning mellan och inom kundgrupper fastställdes utifrån kostnadsriktighet. Det beslutades också om valbarhet mellan prismodeller, där Time-of-Use valdes som ordinarie prismodell medan prognosbaserat timpris valdes som ett valbart alternativ för aktiva elnätskunder.

I ärende 20-2026-0208 ”Prismodell elnät i ljuset av regeringens uppdrag till Ei” (2026-03-31) beslutades att ”fortsätta utvecklingen av dynamiskt prognosbaserat timpris” trots att Time-of-Use-modellen inte infördes som ordinarie prismodell enligt tidigare plan i väntan på resultatet av Ei:s utredning i och med regeringsuppdraget (KN2026/00582). Nästa steg i utveckling är att genomföra ett test av prognosbaserad timpris.

Test av en principiellt ny prissättning för elnät

Prognosbaserat effektpris är ett nytt sätt att prissätta elnät där syftet är att skicka tydligare prissignaler till kund, som då får bättre förutsättningar för att styra sin elanvändning, och i och med detta uppnå ett bättre utnyttjande av elnätet. Det prognosbaserade timpriset riktar in sig på ett fåtal dimensionerande timmar när nätbelastningen förväntas bli hög, i stället för bredare och fördefinierade tidsspann. Under övriga tider (90-95% av årets timmar) stimuleras elektrifieringen av transport och industri genom ett relativt lågt pris på effektuttag.

Som en del i produktutvecklingen föreslås nu ett test av timprismodellen med ca 100 anläggningar (se Bilaga 1 Urval av kunder till test). Testet fokuserar på att maximera nyttjandet av deltagarnas styrningsförmåga och i och med det avstå från effektuttag (och om möjligt mata in effekt) under de för elnätet högst belastade timmarna. Avsikten är att inkludera de kundtyper som anses ha störst möjligheter att anpassa sin elanvändning. Det är av stor vikt att löpande ha kontakt med deltagarna och på så sätt säkerställa att båda parter får ut så mycket som möjligt av testet och att grunden läggs för en bra prismodell; produktutveckling tillsammans med kunder.

Timprismodellen har följande huvudsakliga syften:

- Bättre utnyttjande av befintlig nätkapacitet
- Ökad sammanlagring av effektuttag
- En mer pricksäker prissignal som är enklare för kunderna att följa och bidra med flexibilitet

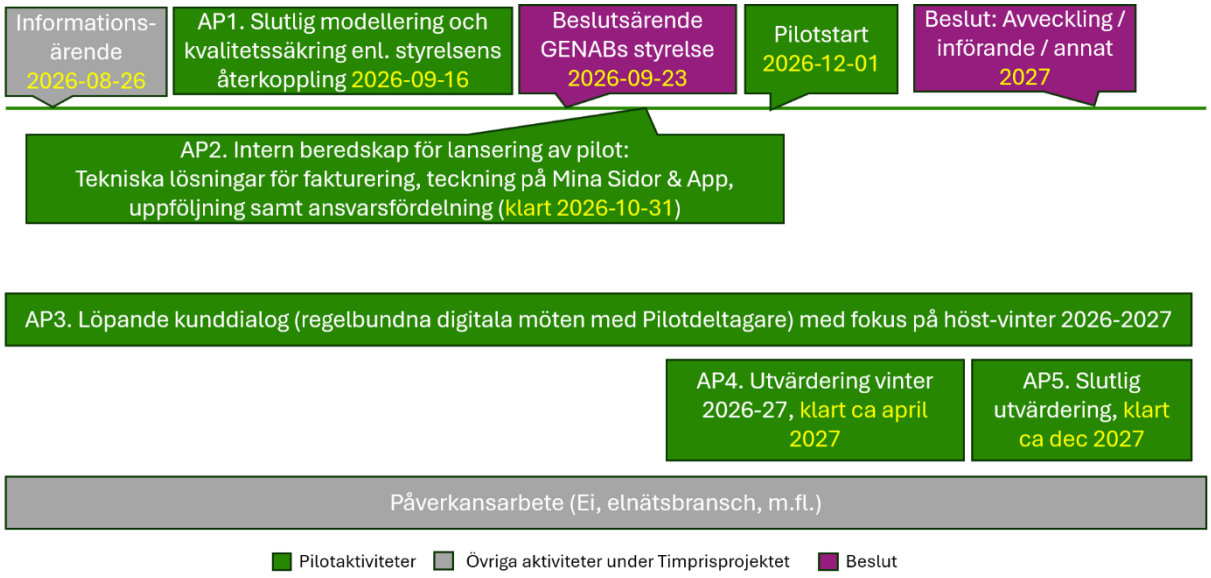
Syftet med testet

Testets syfte är:

1. analysera hur prismodellen påverkar nätutnyttjande genom minskat samtidigt effektuttag
2. visa var/hur involverade kunders upplevelse påverkas
3. ge insikter till bransch och reglermyndighet från denna typ av prismodell
4. stötta vägval för nästa steg i utvecklingen av prismodeller för elnät

Tidplan

En mer detaljerad beskrivning av arbetspaket 1-5 (AP 1-5) finns i Bilaga 3 Arbetspaket vid genomförande.



Risker

Regulatoriska

Pilottariffer enligt ellagen (4 kap. 31 §) sker utan godkännande från Ei, elnätsbolaget som vill genomföra en pilot/test ska enbart informera Ei innan piloten inleds. Kommande version av ellagen, elmarknadslagen, kommer inte att innehålla en liknande bestämmelse vilket betyder att elnätsbolag fortsatt har friheten att genomföra tariffpiloter: de är vare sig förbjudna eller reglerade efter 2027-01-01[1]. Detta innebär att testet behöver uppfylla grundläggande krav på utformning av nättariffer och att bevisbördan ligger starkare på GENAB. Utmaningen ligger i att uppfylla krav på icke-diskriminering. En utgångspunkt skulle kunna vara att antalet anläggningar inte ses som en skarp gräns och att tydliggöra tekniska krav på anläggningen som ska delta vilket skulle kunna utgöra grund för att objektiv avgränsning av testet.

Ekonomiska

Risken för ekonomisk (och även teknisk) påverkan på GENABs leveranser och resultat hanteras genom begränsning av testets omfattning till ca 100 anläggningar och kundernas placering i nätet.

[1] Bekräftat av Ei i ett telefonsamtal den 2026-08-17.

Den potentiella förlusten av intäkt från fast avgift med både ToU och timprismodellen kommer från kundens möjlighet att välja en lägre nivå på avtalad effekt (som ska visa det maximala uttaget per år i kW) än vad som beräknats men är mycket begränsad i omfattning på grund av antalet kunder.

