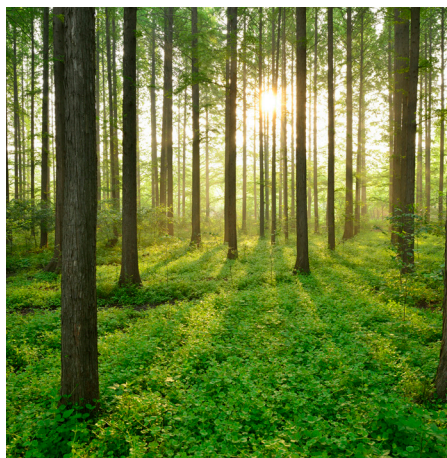


# FJÄRRVÄRMESEKTORNS BIDRAG TILL ETT LEVERANSSÄKERT ELSYSTEM

RAPPORT 2023-977



# Fjärrvärmesektorns bidrag till ett leveranssäkert elsystem

THOMAS UNGER, HÅKAN SKÖLDBERG, MIKAEL ODENBERGER,  
EMIL NYHOLM, JOHN JOHANSSON, PETER BLOMQVIST

ISBN 978-91-7673-977-8 © Energiforsk december 2023

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



## Förord

**Den senaste tidens turbulens på elmarknaden och den rådande geopolitiska situationen har bidragit till ett ökat fokus på elsystemets leveranssäkerhet. Samtidigt fortsätter variabel förnybar elproduktion att byggas ut i snabb takt i Sverige och Nordeuropa. Givet denna utveckling blir frågan om behovet av planerbar produktionseffekt och flexibel elanvändning allt viktigare. Det gäller inte bara för den normala regleringen av elsystemet utan det omfattar även icke-normala situationer som störningar eller avbrott där elsystemets resiliens sätts på prov.**

Syftet med detta projekt är att utreda vilket bidrag den svenska fjärrvärmesektorn kan ge på dagens och morgondagens elmarknad med avseende på leveranssäkerhet. Detta inkluderar tillförsel av elenergi och planerbar eleffekt, begränsad användning av el för uppvärmning till förmån för fjärrvärme, flexibel elanvändning i fjärrvärmeproduktionen, värmelagring samt bidrag till elsystemstabiliteten. Projektet har letts av Thomas Unger, Profu och genomförts tillsammans med kollegorna Håkan Sköldberg, Mikael Odenberger, Emil Nyholm, John Johnsson och Peter Blomqvist.

En referensgrupp bestående av Harald Andersson, E.ON (sammanhållande); Per Rosén, E.ON; Anna Jäderström, SvK; Joacim Sundqvist, Mälarenergi; Anna Sundberg, Öresundskraft; Johan Lenner, Tekniska verken i Linköping; Niklas Olsson, Tekniska verken i Linköping; Anders Lundgren, Härnösands Energi & Miljö; Sofia Nivhede, E.ON; Patrik Selinder, Vattenfall; Peter Wassingbo, Söderenergi; Mikael Karlsson Energiforsk har följt projektet, bidragit med värdefulla inspel och kvalitetssäkrat projektet.

Projektet ingår i programmet FutureHeat vars långsiktiga mål är att bidra till visionen om ett hållbart uppvärmningssystem med framgångsrika företag som utnyttjar nya tekniska möjligheter och där de samhällsinvesteringar som gjorts i fjärrvärme- och fjärrkyla tas till vara på bästa sätt. Detta projekt ingår i programmets tredje etapp. Programmet leds av en styrgrupp bestående av Jonas Cognell, Göteborg Energi (avgående ordförande); Cecilia Bergquist, Halmstad Energi och Miljö (tillträdande ordförande); Stefan Hjærtstam, Borås Energi och Miljö; Peter Mattsson, Södertörns Fjärrvärme; Svante Carlsson, Skellefteå Kraft; Stina Berg, Tekniska Verken i Linköping; Dado Hadziomerovic, Vattenfall; Fabian Levihn, Stockholm Exergi; Lisa Granström, Mälarenergi; Magnus Ohlsson, Öresundskraft; Magnus Revland, Finspångs Tekniska Verk; Harald Andersson, E.ON Energiinfrastruktur; Johan Thelander, Karlstads Energi; Ulf Lindqvist, Jämtkraft; Patrik Grönbeck, Norrenergi. Mikael Karlsson, Energiforsk

## Sammanfattning

**Det svenska elsystemet står inför stora utmaningar. Förväntad kraftig ökning av elanvändningen genom elektrifiering av industriprocesser och transportsektorn samtidigt som andelen variabel elproduktion ökar är exempel på sådant som skapar dessa utmaningar. Utmaningarna är dock inte oöverstigliga utan bör kunna hanteras av en palett och kombination av olika åtgärder och alternativ. Ett av de områden som kan bidra, både direkt och indirekt, är den svenska fjärrvärmesektorn.**

Fjärrvärmesektorn har ett antal olika möjligheter att bidra till ett leveranssäkert elsystem. I detta projekt har vi studerat detta, både kvalitativt och kvantitativt med hjälp av modellberäkningar. Vi inleder med en översiktlig genomgång av de typer av bidrag som projektet identifierat till ett leveranssäkert elsystem som fjärrvärmesektorn kan erbjuda. Därefter redovisar vi resultat från en enkät med fokus på framtida eleffekt i kraftvärmeverk och hur fjärrvärmeföretagen ser på möjligheterna att delta på de olika stödtjänstmarknader som Svenska kraftnät ansvarar för. Det följs av ett antal kvantitativa resultat från de modellberäkningar som genomförts. Slutligen ger vi resultat från några lokala fallstudier.

Projektet har identifierat att **fjärrvärmesektorn kan ge bidrag till ett leveranssäkert elsystem inom följande områden:**

### *Hushålla med el – fjärrvärme i stället för elbaserad uppvärmning*

Som redan nämnts förutses en kraftig ökning av elanvändningen i Sverige. På 20 års sikt kan elanvändningen komma att fördubblas, vilket innebär en stor utmaning för elsystemet att hantera. För att minska dessa påfrestningar bör elen användas så effektivt som möjligt och där den gör störst nytta. Ett sätt att hushålla med elen är att ersätta direktverkande elvärme med värmepump. Genom att byta från direktverkande el eller värmepump till fjärrvärme så kan elanvändningen reduceras ännu mer. Förutom den elenergi som sparas in genom byte till fjärrvärme så minskar också det samlade eleffektbehovet eftersom elvärmens typiskt drar som mest el då elsystemet som helhet är som mest ansträngt. Ett räkneexempel visar att om dagens fjärrvärme skulle ersättas med värmepumpar så skulle den svenska eleffektbalansen kunna försämrats med upp till 10 000 MW. Lokalt kan det innebära att den maximala eleffekt som måste tillföras från överliggande nät fördubblas i de system där fjärrvärme och kraftvärme idag spelar en viktig roll för energiförsörjningen.

