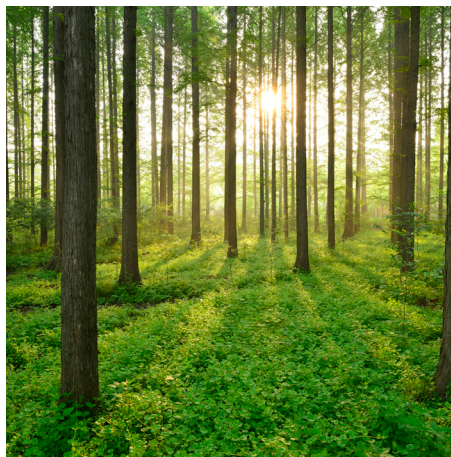


EFFEKTAUKTIONER MED VÄRMEPUMPAR

RAPPORT 2026:1151



ELNÄTENS HÅLLBARA TEKNIK-
UTVECKLING OCH DIGITALISERING



Effektauktioner med värmepumpar

En lösning för effektbristen?

VANJA MÅNBORG, PROFU, WILLEM MAZZOTTI PALLARD & ADRIEN VAUTRIN, KTH

ISBN 978-91-89918-58-0 | © Energiforsk februari 2026

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

Förord

Projektet *Effektauktioner med värmepumpar - en lösning på effektbristen?* ingår i programmet *Elnätens hållbara teknikutveckling och digitalisering*. Projektet har undersökt potentialen för efterfrågefleksibilitet från värmepumpar. Styrstrategier har simulerats genom att använda maskininlärning.

Syftet är att visa hur elnätsbolag, fastighetsägare och leverantörer kan samarbeta kring värmepumpar samt diskutera potentialen på nationell nivå.

Tack till referensgruppen bestående av Magnus Brodin, Skellefteå Kraft; David Jönsson, C4 Energi; Tim Olsson, Fredrik Snygg och Morgan Malmberg (NIBE); Mattias Järvinen (SKVP); John Johnsson och Peter Blomqvist (Profu) samt José Acuña och Deniz Önder (Bengt Dahlgren).

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
- Stefan Ivarsson, RISE
- Magnus Lindström, Grid Diagnose
- Per-Olov Lundqvist, Gävle Energi / 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	Stadsnät	Dala Energi Elnät
Vattenfall Eldistribution	Borås Elnät	Elektra Nät
Svenska kraftnät	Falu Energi & Vatten	Gävle Energi
Göteborg Energi	Borlänge Energi	Hamra Besparingsskog
Statkraft Sverige	Nacka Energi	Hofors Elverk
Fortum	C4 Energi	Härjeåns Nät
Mälarenergi Elnät	PiteEnergi	Härnösand Elnät
Öresundskraft Elnät	Trollhättan Energi Elnät	Ljusdal Elnät
Tekniska Verken i	Skövde Energi	Malungs Elnät
Linköping	Hitachi Energy Sweden	Sandviken Energi Nät
Skellefteå Kraft Elnät	Energiföretagen Sverige	Sundsvall Elnät
Umeå Energi Elnät	Sveriges Ingenjörer, MF	Söderhamn Elnät
Jämtkraft Elnät	GridDiagnoze	Åsele Elnät
Jönköping Energi Nät	Elinorr ekonomisk	Årsunda Kraft &
Eskilstuna Strängnäs	förening;	Belysningsf
Energi & Miljö	Bergs Tingslags	och
Karlstads El- och	Elektriska Blåsjön Nät	Övik Energi Nä

Stockholm, januari 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

Syftet med detta projekt har varit att utvärdera hur en auktionsalgoritm kan användas för att hantera lokala flexibilitetsbehov av eleffekt genom ett auktionsförfarande mellan elnätet och budgivare av flexibilitet som ett alternativt till andra flexibilitetsåtgärder. Algoritmen som användes för analysen baseras på den så kallade Vickrey-Clarke-Groves algoritmen, som tagits fram specifikt för att maximera den gemensamma nyttan vid auktioner där flera inbördes beroende varor kan budas på av flera budgivare. VCG-algoritmen har använts med simulerade data över elanvändning i bostadshus med värmepumpar som applicerats på ett område i Kristianstad. Resultaten visar att:

- En VCG-auktion kan erbjuda lokal flexibilitet till ett pris som är lägre än alternativpriset av att investera i ny kapacitet - motsvarande 0,8–1,6 kr/kW i Kristianstad. För ett förväntat flexibilitetsbehov mellan 2 och 10 MW, motsvarar detta en total ersättning som elnätsägaren måste betala till samtliga budgivare mellan 1 600 och 16 000 kr/år.
- VCG-algoritmen kan hitta optimala budkombinationer som ger ett lågt VCG-pris även om budgivarna inte är särskilt flexibla (dvs efterfrågar relativt hög ersättning för sin flexibilitet). VCG-priset är det slutliga priset för flexibilitet som betalas till samtliga budgivare, inklusive värdeökningen som budgivarna skapar genom att medverka.
- När tillgänglig flexibilitetsvolym är hög jämfört med efterfrågad flexibilitet, närmar sig VCG-priset marginalpris. I andra fall är VCG-priset högre än marginalpris.¹ Marginalpriset är i detta fall det dyraste budet av de bud som utgör den mest kostnadsoptimala budkombinationen för efterfrågad flexibilitetsvolym.
- VCG-algoritmen är komplex men har skapar större incitament för budgivare att erbjuda flexibilitet jämfört med marginalprissättning, vilket är viktigt på lokala flexibilitetsmarknader där behovet av flexibilitet är relativt

¹ Denna jämförelse antar dock att utbudet i både fallet med marginalpris och fallet med VCG-pris är detsamma. Detta är inte givet i om. att VCG algoritmen resulterar i högre utbetalningar. VCG algoritmen också leder till att flera budgivares bud blir antagna jämfört med t.ex. marginal block order prissättning.

sällsynt (ett fåtal timmar eller dygn på ett år) och där det finns risk att budgivare annars inte upplever att incitamenten för att medverka är tillräcklig höga.

Slutligen diskuteras både möjligheter och utmaningar, inklusive datakvalitet, algoritmens komplexitet, risk för manipulation, och framtida förändringar i teknik och regelverk. Rapporten visar att en automatiserad, mjukvarubaserad lösning kan vara ett skalbart och kostnadseffektivt alternativ för att hantera eleffektbrist i svenska kommuner.

Vi skulle vilja tacka Magnus Brodin (Skellefteå Kraft) och David Jönsson (C4 Energi) för att ha deltagit i referensgruppen. Vi är även tacksamma till Tim Olsson, Fredrik Snygg och Morgan Malmberg (NIBE) samt Mattias Järvinen (SKVP) för att ha lyssnat på vår presentation och gett oss relevant återkoppling. Vi tackar John Johnsson och Peter Blomqvist (Profu) samt José Acuña och Deniz Önder (Bengt Dahlgren) för deras granskning och/eller feedback på projektet. Sist men inte minst vi vill avtacka Energiforsk och styrelsen till programmet *Elnätens hållbara teknikutveckling och digitalisering* för att ha finansierat detta projekt.

Nyckelord

Eleffekt, Flexibilitet, Värmepumpar, Auktionshandel, Styrning, Automatisering

Summary

The purpose of this project has been to evaluate how an auction algorithm can be used to manage local flexibility needs in electricity supply through an auction mechanism between the electricity grid and flexibility providers, as an alternative to other flexibility measures. The algorithm used for the analysis is based on the so-called Vickrey-Clarke-Groves (VCG) algorithm, which was specifically developed to maximize total welfare in auctions involving multiple interdependent goods that can be bid on by several participants.

The VCG algorithm was applied using simulated data on electricity consumption in residential buildings with heat pumps, based on a case study area in Kristianstad. The results show that:

- A VCG auction can provide local flexibility at a price lower than the alternative cost of investing in new capacity – equivalent to 0.8–1.6 SEK/kW in Kristianstad. For an expected flexibility need for the whole of Kristianstad of 2-10 MW, this price results in a total payout to all accepted bidder in the range of 1 600 – 16 000 SEK/year.
- The VCG algorithm can identify optimal bid combinations that result in a low VCG price even when the bidders are not particularly flexible (i.e., when they demand relatively high compensation for their flexibility).² VCG price is the final price for flexibility that is paid out to bidders and includes the relative value increase that each bidder attributes to the market.
- When the available flexibility volume is high relative to the demanded flexibility, the VCG price approaches the marginal price; otherwise, the VCG price exceeds the marginal price. The marginal price is in this case the most expensive bid from the group of the most cost-optimal bids for the requested flexibility volume.
- Although complex, the VCG algorithm creates stronger incentives for bidders to offer flexibility compared to marginal pricing. This feature is crucial for local flexibility markets, where demand occurs relatively infrequently (a few hours or days per year) and there is a risk that bidders would otherwise lack sufficient incentives to participate.

² This comparison, however, assumes that the supply is the same in both the marginal price case and the VCG price case. This is not necessarily the case as the VCG algorithm results in higher payments. The VCG algorithm also leads to more bids being granted compared to e.g. marginal block order pricing.

Finally, both opportunities and challenges are discussed, including data quality, algorithmic complexity, potential risks of manipulation, and future technological and regulatory developments. The report concludes that an automated, software-based solution can constitute a scalable and cost-effective alternative for managing power shortages in Swedish municipalities.

Innehåll

1	Introduktion	10
2	Dataunderlaget	15
3	Om marknadsmodeller	21
4	Resultat	32
5	Diskussion	39
6	Slutsatser	44
7	Förslag på fortsatt forskning	46
8	Referenslista	47
9	Bilaga	49

1 Introduktion

1.1 BAKGRUND

Eleffektbrist är en fråga som alltmer blivit aktuell, både i Sverige och utomlands. I vissa kommuner är frågan dessutom kritisk³ och begränsar möjligheten till etablering av nya verksamheter och annan utveckling. I takt med att elektrifiering av värme- och transportsektorn fortsätter, ökar risken för att lokala elnät utsätts för eleffektbehov som överstiger maximal kapacitet. Historiskt har lösningen varit att investera i ny överföringskapacitet som är en kostsam, tidskrävande och ofta suboptimal åtgärd då den extra kapaciteten kan förbli outnyttjad under långa perioder med lägre effektbehov.

En alternativ lösning är att nyttja tillgänglig kapacitet hos elanvändarna. En effektauktion kan användas för att skapa tillräckliga incitament för både konsumenter och prosumenter att erbjuda flexibilitet till en lägre kostnad för elnätsägaren jämfört med alternativa investering. Försök med lokala flexibilitetsmarknader har gjorts, både i Sverige och utomlands, med olika grader av framgång⁴. Förhoppningsvis kommer teknikutvecklingen inom både maskininlärning och fastighetsautomation öppna upp för nya möjligheter att uppnå större framgång med helautomatiserad flexibilitetshandel med hjälp av en auktionsalgoritm.

I Sverige är värmepumpar en vanlig form av uppvärmning och kyla i småhus, flerbostadshus och kommersiella fastigheter. Eftersom de flesta byggnader har en viss termisk tröghet kan de användas i kombination med värmepumpar för att erbjuda flexibilitet utan att komforten påverkas märkbart⁵.

³ Elias Hartvigsson och David Steen, *Analys av nätutvecklingsplaner och flexibilitet* (Energiforsk, 2024).

⁴ J. Palm m.fl., "Drivers and barriers to participation in Sweden's local flexibility markets for electricity", *Utilities Policy* 82 (juni 2023): 101580, <https://doi.org/10.1016/j.jup.2023.101580>.

⁵ Monica Arnaudo, Monika Topel, Björn Laumert, Techno-economic analysis of demand side flexibility to enable the integration of distributed heat pumps within a Swedish neighborhood, *Energy*, Volume 195, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117012>.