Övriga

Det finns en risk att inte tillräckligt många kunder med lägre effektuttag (max 63 och över 63A) ansluter sig till testet eftersom de brukar anlita en möjliggörande partner (aggregator). Detta på grund av att det relativt begränsade antalet anläggningar som får prissignalen ger för litet incitament för möjliggörande partner, d.v.s. en affärsmodell baserad på styrning av elbilsladdning, batterier och övriga styrbara resurser, att stötta slutkunderna i testet. Ett lågt antal faktiska deltagare betyder mindre statistisk signifikans samt en eventuellt större stödinsats som krävs från Göteborg Energi för att kompensera för avsakaden av möjliggörande bolag under pågående dialog.

Beskrivning av principer i prismodellen

Utifrån innehållet i den analys Ei gjort i konsekvensutredningen för upphävandet av föreskrift EIFS 2022:1 finns det anledning att tro att kostnadsriktighetsprincipen fortsatt kommer att vara en generell princip vid utformning av prismodeller för elnätsavgifter i Sverige. Detta är också en grundläggande princip i GENAB:s arbete med utformning av ny avgiftsstruktur.

Prognosbaserat Timpris vilar även på övriga principer i ärende ”Ny elnätsavgiftsstruktur” (2025-08-27) och består, likt den befintliga valbara prismodellen, av tre komponenter:

- fast avgift
- energiavgift
- effektavgift

Fast avgift (kr/kW/år) täcker kostnader som inte direkt beror på effekt- och energianvändning utan de finns oavsett dessa, på ett årsperspektiv. Till exempel drift och underhåll, IT-system och administrationskostnad samt kostnader mot överliggande nät. De fördelas enligt spänningsnivå och enligt teoretiskt maximalt effektuttag som en anläggning kan ha under ett år.

Elnätskunder på 130kV och 10kV föreslås betala enligt en avtalad maximal effekt. Lågspänningskunderna kan välja en nivå på maximalt effektuttag. Dessa nivåer är:

- 6, 10, 14, och 43 kW för uttagskunder på Max 63A
- 100, 150, 200, 250, 400 och 400+ kW för uttagskunder på Över 63A

Energiavgiften (öre/kWh) ska täcka förlusterna som sker i elnätet inklusive överliggande nät. Förlusterna är högst i lågspänningsnätet och lägst i högspänningsnätet, därmed finns ett pris per kWh för varje spänningsnivå. GENABs kostnader för att köpa el för förlusterna på elhandelsmarknaden inkluderas här. För inmatningskunder är energiavgiften med minustecken och kallas nätnyttoersättning.

Effektavgiften (kr/kW) består av (ca 85%) kapitalkostnader, och det exakta timpriset styrs av prognosen på belastningen av elnätet. Bindande pris anges för varje timme dagen före medan ett delvis bindande pris (+/-20% från prognospris) anges tre dagar före utifrån den maximala avvikelsen.

Kostnaden för varje spänningsnivåkurva kommer från två principer för fördelning av effektkostnader mellan olika kundgrupper:

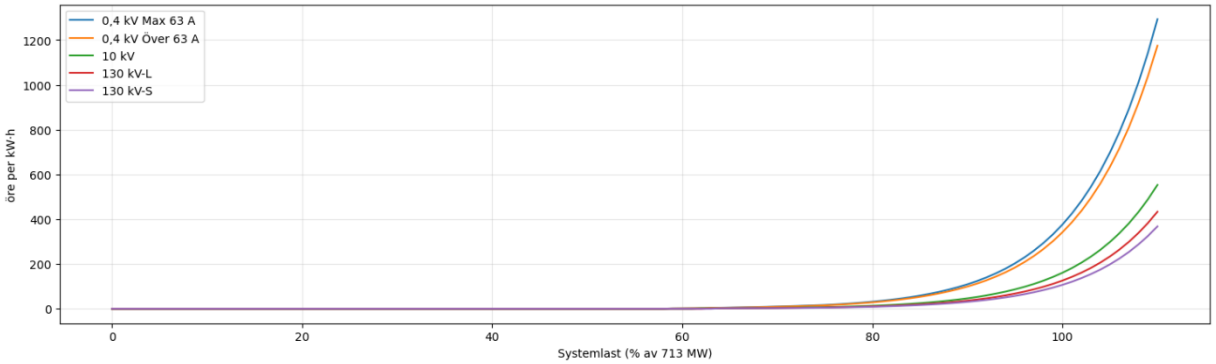
- de totala kostnaderna delas upp enligt totala mängden kapitalkostnader för reglerperioden per spänningsnivå

- vilken kundgrupp står för vilken andel av den totala lasten under de högst belastade 100 timmarna (snittet per år per kundgrupp) under de senaste tre åren.

Systemlasten ger en gemensam signal till kunderna (samma kurvform), men prisnivån (höjden på kurvan) kalibreras separat för följande spänningsnivåer enligt deras andel av den totala kostnaden för effekt:

- 0,4 kV inklusive kunder på max 63A och över 63A
- 10 kV
- 130 kV linje där ledningarna ägs av GENAB
- 130 kV station där ledningarna ägs av kunden

Detta innebär att alla kundgrupper möter samma relativa information om när nätet är ansträngt, samtidigt som avgiftsnivån tar hänsyn till respektive kundgrupps kostnads- och intäktsförutsättningar. Detta ger en optimering av användningen av överliggande nät och är illustrerat i Figur 1 med priskurvorna för respektive kundgrupp.



Figur 1: Effektpriskurvor för olika spänningsnivåer/kundgrupper.

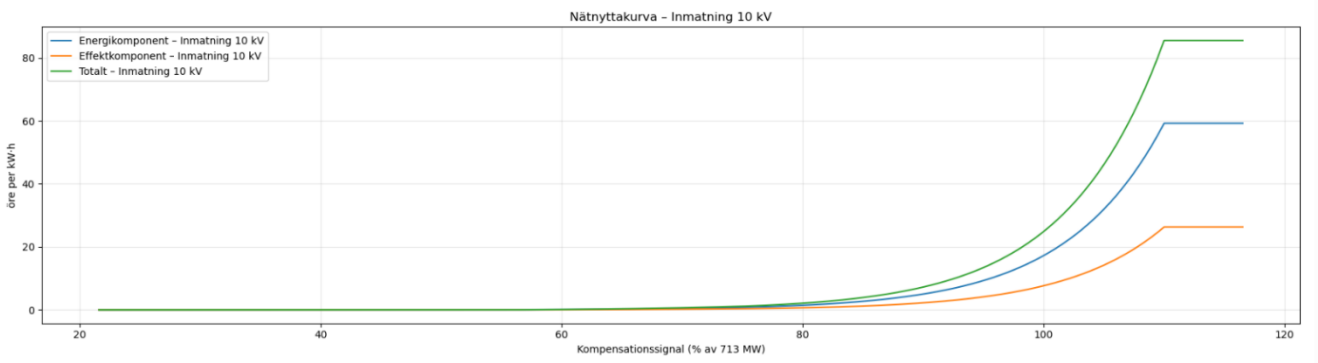
Den enskilda kundens timvisa effektavgift beräknas genom att kundens uttag under timmen (timmedeleffekt) multipliceras med det effektpris som gäller för timmen: kundens uttag i kW gånger timmens pris i kr per kW och timme.