### *Planerbar elproduktion från kraftvärme (energi, effekt, nätnytta)*

I takt med den förväntade kraftiga ökningen av svensk elanvändning, tillsammans med allt större inslag av variabel elproduktion, i form av vindkraft och solel, blir planerbar elproduktion av stor betydelse. Kraftvärme erbjuder sådan. Värdet av kraftvärmens avser inte bara elproduktionen i form av energi utan också produktionskapaciteten i form av effekt och nätnytta genom den avlastning av överliggande elnät som kraftvärme bidrar med. Kraftvärmens erbjuder också lokal planerbar elproduktion som är värdefull för att minska utmaningarna på platser

med lokal kapacitetsbrist i elnätet. Modellanalysen indikerar visserligen att elenergi- och eleffektbidraget på nationell nivå från kraftvärmens är relativt begränsat på den framtida elmarknaden men att (system)värdet av detta är stort. Orsaker till det stora värdet är exempelvis kraftvärmens planerbarhet och att produktionen infaller då elsystemet typiskt är som mest ansträngt.

#### *Flexibel elanvändning i fjärrvärmens elpannor och värmepumpar samt värmelagring*

Det framtida elsystemet förväntas alltså få ett allt större inslag av variabel elproduktion (vind och sol). Vid tider då efterfrågan är låg kan man förutse att det tidvis kommer att uppstå ett överskott på elproduktion om det samtidigt blåser och är soligt, med mycket låga elpriser som följd. Även vid sådana situationer förmår fjärrvärmens att bidra till elsystemets balansering genom att då öka användning av el i fjärrvärmeproduktionen i form av elpannor och värmepumpar samtidigt som elproduktionen i kraftvärmeverken minskar. Ökad elanvändning i fjärrvärmens vid sådana tillfällen försvåras dock idag i stor utsträckning av energiskatten på el. Fjärrvärmesektorn bidrar löpande till balanseringen av elsystemet där den svenska fjärrvärmeproduktionen reagerar på elpriset och snabbt förmår att växla mellan en elförbrukning på 1 500 MW (maximal drift av elpannor och värmepumpar samt ingen elproduktion från kraftvärme) och en elproduktion på 2 900 MW (maximal kraftvärmedrift samt ingen drift av elpannor och värmepumpar). Genom lagring av värme kan utnyttjandet av både elproduktions- och elanvändningskapacitet ökas genom att man minskar kopplingen mellan fjärrvärmeproduktion och -användning. Värmelager gör att produktionen och användningen kan flyttas i tid.

#### *Stödtjänster*

Med stödtjänster, ibland benämnda systemtjänster, avses de tjänster och marknader som är absolut nödvändiga för att kontinuerligt upprätthålla balansen i elsystemet och att garantera stabilitet och leveranssäkerhet. Detta sker vid sidan om den "ordinarie" elmarknaden (spot- och intradagmarknaden). Kraftvärme är en av de tekniker som fjärrvärmeföretagen kan utnyttja för frekvensregleringsändamål. Elanvändningen i värmepumpar och elpannor samt batterier är andra tekniker som utnyttjas eller övervägs för detta ändamål.

#### *Ödrift och dödnätsstart*

I samband med stora elavbrott är det värdefullt att kunna försörja ett geografiskt område med el utan hjälp från det nationella elsystemet. Det benämns ofta ödrift och kräver förmåga till så kallad dödnätsstart (dvs anläggningen kan startas på egen hand utan koppling till spänningssatt nät). I en situation då man (delvis) vill kunna försörja en stad med el genom ödrift kan man utgå från att ett kraftvärmeverk kommer att vara en viktig delkomponent, givet att viss extrautrustning och organisation för ö-drift finns på plats.

#### *Ökad grad av självförsörjning för elproduktionen*

Fjärrvärmesystemens kraftvärmeverk eldas till övervägande del med inhemska bränslen. Biobränslen är det dominerande bränslet, medan avfall följer som näst störst. Mindre andelar av nyttjade biobränslena och avfallet kan vara importerade, och då i första hand från andra EU-länder. Den svenska kraftvärmens, och en möjlig

ökning av denna, bidrar också till självförsörjningsaspekten av ett leveranssäkert elsystem i ett EU-perspektiv. Ju mer svensk kraftvärme vi kan bidra med desto mindre blir behovet av annan europeisk elproduktion och därmed minskad användning av import till EU av energi, särskilt rysk naturgas.

#### *Miljö- och klimatmässiga värden*

Avslutningsvis kan vi även nämna de miljö- och klimatmässiga värdena som fjärrvärmesektorn bidrar med även om detta inte direkt kopplar till just leveranssäkerheten för elsystemet. Men eftersom ett leveranssäkert elsystem i framtiden kommer att behöva präglas av så små miljö- och klimatkonsekvenser som möjligt kommer fjärrvärmens och kraftvärmens resurseffektivitet, förnybarhet och möjlighet till negativa koldioxidutsläpp att bli av mycket stor betydelse i ett cirkulärt samhälle.

#### **Hinder, möjligheter och styrmedel**

Inom vissa områden pekar projektets analyser på att fjärrvärmesektorns möjliga bidrag till ett leveranssäkert elsystem, av olika skäl, inte utnyttjas fullt ut. Det kan exempelvis handla om att det finns indikationer på att elproduktionen i kraftvärmeverken inte utnyttjas fullt ut när efterfrågan på el är hög eller att elanvändningen i fjärrvärmesystemens elpannor är låg trots att elen är gratis under perioder med mycket god tillgång till el. Projektet har identifierat ett antal sådana företeelser och lyft fram styrmedelsidéer som skulle kunna minska dessa hinder.