Värmepumpar har visats kunna erbjuda olika typer av flexibilitet i olika projekt eller studier^{5,6,7,8,9,10}. Power Circle uppskattar i en av sina delrapport av flexibilitet¹¹ att värmepumpar kan bidra med 5,75 GW flexibilitet på timnivå vid 2030 (kontra 0,3 GW idag). Det är i linje med de 1 till 6 GW som Averfalk och Lindahl⁹ hittar i sin litteraturstudie.

1.2 SYFTE OCH MÅL

Syftet med projektet har varit att utvärdera hur en effektauktion kan implementeras i form av en algoritm för att erbjuda ett mer kostnadseffektivt alternativ till investeringar i elnätskapacitet och elinfrastruktur. Projektets mål är:

1. Skapa och visa på hur en auktionsalgoritm kan implementeras som kan användas för att nyttja efterfrågefleksibilitet med värmepumpar som ett kostnadsoptimalt alternativ till investeringar i elnätet
2. Jämföra kostnadsnyttor, givet olika förutsättningar i form av tillgänglig flexibilitet samt priskänslighet
3. Diskutera potentiella nyttor på nationell nivå om lösningen med auktioner skalas upp

1.3 OMFATTNING

Studien fokuserar på flexibilitet i elanvändningen för värmepumpar i små- och flerbostadshus. Ett verkligt område i Kristianstad har valts ut för en simulerad fallstudie över hur auktionsprocessen kan implementeras. Analysen fokuserar på ekonomiska nyttor, även om studien berör andra aspekter såsom IT-säkerhet, tekniska möjligheter och utmaningar samt förutsättningar för implementering.

⁶ Walfridson m.fl., 2024. Bostäder för flexibilitet, slutrapport. Energimyndigheten, 2020-018636.

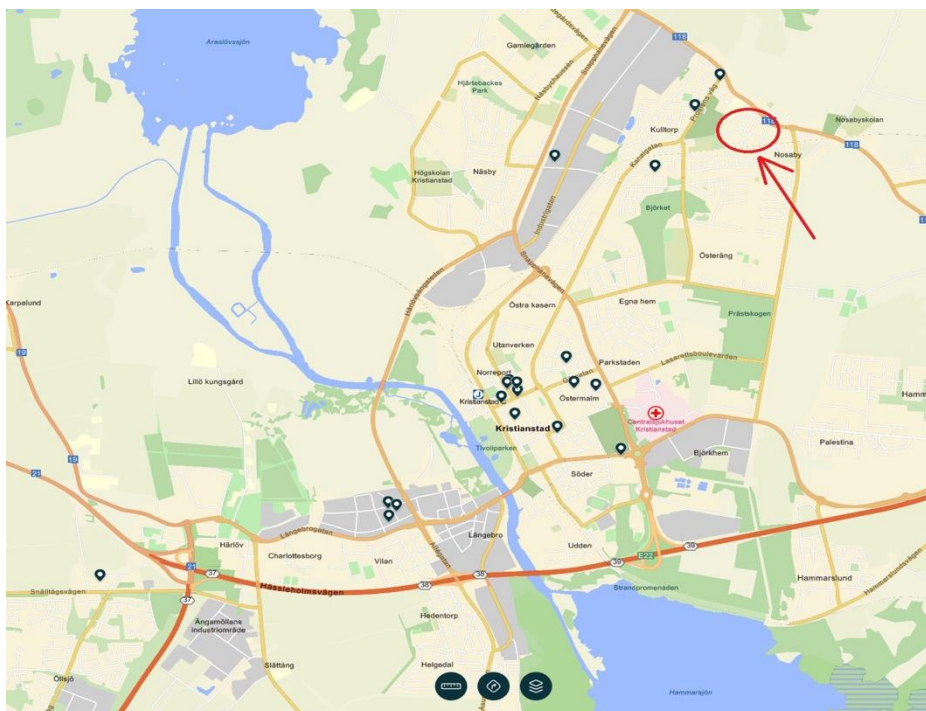
⁷ Walfridson m.fl., 2023. Large scale demand response of heat pumps to support the national power system. 14th IEA Heat pump conference, Chicago, Illinois, USA.

⁸ Fischer, D., Madani, H., 2017. On heat pumps in smart grids: A review. Renew. Sustain. Energy Rev. 70, 342–357. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.182>

⁹ Averfalk, H., Lindahl, M., 2022. IEA Heat Pumping Technologies TCP Annex 57: Flexibility by implementation of heat pumps in multi-vector energy systems and thermal networks - Task 1, Swedish background report. International Energy Agency, Heat Pumping Technology TCP.

¹⁰ Lindahl, M., Walfridson, T., Sandels, C., Ericson, N., Tiloca, M., Höglund, R., 2023. Storskalig laststyrning av värmepumpar i elnätet (SLAV) (Project report No. 2020–001600). Stockholm, Sweden.

¹¹ Power Circle, 2025. Flexibilitetsresurser, potential och behov år 2030, FlexAbility delrapport 1. Stockholm, Sweden.



Figur 1: Området i Kristianstad som användes som underlag för modellerade värmepumpar

1.4 METOD

Vi har implementerat följande steg för att hantera data och skapa auktionsalgoritmen:

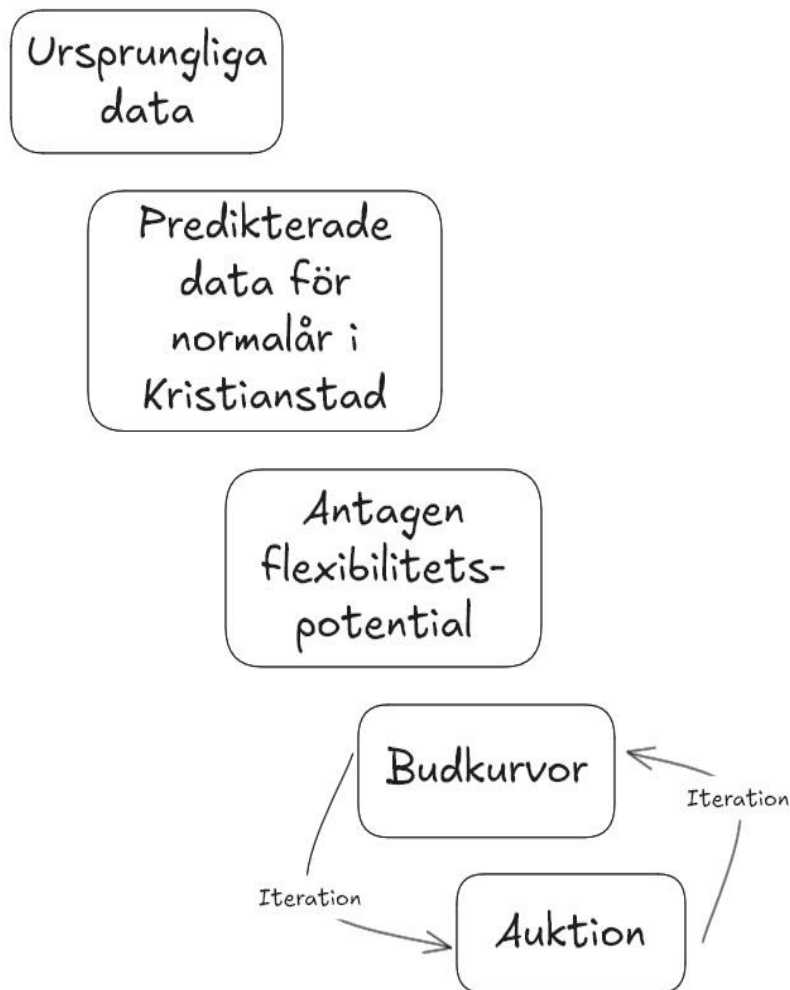
1. Timdata över elanvändningen för värmepumpar har hämtats från en öppen källa med driftdata HeatpumpMonitor¹². Sidan innehåller värmepumpar från bland annat Storbritannien och Danmark.
2. Timdata över elanvändningen för hushållen har modellerats med hjälp av fiktiva profiler för bostadshus som vi tagit fram inom projektet
3. Temperaturdata för ett normalår för Kristianstad har hämtats från Sveby¹³
4. Data har rensats på fel och avvikelser genom script i programmeringsspråken R och Julia
5. Maskininlärning har använts för att uppskatta möjlig flexibilitetspotential med hjälp av historisk elanvändning

¹² HeatpumpMonitor, "HeatpumpMonitor.org", 2025, <https://heatpumpmonitor.org/>.

¹³ Sveby, Sveby | Branchstandard för energi i byggnader, 2025, <https://www.sveby.org/>.

6. En auktionsalgoritm har skapats med hjälp av programmeringsspråket Julia
7. En ekonomisk analys har gjorts med hjälp av R och Julia
8. Analysen har fördjupats med känslighetsanalys över olika förutsättningar för flexibilitet

Huvudstegen summeras i Figur 2: Processchema för studien.



Figur 2: Processchema för studien

2 Dataunderlaget

Detta kapitel beskriver hur studien hanterat tillgången på data och hur vi modellerat både uppmätta och fiktiva data för att skapa en så realistisk modell av ett verkligt område som möjligt.

2.1 DATAKÄLLOR

Timdata över elanvändningen för värmepumpar har hämtats från HeatpumpMonitor. Här samlas uppmätt data från diverse värmepumpinstallationer framförallt i Storbritannien. Datasetet inkluderar elanvändningen, inom- och utomhustemperatur, samt andra driftdata med timupplösning. Anledningen till att vi i projektet använt oss av denna typ av data är för att vi inte lyckades få data från individuella värmepumpar i ett sammanhängande och representativt område i Sverige.

För hushållens elanvändning använde vi uppmätta elprofiler från småhus i Kristianstad. Respektive hus i vårt studieområde matchades optimalt till den elprofil som hade mest liknande area genom användning av den ungerska algoritmen "Hungarian Algorithm"¹⁴. Detta säkerställde att varje hus fick en realistisk elprofil som motsvarade dess storlek och förväntade elanvändning.

Valet av området i Kristianstad baseras på att en av medlemmarna i referensgruppen är elnätsägare i Kristianstad och kunde därmed förse projektet med information kring kritiska tidpunkter då det lokala elnätet kunde vara ansträngt. Det utvalda området består av både småhus och flerbostadshus och vi bedömde att det är tillräckligt representativt för att nyttja för fallstudien.

2.2 DATAKVALITÉ

Flera steg av databehandling behövdes för att säkerställa ett bra dataunderlag.

1. Kompletta serier: värmepumpar vars timdata över elanvändning hade mindre än 90% av timvärden för ett helt år (dvs mindre än 7911 värden) exkluderades

¹⁴ Wikipedia, "Hungarian algorithm", 03 september 2025, https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Hungarian_algorithm&oldid=1309386844.

2. Validering: värmepumpar vars värmefaktor var orimligt hög (>10) eller orimligt låg (<1.5) exkluderades
3. Rimlighet: värmepumpar vars elanvändning inte uppvisade något konsekvent mönster mot utomhustemperatur exkluderades
4. Avvikelser av elanvändning identifierades genom `iqr`-funktionen från `anomalize` paketet i R genom att gruppera värden per säsong. Funktionen identifierar avvikelser genom kriteriet $Q_3 + k * IQR < x < Q_1 - k * IQR$, där Q_3 avser den tredje kvartilen (dvs den 75 percentilen av alla värden), Q_1 den första kvartilen (25e percentilen) och faktorn k avgör hur långt ifrån Q_1 respektive Q_3 ett värde behöver vara för att anses vara en avvikelse. I Massana m.fl.¹⁵ fann författarna att $k = 3$ var optimalt men i vårt fall fann vi att $k = 7,5$ var mer rimligt. Detta värde bekräftades genom en okulär besiktning av samtliga profiler.
Cirka 5% av värden identifierades som avvikelser och ersattes med ett rullande medelvärde av fem värden i kronologisk ordning.

2.3 UTÖKNING AV TILLGÄNGLIGT DATASET

Vi kunde hitta cirka 80 unika värmepumpar från datasetet på Heat Pump Monitor, samtidigt som vi hade ett kriterium om att vårt urval åtminstone skulle bestå av 100 olika värmepumpar. Kriteriet baserades på en bedömning för att inte begränsa analysen på grund av för få tillgängliga budgivare.