Förslaget är att sätta effektavgiften enligt följande funktionsdefinition (kurvform):

- 0 kr perioden 1 april–31 oktober, givet att belastningen inte går över 55% (snittet av högsta värdet under perioden under 2023-2025)
- gradvis linjär ökning av priset från 55 till 75%
- exponentiell ökning efter 75% av belastningen

Intäkten från effektkomponenten koncentreras därmed till vinterperioden, när GENAB:s nätbelastning är ca 55% eller högre. Högre belastning av elnätet skulle kunna inträffa även under 1 april – 31 oktober, dock relativt sällan. För att undvika alldeles för låga priser (lägre än 1 öre per kW och timme) utifrån faktureringsperspektivet börjar kunderna debiteras fr.o.m. ca 60% av nätbelastningen.

För inmatningskunder är det i stället nätnyttoersättningen som är fördelad enligt samma kurvform som effektavgiften – ju mer belastat elnätet är, desto högre är nätnyttoersättningen den timmen. Basen för nätnyttoersättningen är en historisk beräkning i kronor för energidelen (undviken kostnad för icke-uttagen energi från överliggande nät) samt effektdelen (icke-uttagen effekt från överliggande nät och dess pris). Självständiga energilager på 10kV eller 130kV utan egen produktion antas använda energi från överliggande nät eller andra lokalproducenter så de får enbart effektdelen av nätnyttoersättningen.



Figur 2: Nätnyttoersättningens bestående delar (energi och effekt) för inmatningskunder på 10kV

Mikroproduktion och Småskalig produktion föreslås få den totala nätnyttoersättningen från båda komponenterna under Testet men ersättningsmodell och data ska utvärderas.

Högspänningskundernas reaktiva effekt prissätts som i ordinarie modell – med ett fast pris per kVAr och månad.

Kundperspektiv

Timprismodellen utgår från GENABs systems nettobelastning under varje timme. Ett högt kunduttag blir dyrt när nätet som helhet är högt belastat men kan vara förhållandevis billigt när det finns ledig kapacitet (de flesta av årets timmar).

I jämförelse med ordinarie prismodell ger timprismodellen en mycket tydligare prissignal baserat på elnätets verkliga belastning i stunden, men ställer högre krav på information, prognoser och digitala hjälpmedel. För en kund med flexibilitet kan modellen ge större möjlighet att undvika höga kostnader utan att nödvändigtvis minska sin totala elanvändning. För en kund som inte har tillgång till styrning kan priset uppfattas som mindre förutsägbart.

Modellen svarar på följande kritik som lyfts under det senaste året gentemot olika effektavgifter som har lanserats i Sverige:

- Elnätspriset blir mer likt elhandelspriset. Det blir lättare att ”stapla” elhandelspris och elnätspris timme för timme (eller kvart för kvart) och på det sättet kommer kunderna närmare en uppfattning av deras totala elpris. Detta adresserar delvis kritiken att nätavgifterna är svårförståeliga[2] och att kunden får två prissignaler att styra mot samtidigt.
- Time-of-Use-modeller med 1-5 timmedeleffekter som avgör månadens effektavgift har kritiserats på grund av brist på koppling mellan kundens individuella toppar och elnätets belastningstoppar. Med timprismodellen möter alla kundgrupper samma gemensamma information och tydliga prissignal om när nätet är ansträngt. På detta sätt blir sambandet mellan varje enskild kunds agerande och elnätets belastning mycket tydligare och starkare. Det debiterbara uttaget är fortfarande individuellt för kunden, men kundens kostnad beror i högre grad på elnätets belastning.
- Med modellen tas inte höga schabloniserade effektavgifter ut när nätet inte är högt belastat. Detta är en ofta förekommande kritik med modeller baserade på historiska data och breda penseldrag.

[2] * Regeringens nya uppdrag till Ei, 12 mars 2026: *”… i vissa fall har varit svåra för kunderna att förstå…”, ”…utformningen inte är anpassad till samhällets behov av ökad elektrifiering…”*

- Traditionella (Time-of-Use) modeller med snittet av tre toppar i månaden gör att om kunden har några höga effekttoppar i början av månaden finns inget incitament att hålla nere effektuttaget resten av månaden. Med effektpris per timme löses detta.
- Kritiken att elnätsavgifterna inte är anpassade till samhällets behov av ökad elektrifiering adresseras delvis. Sällananvändare såsom nya/lågbelagda fordonsladdningsanläggningar betalar endast uppmätt effekt för de timmarna då anläggningen faktiskt används istället för att endast betala för den högsta månadstoppen. Långsiktigt måste dock identifierad målkonflikt mellan kostnadsriktighet och därmed en hög fast avgift å ena sida och den fördel sällananvändare kan åtnjuta å andra sidan utvärderas.

Konsekvens vid beslut

Vid genomfört Test av timprismodellen under vintern 2026-2027 kommer GENAB att kunna ta ett databaserat beslut om ett bredare införande (alternativt avveckling) av modellen samt vilka kunder som har högst benägenhet att anamma modellen. Elnätsbranschen och reglermyndigheten kommer att få insikter från denna typ av prismodell under en viktig period (2027) då Ei kommer att ta fram föreskrifter kring utformningen av nätavgifter efter en initial position 2027-04-12.

GENABs förväntning är att Testet kommer att bidra positivt till Göteborg Energis varumärke som

- ett innovativt bolag som aktivt bidrar till framtagningen av effektiva lösningar till identifierade problem i nätavgiftsutformning och
- är lyhört gällande kundernas önskemål om valbarhet och mer specifikt denna typ av prismodell.

Konsekvens om ej beslut

Testet genomförs inte och fortsatt produktutveckling behöver omformeras.

Kommunikationsplan

Som en del av arbetspaket 3. ”Löpande kunddialog” ska regelbundna möten hållas med deltagarna. Kunddialogen är en central del av testet och det eventuella införandet på sikt. Då kundens förtroende i hög grad kommer att bero på förståelsen för varför och till vilken grad priset varierar.