#### **Kraftvärmeägarnas syn på de kommande åren – en enkätundersökning**

Inom ramarna för denna studie skickades en enkät ut under hösten 2022 till Sveriges alla kraftvärmeföretag samt till ett antal fjärrvärmeföretag som inte idag har kraftvärme, men där det skulle kunna vara möjligt i framtiden. Enkäten tar upp frågor kring tillgängliga el- och värmeeffekter i kraftvärmeverken idag, hur dessa utvecklas i framtiden samt de effekter som planerade nyinvesteringar kommer att tillföra. Dessutom tar enkäten upp kraftvärmens roll i ett något bredare systemperspektiv och berör även annan fjärrvärmeföretagstjänst. Företagens aktiviteter och planer relaterade till olika former av stödtjänster för elsystemet har också ingått i enkätundersökningen.

Enkätsvaren pekar på en i det närmaste konstant tillgänglig eleffekt i svenska kraftvärmeverk fram till 2035. Utfasningen av gamla anläggningar balanseras av investeringar i nya anläggningar. Möjligen kan man urskilja en marginell ökning av effekten. Bränslevalet för de nya anläggningarna domineras helt av olika typer av skogsbränslen, som i några fall kompletteras med returträflis. Förväntningen är att storleken på de samlade fjärrvärmeleveranserna i stort sett förblir oförändrade.

Enkätsvaren pekar på ett mycket begränsat deltagande av kraftvärmeföretagen på Svenska kraftnäts frekvensrelaterade stödtjänstmarknader. De dominerande skälen till att man idag inte deltar är tekniska begränsningar, brist på kompetens och komplicerat regelverk. Intresset för att bli mer aktiva på dessa marknader är dock relativt stort. I denna rapport finns också en ingående beskrivning av de olika stödtjänstmarknadernas funktion och uppbyggnad samt ett kvalitativt resonemang kring stödtjänsternas framtida roll.

### Den framtida eleffektbalansen och fjärrvärmens bidrag – modellanalys

Genom beräkningar med energisystem- och elsystemmodellerna TIMES-Nordic och EPOD har olika aspekter av fjärrvärmens bidrag till ett leveranssäkert elsystem analyserats. Här lyfter vi kortfattat fram ett antal av dessa resultat i punktform:

- Modellberäkningarna visar att det skulle vara ekonomiskt optimalt att kraftvärmeeffekten ökar med ca 1000 MW under de kommande 20 åren. Det är en större ökning än den som enkäten visar vilket indikerar att den långsiktiga systemnyttan med kraftvärme (modellresultatet) inte riktigt återspeglas i de enskilda aktörernas investeringsvilja. Det kan i sin tur bero på dels att företagen ser risker som modellerna inte beaktar, dels att företagen helt enkelt gör andra bedömningar av den framtida utvecklingen jämfört med det som ligger till grund för modellanalysen (aktörernas riskaversion är viktig att beakta i exempelvis styrmedelsutformningen och även någonting som vi pekar på i kapitlet om "Utmaningar, möjligheter och styrmedel"). Under motsvarande period växer fjärrvärmeleveranserna med ca 5 % jämfört med idag enligt beräkningarna.
- Systemvärdet av kraftvärme och fjärrvärme har beräknats genom att jämföra ett fall med ekonomiskt optimal utveckling med fall där kraftvärmen eller fjärrvärmen i stället fasats ut i takt med att de når sin livslängd och andra alternativ ersätter. Beräkningarna visar ett resulterande systemvärde för nyinvesteringar i kraftvärme under perioden fram till 2050 som uppgår till ett nuvärde på ca 100 miljarder SEK. Systemvärdet för fjärrvärmen, inklusive ny kraftvärme, uppgår under samma period till nästan 150 miljarder SEK.
- Trots att fjärrvärmeproduktionen ger ett relativt litet bidrag till elsystemet med avseende på elproduktion och elkonsumention i TWh och MW så tillför den ett mycket stort ekonomiskt värde genom sin planerbarhet och flexibilitet. Kraftvärmen bidrar också på ett tydligt sätt till att dämpa extrempriser på elmarknaden vid ansträngda lägen. Dessutom innebär, som nämnts tidigare, den utbredda fjärrvärmeanvändningen sannolikt att den elbaserade uppvärmningen idag (och i framtiden) är väsentligt lägre än den annars hade varit.
- Det produktionsprofilsvägda elpriset som kraftvärmen erhåller är betydligt högre än motsvarande för vindkraft och solceller, men även högre än för vattenkraft och kärnkraft. Skälet till detta är kombinationen av planerbarhet och att elproduktionen koncentreras till uppvärmningssäsongen då elpriset typiskt är högst. Flexibiliteten mellan el- och fjärrvärmeproduktion i ett kraftvärmeverk utgör också en fördel för kraftvärmen genom att elproduktionen helt enkelt kan regleras ner till förmån för fjärrvärmeproduktionen utan att panneffekten påverkas under perioder med låga elpriser under uppvärmningssäsongen. Kraftvärmens värde på elmarknaden ("erhållet elpris") tycks också vara relativt stabil i relation till andra kraftslag vid olika väderår ("kall/varm, torr/våt").



- I fjärrvärmeproduktionen används idag typiskt 1,5 TWh el per år, främst i värmepumpar. Existerande elpannor skulle också kunna utnyttjas, men det förhindras av den nuvarande energiskatten på el. Om elskatten för fjärrvärmeproduktionens elanvändning skulle tas bort så skulle elpannor och i viss utsträckning värmepumpar kunna bidra ytterligare till elsystembalanseringen genom att nyttiggöra el under tider med "elöverskott". Utan energiskatt på el så skulle elanvändningen enligt modellberäkningarna öka till 2,5 TWh år 2035. Detta skulle också hjälpa till att höja elpriset något under tider då elpriset annars skulle varit mycket lågt, vilket i sin tur skulle öka intjäningsförmågan för sol- och vindkraft. En viktig begränsande faktor är dock att det måste finnas en viss fjärrvärmeefterfrågan och att alternativ fjärrvärmeproduktion under dessa perioder inte är alltför billig.
- Vid en kraftig utbyggnad av energilagring i elsystemet, exempelvis batterier och vätgaslager, minskar värdet av fjärrvärmens flexibilitetsbidrag något eftersom lagringen bitvis kan sägas leverera samma nyttor som fjärrvärmens.