Vissa värmepumpar hade mätserier som sträckte sig över flera år. Vi delade upp dessa mätdata i årliga dataset och tilldelade respektive år ett annat ID för att maximera vårt urval av värmepumpar. Att variationen för en anläggning mellan olika år varit tillräckligt stor för att kunna sägas tillhöra en annan värmepump baserade vi på okulära jämförelser av energisignaturer. Totalt kunde vi modellera 137 värmepumpar.

¹⁵ Joaquim Massana m.fl., "Short-Term Load Forecasting in a Non-Residential Building Contrasting Models and Attributes", *Energy and Buildings* 92 (april 2015): 322–30, <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.02.007>.

2.4 ANPASSNING AV VÄRMEPUMPARS STORLEK TILL KRISTIANSTAD

För att spegla det utvalda området så noga som möjligt, använde vi oss av samma optimeringsmetod (den ungerska algoritmen) för att koppla värmepumparna i vår data till verkliga hus i Kristianstad. Detta gjorde att både småhusen och flerbostadshusen fick värmepumpar som är lämpligt stora för deras sannolika värmebehov. Eftersom vi inte hade tillgång till de verkliga husens värmebehov kunde vi inte heller kontrollera att denna anpassning varit korrekt utan förlitade oss på antaganden om husens värmebehov baserat på uppskattad area, som i sin tur baserades på öppen data (2D-polyoner) från Overture Maps Foundation¹⁶.

2.5 NORMALÅRSANPASSNING OCH PREDIKTERING AV ELANVÄNDNING I KRISTIANSTAD

Eftersom data över värmepumparnas elanvändning kommer från en öppen databas med värmepumpar i Storbritannien, har vi anpassat elanvändningen för ett normalår i Kristianstad. För att uppnå detta har vi använt maskininlärningsalgoritmen Support Vector Machines (SVM)¹⁷. Det har i flera studier¹⁸ identifierats att denna algoritm kan producera goda resultat för tidsberoende energidata.

För att verifiera algoritmens precision, har vi använt oss av kriteriet SMAPE¹⁹ (Symmetric Mean Absolute Percentage Error) samt av okulär inspektion för att säkerställa att resultaten blir rimliga. Resultaten för några utvalda värmepumpar framgår av Figur 3.

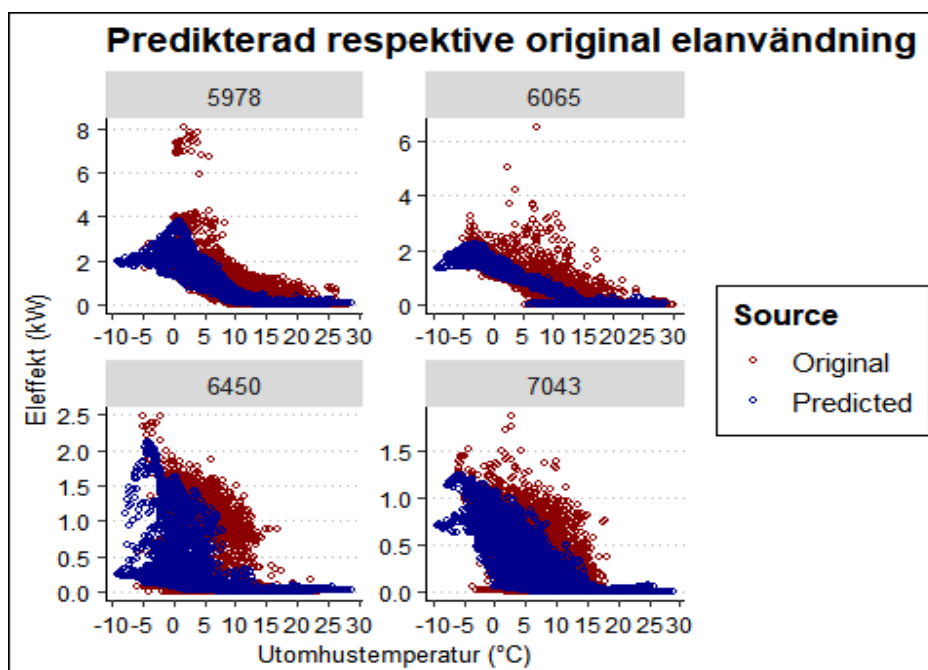
I figuren kan vi se att SVM-algoritmen är relativt anpassningsbar till olika typer av elanvändningsprofiler, samtidigt som den har svårt att anpassa nya värden som ligger utanför temperaturspannet från den ursprungliga dataserien. Detta syns tydligast på de två översta diagrammen, där historiska data sträckte sig till -5°C medan lägsta temperaturer i Kristianstad sträckte sig ner till -10°C för ett normalår.

¹⁶ <https://overturemaps.org/>

¹⁷ Den kallas också Support Vector Regression (SVR) när den tillämpas för regression isf. klassificering.

¹⁸ Massana m.fl., "Short-Term Load Forecasting in a Non-Residential Building Contrasting Models and Attributes"; Jui-Sheng Chou och Dac-Khuong Bui, "Modeling Heating and Cooling Loads by Artificial Intelligence for Energy-Efficient Building Design", *Energy and Buildings* 82 (oktober 2014): 437–46, <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2014.07.036>; Mathieu Bourdeau m.fl., "Modeling and Forecasting Building Energy Consumption: A Review of Data-Driven Techniques", *Sustainable Cities and Society* 48 (juli 2019): 101533, <https://doi.org/10.1016/j.scs.2019.101533>.

¹⁹ "Symmetric mean absolute percentage error - Wikipedia", Wikipedia, 2025, https://en.wikipedia.org/wiki/Symmetric_mean_absolute_percentage_error.



Figur 3: Normalårsanpassning och prediktering av helårsdata för utvalda värmepumpar med SVM-algoritmen. Avvikelser vid kalla utomhustemperaturer (under -5°C) beror på att algoritmen inte kunde extrapolera utanför känt temperaturspann. Vi bedömde dock att precisionen var tillräckligt god för analysen.

Vidare kan man konstatera att SVM-algoritmen generellt underskattar eleffektbehovet, jämfört med originaldata. Detta bedömde vi är önskvärt, eftersom det innebär att uppskattad flexibilitet sannolikt inte blir överskattad. Vi har inom ramen för detta projekt inte sökt att optimera algoritmen vidare. Mer detaljer om normalårsanpassningen finns under Bilaga.

3 Om marknadsmodeller

I detta kapitel presenterar vi olika marknadsmodeller med fokus på deras teoretiska grunder och praktiska egenskaper.

3.1 PAY-AS-YOU-BID

I en pay-as-you-bid-marknad (även kallad diskriminerande prissättning) lämnar producenterna in bud som anger både volym och pris. Buden rangordnas enligt pris i stigande ordning tills efterfrågan är uppfylld. Varje aktör som får sitt bud antaget erhåller det pris som denne själv bjudit. Konsekvensen av detta förfarande är att aktörer måste förutse det slutliga marknadspriset och anpassa sina bud därefter. Budstrategin blir därför central: en producent som bjuder för lågt riskerar minskad intäkt, medan en som bjuder för högt riskerar att inte bli antagen. Modellen skapar incitament för strategiskt beteende och kan leda till ineffektiv resursallokering om marknadsaktörer har begränsad information om konkurrenternas bud.

Ur ett systemperspektiv kan pay-as-you-bid ge lägre prisvolatilitet, eftersom varje aktör ersätts enligt sitt eget bud. Samtidigt kan det leda till högre genomsnittliga budnivåer, då aktörer tenderar att säkra sig mot risken att annars sälja under det förväntade marknadspriset. Detta beteende kan förklaras av det så kallade konceptet "Winner's Curse", ett begrepp etablerat inom auktionsteorin, som beskriver hur den vinnande aktören riskerar att överskatta det verkliga värdet och därmed erhåller ett ogynnsamt utfall²⁰. Modellen används sällan i energimarknader idag, men förekommer i vissa auktionsformat för statspapper.

3.2 PAY-AS-CLEARED

I en pay-as-cleared-marknad (även kallad marginalprissättning) lämnar producenterna också in bud som anger både volym och pris och dessa rangordnas tills volymen är uppfylld. Skillnaden mot föregående marknadsprocess är dock att samtliga antagna producenter erhåller samma marknadspris: det pris som sätts av det dyraste accepterade budet, det så kallade marginalpriset.

²⁰ Paul Klemperer, *Auctions: Theory and Practice* (Princeton University Press, 2004).

Denna modell skapar starka incitament för att bjuda in sina verkliga marginalkostnader, eftersom ersättningen inte beror på det egna budet utan på marknadsutfallet. Producenter med lägre kostnader kan därmed göra en ekonomisk vinst ("inframarginalintäkter" eller *inframarginal rents* på engelska), vilket kan bidra till investeringar och långsiktig marknadsdynamik. Marknadsmodellen gör att priset bättre speglar den kortsiktiga marginalkostnaden för att möta efterfrågan, samtidigt som det kan resultera i hög prisvolatilitet, särskilt när kapaciteten av flexibilitetsvolymen är begränsad. Modellen anses ge mer transparenta och effektiva prissignaler än pay-as-you-bid och används exempelvis av Svenska Kraftnät för vissa av sina stödtjänster.

3.3 VICKY-CLARKE-GROVES (VCG) MARKNADSMODELL

VCG-modellen är en auktionsteoretisk mekanism som syftar till att uppnå gemensamma optimala allokeringar när flera aktörer konkurrerar om resurser. Modellen är en generalisering av "Vickrey Auction"²¹ (även kallat andra-pris-auktion) för flera varor eller tjänster. Mekanismen skapar incitament för respektive aktör att ange sitt verkliga värde för resurserna eller tjänsterna och allokerar därefter dessa så att den totala gemensamma nyttan maximeras. Varje antagen aktör betalar en avgift som motsvarar den skada deras vinst orsakar övriga aktörer, det vill säga skillnaden mellan den totala nyttan med och utan deras deltagande. I vårt fall har vi tillämpat den sistnämnda logiken omvänt; respektive aktör får betalt motsvarande hur mycket deras bud bidrar till att optimera systemets kostnader, jämfört med hur det hade blivit utan aktörens bud. VCG användes av exempelvis Facebook för att optimera budgivning för annonser²² och modellens applikation till praktiska problem vann Nobelpriset 2020²³.

Fördelen med VCG-modellen är att den skapar incitament för aktörerna att matcha sina bud mot vad de egentligen anser flexibiliteten är värd. Modellen maximerar också den sammanlagda

²¹ Wikipedia, "Vickrey auction", 14 augusti 2025,

https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Vickrey_auction&oldid=1305818694.

²² Adam Levy, "Facebook's Ad System Is Based on a Decades-Old Economic Theory", The Motley Fool, 27 september 2015, <https://www.fool.com/investing/general/2015/09/27/facebook-ad-system-is-based-on-a-decades-old-econ.aspx>.

²³ NobelPrize.org, "The Prize in Economic Sciences 2020 - Popular Science Background", NobelPrize.Org, 2020, https://www.nobelprize.org/prizes/economic-sciences/2020/popular-information/?utm_source=chatgpt.com.

nyttan av alla bud. I vårt fall innebär det att modellen hjälper till att maximera nyttan ur ett systemperspektiv. I vår implementering av VCG-modellen är flexibilitetsbuden kontinuerliga (se sektion 3.3.1 nedan), dvs. inte i form av block-bud där man erbjuder en viss mängd flexibilitet till ett visst pris. Detta gör att många fler flexibilitetsaktörer antas och får betalt för en viss efterfråga, vilket kan hjälpa att skapa en viss tillit och intresse för marknaden. En annan fördel när många aktörer deltar är att en eventuell bristande aktivering av flexibilitet hos en budgivare kommer att få smärre konsekvenser på elnätet. Ur ett elnätsperspektiv så skapar modellen ett incitament för många budgivare att agera på marknaden, vilket i sin tur hjälper till att minimera priset för flexibilitet samtidigt som det gör marknaden mer robust över tid.