Kortsiktig kommunikationsplan inför pilot

<table>
<tr><th>September (efter styrelsebeslut)</th><th>Oktober</th><th>November</th></tr>
<tr><td>LinkedIninlägg med syfte att berätta om ambitionen att starta timprispilot för att attrahera kunder till testet. Målgrupp: företag och intressenter samt bransch. Sponsrat inlägg mot bostadsrättsföreningar med 150+ kW i effektuttag, i syfte att rekrytera fler deltagare i denna grupp</td><td rowspan="2">Pressutskick med kundcitat samt FAQ för media

Pressnyhet – berätta om elnätspris-API samt app.</td><td rowspan="2">Uppföljning pressnyhet inför Pilotensuppstart</td></tr>
<tr><td>LinkedIninlägg riktat mot branschen och kontakt med branschmedia</td></tr>
</table>

Utökad information på Göteborg Energis webbsida		
Internkommunikation via en intranätartikel		

Göteborg Energi Näts bedömning kopplat till koncernstrategin och säkerhetsperspektivet

Bedömningen är att Testets genomförande stöttar fokusområdet ”Kundernas omställning” till ett mer dynamiskt energisystem med större andel icke-planerbar produktion, energilager och styrbarhet.

- Dels utifrån erfarenheten av att införa timprismodellen i en begränsad omfattning för att hitta rätt tillvägagångssätt vid ett eventuellt bredare införande.
- Dels utifrån kommunikationssynpunkt där privatpersoner, företag, bransch och övriga intressenter får vetskap om en sådan modell hos en större aktör som Göteborg Energi Nät. Kommunikationsaspekten bidrar även till koncernens varumärke och därmed till fokusområde ”Attraktivt företag”.

Motståndskraften och förmågan att leverera el ökar med flera styrbara distribuerade energiresurser i elnätet som prismodellen möjliggör.

Göteborg som ovan

Lars Edström, vd

Jennie Sjöstedt, cNV

Bilaga 1. Urval av kunder till Test

Testet ska omfatta c:a 100 uttagsanläggningar totalt för att begränsa ekonomisk och teknisk påverkan på GENAB men också för att möjliggöra personlig kontakt. För att säkerställa kvalité, nämligen att kunderna bereder förmågan att agera på timpris, agerar under testets gång och är nöjda, förs regelbunden dialog med kunderna (i enlighet med Testets arbetspaket 3 ”Löpande kunddialog”).

Testet ska inte innebära några betydande ekonomiska risker för påverkan på GENABs resultat, inte heller några risker för leveranspåverkan. Deltagande kunder ska därför inte koncentreras eller ha en stor enskild påverkan på elnätet jämfört med dimensioneringsgränser.

Testat ska endast inkludera kunder med följande egenskaper:

1. har en eller fler styrbara resurser (ex. fordonsladdning, batteri)
2. har förståelse och insikt om vad timprismodell innebär
3. har motivation/incitament för att läsa API och styra resursen (inkl. eventuell tjänstebolagspartner)
4. har förmåga att läsa in pris via API
5. har dynamiskt pris på elhandeln
6. har stöd för att hantera sina styrbara resurser

För relevanta kundkategorier inom uttag

- ska minst 5-10 anläggningar anslutna på högspänning (10kV och 130 kV) ingå i testet för att möjliggöra utvärdering,
- medan för mindre kunder anslutna på lågspänning (Max 63 A och Över 63 A) bör deltagande anläggningar överstiga 30 st var, för att kunna utgöra ett tillräcklig statistiskt underlag[3].

För varje kundkategori ska också en kontrollgrupp med hög styrbarhet etableras, kontrollgruppen ska inte ges timpris på elnät. För att begränsa antalet kundkategorier som behöver omfattas, koncentreras urvalet av Över 63A kunder på sådana med mer än 150 kW i maximalt uttag (större kunder).

[3] Tumregel men antal > 30 enligt Centrala gränsvärdessatsen. Se sida 9 i länkat dokument gällande ”vanlig tumregel”.

Bilaga 2. Priskurva och affärsvillkor för Testet

Affärsvillkor

1. **Testets längd och startdatum.** Testet är tänkt att pågå under 12 månader. Start för testet är planerad att ske mellan 2026-12-01 och 2027-01-01, men testdeltagare kan tillkomma även därefter om det bedöms gynna syftet med testet.

2. **Val av årlig effektnivå av deltagande kund**. Kunder anslutna på lågspänning (max 63A och över 63A) väljer en årlig effektnivå utifrån en lista som GENAB presenterar som gäller under Testets gång för sina anläggningar med avsikt att inte övertrassera den. Kunder anslutna på högspänning (10kV och 130kV) väljer en avtalad effekt som gäller under Testets gång. Den fasta avgiften beror på vald effektnivå.
    a. **Vid övertrassering av vald årlig effektnivå (avtalad effekt för högspänningskunder).** Under den första månaden får kunderna justera sin effektnivå ifall man inte lyckats med det vid ingången i Testet. Övertrasseringar ska följas upp i dialogen med kunderna och orsak ska undersökas med syfte att förebygga övertrasseringar vid ett bredare införande. GENAB notifierar kunden vid övertrassering. Vid fler än 10 olika tillfällen (under 10 separata dagar) av övertrassering efter den första kalibreringsmånaden får GENAB flytta kunden tillbaka till ordinarie eller tidsindelad prismodell.

3. **Avslutning av Test.** Både kunden och GENAB får avsluta sitt deltagande i Testet fr.o.m. första dagen av nästkommande månad genom att notifiera den andra parten skriftligt.

4. **Kontinuerlig dialog.** Kunden och GENAB medverkar för en aktiv dialog mellan parterna under testet, med start under införandet i september 2026.

5. **Inmatnings- och uttagsanläggning vid samma mätpunkt.** Om det finns både en inmatnings- och en uttagsanläggning vid samma mätpunkt får båda den prognosbaserade timprismodellen. Det är inte möjligt att välja olika prismodeller för dessa två anläggningar. Kunden betalar endast den dyrare fasta avgiften (avtalad effekt för högspänningskunder) - antingen för inmatningsanläggningen eller uttagsanläggningen.