### **Det lokala eleffektperspektivet och fjärrvärme – fallstudier**

Huvudfokus i denna studie är det nationella perspektivet men de lokala aspekterna berörs också genom fallstudier i samverkan med andra närliggande studier. Tveklöst är att de lokala aspekterna har stor betydelse, både nu och i framtiden, och delvis kan aktualisera andra frågeställningar och utmaningar än de som förknippas med ett uteslutande nationellt perspektiv. Fjärrvärmens och kraftvärmens får en stor påverkan på belastningen i både lokalnätet och uttaget från överliggande elnät. Kraftvärmens bidrar främst genom att lokal elproduktion hjälper till att sänka uttaget från överliggande elnät och därmed minska krav på överföringsförmåga, under förutsättning att det reducerar toppeffektbehovet. Skillnaderna mellan olika orter är dock stora. Av det skälet har tre fallstudier genomförts. De beskriver konsekvenserna av olika omfattning på fjärrvärme, kraftvärme, vindkraft med mera. Ett exempel på resultat från fallstudierna är att en av kommunerna med mycket vindkraft och lite kraftvärme har en självförsörjningsgrad för elenergi på 80 % medan självförsörjningsgraden för eleffekt (andelen av den maximala eleffekten som produceras internt i respektive lokalnät) stannar vid 20 %. För en av kommunerna med lite vindkraft och mycket kraftvärme stannar i stället självförsörjningsgraden för energi vid 30 % medan självförsörjningen för effekt blir 30 %, det vill säga klart högre än föregående exempel.

Avslutningsvis kan man alltså konstatera att den svenska fjärrvärmesektorn har stora möjligheter att, både idag och i framtiden, på flera olika sätt bidra till ett leveranssäkert elsystem.

## **Nyckelord**

Elmarknad, fjärrvärme, kraftvärme, leveranssäkerhet, modellanalys

## Summary

**The Swedish electricity system is facing major challenges. An expected sharp increase in electricity use through electrification of industrial processes and the transport sector at the same time as the share of variable electricity production increases, are examples of what creates these challenges. The challenges are not insurmountable, however, but should be manageable by a palette and combination of different measures and options. One of the sectors that can contribute, both directly and indirectly, is the Swedish district heating sector.**

The district heating sector has a number of different opportunities to contribute to a secure electricity supply. In this project, we have studied this, both qualitatively and quantitatively using model calculations. We start with an overview of the types of contributions that the project has identified to a secure electricity supply that the district heating sector may offer. We then report results from a survey focusing on future power output in CHP plants and how district heating companies view the possibilities of participating in the various ancillary service markets that Svenska kraftnät (the Swedish TSO) is responsible for. This is followed by a number of quantitative results from the model calculations that have been carried out. Finally, we provide results from some local case studies.

The project has identified that the district heating sector can contribute to a secure electricity supply in the following areas:

### *Save electricity - district heating instead of electric heating*

As already mentioned, a sharp increase in electricity use in Sweden is expected. In 20 years' time, electricity use may double, which poses a major challenge for the electricity system to handle. To reduce these strains, electricity should be used as efficiently as possible and where it does most good. One way to save electricity is to replace direct electric heating with heating pumps. By switching from direct electric or heating pumps to district heating, electricity use can be reduced even more. In addition to the electrical energy saved by switching to district heating, the total power demand also decreases because electric heating typically draws the most electricity when the electricity system as a whole is most strained. A relatively simple calculation shows that if today's district heating were replaced with heating pumps, the Swedish power balance could deteriorate by up to 10,000 MW. Locally, it can mean that the maximum power that must be supplied from external electricity grids doubles in the systems where district heating and CHP today play an important role for energy supply.

### *Dispatchable electricity production from CHP (energy, power, grid benefit)*

In line with the expected sharp increase in Swedish electricity use, together with an ever-increasing proportion of variable electricity production in the form of wind power and solar power, dispatchable electricity production becomes very important. CHP offers such production. The value of CHP does not only refer to electricity production in terms of energy but also production capacity in terms of power and grid benefit through the relief of external electricity grids that CHP

contributes to. CHP also offers local dispatchable electricity production that is valuable for reducing the challenges in places with local capacity shortage in the power grid. The model analysis indicates that although the energy and power contribution at national level from CHP is relatively limited on the future electricity market, but that the (system) value of CHP is significant. Reasons for the significant value are e.g. the CHP's dispatch ability and that production occurs when the electricity system typically is put under stress.

#### *Flexible electricity use in district heating's electric boilers and heat pumps as well as heat storage*

The future electricity system is expected to have an ever-increasing proportion of variable electricity production (wind and sun). At times when electricity demand is low, one can foresee that there will occasionally be an excess of electricity production if it is windy and sunny at the same time, with very low electricity prices as a result. Even in such situations, district heating can contribute to balancing the electricity system by then increasing the use of electricity in district heating production in the form of electric boilers and heat pumps while the electricity production in the CHP plants decreases. Increased electricity use in the district heating networks at such times is, however, largely hampered today by the energy tax on electricity. The district heating sector contributes continuously to balancing the electricity system where the Swedish district heating production reacts to the electricity price and quickly manages to switch between an electricity consumption of 1,500 MW (maximum operation of electric boilers and heat pumps and no electricity production from CHP) and an electricity production of 2,900 MW (maximum CHP operation and no operation of electric boilers and heat pumps). By storing heat, the utilization of both electricity production and consumption capacity can be increased by reducing the connection between district heating production and consumption. Heat storage means that production and consumption can be shifted in time.

#### *Ancillary services*

With ancillary services, we mean the services and markets that are absolutely necessary to continuously maintain the balance in the electricity system and to guarantee stability and security of supply. This takes place alongside the "ordinary" electricity market (spot and intraday market). CHP is one of the technologies that district heating companies can use for frequency regulation purposes. The electricity use in heat pumps and electric boilers as well as batteries are other technologies that are used or considered for this purpose.

#### *Island operation and black start*

In connection with major power outages, it is valuable to be able to supply a geographical area with electricity without the help of the national electricity system. It is often referred to as island operation and requires the ability to perform so-called black start (ie the plant can be started on its own without connection to a voltage-supplied network). In a situation where one (partially) wants to be able to supply a city with electricity through island operation, one can assume that a CHP plant will be an important component, provided that some extra equipment and organization for island operation are in place.