En annan fördel är att det tar bort incitament att spendera tid och pengar att förstå de andra budgivares strategi och värderingar, vilket inte är en effektiv allokering av resurser²⁴.

Nackdelen med modellen är att den är komplex och att den inte nödvändigtvis minimerar kostnaderna för flexibilitet, jämfört med tidigare nämnda modeller. Den är också känslig för manipulation om aktörerna agerar koordinerat.

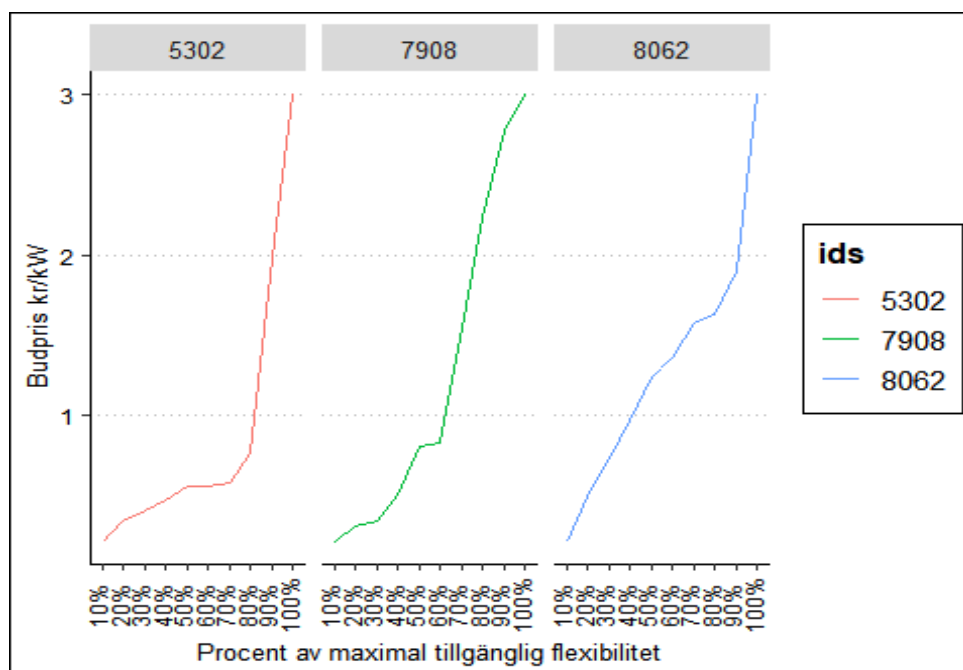
3.3.1 Budkurvor

För att hantera att olika fastigheter med värmepumpar har varierande möjlighet att erbjuda flexibilitet under årets olika timmar, har vi skapat och modellerat ett koncept som vi kallar "budkurvor". En budkurva beskriver vilken ersättning en fastighet med värmepump är villig att erhålla, beroende på hur mycket av dess maximala flexibilitet som efterfrågas. Detta illustreras med tre olika budkurvor i Figur 4.

Den röda kurvan i figuren motsvarar en fastighet som är villig att erbjuda en stor andel av sin maximala flexibilitet mot en låg till medelstor ersättning. Detta kan exempelvis spegla fastigheter med avancerade styrsystem där fastighetsägarens kostnad för insatsen som krävs att styra värmepumpen är liten och kan delvis automatiseras. Det är endast när efterfrågan närmar sig maximal

²⁴ Ausubel, Lawrence M., and Paul Milgrom, 'The Lovely but Lonely Vickrey Auction', in Peter Cramton, Yoav Shoham, and Richard Steinberg (eds), *Combinatorial Auctions* (Cambridge, MA, 2005; online edn, MIT Press Scholarship Online, 22 Aug. 2013), <https://doi.org/10.7551/mitpress/9780262033428.003.0002>.

flexibilitetspotential som ersättningen blir hög. Detta kan exempelvis motsvara att fastighetsägaren behöver göra avkall på inomhuskomforten och vill då ha betydligt större ersättning.

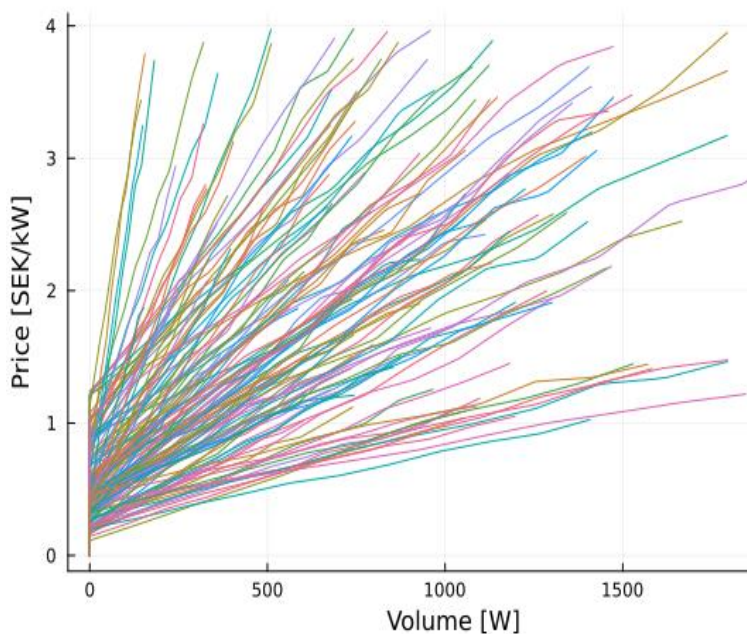


Figur 4: Exempel på tre fastigheters budkurvor. Den horisontella axeln visar andelen av maximal flexibilitetspotential för varje given tidpunkt, medan den vertikala axeln visar budpriset man är villig att erbjuda i SEK/kW.

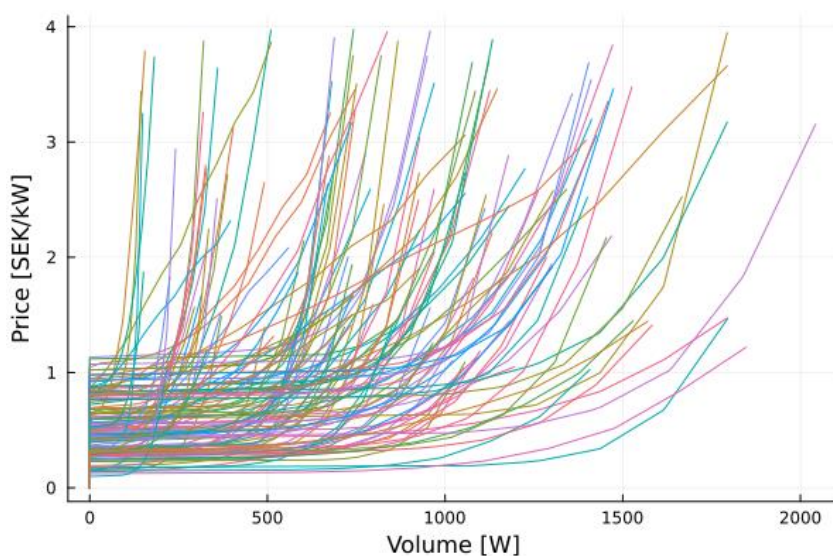
Den gröna kurvan motsvarar en fastighet där kostnaden för flexibilitet är linjärt proportionerlig mot volymen. Det kan exempelvis handla om en fastighet där små volymer kan styras med automatik medan allt större volymer av flexibilitet kräver mer manuella anpassningar.

Slutligen visar den blåa kurvan en fastighet som generellt efterfrågar hög ersättning, även vid låga volymer. Detta kan spegla en fastighet där kostnader för att erbjuda flexibilitet kräver manuell justering eller liknande och därför vill fastighetsägaren ha relativt stor ersättning för att erbjuda sin flexibilitet.

Figur 5 visar istället två exempel på budkurvor för samtliga hus under en specifik timme på året. Den horisontella axeln visar hur stor eleffekt (W) som respektive hus kan erbjuda, medan den vertikala axeln visar vilket pris (kr/kW) man erbjuder effekten mot.



(a) Budkurvor nivå:1 den 14e feb kl 06:00



(b) Budkurvor nivå:10 den 14 feb kl 06:00

Figur 5: Simulerade budkurvor: a) budkurva flexibilitetsnivå = 1 ett den 14 februari kl 06:00 b) budkurva flexibilitetsnivå = 10 den 14 februari kl 06:00

I figuren visas två nivåer av budkurvor (ett respektive tio) men för att simulera olika grad av flexibilitet bland husen, har vi i projektet varierat priskänsligheten med tio nivåer. Budkurvorna är genererade med hjälp av formeln $bud = x^k$ där x är andelen av maximal

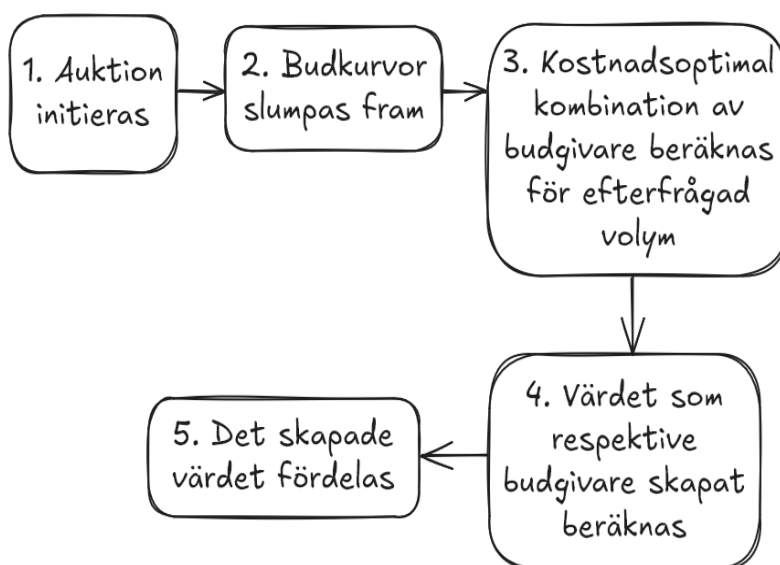
flexibilitetsvolym och k är ett slumpmässigt genererat tal mellan ett och flexibilitetsnivå. Ju högre k , desto lägre pris efterfrågar husen för större volymer (med slumpmässig variation).

Flexibilitetsvolymen motsvarar den redan något underskattade elanvändningen för värmepumpar som SVM-algoritmen adderat till hushållens elanvändning. Vi har dock använt en säkerhetsmarginal på 80% för att spegla att en del av denna möjliga flexibilitet inte går att styra. Detta antagande baseras på ett erfarenhetsvärde. Vi har inte gjort någon bedömning av vad potentialen skulle kunna vara för att öka elanvändningen (t.ex. i ett fall där solceller överproducerar lokalt).

Det är värt att notera att budkurvan behöver inte uppdateras varje timme för en viss budgivare utan man utgår ifrån en dimensionslös kurva som lätt skalas upp baserad på predikterad effekt. Detta kan underlätta för användare då man inte behöver uppdatera sina budpreferenser ofta om man inte vill.