6. **Priser på icke-prognosbaserade avgiftskomponenter.**

Avtalsgrupp och effektnivå	Fast avgift inkl. myndighetsavgift, exkl. moms, kr/år	Avtalad effekt [kr/kW/år]	Energiavgift, öre/kWh
Uttag 0,4 kV 6 kW	1 853		4,80
Uttag 0,4 kV 10 kW	3 480		4,80
Uttag 0,4 kV 14 kW	4 652		4,80
Uttag 0,4 kV 18 kW	5 734		4,80
Uttag 0,4 kV 22 kW	7 005		4,80
Uttag 0,4 kV 28 kW	8 650		4,80
Uttag 0,4 kV 43 kW	12 586		4,80
Uttag 0,4 kV >63 A 100 kW	18 027		4,80
Uttag 0,4 kV >63 A 150 kW	45 128		4,80
Uttag 0,4 kV >63 A 200 kW	67 277		4,80
Uttag 0,4 kV >63 A 250 kW	83 064		4,80
Uttag 0,4 kV >63 A 400 kW	115 746		4,80
Uttag 0,4 kV >63 A Över 400 kW	319 104		4,80
Uttag 10 kV Nät	11 033	222	3,50
Uttag 130 kV Nät	11 033	157	2,80
Uttag 130 kV Station	11 033	155	2,70

Avtalsgrupp och effektnivå	Fast avgift inkl. myndighetsavgift, exkl. moms, kr/år	Avtalad effekt [kr/kW/år]
Inmatning 0,4 kV Mikro	0	
Inmatning Småskalig	743	
Inmatning 130 kV	496	15
Inmatning 10 kV	496	2,75

Observera att alla priser inom timprismodellen inkluderar en prisjustering på 3,5% och ska inte justeras även vid årskiftet 2026/2027.

7. **Rörlig avgift för kunder på max 63A.** Energiavgiften (4,8 öre/kWh exkl. moms i tabellen ovan) och det prognosbaserade effektpriset kombineras i en rörlig avgift för denna kundgrupp i både API och kundgrönssnitt. På fakturan ska avgifterna vara separerade med redovisningssyfte.

8. **Kommunikation av priser via ett maskinläsbart format.** Både de statiska och de prognosbaserade priserna kommuniceras via GENABs API. API:t diskuteras gärna under den regelbundna dialogen mellan GENAB och deltagande kunder.

Föreslagen priskurva på effekt och nätnyttoersättning

Föreslagen priskurva i tabellform visas nedan. En viktig kommentar är att effektavgiftsintäkterna från intervallet 100-110% är mindre än 2%.

De angivna priserna är justerade till 2027-prisnivåer, öre per kW och timme.

Systemlast %	Uttag Max63A	Uttag Över63A	Uttag 10kV	Uttag 130kV-Linje	Uttag 130kV-Station
54	0	0	0	0	0
55	0	0	0	0	0
56	0	0	0	0	0
57	0	0	0	0	0
58	0	0	0	0	0
59	1,471875	1,380581	0	0	0
60	1,935883	1,799941	0	0	0
61	2,475079	2,287254	0	0	0
62	3,089462	2,842519	1,749736	0	0
63	3,779032	3,465736	2,001797	1,879518	0
64	4,543789	4,156906	2,281342	2,05736	2,105602
65	5,383734	4,916028	2,58837	2,252686	2,220965
66	6,298866	5,743103	2,922882	2,465497	2,346654
67	7,289185	6,63813	3,284877	2,695792	2,48267
68	8,354691	7,60111	3,674356	2,943572	2,629013
69	9,495385	8,632042	4,091318	3,208837	2,785682
70	10,711266	9,730926	4,535764	3,491586	2,952678
71	12,034793	10,933319	5,096222	3,92302	3,317523
72	13,435398	12,205735	5,689318	4,37958	3,703615
73	14,913081	13,548174	6,315054	4,861265	4,110955
74	16,467841	14,960636	6,973428	5,368075	4,539541
75	18,099679	16,443122	7,664442	5,900011	4,989375
76	20,479274	18,604926	8,672099	6,675695	5,645337
77	23,171719	21,050947	9,812235	7,55336	6,387539
78	26,218143	23,81855	11,102266	8,546412	7,227319
79	29,665087	26,950015	12,561899	9,670024	8,177507
80	33,565205	30,493179	14,213433	10,941358	9,252617
81	37,978079	34,502168	16,082097	12,379836	10,469075
82	42,97112	39,038225	18,196437	14,007434	11,845461
83	48,620605	44,170646	20,588753	15,849015	13,402804
84	55,012837	49,977835	23,29559	17,932711	15,164893
85	62,245467	56,548504	26,3583	20,290355	17,158647
86	70,428983	63,983031	29,82367	22,957962	19,414523
87	79,688399	72,394987	33,744638	25,976283	21,966982
88	90,165166	81,912877	38,181102	29,391429	24,855018
89	102,019331	92,682099	43,200835	33,255569	28,122749
90	115,431983	104,86717	48,880521	37,627734	31,820094
91	130,608018	118,654232	55,306925	42,574715	36,003535
92	147,779273	134,253902	62,578219	48,172084	40,73698
93	167,208061	151,904487	70,805482	54,505349	46,092738
94	189,191184	171,875624	80,114397	61,671258	52,152628
95	214,064465	194,472399	90,647171	69,779281	59,009221
96	242,207878	220,040011	102,564706	78,95328	66,767262
97	274,051352	248,969039	116,049059	89,3334	75,545265
98	310,081342	281,701414	131,306223	101,078211	85,477328
99	350,848254	318,73717	148,569271	114,367133	96,715175
100	396,97486	360,642078	168,101922	129,403171	109,43048
101	449,165808	408,056295	190,202562	146,416022	123,817488
102	508,218388	461,704138	215,208811	165,665581	140,09598
103	575,034709	522,405153	243,502673	187,445911	158,514633
104	650,635483	591,086631	275,516376	212,089739	179,354817
105	736,175617	668,797778	311,738974	239,973531	202,934894
106	832,961856	756,72574	352,723818	271,523252	229,615084
107	942,472743	856,213737	399,097008	307,220868	259,802963
108	1066,381209	968,781588	451,566959	347,611709	293,959693
109	1206,580129	1096,148923	510,935222	393,312801	332,607065
110	1365,211235	1240,261454	578,108729	445,022293	376,335471