#### *Increased degree of self-sufficiency for electricity production*

The district heating systems' CHP plants are mainly fired with domestic fuels. Biomass is the dominant fuel, while waste fuels follow as second largest. Smaller shares of used biomass and waste can be imported, and then primarily from other EU countries. The Swedish CHP, and a possible increase in this, also contributes to the self-sufficiency aspect of a secure electricity supply in an EU perspective. The more Swedish CHP we can contribute with, the less the need for other European electricity production and thus reduced use of imports to the EU of energy, especially Russian natural gas.

#### *Environmental and climate values*

Finally, we can also mention the environmental and climate values that the district heating sector contributes with even if this does not directly link to security of supply for the electricity system. But since a secure electricity supply in the future will need to be characterized by as small environmental and climate consequences as possible, district heating's and CHP's resource efficiency, renewability and possibility of negative carbon dioxide emissions will become very important in a circular society.

#### **Barriers, opportunities and policy instruments**

In some areas, the project's analyses point out that the district heating sector's possible contribution to a secure electricity supply, for various reasons, is not fully utilized. It may, for example, concern that electricity production in CHP plants is not fully utilized when demand for electricity is high or that electricity use in district heating systems' electric boilers is low despite the fact that electricity is very cheap during periods with very good access to electricity. The project has identified a number of such phenomena and highlighted policy ideas that could reduce these barriers.

#### **CHP owners' view on the coming years - a survey**

As part of this study, a questionnaire was sent out in autumn 2022 to all Sweden's CHP companies as well as to a number of district heating companies that do not currently have CHP, but where it could be possible in the future. The questionnaire addresses issues related to available electricity and heat output in the CHP plants today, how these develop in the future and the effects that planned investments will add. In addition, the questionnaire addresses CHP from a slightly broader system perspective and also covers other means of district heating supply. The companies' activities and plans related to different forms of ancillary services for the electricity system have also been included in the survey.

The survey responses indicate an almost constant available power output in Swedish CHP plants until 2035. The phasing out of old plants is balanced by investments in new plants. Possibly one can discern a marginal increase in power. The fuel choice for the new plants is completely dominated by different types of wood fuels, which in some cases are supplemented with recovered wood fuels. The expectation is that the size of the total district heating deliveries will remain largely unchanged.

The survey responses indicate a very limited participation of CHP companies in Svenska kraftnät's frequency-related ancillary service markets. The main reasons for not participating today are e.g. technical limitations, lack of competence and complicated regulations. However, the interest in becoming more active on these markets is relatively high. This report also contains a detailed description of the function and structure of the different ancillary service markets as well as a qualitative reasoning about the future role of ancillary services.

### **The future power balance and district heating's contribution - model analysis**

Through calculations with the energy-system and electricity-system models TIMES-Nordic and EPOD, different aspects of district heating's contribution to a secure electricity supply have been analyzed. Here we briefly highlight a number of these results as bullet points:

- The model calculations show that it would be economically optimal for CHP power output to increase by about 1000 MW over the next 20 years. It is a larger increase than the survey shows, which indicates that the long-term system benefit of CHP (the model result) is not really reflected in the individual actors' willingness to invest. This may in turn depend on partly that the companies see risks that the models do not take into account, partly that the companies simply make other assessments of future development compared to what underlies the model analysis (the actors' risk aversion is important to take into account in, for example, policy design and is also something we point out in the chapter on "Challenges, opportunities and policy instruments"). During the same period, district heating deliveries grow by about 5% compared to today according to the calculations.
- The system value of CHP and district heating has been calculated by comparing a case with economically optimal development with cases where CHP or district heating are instead phased out as they reach their lifespan meaning that other alternatives have to replace. The calculations show a resulting system value for new investments in CHP during the period up to 2050 which amounts to a present value of about SEK 100 billion. The system value for district heating, including new CHP investments, amounts to almost SEK 150 billion during the same period.
- Despite the fact that district heating production provides a relatively small contribution to the electricity system with regard to electricity production and consumption in TWh and MW, it adds a very large economic value through its plannability and flexibility. CHP also contributes clearly to dampening extreme prices on the electricity market at strained situations. In addition, as mentioned earlier, widespread district heating use likely means that electric heating today (and in the future) is significantly lower than it otherwise would have been.
- The production-profile weighted electricity price that CHP receives is significantly higher than the corresponding price for wind power and solar cells, but also higher than for hydropower and nuclear power. The reason for this is the combination of plannability and that electricity production is

concentrated to the heating season when the electricity price is typically highest. The flexibility between electricity and district heating production in a CHP plant also presents an advantage for CHP by simply being able to regulate down electricity production in favor of district heating production without affecting the boiler output during periods with low electricity prices during the heating season. CHP's value on the electricity market ("received electricity price") also seems to be relatively stable in relation to other types of power at different weather years ("cold / warm, dry / wet").

- In district heating production, typically 1.5 TWh of electricity is used per year, mainly in heat pumps. Existing electric boilers could also be utilized, but this is partly prevented by the current energy tax on electricity. If the electricity tax for district heating production's electricity use were removed, electric boilers and to some extent heat pumps could contribute further to balancing the electricity system by utilizing electricity during times of "electricity surplus". Without energy tax on electricity, according to model calculations, electricity use would increase to 2.5 TWh by 2035. This would also help to raise the electricity price slightly during times when the electricity price would otherwise have been very low, which in turn would increase somewhat the earnings for solar and wind power. An important limiting factor, however, is that there must be a certain district heating demand and that alternative district heating production during these periods is not too cheap.
- In the case of a strong expansion of energy storage in the electricity system, such as batteries and hydrogen storage, the value of district heating's flexibility contribution decreases slightly as storage partly can be said to deliver the same benefits as district heating from an electricity-system perspective.

### **The local power output perspective and district heating - case studies**

The main focus of this study is the national perspective but the local aspects are also addressed through case studies in collaboration with other related studies. Undoubtedly, the local aspects are of great importance, both now and in the future, and may partly raise other issues and challenges than those associated with an exclusively national perspective. District heating and CHP have a major impact on the load in both the local network and the supply from external power grids. CHP contributes mainly by local electricity production helping to reduce the import from external electricity grids and thus reduce requirements for transmission capacity, provided that it reduces peak power demand. The differences between different locations are however large. For this reason, three case studies have been carried out. They describe the consequences of different extents of district heating, CHP, wind power and more. An example of results from the case studies is that one of the municipalities with a lot of wind power and little CHP has a self-sufficiency rate for electrical energy of 80% while the self-sufficiency rate for electrical power (the proportion of the maximum electrical power produced internally in each local network) stops at 20%. For one of the municipalities with little wind power and a lot of CHP, instead, the self-sufficiency rate for energy stays at 30% while self-sufficiency for power becomes 30%, *i.e.* clearly higher than previous example.