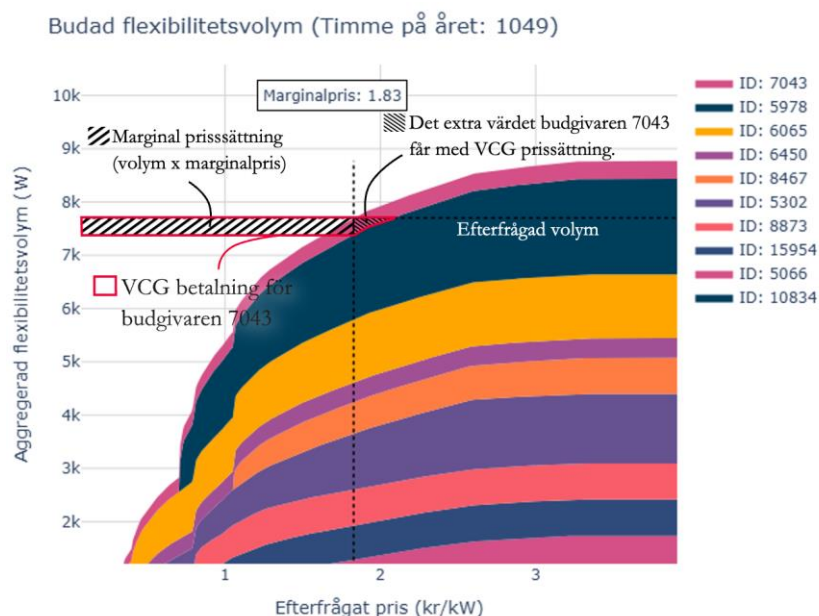
3.3.2 Implementering

Auktionsalgoritmen är implementerad som ett skript med programmeringsspråket Julia. Skriptet utförs enligt stegen i Figur 6. Notera att steg 3, 4 och 5 utförs för varje timme där det finns ett flexibilitetsbehov.



Figur 6: Auktionsprocessen

Figur 7 visar ett exempel på hur en kostnadsoptimal budkombination kan hittas för respektive efterfrågad flexibilitetsvolym. Här visas den aggregerade flexibilitetsvolymen på den vertikala axeln, medan avräkningspriset (SEK/kW) visas på den horisontella axeln.



Figur 7: Exempelauktion med 10 budgivare och efterfrågad volym på 7,7 kW. Den vertikala svarta streckade linje visar marginalpriset (1,83 SEK/kW). Betalningen för budgivaren 7043 enligt marginalprissättning visas med den mönsterfylld ytan till vänster. Det extra värdet som samma budgivare får med VCG modellen representeras med den mönsterfylld ytan till höger. Den totala betalningen med VCG prissättningen är summa av dessas två komponenter (i röd).

Endast tio anläggningar är med och budar i exemplet i figuren vid timme 1062 på året (14 februari, kl 06:00). De streckade linjerna visar den mest kostnadseffektiva budkombinationen för en efterfrågad flexibilitetsvolym av 7,7 kW. De budgivare som ingår i denna kombination kan erbjuda efterfrågad volym till bäst pris (1,83 kr/kW) och avropas.

För att beräkna ersättningen till respektive budgivare, besvarar algoritmen följande fråga: "Vad hade priset för samma volym flexibilitet blivit om budgivaren inte varit med i auktionen?" Detta besvaras i figuren mha. de streckade ytorna som representerar:

- Betalning för budgivaren 7043 med marginalprissättning (till vänster)
- Det extra värde för samma budgivaren med VCG-modellen (till höger). Den extra betalningen kompenserar budgivaren för den nytta han skapar ur elnätsägarens perspektiv, dvs. hur mycket mer hade priset blivit utan flexibiliteten som denna budgivare erbjuder.
- Den totala betalning med VCG-modellen är summa av marginalpriset och den extra betalningen

Man ser att för samma volym hade priset behövt öka till 2,1 kr/kW om en budgivaren 7043 inte hade varit med i den kostnadsoptimala kombinationen.

Vad händer om en budgivare bidrar med såpass mycket flexibilitetsvolym att priset utan den skulle förskjutits oändligt till höger i Figur 7 eller om behovet är så pass stor att man lyckas inte erbjuda den efterfrågade volymen om man (fiktivt) ta bort en budgivaren (säg t.ex. att behovet hade varit 8,6 kW)? Vi har begränsat detta genom att ansätta ett maximalt pris. Exakt vad denna baseras på kan variera men en naturlig alternativkostnad är investeringskostnaden för förstärkning av elnätet. Exempelvis anger Hartvigsson och Steen 2024²⁵ att kapitalkostnaden för förstärkning av nätstationer kan vara kring 4 kr/kW. I en delrapport från Power Circle om flexibilitet i lokala nät²⁶ uppskattas kostnaden för kapacitetsförstärkning mellan 330 till 451 kr/kW. De skriver också att *”Kostnaden för 1 MW nätförstärkning motsvarar köp av 100–200 timmars flexibilitet, om vi antar en kostnad på 5 000–10 000 kr/MWh”*. En annan jämförelse skulle kunna vara priserna som finns på stödtjänstmarknaden i Sverige, exempelvis aFFR. Mellan perioden 2024-08-01 och 2025-03-01 har priserna varit så höga som 1980 €/MW på Upp-marknaden och 535 €/MW på Ner-marknaden. Detta motsvarar ca 23 kr/kW respektive 6 kr/kW.

Vi har i analysen ansatt ett maxpris på 4 kr/kW. Detta innebär att om optimal kostnadskombination är 1,3 kr/kW, och om det hade funnit en budgivare utan vilken priset hade blivit oändligt, hade det totala värdet som budgivaren skapat begränsats till $4 - 1,83 = 2,17$ kr/kW.

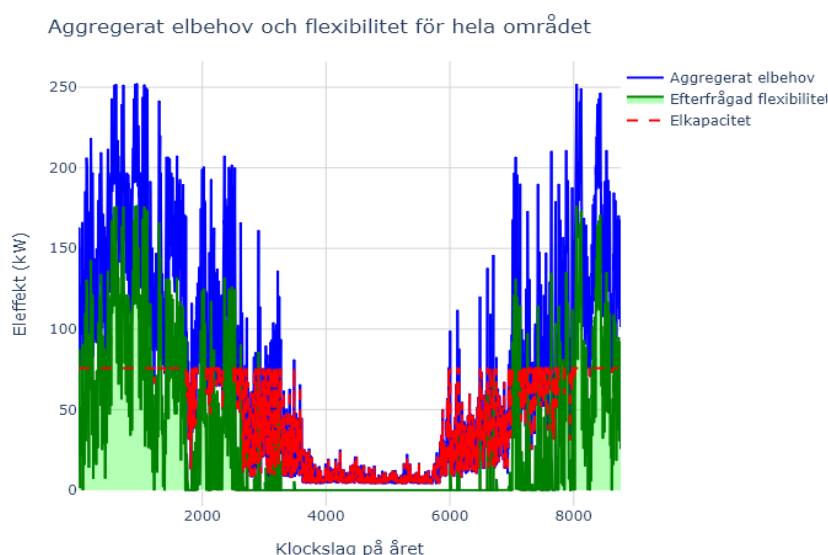
²⁵ Hartvigsson och Steen, *Analys av nätutvecklingsplaner och flexibilitet*.

²⁶ Power Circle, 2025. Det ekonomiska värdet av flexibilitet för lokala elnät, FlexAbility delrapport 3. Stockholm, Sweden.

4 Resultat

Figur 8 visar ett simulerat fall av flexibilitetsbehov för området i Kristianstad. Den blåa linjen visar ett simulerat totalt elbehov för området medan den röda linjen visar en simulerad maximal kapacitet som den lokala nätstationen för området klarar av idag. Det resulterande flexibilitetsbehovet representeras av den gröna linjen.

Räknat i antal timmar per år, uppstår flexibilitetsbehovet under 3951 timmar. Detta är inte tänkt att spegla en typisk situation för ett lokalt elnät där flexibilitetsbehovet endast uppstår under några få timmar eller dygn under ett helt år. Istället är syftet att visa på hur VCG-priset förändras med olika nivåer av flexibilitetsbehov.



Figur 8: Simulerat flexibilitetsbehov under ett år. Den blåa linjen är tänkt att spegla det utvalda områdets totala elbehov, den röda linjen den lokala kapaciteten i elnätet och den gröna linjen flexibilitetsbehovet.

C4 Elnät har uppskattat flexibilitetsbehovet för hela Kristianstad de närmaste 10 åren till mellan 2-10 MW²⁷. Områdets 137 fastigheter utgör ca 0,5% av alla små- och flerbostadshus i Kristianstad²⁸. Detta innebär att "flexibilitetsbördan" för detta område kan antas vara i storleksordningen 10–50 kW. (I verkligheten kommer inte flexibilitetsbehovet att vara jämnt utspritt över hela kommunen men

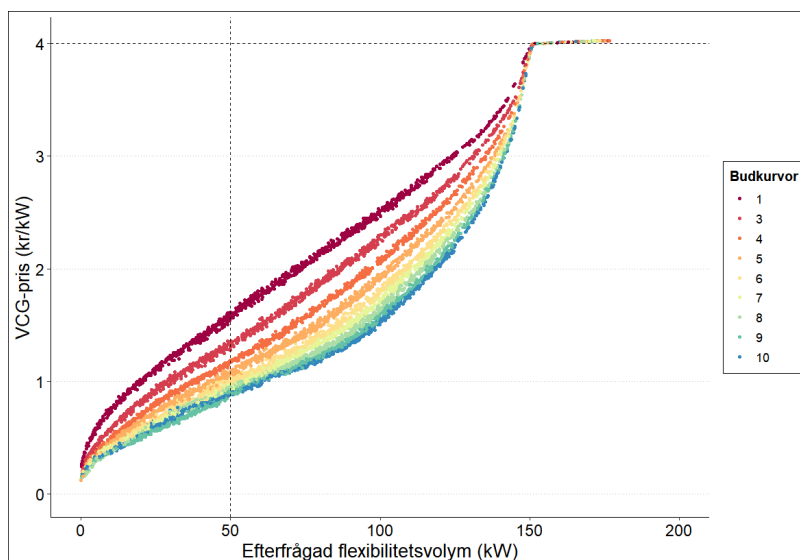
²⁷ C4 Elnät AB, "Nätutvecklingsplan C4 Elnät 2025-2034.pdf", 19 december 2024.

²⁸ "Antal lägenheter SCB", SCB, 2025,

https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START__BO__BO0104__BO0104D/BO0104T01/tab/e/tableViewLayout1/.

detta antagande ger en känsla om storleksordningen). Notera att maximal tillgänglig flexibilitet från samtliga värmepumpar på området är ca. 170 kW. De kvarvarande 80 kW som krävs för att nå toppeffekten på 250 kW som syns på Figur 8 antas vara fasta (ej flexibla), t.ex. fastighetsel eller hushållsel.

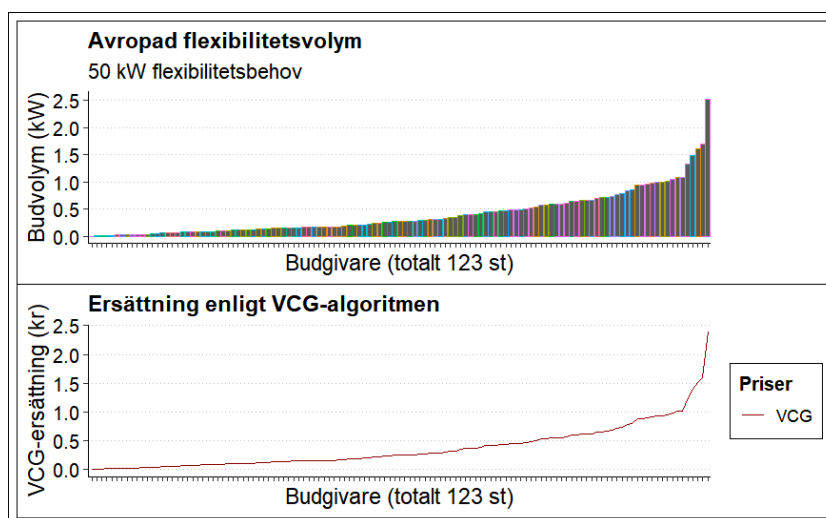
Figur 9 visar resultatet från 39 510 simulerade auktioner. Den horisontella axeln visar efterfrågad flexibilitetsvolym (kW) medan den vertikala axeln visar VCG-priset (kr/kW) för respektive volym. De olika färgerna representerar faktorn k (flexibilitetsnivå) som avgör hur stor flexibla budkurvor husen har. Ett område där $k = 1$ simulerar ett fall flexibiliteten är relativt dyr, medan $k = 10$ simulerar ett fall där flexibiliteten är relativt billig. Budkurva $k = 2$ är exkluderad från resultaten på grund av beräkningssvårigheter.