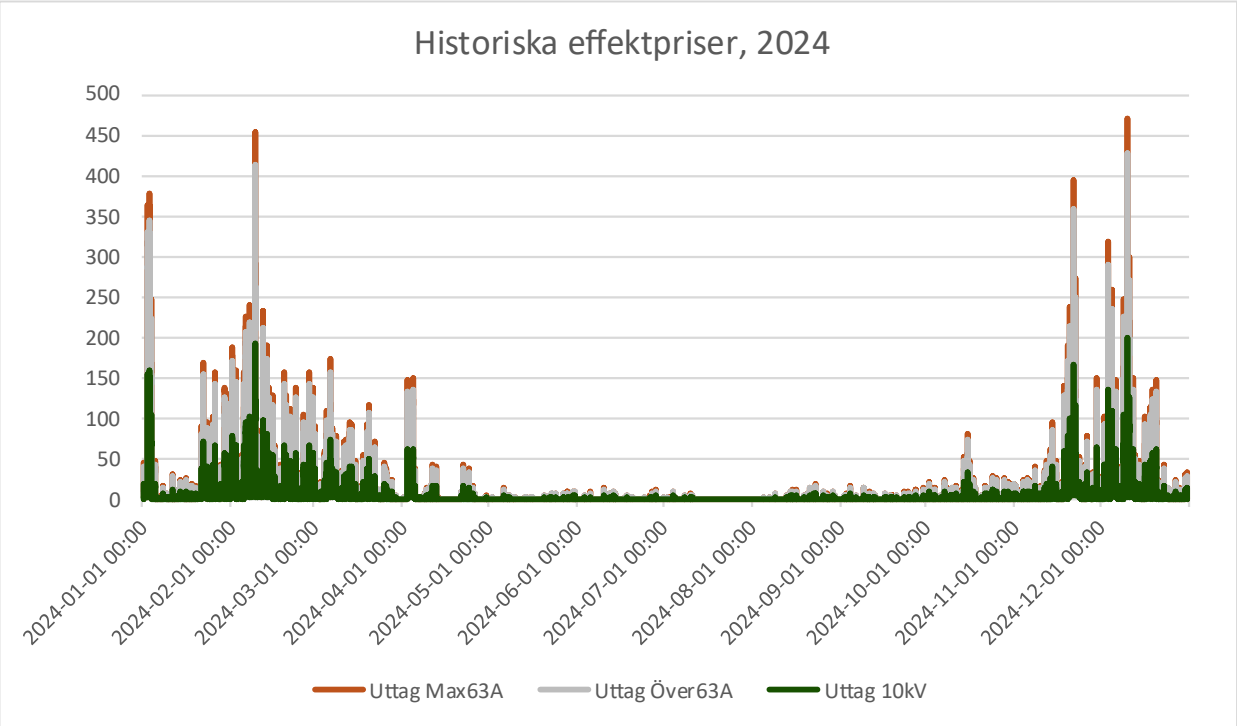
Figur 3: Tabell med pris för effekt i öre per kW och timme för de olika avtalsgrupperna beroende på belastning

Systemlast %	Mikroproduktion	Smaskalig Produktion	Energilager 10kV	Produktion 10kV	Energilager 130kV	Produktion 130kV
54	0,002785	0,003052	0,000335	0,001088	0,000217	0,000944
55	0,017259	0,018913	0,002074	0,006745	0,001344	0,005848
56	0,044089	0,048315	0,005297	0,017231	0,003434	0,014939
57	0,083276	0,091258	0,010006	0,032545	0,006486	0,028217
58	0,134819	0,147741	0,016199	0,052689	0,010501	0,045682
59	0,198718	0,217766	0,023877	0,077662	0,015478	0,067334
60	0,274974	0,301331	0,033039	0,107464	0,021417	0,093172
61	0,363586	0,398437	0,043686	0,142095	0,028319	0,123198
62	0,464554	0,509083	0,055818	0,181555	0,036183	0,15741
63	0,577879	0,633271	0,069434	0,225844	0,045009	0,195809
64	0,70356	0,770999	0,084535	0,274962	0,054798	0,238395
65	0,841597	0,922268	0,10112	0,328909	0,06555	0,285168
66	0,991991	1,087077	0,119191	0,387685	0,077263	0,336128
67	1,154741	1,265428	0,138746	0,45129	0,089939	0,391274
68	1,329848	1,457319	0,159785	0,519724	0,103578	0,450607
69	1,517311	1,662751	0,182309	0,592988	0,118179	0,514128
70	1,71713	1,881723	0,206318	0,67108	0,133742	0,581835
71	1,929306	2,114237	0,231812	0,754001	0,150268	0,653728
72	2,153838	2,360291	0,25879	0,841752	0,167756	0,729809
73	2,390726	2,619886	0,287253	0,934331	0,186207	0,810077
74	2,639971	2,893021	0,3172	1,03174	0,20562	0,894531
75	2,901572	3,179698	0,348632	1,133977	0,225995	0,983172
76	3,283046	3,597738	0,394468	1,283063	0,255707	1,112431
77	3,714674	4,070739	0,446329	1,45175	0,289325	1,258685
78	4,203048	4,605925	0,505008	1,642614	0,327363	1,424166
79	4,75563	5,211474	0,571403	1,858571	0,370402	1,611404
80	5,380861	5,896635	0,646526	2,102921	0,419099	1,823258
81	6,088291	6,671876	0,731526	2,379395	0,474199	2,062964
82	6,888729	7,549038	0,827701	2,692218	0,536543	2,334186
83	7,794402	8,541523	0,93652	3,046168	0,607083	2,641065
84	8,819145	9,664491	1,059646	3,446653	0,686897	2,98829
85	9,978613	10,935098	1,198959	3,899791	0,777205	3,381166
86	11,290518	12,372754	1,356589	4,412503	0,879385	3,825693
87	12,774901	13,999421	1,534942	4,992622	0,994999	4,328663
88	14,454438	15,839948	1,736743	5,64901	1,125814	4,89776
89	16,354787	17,922452	1,965075	6,391695	1,273826	5,541677
90	18,504979	20,278747	2,223427	7,232021	1,441298	6,27025
91	20,937859	22,944828	2,515745	8,182827	1,630788	7,09461
92	23,690594	25,961422	2,846494	9,258637	1,845191	8,027351
93	26,805236	29,374614	3,220727	10,475886	2,087781	9,08272
94	30,329366	33,236544	3,644162	11,853168	2,362265	10,27684
95	34,316818	37,606208	4,123266	13,411524	2,672836	11,627953
96	38,828508	42,550359	4,665358	15,174759	3,024238	13,1567
97	43,933356	48,144525	5,278721	17,16981	3,42184	14,886433
98	49,709348	54,474166	5,972723	19,427154	3,871715	16,843578
99	56,244719	61,635976	6,757967	21,981275	4,380736	19,058031
100	63,639306	69,739361	7,646448	24,871189	4,956678	21,563622
101	72,006072	78,908111	8,651739	28,141046	5,608341	24,398627
102	81,472831	89,282293	9,789198	31,840797	6,345679	27,606356
103	92,1842	101,020385	11,0762	36,026959	7,179956	31,235809
104	104,303811	114,301704	12,532407	40,763484	8,123917	35,342434
105	118,016808	129,32914	14,180063	46,122727	9,191982	39,988962
106	133,532674	146,332258	16,04434	52,186559	10,400467	45,246378
107	151,088438	165,570804	18,153716	59,047613	11,767834	51,194995
108	170,952288	187,338674	20,540415	66,810702	13,31497	57,925687
109	193,427671	211,968403	23,240898	75,594417	15,065512	65,541273
110	218,85793	239,836243	26,296418	85,532941	17,0462	74,158094