In conclusion, one can thus state that the Swedish district heating sector has great opportunities to contribute in several different ways to a secure electricity supply, both today and in the future.

## Innehåll

<b>1</b>	<b>Inledning: bakgrund och syfte</b>	<b>17</b>
1.1	Syfte	17
1.2	Rapportens upplägg	17
<b>2</b>	<b>Metod och avgränsningar</b>	<b>19</b>
2.1	Modellverktygen EPOD och TIMES-NORDIC	20
2.1.1	EPOD	20
2.1.2	TIMES-NORDIC	21
<b>3</b>	<b>Fjärrvärmens bidrag till elsystemet – en översikt</b>	<b>23</b>
3.1	Vad avses med leveranssäkerhet och effektbrist?	23
3.2	På vilka sätt kan fjärrvärmesektorn bidra till ett leveranssäkert elsystem?	25
3.2.1	Hushålla med el: Fjärrvärme i stället för elbaserad uppvärmning	25
3.2.2	Planerbar elproduktion från kraftvärme (energi, effekt, nänytta)	26
3.2.3	Lokal elproduktion vid lokal elnätscapacitetsbrist	28
3.2.4	Flexibel elanvändning i fjärrvärmens elpannor och värmepumpar	29
3.2.5	Elsystemstabilitet och stödtjänster	30
3.2.6	Ökad grad av självförsörjning för elproduktionen	32
3.2.7	Miljö- och klimatomfattiga värden	33
<b>4</b>	<b>Hinder, möjligheter och styrmedel</b>	<b>34</b>
4.1	Potentialen för fjärrvärme tillvaratas inte, delvis till följd av regelverk och styrmedel	34
4.1.1	Styrmedelsidéer	35
4.2	Kraftvärmeverkens möjliga elproduktion utnyttjas inte	35
4.2.1	Styrmedelsidéer	36
4.3	Svårtillgängliga stödtjänstmarknader leder till att kraftvärmens inte bidrar så mycket som den skulle kunna	36
4.3.1	Styrmedelsidéer	37
4.4	Otillräckliga incitament för kraftvärme – generellt	37
4.4.1	Styrmedelsidéer	38
4.5	Otillräckliga incitament för kraftvärme – elmarknadens uppbyggnad	38
4.5.1	Styrmedelsidéer	39
4.6	Otillräckliga incitament för kraftvärme – lokal elproduktion värderas inte	39
4.6.1	Styrmedelsidéer	40
4.7	Otillräckliga incitament för kraftvärme – ifrågasättandet av biobränslenas hållbarhet	40
4.7.1	Styrmedelsidéer	41
4.8	Otillräckliga incitament för kraftvärme – avfallsförbränning	41
4.8.1	Styrmedelsidéer	42
4.9	Resurshushållande elanvändning i fjärrvärmeproduktionen vid elöverskottssituationer försvåras	43
4.9.1	Styrmedelsidéer	43



4.10	Värmelagring skulle kunna bidra men kostnaderna är för höga	43
4.10.1	Styrmedelsidéer	44
<b>5</b>	<b>Aktuell status för elproduktion och elanvändning i fjärrvärmesektorn</b>	<b>45</b>
5.1	Statistik för elproduktionen från kraftvärme	45
5.2	Installerad effekt idag och till 2035 – resultat från enkätundersökningen	47
5.3	Elanvändning i värmepumpar och elpannor	49
<b>6</b>	<b>Fjärrvärmesektorn och stödtjänstmarknaderna</b>	<b>51</b>
6.1	Stödtjänster och deras funktion	51
6.1.1	Frekvensrelaterade stödtjänster	51
6.1.2	Övriga stödtjänster och reserver	57
6.1.3	Kraftvärmens möjligheter till bidrag till stödtjänster	60
6.1.4	Fjärrvärmesektorns nuvarande bidrag och intresset från aktörer	62
6.2	En utblick	67
<b>7</b>	<b>Den framtida eleffektbalansen och fjärrvärmens bidrag – modellanalys</b>	<b>69</b>
7.1	Viktiga beräkningsförutsättningar	69
7.1.1	Tre huvudscenarier för elsystemet och fjärrvärmesektorn	69
7.1.2	Viktiga indata	71
7.1.3	Olika väderår och ytterligare känslighetsanalyser	74
7.1.4	Den nordeuropeiska elproduktionskapaciteten	76
7.2	Systemvärdet av svensk kraftvärme (och fjärrvärme) i ett långsiktigt perspektiv	78
7.3	Elproduktion från kraftvärme	81
7.3.1	Produktionsprofilviktade elpriser	83
7.3.2	Sambandet mellan kraftvärmeproduktion, elpris och fjärrvärmeunderlag	85
7.4	Eleffektbalansen under ansträngda perioder och kraftvärmens bidrag	87
7.4.1	En jämförelse mellan 2035 och 2022	87
7.4.2	Referensscenariot (med energilager i elsystemet)	88
7.4.3	Utfasning av kraftvärme och fjärrvärme	89
7.5	Kraftvärmens bidrag till eleffektbalansen över året (2035)	91
7.6	Effektbidraget från fjärrvärmeproduktionens elanvändning	94
<b>8</b>	<b>Det lokala eleffektperspektivet – en fallstudie</b>	<b>98</b>
8.1	Energisystem och typisk förbrukningsprofil i fallstudierna	98
8.2	Elbehov och lokal elproduktion	100
8.3	Självförsörjning av el	103
8.4	Fjärrvärmens effekt och energibidrag	104
8.5	Utfasning av fjärrvärme och kraftvärme - summering av konsekvenser	106
<b>9</b>	<b>Referenser</b>	<b>108</b>

# 1 Inledning: bakgrund och syfte

Den senaste tidens turbulens på elmarknaden och den rådande geopolitiska situationen har bidragit till ett ökat fokus på elsystemets leveranssäkerhet. Samtidigt fortsätter variabel förnybar elproduktion att byggas ut i snabb takt i Sverige och Nordeuropa och tecknen på en kraftigt ökande elanvändning till följd av elektrifiering inom industri och transportsektor blir allt tydligare. Givet denna utveckling blir frågan om behovet av planerbar produktionseffekt och flexibel elanvändning allt viktigare. Det gäller inte bara för den normala regleringen av elsystemet utan det omfattar även icke-normala situationer som störningar eller avbrott där elsystemets resiliens sätts på prov.