Figur 9: VCG-pris per timme för olika budkurvor och flexibilitetsbehov under ett år. Budkurvor med lägre värden (rödare linjer) representerar fall då budgivarna efterfrågar relativt hög ersättning för flexibilitet. Budkurvor med högre värden representerar istället fall då budgivarna efterfrågar relativt låg ersättning för flexibilitet. Budkurva 2 är exkluderad pga beräkningssvårigheter.

Av resultaten i figuren framgår att det genomsnittliga VCG-priset varierar mellan 0,2 och 4 kr/kW för samtliga flexibilitetsbehov och budkurvor. För ett flexibilitetsbehov mer relevant för områdets storlek, dvs 50 kW, varierar det genomsnittliga VCG-priset mellan 0,8 och 1,6 kr/kW för olika budkurvor. Detta ska jämföras med det alternativa priset för flexibilitet som vi antagit är 4 kr/kW.

Figur 10 visar avropade volymer samt ersättning för respektive budgivare vid 50 kW efterfrågad flexibilitetsvolym enligt budkurva 6. Totalt är 123 av 137 budgivare med i budgivningen.

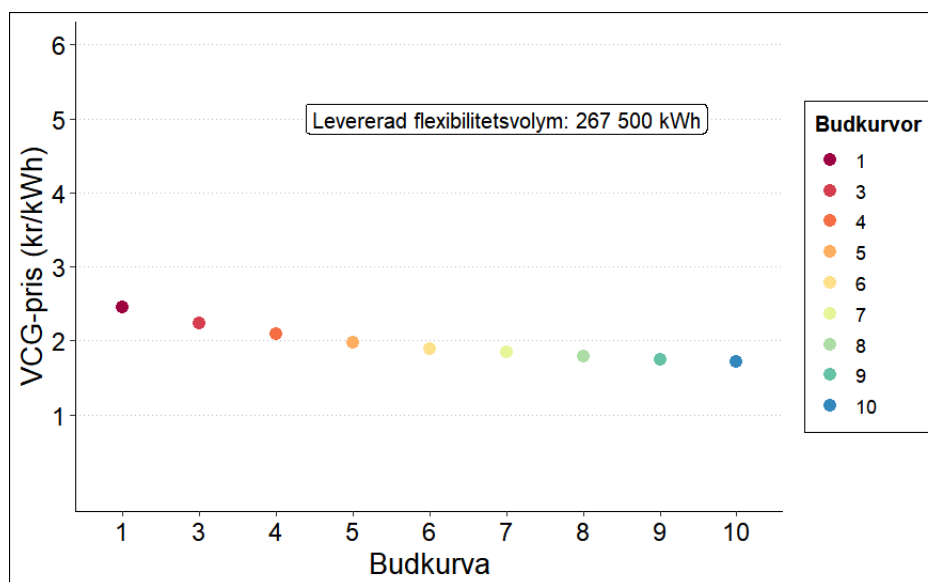


Figur 10: Avropad volym och erhållen ersättning för respektive budgivare vid ett flexibilitetsbehov på 50 kW. Budkurva, flexibilitetsnivå 6.

Det specifika VCG-priset per budgivare är cirka 0,58 kr/kW. Den totala ersättningen för 50 kW som elnätsägaren behöver betala är därför 29 kr och varierar mellan ett fåtal öre till ca 1,5 kr per budgivare.

Att VCG-priset är relativt lågt jämfört med det alternativa priset för flexibilitet förklaras av att VCG-algoritmen lyckas hitta optimala budkombinationer när efterfrågad flexibilitet är relativt lägre än maximal tillgänglig flexibilitet. Detta beror dock mycket på våra antaganden kring budkurvor och maxpriset. Som framgår av figuren efter efterfrågad flexibilitet börjar överstiga 150 kW, blir VCG-priset begränsat av det maximalt ansatta priset på 4 kr/kW. Med andra ord, det finns inte tillräckligt med flexibilitet tillgänglig för att hitta en optimal budkombination.

Figur 11 visar istället den genomsnittliga VCG-ersättningen (kr/kWh) för levererad flexibilitet (kWh) under ett år, givet olika budkurvor och det simulerade flexibilitetsbehovet som beskrivs i Figur 8. Den horisontella axeln visar olika budkurvor (med 395§1 auktioner per budkurva), medan den vertikala axeln visar total utbetalning till samtliga budgivare dividerad med totalt levererad flexibilitet.

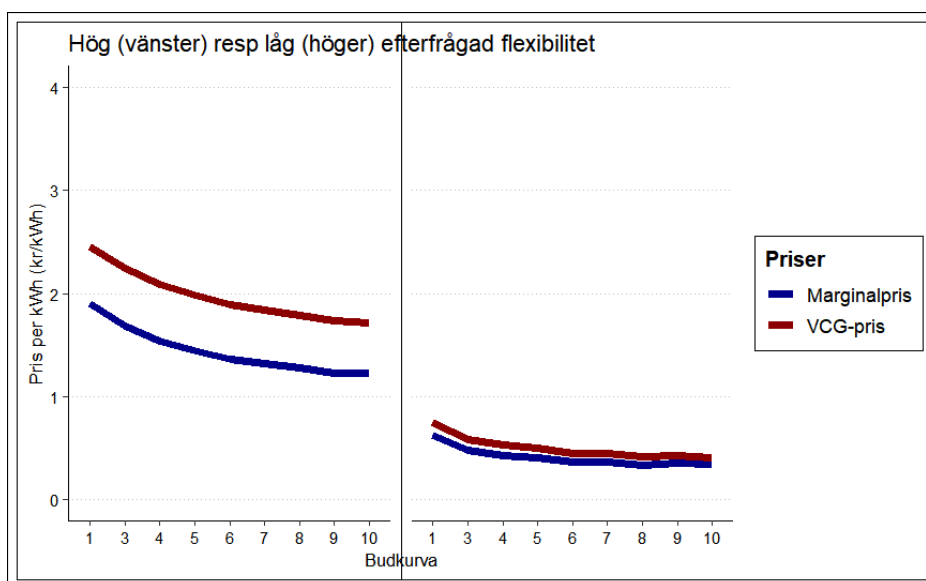


Figur 11: Genomsnittlig VCG-ersättning för totalt levererad flexibilitet. Respektive budkurva avser 395§1 auktioner under ett år. Budkurva två är exkluderad pga beräkningssvårigheter.

Resultaten från figuren visar att, ju mer flexibla budgivarna är (där budkurva = 10 motsvarar mer flexibel medan budkurva = 1 motsvarar mindre flexibel), desto lägre blir VCG-ersättningen. Det är

dock intressant att notera att VCG-priset endast varierar mellan 1,7–2,4 kr/kWh. Detta är ytterligare en indikation att VCG-algoritmen lyckas hitta relativt optimala budkombinationer, även i fallet då budgivarna inte är särskilt flexibla. Notera att budkurva två exkluderades på grund av beräkningssvårigheter.

Figur 12 visar skillnaden mellan VCG-priset och marginalpriset för olika budkurvor. Vid en alternativ auktion som använder marginalprissättning (pay-as-cleared), hade detta marginalpris gällt för olika budkurvor.



Figur 12: Jämförelse genomsnittligt VCG-pris mot marginalpris för olika budkurvor. Respektive budkurva avser 3951 auktioner under ett år.

Vi kan se att marginalpriset är lägre än VCG-priset när efterfrågad flexibilitetsvolym är hög i relation till maximal tillgänglig flexibilitet. Vi kan också se att skillnaden minskar när efterfrågad flexibilitetsvolym är låg. Detta är ett förväntat resultat eftersom VCG-algoritmen syftar till att maximera nyttan för systemet i helhet, inte minimera kostnaden för flexibilitet.

Att VCG-priset närmar sig marginalpriset vid lägre efterfrågad flexibilitet beror på att den extra nyttan som respektive budgivare bidrar med närmar sig noll när tillgången på budgivare är stor. Värdet en enskild budgivare skapar är då relativt låg eftersom det finns relativt många alternativa budgivare som kan ersätta dess bud till ett marginellt högre pris.

5 Diskussion

5.1 MÖJLIGHETER

Resultaten indikerar att även ett relativt fåtal värmepumpar inom ett elnätsområde kan potentiellt kunna erbjuda den flexibilitet som elnätet har behov av, givet att ersättningen till värmepumpsägarna är tillräckligt hög för att motivera flexibilitetsanpassning. Eftersom elnätets behov normalt inträffar under kalla perioder, då en stor majoritet av värmepumparnas värmeeffekt används för rumsuppvärmning, borde det rimligtvis finnas en relativt stor flexibilitetspotential.

Med tanke på resultaten i Figur 12, är det naturligt att fråga sig varför man skulle använda sig av en VCG-auktion när marginalprisauktioner har potential att leverera flexibilitet till en lägre kostnad. Här är det viktigt att komma ihåg vad skillnaden mellan olika marknadsmodeller är (se kapitel 3). Fördelarna med VCG-auktionen är den skapar större incitament för budgivare att erbjuda flexibilitet eftersom den undviker problemet med "Winner's curse" (där budgivare över tid undviker att få mindre betalt än vad tjänsten/varan är värd) och dessutom premierar budgivare att buda in flexibilitet till det pris som bäst speglar deras eget värde av flexibiliteten.

Vid upprepade auktioner enligt marginalpris finns det risk att budgivarna hade höjt sina priser för att undvika att erbjuda flexibilitet till en för låg ersättning, med följd att marginalpriset hade ökat över tid. Det är också möjligt att antalet budgivare hade minskat över tid pga upprepade "Winner's curse" bud. Eftersom lokala flexibilitetsmarknader sannolikt har få auktioner per år, har VCG-auktionen en fördel eftersom den premierar alla budgivare att alltid vara med.

Den mest renodlade formen av VCG-auktionen är att hela värdet som en budgivare skapar betalas ut till budgivaren. Samtidigt är vi medvetna om att elnätsägaren eller tredje parter eventuellt har kostnader förknippade med själva auktionsförfarandet^{29,30}. Ett möjligt alternativ är att därför undersöka och eventuellt i förväg bestämma

²⁹ Power Circle, 2025. Det ekonomiska värdet av flexibilitet för lokala elnät, FlexAbility delrapport 3. Stockholm, Sweden.

³⁰ Energimarknadsinspektionen, 2025. Kartläggning av lokala flexmarknader.

hur eventuella värden som skapas ska fördelas mellan de olika parterna.

Vår vision med VCG-auktionen är att den i sin helhet kan automatiserats. Den enda indataparametern som behöver bestämmas i förväg är budkurvorna. Ett förslag är att själva auktionsplattformen erbjuder standardiserade budkurvor som "mallar" som dessutom kan vara förinställda baserat på något kriterium som en budgivare har (exempelvis en standard budkurva för småhus, flerbostadshus osv). Det enda som budgivaren bör behöva göra är att ansluta sin värmepump till auktionsplattformen. Därefter kan auktionsplattformen med automatik "läsa av" budkurvan.

För att säkerställa transparens, spårbarhet och datasäkerhet kan hela auktionsförfarandet hanteras genom t.ex. en blockkedja. Vi bedömer att hela VCG-auktionen kan implementeras i modernare värmepumpar (som redan kan ta emot signaler för exempelvis elpris) utan behov av hårdvara³¹.

5.2 UTMANINGAR

Det finns ett antal utmaningar med våra resultat, både kring val av metod samt inbyggda begränsningar av vad som kan uppnås med algoritmen som vi valt.

5.2.1 Dataunderlaget

En uppenbar utmaning som vi haft är brist på uppmätt data från ett område i Sverige. Vi har hanterat detta genom att anpassa elanvändningen från värmepumpar i Storbritannien till förhållanden för ett normalår i Kristianstad genom en maskininlärningsalgoritm som nyttjat variablerna utomhustemperatur, klockslag samt om elanvändningen inträffar under helg eller inte. Detta påverkar resultaten genom att introducera osäkerheter kring uppskattad flexibilitetspotential. För att uppskatta hur stora dessa osäkerheter är, behöver resultaten tas fram med uppmätt data från ett antal olika områden i Sverige.