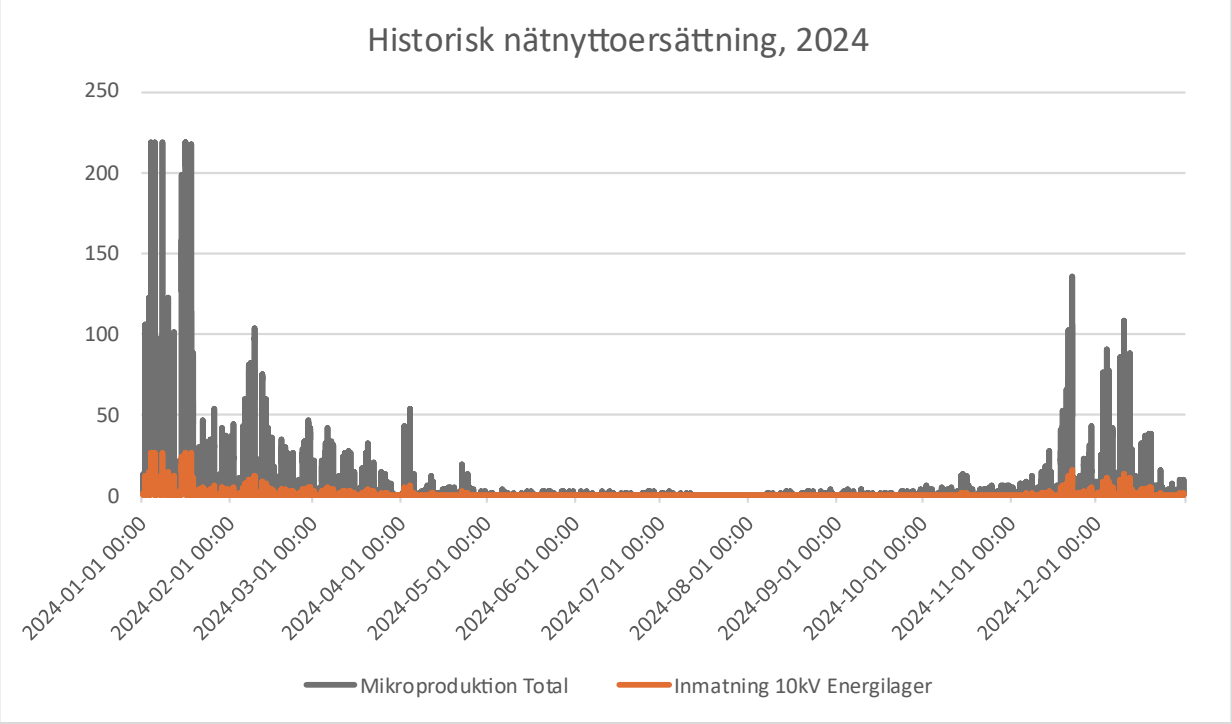
Figur 4: Tabell med ersättning i öre per kWh (kW och timme) för de olika avtalsgrupperna beroende på belastning. Delen för "Energilager" är en effektersättning per kW och timme utifrån undvikt effektuttag från överliggande nät.

Historisk priskurva på effekt och nätnyttoersättning för olika nivåer

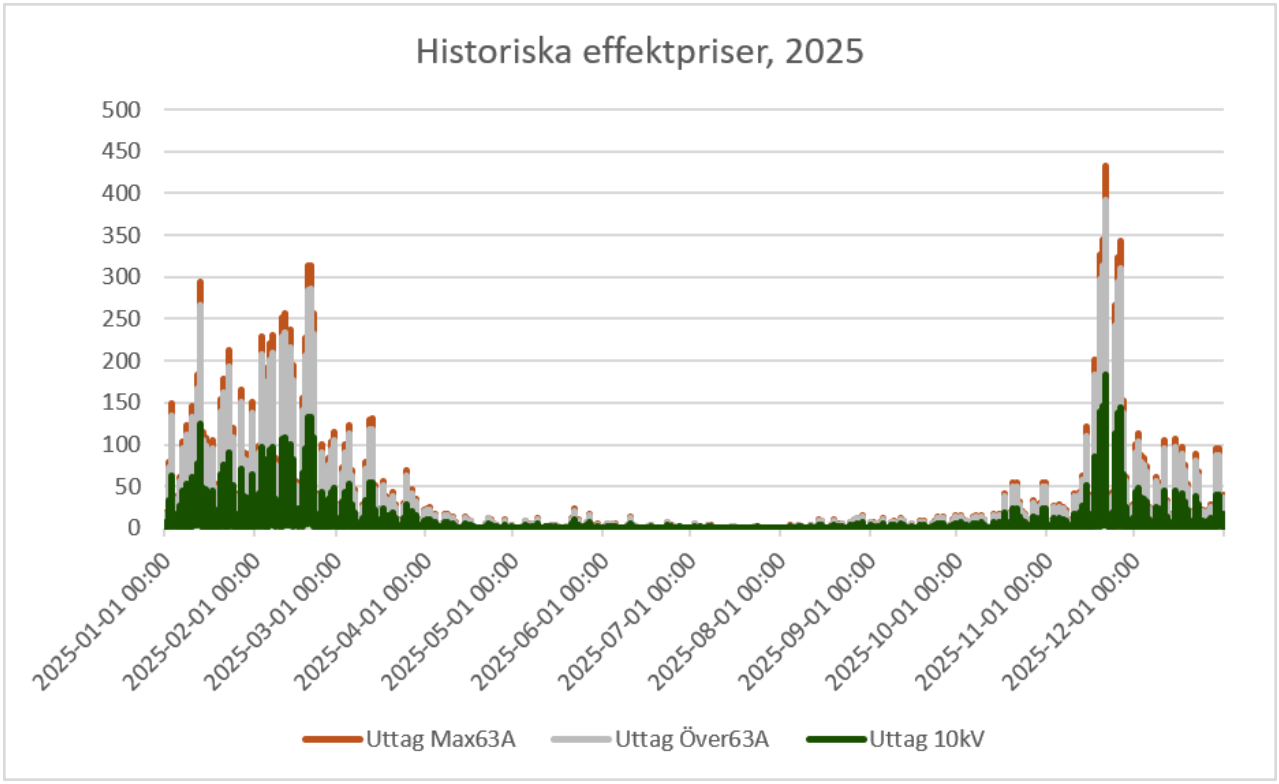
Graferna nedan ger priset i öre/kW för varje timme under 2024 (ett kallt år) och 2025 (ett varmt år) - enligt timprismodellen och 2027-prisnivåer.