En alltmer väderberoende elproduktion bidrar till att utsattheten för störningar av olika slag ökar såvida man inte tar höjd för kompletterande och avhjäljande åtgärder. Den svenska fjärrvärmebranschen sitter på flera viktiga produktionsresurser som kan bidra med nytta för elsystemet, nämligen kraftvärme, värmepumpar, elpannor och energilager, och som är planerbara, utspridda över landet och ofta lokaliserade till områden med hög elförbrukning och lokala flaskhalsar i elnäten. Samtidigt har inte minst kraftvärmeägarna under ett flertal år brottats med bristande lönsamhet av olika skäl vilket leder till utmaningar för en i grunden värdefull resurs för elsystemet.

## 1.1 SYFTE

Syftet med detta projekt är att utreda vilket bidrag den svenska fjärrvärmesektorn kan ge på dagens och morgondagens elmarknad med avseende på leveranssäkerhet. Detta inkluderar tillförsel av elenergi och planerbar eleffekt, begränsad användning av el för uppvärmning till förmån för fjärrvärme, flexibel elanvändning i fjärrvärmeproduktionen, värmelagring samt bidrag till elsystemstabiliteten. Det senare omfattar frågeställningar som frekvenshållning och spänningshållning men berör även åtgärder vid större störningar eller avbrott som exempelvis ö-drift och förmåga till dödnätsstart efter ett större nätbortfall.

En viktig uppgift för denna studie är att ge en helhetsbild över de elsystemnyttor som fjärrvärmesektorn kan bidra med i allmänhet men där kraftvärmen ägnas särskild uppmärksamhet.

## 1.2 RAPPORTENS UPPLÄGG

Denna inledning följs av kapitel 2 som beskriver de metodval och avgränsningar som gjorts under studien. En fördjupad beskrivning av vissa metoddelar återfinns i Bilaga 1. Därefter följer kapitel 3 som innehåller en heltäckande översikt över de olika bidrag som fjärrvärmesektorn i olika grad kan erbjuda elsystemet. Det täcker in bidrag på såväl produktionssidan som på användarsidan av el. En del av dessa bidrag berörs mer i detalj i analysavsnitten som följer på kapitel 3. Kapitel 4 omfattar en genomgång av olika hinder som idag kan försvåra för fjärrvärmesektorn att på olika sätt bidra till ökad leveranssäkerhet på elmarknaden. Kapitlet beskriver också konsekvenser av aktuella styrmedel på fjärrvärmeområdet och redogör kvalitativt för ett antal förändringsförslag i syfte

att bättre utnyttja fjärrvärmesektorns potential för att bidra med nytta till elsystemet. I kapitel 5 redogörs för den omfattande enkät som togs fram och skickades ut till samtliga kraftvärmeföretag plus ytterligare några fjärrvärmeföretag runt om i landet. Denna enkät omfattar en rad frågor angående nuvarande produktionskapaciteter, planer på utfasning av densamma och planer på ny kapacitet samt ytterligare en uppsättning frågor av relevans för denna studie. Fjärrvärmesektorn och elsystemets stödtjänster avhandlas i kapitel 6. Även där utnyttjas resultaten från enkätundersökningen. I kapitel 7 redovisas modellanalysen som främst är inriktad på fjärrvärmesektorns bidrag till eleffektbalansen och till den årliga elproduktionen och efterfrågan (i elpannor och värmepumpar). Innehållet i detta kapitel kan ses som en fortsättning på flera av de delar som berörs i översikten i kapitel 3. Därpå följer kapitel 8 som tar upp det lokala perspektivet (efter att de föregående kapitlen så gott som uteslutande berör det nationella perspektivet) och redogör för en fallstudie som gjorts inom ramarna för en parallell studie, "Fjärrvärme i en ny tid".<sup>1</sup> Denna studie har flera beröringspunkter med den föreliggande studien och det bestämdes vid projektstart att bägge dessa studier ska dra nytta av varandra. Rapporten avslutas med en bilaga där, som tidigare nämnts, en mer detaljerad modellbeskrivning återfinns.

---

<sup>1</sup> Studien genomförs av Profu på uppdrag av Energiföretagen och beräknas vara genomförd vid årsskiftet 2023/2024.

## 2 Metod och avgränsningar

Projektet har genomförts i tre olika steg. Det **första steget** berör en kunskapssammanställning samt en översikt över de olika nyttor som fjärrvärmesektorn bidrar med och förväntas att fortsätta bidra med för elsystemets leveranssäkerhet och robusthet. I denna beskrivning ingår också en översikt över viktiga hinder och relevanta styrmedel i med avseende på fjärrvärmesektorns potential att bidra med nytta till elsystemet. Denna sammanställning är i första hand beskrivande till sin karaktär och bygger dels på insikter och resultat från denna studie, dels från tidigare studier och analyser. Läsaren finner resultaten från detta första steg i huvudsak i kapitel 3 och 4 i denna rapport.

I det **andra steget** i denna studie utarbetades en omfattande enkät som skickades ut till samtliga kraftvärmeföretag och några till med frågor om befintlig kapacitet, planer på utfasning av befintlig kapacitet och planer på nyinvesteringar samt bidrag till, och intresse för, Svenska kraftnäts olika stödtjänster. Tidshorisonten i enkätundersökningen är utvecklingen från idag till 2035. Svarsfrekvensen från enkätstudien låg på 95% om man inkluderar efterfrågade uppgifter som lämnats på annat sätt. Huvuddelen av arbetet inom steg 2 redovisas i kapitel 5 och 6 i denna rapport.

Enkätsvaren bidrog väsentligt till kunskapsinhämtningen i denna studie och användes också till viss del som indata till modellberäkningarna i **steg tre**. Modellanalysen tar sin utgångspunkt i olika scenarier för det framtida elsystemet och för den svenska fjärrvärmesektorn där som sagt även underlaget från enkätundersökningen utnyttjats. Syftet med modellanalysen är att i detalj studera en möjlig framtida eleffektbalans, i synnerhet mer "ansträngda" perioder som exempelvis tillfällen då elförbrukningen är hög och/eller då vindkraftsproduktionen är liten. Modellanalysen bygger i huvudsak på EPOD-modellen som är ett resultat av en mångårig forsknings-samverkan mellan Profu och Chalmers men även Profus egenutvecklade TIMES-NORDIC-modell har utnyttjats.