Vidare finns begränsningar i SVM-algoritmen som vi använt för att anpassa uppmätt data till ett normalår. Den predikterade

³¹ Walfridson m.fl., 2023. Large scale demand response of heat pumps to support the national power system. 14th IEA Heat pump conference, Chicago, Illinois, USA.

elanvändningen tenderar att vara lägre, jämfört med ursprungsdata vid samma tidpunkt och temperatur. Algoritmen kan inte heller extrapolera data utanför temperaturer som finns i ursprungsdata, vilket kräver handpåläggning eller nyttjande av en annan algoritm. I vårt fall har detta inte varit ett större problem, då normalårstemperaturer i Kristianstad matchat väl ursprungliga temperaturer från Storbritannien i de allra flesta fall.

5.2.2 Algoritmen

Den valda auktionsmodellen, likt många andra, har begränsningar och svagheter. Eftersom auktionsförfarandet ämnar maximera den gemensamma nyttan genom att ersätta respektive budgivare motsvarande en andel av det värde de skapar, är den känslig för manipulation i form av kartellbildning. I teorin skulle budgivarna kunna koordinera sina budpriser och -volymen för att påverka vem som ingår i den mest kostnadsoptimala kombinationen. Detta skulle maximera den ersättning de får, istället för att maximera den gemensamma nyttan. Risken för detta kan minskas genom att det finns många budgivare på marknaden och genom att nyttja någon form av övervakning/begränsning i hur ofta och vilka bud som får läggas. En möjlig lösning är att använda en blockkedja där varje ändring av budkurvor registreras och kan spåras; detta möjliggör kontinuerlig analys och larm för eventuell manipulation.

En annan utmaning med auktionsalgoritmen är dess komplexitet. Mer komplexa mekanismer kan innebära högre trösklar för deltagande, då det exempelvis är för svårt för deltagarna att förstå hur stor ersättningen de kan förvänta sig. Detta bekräftas också av Palm m.fl.³² som har identifierat att marknadskomplexitet har utgjort en betydande barriär till deltagande på Sveriges flexibilitetsmarknader.

5.2.3 Övrigt

Osäkerheter kring framtida utveckling finns, både teknisk och juridisk. På lång sikt kan förutsättningarna förändrats såpass mycket att slutsatserna från denna rapport inte längre gäller. Ett skifte till generell "smart" styrning av installationer, inte minst laddstolpar till elbilar, skulle kunna förändra elanvändningen till den grad att

³² Palm m.fl., "Drivers and barriers to participation in Sweden's local flexibility markets for electricity".

behovet av en flexibilitetsmarknad försvinner. Likaså skulle lägre kostnader för att bygga ut elnätinfrastrukturen (som en konsekvens av teknikutveckling, exempelvis) också kunna förändra behovet, och nyttan, av en flexibilitetsmarknad. Om detta inte sker, eller om det sker under en längre övergångsperiod, skulle det vara intressant att tillämpa auktionsalgoritmen i ett verkligt område/lokalt nät.

Likaså kan en förändrad elanvändning från värmepumpar påverka elanvändningen av andra installationer eller påverka elanvändningen i tid. Det är inte otänkbart att minskad elanvändning under en viss tid förskjuter elbehovet till en senare tid som i sin tur ger upphov till ett nytt behov av flexibilitet³³. Detta är något som behöver hanteras av elnätsägaren (lokalt, regionalt, nationellt och i slutändan internationellt), genom att exempelvis efterfråga flexibilitet under tillräckligt lång tid eller med en viss utspädning så att en potentiell förskjutning (s.k. rebound-effekt) av elanvändningen hamnar tillräckligt långt utanför kritisk tid.

Om lokala flexibilitetsmarknader skalas upp över en betydande del av landet kan det vara intressanta och relevanta att förstå påverkan på andra elmarknader såsom day-ahead och intradag marknad, beroende på när flexibilitet avropas.

Eftersom lokala flexibilitetsmarknader aktiveras relativt sällan är harmonisering mellan olika lokala marknader högst önskvärd för att hitta lönsamhet i dessa.

Det är viktigt att det finns en samsyn mellan budgivarna och elnätsägare på hur flexibilitet utvärderas. Där är det viktigt att vara överens om vilken predikteringsmodell ska användas, samt vilket dataunderlag ska modellen tränas på. Det kan också vara viktigt att identifiera planerade avvikande mönster (t.ex semester) kontra faktiskt flexibilitet.

En stor mängd manipulerade värmepumpar kan utgöra ett hot mot elsystemet och det är därför viktigt att skydda dessa mot olika typer av cyberhot³⁴. I kontexten av en lokala flexibilitetsmarknad så vill man undvika att signaler mellan värmepumpar och marknadsplatsen kapas och utnyttjas i det ändamålet.

³³ Walfridson m.fl., 2024. Bostäder för flexibilitet, slutrapport. Energimyndigheten, 2020-018636.

³⁴ Lindahl, M., Walfridson, T., Sandels, C., Ericson, N., Tiloca, M., Höglund, R., 2023. Storskalig laststyrning av värmepumpar i elnätet (SLAV) (Project report No. 2020–001600). Stockholm, Sweden.

5.3 AVSLUTANDE TANKAR KRING BUDGIVARNAS PERSPEKTIV

Ur budgivarnas perspektiv kan de direkta intäkterna förefalla små, särskilt i de fall då många budgivare är med i budgivningen och den totala efterfrågade flexibiliteten är relativt låg. Samtidigt speglar budgivarnas budkurvor kostnaden eller ansträngningen att erbjuda flexibilitet och när endast små volymer avropas från respektive budgivare borde kostnaden/ansträngningen för dessa vara mycket nära noll. Med andra ord är den direkta ersättningen till budgivarna relativt liten, samtidigt som kostnaderna för att erbjuda effekt är ännu mindre.

En enskild budgivare kan undra om det är värt att agera på en marknad där ersättningen dels är låg, dels kan behovet av flexibilitet eventuellt minska eller helt försvinna i framtiden. Denna frågeställning är inte unik för VCG-auktionen utan gäller alla flexibilitetsmarknaden. Vår vision är att implementeringen av algoritmen i praktiken är såpass automatiserad och enkel att tröskeln för att medverka är mycket låg.

En annan aspekt är att algoritmens komplexitet är relativt stor och det är inte enkelt att förklara för en enskild budgivare varför deras ersättning blev som den blev. I en VCG-algoritm, motsvarar ersättningen den nyttan budgivaren skapat i relation till andra budgivare – detta innebär att olika budgivare kan få olika ersättning för samma volym. Någon enkel lösning på detta ser vi inte, mer än att man som budgivare behöver acceptera att ersättningen man kan få motsvarar åtminstone det man har budat – oftast mer.

Det är också värt att påpeka att algoritmens natur gör att incitamenten för att agera som "aggregator" blir mycket låga. Eftersom algoritmen kan hantera bud från enskilda budgivare (och även enskilda installationer), finns det inget direkt behov av en aggregator.

Andra aspekter som kan påverka budgivarna är:

- Flexibilitet kan innebära att man flyttar sin förbrukning till lägre eller högre priser om man har ett timbaserat avtal. Det är mer sannolikt att spotpriset blir lägre då behov av flexibilitet inträffar under ansträngda timmar då många använder el.

- Att vara flexibel kan påverka komforten. På timnivå bör dock inte komforten påverkas avsevärt tack vare fastigheten termiska tröghet (beroende på isolering och termisk massa)
- Att förflytta elanvändning från sin värmepump kan innebära sämre förutsättningar, t.ex. lägre utomhustemperatur för luft-luft eller luft-vatten värmepumpar som påverkar COP negativt. I den mening har berg-, jord- och sjövärmepumpar kanske bättre förutsättningar för flexibilitet. När värmepumpen stängs av och startar om kan börvärdet för framledningstemperatur också öka för att kompensera effektbortfallet. Detta kan också leda till sämre COP och gäller alla värmepumpar.
- Värmepumpar har möjlighet att delta på olika flexibilitetsmarknader och hur resursen allokeras mellan olika marknader kan vara svårt att optimera ur ett ekonomiskt och operativt perspektiv. Det är därför viktigt att lokala flexibilitetsmarknader är attraktiva gentemot övriga marknader.
- För icke-frekvensstyrda (ON-OFF) värmepumpar kan det vara svårt eller omöjligt att anpassa sin elanvändning till den nivå som auktionsclearing kommer fram till. Detta kan dock speglas i budkurvan som kan då utformas som ett steg-liknande kurva.

6 Slutsatser

Syftet med detta projekt har varit att utvärdera hur en auktionsalgoritm kan användas för att hantera lokala flexibilitetsbehov av eleffekt genom ett auktionsförfarande mellan elnätet och budgivare av flexibilitet som ett alternativt till andra flexibilitetsåtgärder. Algoritmen som användes för analysen baseras på den så kallade Vickrey-Clarke-Groves algoritmen, som tagits fram specifikt för att maximera den gemensamma nyttan vid auktioner där flera inbördes beroende varor kan budas på av flera budgivare. VCG-algoritmen har använts med simulerade data över elanvändning i bostadshus med värmepumpar som applicerats på ett område i Kristianstad. Resultaten visar att:

- En VCG-auktion kan erbjuda lokal flexibilitet till ett pris som är lägre än alternativpriset av att investera i ny kapacitet - motsvarande 0,8-1,6 kr/kW i Kristianstad
- VCG-algoritmen kan hitta optimala budkombinationer som ger ett lågt VCG-pris även om budgivarna inte är särskilt flexibla (dvs efterfrågar relativt hög ersättning för sin flexibilitet)
- När tillgänglig flexibilitetsvolym är hög jämfört med efterfrågad flexibilitet, närmar sig VCG-priset marginalpris. Annars är VCG-priset högre än marginalpris.
- VCG-algoritmen är komplex men skapar större incitament för budgivare att erbjuda flexibilitet jämfört med marginalprissättning, vilket är viktigt på lokala flexibilitetsmarknader där efterfrågan sker relativt sällan och där det finns risk att budgivare annars inte känner tillräckliga incitament för att medverka

Slutligen har vi diskuterat både möjligheter och utmaningar, inklusive datakvalitet, algoritmens komplexitet, risk för manipulation, och framtida förändringar i teknik och regelverk. Rapporten visar att en automatiserad, mjukvarubaserad lösning kan vara ett skalbart och kostnadseffektivt alternativ för att hantera eleffektbrist i svenska kommuner.

7 Förslag på fortsatt forskning

- Metoden i denna rapport bör tillämpas inom ett pilotprojekt för att säkerställa att de simulerade resultaten kan realiseras.
- Det bör även utredas hur agerande på en lokal flexibilitetsmarknad påverkar, och påverkas av, andra marknader, såsom stödtjänstmarknaden, day-ahead marknaden osv. Detta bör utredas praktiskt för att förstå hur logiken för styrning av exempelvis värmepumpar kan och bör utformas för att optimera olika nyttor.
- VCG-algoritmen kan utökas till att omfatta flexibilitet från andra installationer än värmepumpar. Det bör utredas hur stor flexibilitetspotential dessa installationer kan ha (exempelvis elbilar, ventilationsaggregat osv).
- En helautomatiserad auktion kan även behöva kopplas till en blockkedja eller andra distribuerade redovisningsverktyg för att hantera transaktioner mellan olika aktörer. En sådant tillägg till algoritmen har potential att minimera transaktionskostnaden och öka tilliten mellan aktörerna på den lokala flexibilitetsmarknaden.