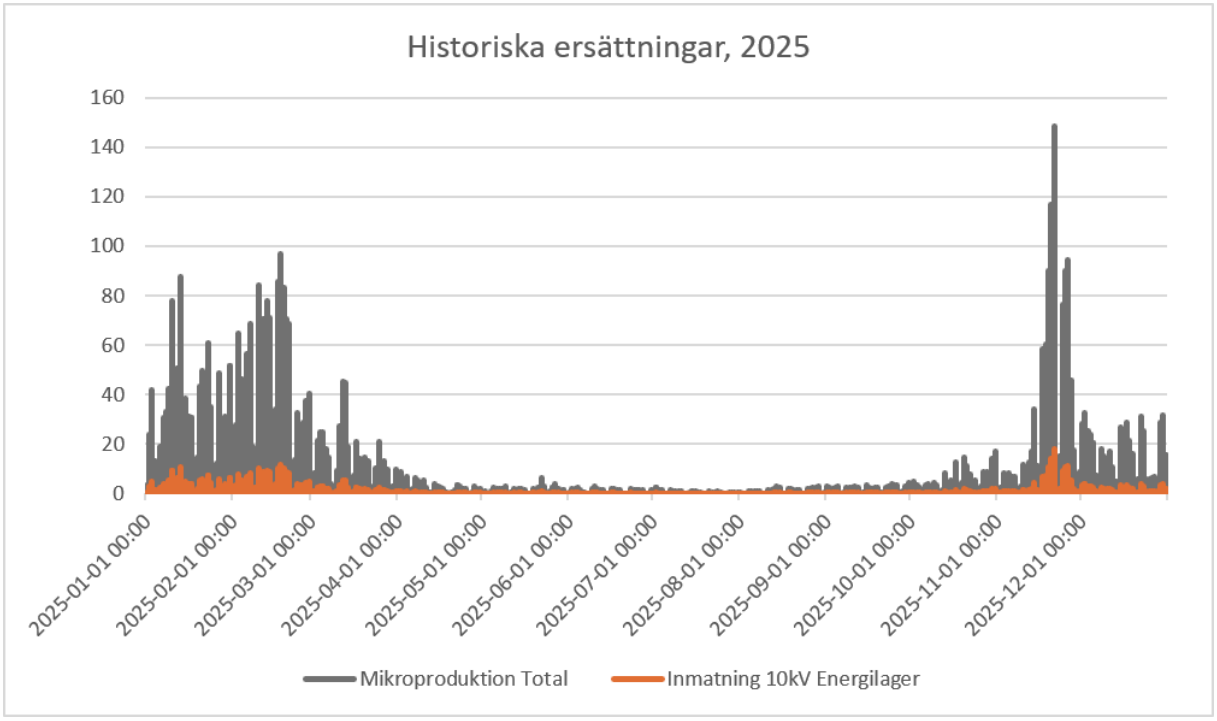
Figur 5: Historiska effektpriser med föreslagen prismodell och 2027-prisnivåer för lågspänning och 10kV under 2024, öre/kW och timme



Figur 6: Historisk nätnyttoersättning med föreslagen prismodell och 2027-prisnivåer för lågspänning och för Energilager på 10kV under 2024, öre/kW och timme



Figur 7: Historiska effektpriser med föreslagen prismodell och 2027-prisnivåer för lågspänning och 10kV under 2025, öre/kW och timme



Figur 8: Historisk nätnyttoersättning med föreslagen prismodell och 2027-prisnivåer för lågspänning och 10kV under 2025, öre/kW och timme

Bilaga 3: Arbetspaket vid genomförande

Arbetspaket 1 – Slutlig modellering och kvalitetssäkring efter styrelsens återkoppling

- Fastställande av vilka kundgrupper som omfattas
- Pris- och ersättningskurvans form samt övriga parametrar i prismodellen
- Affärsvillkoren för testet för att uppnå, för verksamheten, acceptabel risk och resultat

Arbetspaket 2 – Intern beredskap för lansering av pilot

- Faktureringslogik
- Lastprognos och prispublicering
- Teckning av prismodell i App och Mina Sidor
- Enklare uppföljning av ekonomiskt utfall för kund mellan timpris och tidigare prismodell

Arbetspaket 3 – Löpande kunddialog

Fakturering, kundbeteende, frågor, önske- och klagomål och systemeffekter följs upp löpande via regelbundna möten med deltagarna. Detta ger möjlighet att kartlägga och utvärdera leveranskedjan och kundresan.

Arbetspaket 4 – Utvärdering av vinter

Utfallet jämförs med fastställda mål för minskat samtidigt effektuttag, bättre utnyttjande av befintlig nätkapacitet, ökad flexibilitet och kundmedverkan genom digital styrning. Mer konkret:

- Deltagande kunders följsamhet med incitamenten i modellen jämfört med andra avgifter och ersättningar inklusive GENABs valbara ToU samt olika produkter på Effekthandel Väst. Agerandet ska verifieras med relevanta kontrollgrupper.
- Kvantifiering av risknivåer, tekniska och ekonomiska som följer av prismodellen och förslag på åtgärder.

För att kunna agera som underlag till beslut för ett bredare valbart införande behöver även följande utvärderas:

- Bibehållen möjlighet att täcka GENABs kostnader på ett kostnadsriktigt sätt även vid brett införande samt administrativ hanterbarhet av prismodellen.
- Att kundernas nöjdhet ökar och vidareutveckling av prismodellen i linje med erfarenheter från testet kan genomföras.

Arbetspaket 5 – Slutlig utvärdering

En slutlig utvärdering av Testet utifrån alla aspekter:

- Kartläggning av kundernas behov av funktioner och information för ett framgångsrikt bredare införande av modellen
- Deltagande kunders användning av elnätet med incitamenten i modellen sommartid och effektpriser nära noll kr/kW och timme
- Uppdaterad kvantifiering och övrig analys av risker inklusive potentiella samtida effektuttag som stimuleras av lågt effektpris och eventuella påverkan simulerat på hela kundkollektivet och hur nätstationer eventuellt skulle påverkas
- Kundnöjdhet efter ett sommarhalvår med modellen
- Fortsatt kostnadstäckning för GENAB