8 Referenslista

- Arnaudo, Monica, Monika Topel, Laumert Björn, Techno-economic analysis of demand side flexibility to enable the integration of distributed heat pumps within a Swedish neighborhood, *Energy*, Volume 195, 2020.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117012>.
- Ausubel, Lawrence M., and Milgrom Paul, 'The Lovely but Lonely Vickrey Auction', in Peter Cramton, Yoav Shoham, and Richard Steinberg (eds), *Combinatorial Auctions* (Cambridge, MA, 2005; online edn, MIT Press Scholarship Online, 22 Aug. 2013),
<https://doi.org/10.7551/mitpress/9780262033428.003.0002>.
- Averfalk, Helge, och Lindahl Marcus, 2022. IEA Heat Pumping Technologies TCP Annex 57: Flexibility by implementation of heat pumps in multi-vector energy systems and thermal networks - Task 1, Swedish background report. International Energy Agency, Heat Pumping Technology TCP.
- Bourdeau, Mathieu, Xiao Qiang Zhai, Elyes Nefzaoui, Xiaofeng Guo, och Patrice Chatellier. "Modeling and Forecasting Building Energy Consumption: A Review of Data-Driven Techniques". *Sustainable Cities and Society* 48 (juli 2019): 101533. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2019.101533>.
- Chou, Jui-Sheng, och Dac-Khuong Bui. "Modeling Heating and Cooling Loads by Artificial Intelligence for Energy-Efficient Building Design". *Energy and Buildings* 82 (oktober 2014): 437–46.
<https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2014.07.036>.
- C4 Elnät AB, "Nätutvecklingsplan C4 Elnät 2025-2034.pdf", 19 december 2024.
- Energimarknadsinspektionen, 2025. Kartläggning av lokala flexmarknader.
- Fischer, David, och Madani Hatef, 2017. On heat pumps in smart grids: A review. *Renew. Sustain. Energy Rev.* 70, 342–357.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.182>
- Hartvigsson, Elias, och David Steen. *Analys av nätutvecklingsplaner och flexibilitet*. Energiforsk, 2024.
- HeatpumpMonitor. "HeatpumpMonitor.org". 2025. <https://heatpumpmonitor.org/>.
- Huang, Hongliang, och Hai Zhang. "Student's t-Kernel-Based Maximum Correntropy Kalman Filter". *Sensors* 22, nr 4 (2022): 1683.
<https://doi.org/10.3390/s22041683>.
- Levy, Adam. "Facebook's Ad System Is Based on a Decades-Old Economic Theory". *The Motley Fool*, 27 september 2015.
<https://www.fool.com/investing/general/2015/09/27/facebooks-ad-system-is-based-on-a-decades-old-econ.aspx>.
- Lindahl, M., Walfridson, T., Sandels, C., Ericson, N., Tiloca, M., Höglund, R., 2023. Storskalig laststyrning av värmepumpar i elnätet (SLAV) (Project report No. 2020– 001600). Stockholm, Sweden.
- Massana, Joaquim, Carles Pous, Llorenç Burgas, Joaquim Melendez, och Joan Colomer. "Short-Term Load Forecasting in a Non-Residential Building Contrasting Models and Attributes". *Energy and Buildings* 92 (april 2015): 322–30. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2015.02.007>.
- NobelPrize.org. "The Prize in Economic Sciences 2020 - Popular Science Background". NobelPrize.Org, 2020.

- https://www.nobelprize.org/prizes/economic-sciences/2020/popular-information/?utm_source=chatgpt.com.
- Palm, J., A. -R. Kojonsaari, I. Öhrlund, N. Fowler, och C. Bartusch. "Drivers and barriers to participation in Sweden's local flexibility markets for electricity". *Utilities Policy* 82 (juni 2023): 101580.
<https://doi.org/10.1016/j.jup.2023.101580>.
- Paul Klemperer. *Auctions: Theory and Practice*. Princeton University Press, 2004.
- Power Circle, 2025. Det ekonomiska värdet av flexibilitet för lokala elnät, FlexAbility delrapport 3. Stockholm, Sweden.
- Power Circle, 2025. Flexibilitetsresurser, potential och behov år 2030, FlexAbility delrapport 1. Stockholm, Sweden.
- SCB. "Antal lägenheter SCB". 2025.
https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START__BO__BO0104__BO0104D/BO0104T01/table/tableViewLayout1/.
- Sveby. *Sveby | Branchstandard för energi i byggnader*. 2025. <https://www.sveby.org/>.
- Walfridson m.fl., 2024. Bostäder för flexibilitet, slutrapport. Energimyndigheten, 2020-018636.
- Walfridson m.fl., 2023. Large scale demand response of heat pumps to support the national power system. 14th IEA Heat pump conference, Chicago, Illinois, USA.
- Wikipedia, "Hungarian algorithm", 03 september 2025,
https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Hungarian_algorithm&oldid=1309386844
- Wikipedia, "Symmetric mean absolute percentage error - Wikipedia". 2025.
https://en.wikipedia.org/wiki/Symmetric_mean_absolute_percentage_error.
- Wikipedia, "Vickrey auction", 14 augusti 2025,
https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Vickrey_auction&oldid=1305818694.

9 Bilaga

Eftersom data över värmepumparnas elanvändning kommer från en öppen databas med värmepumpar i Storbritannien, har vi varit tvungna att anpassa elanvändningen så att den blir representativ för ett normalår i Kristianstad. För att uppnå detta har vi använt maskininlärningsalgoritmen Support Vector Machines (SVM). Denna algoritm har i flera studier³⁵ identifierats ge goda resultat för prediktering av tidsberoende energidata.

SVM fungerar på principen att beroende variabler som uppvisar komplexa, icke-linjära relationer mot utfallet kan mappas upp till högre dimensioner för att där hitta enklare samband som kan modelleras. I praktiken uppnås detta genom användning av en så kallad kernel som transformerar variabeln utan att behöva mappa upp den i fler dimensioner (vilket är resurskrävande). Författarna i Massana m.fl. har använt en PUK-kernel medan författarna i Chou och Bui³⁶ använde en så kallad radial kernel, båda med goda resultat. Vi har istället valt t-student kernel³⁷ eftersom vi inte hade möjlighet att implementera PUK-kerneln från den första studien och den radialis kerneln producerade inte goda resultat med den data vi utgick från. Variablerna som vi använt för att anpassa data till förhållanden i Kristianstad är följande:

- Utomhustemperatur, baserad på timvärden för ett normalår i Kristianstad
- Klockslag, transformerad med en sinus- ($\sin(2 * \pi * x/24)$) och cosinusfunktion ($\cos(2 * \pi * x/24)$) för att fånga in den cykliska variationen (annars hade algoritmen antagit att klockslag 0 var längst ifrån klockslag 23, istället för att vara lika långt ifrån som alla andra klockslag)
- En sant/falsk-variabel som indikerar helg (= 1 om lördag eller söndag), annars noll

³⁵ Massana m.fl., "Short-Term Load Forecasting in a Non-Residential Building Contrasting Models and Attributes"; Chou och Bui, "Modeling Heating and Cooling Loads by Artificial Intelligence for Energy-Efficient Building Design"; Bourdeau m.fl., "Modeling and Forecasting Building Energy Consumption".

³⁶ Chou och Bui, "Modeling Heating and Cooling Loads by Artificial Intelligence for Energy-Efficient Building Design".

³⁷ Hongliang Huang och Hai Zhang, "Student's t-Kernel-Based Maximum Correntropy Kalman Filter", *Sensors* 22, nr 4 (2022): 1683, <https://doi.org/10.3390/s22041683>.

Utomhustemperaturen normaliserades med hjälp av formeln $x_n = \frac{x - \mu}{\sigma}$, där μ är medel och σ är standardavvikelsen. Dessutom har data delats upp i tre säsonger: sommar (jun-aug), vår och höst (mar-maj, sep-nov) samt vinter (dec-feb) och anpassningen applicerats på respektive säsong för sig.

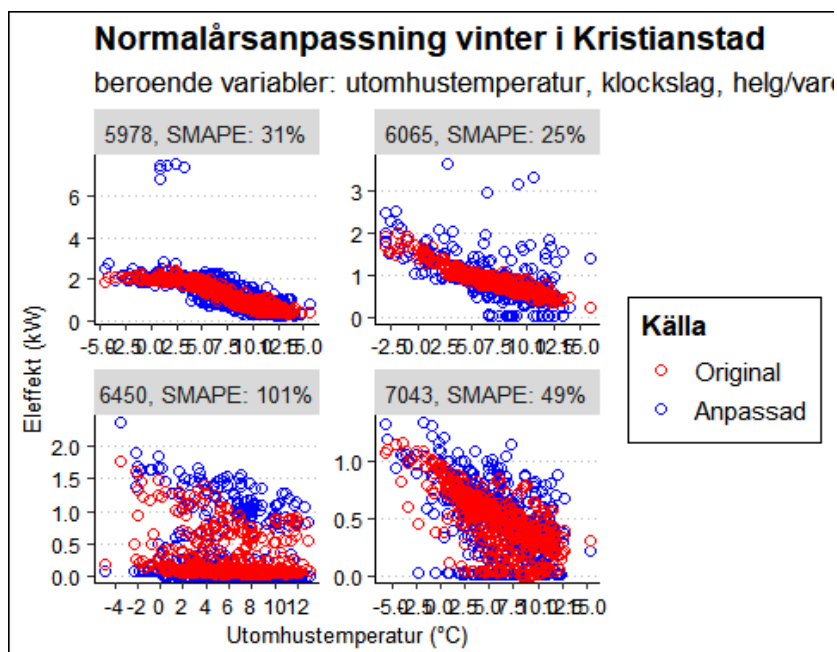
Värdena för respektive säsong delades upp i tränings- respektive testgrupper med fördelningen 75%/25% och algoritmen tränades på träningsdata för att sedan appliceras på testdata. Vi använt SMAPE (Symmetric Mean Absolute Percentage Error)³⁸ som ett kriterium för hur noggrann algoritmen är. Detta kriterium anger ett värde i procent där 0% motsvarar perfekt matchning mellan original och anpassad. Formeln för SMAPE är:

$$SMAPE = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n \frac{|p_i - y_i|}{\frac{|p_i| + |y_i|}{2}} \cdot 100$$

där p_i = ursprunglig eleffekt, y_i = anpassad effekt och n = antal värden.

Resultatet för normalårsanpassningen av träningsdata till testdata för en vintersäsong och ett antal utvalda värmepumpar (exklusive hushållsel) framgår av Figur 13. De blåa punkterna representerar träningsdata medan de röda representerar testdata. SMAPE-kriteriet framgår ovanför respektive diagram, tillsammans med värmepumparnas id.

³⁸ Wikipedia, "Symmetric mean absolute percentage error - Wikipedia".



Figur 13: Normalårsanpassning och prediktering av testdata med SVM-algoritm för utvalda värmepumpar under en vintersäsong.

En visuell inspektion av exemplen i figuren visar att SVM-algoritmen fångar in värmepumparnas elanvändning vid olika utomhustemperaturer relativt väl. Detta bekräftas också av relativt låga SMAPE kriterier, särskilt för de två övre anläggningarna vars elanvändning är väl definierad av utomhustemperaturen. De två nedre värmepumparna har mer växlande elanvändning och här kan man konstatera att algoritmen underskattar eleffekterna något. Eftersom syftet med algoritmen är att uppskatta flexibilitetspotentialen för värmepumparna vid olika klockslag och utomhustemperatur i Kristianstad under ett normalår, är en något underskattad maximal potential inte en stor nackdel.

EFFEKTAUKTIONER MED VÄRMEPUMPAR

Ett auktionsförfarande som nyttjar en så kallad Vickrey-Clarke-Groves algoritm (VCG) kan erbjuda lokal flexibilitet till ett pris som är lägre än alternativpriset av att investera i ny kapacitet. Detta visar rapporten som nyttjat VCG-algoritmen för att hitta optimala budkombinationer som ger ett lågt pris för flexibilitet, trots relativt stor variation i tillgänglig flexibilitet från möjliga budgivare. Resultaten kan förhoppningsvis användas för att underlätta upprättande av lokalaflexibilitetsmarknader som kan vara helautomatiserade.

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.