Modellanalysen ger möjligheter till kvantifieringar av fjärrvärmesektorns bidrag till elsystemets leveranssäkerhet och på så sätt är modellanalysen ett bra komplement till den mer beskrivande och kvalitativa analysen som utförts inom steg 1 i denna studie. Modellanalysen begränsas till sådant som berör effekt och energi, på såväl elmarknaden som inom fjärrvärmesystemen och minsta tidssteg är en timme. Därmed har vi inom denna studie inte förfogat över något verktyg som bidrar med kvantifieringar av stödtjänster utan det stannar vid en kvalitativ analys som baseras på enkätstudien och annat underlag som sammanställts inom ramarna för denna studie.

Modellanalysen tar sin utgångspunkt i *systemperspektivet* och beaktar nyttor och kostnader som påverkar, och påverkas av, hela systemet (el- och fjärrvärmeförsörjningen). Därmed kan systemeffektiva lösningar identifieras men även suboptimeringar. Ett *aktörsperspektiv* kan skilja sig från systemperspektivet då nyttor och kostnader kan värderas annorlunda beroende på riskaversion, avkastningskrav, preferenser och annat som en enskild aktör får förhålla sig till och som kan se olika ut mellan olika aktörer. Aktörsperspektivet kommer till

uttryck i enkätundersökningen men även i kapitlet om "Hinder, möjligheter och styrmedel" medan systemperspektivet utgör ansatsen i modellanalysen. Modellanalysens resultat redovisas och diskuteras i kapitel 7 i denna rapport.

I syfte att skapa samordningsvinster har denna studie har också utnyttjat kunskap från närliggande projekt som löpt parallellt under arbetets gång. Ett sådant exempel är den lokala eleffektanalysen som utförts inom ramarna för studien "Fjärrvärme i en ny tid" (se även inledningskapitlet) och som avhandlas i kapitel 8 i denna rapport. Detta har varit ett särskilt viktigt bidrag eftersom den föreliggande studien i övrigt begränsat sig till det nationella perspektivet. Den lokala analysen ger viktiga insikter och en ökad förståelse för att det nationella och det lokala perspektivet ibland kan se olika ut.

Referensgruppen som har följt denna studie har också utgjort ett viktigt inslag i arbetet inom denna studie. Referensgruppen har bidragit med värdefull kunskap under arbetets gång (under totalt fem referensgruppsmöten) och har bestått av deltagare från el- och fjärrvärmebranschen samt från Svenska Kraftnät.

## 2.1 MODELLVERKTYGEN EPOD OCH TIMES-NORDIC

Här följer en relativt kortfattad beskrivning av de två modellverktygen som utnyttjats i denna studie.

### 2.1.1 EPOD

EPOD (European POver Dispatch) är en el- och fjärrvärmesystemmodell som i detalj och timme för timme samt för ett år i taget (nutid eller ett framtida år) optimerar balansen mellan produktion och konsumtion av el i de olika elområdena inom Nordeuropa (Sverige, Norge, Danmark, Finland, Tyskland, Polen, Estland, Lettland och Litauen) och fjärrvärme för Sverige, se Figur 1. Att modellen optimerar balansen mellan produktion och konsumtion innebär att den beräknar den mest kostnadseffektiva produktionskombinationen för ett specifikt år för de fjärrvärmesystem och det elsystem som beskrivs i modellen, detta givet redan installerade kapaciteter för olika produktionslag och en given efterfråga på olika energibärare (el, fjärrvärme och vätgas). En sådan modellering möjliggör bland annat analys av resulterande elpriser och deras variation över året, drifttid, produktionsmönster och intjäningsförmåga för olika produktionsenheter, kortsiktiga konsekvenser för systemet av förändringar på produktion- och användarsidan och kortsiktig påverkan av olika policybeslut.

Modellen omfattar en mycket detaljerad beskrivning av olika driftparametrar för termiska kraftverk, tillgänglighet för vindkraft och solex samt flexibilitetsåtgärder på användarsidan inklusive energilagring. Dessutom ingår en modellbeskrivning av de ca 30 största fjärrvärmesystemen i Sverige, panna för panna (Figur 1). De resterande fjärrvärmesystemen som tillsammans utgör runt 30% av fjärrvärmeunderlaget beskrivs i form av aggregerade så kallade "gruppsystem". Modellen tar också hänsyn till begränsningar i transmissionsnätet mellan de modellerade elområdena, nätbegränsningar inom varje elområde modelleras dock inte.

Modellbeskrivningen omfattar ett stort antal flexibilitetmöjligheter såsom efterfrågefleksibilitet, batterier, vätgaslager men även regleringsbegränsningar av termiska kraftverk och vattenkraften. När det gäller kraftvärmeverken så kan dessa, där det antas vara möjligt, delvis frikoppla elproduktionen från fjärrvärmebehovet exempelvis genom att direktkondensera ånga ("backa" elproduktion), kondenssvans/återkylare eller värmelager (för att förskjuta produktion i tiden).

Som nämnts analyserar EPOD-modellen ett år i sänder. I denna studie har vi valt att begränsa oss till 2022 och 2035, det vill säga ett nedslag ca 10 år fram i tiden och i jämförande syfte en modellanalys av nuläget. Sammansättningen av det nuvarande elsystemet bygger dels på en uppdaterad databas över Europas kraftverk ursprungligen framtagen på Chalmers<sup>2</sup>, dels på nationell statistik. Beskrivningen av existerande fjärrvärmenät kommer från officiell statistik och fjärrvärmenätsägarna själva. För de framtida elsystemet så hämtas systemkompositionen, med avseende på produktionsenheter, energilager, överföringskapacitet mellan nationer, bränsle- och utsläppsrättspriser och efterfrågan på olika energibärare från TIMES-NORDIC modellen.

Att beakta är att EPOD-modellen bygger på så kallad "perfect foresight", vilket betyder att modellen opererar under antagandet av fullständig kunskap om framtida händelser. Detta inkluderar, till exempel, det optimala sättet att driva vattenkraft och att fylla eller tömma vattenreservoarer under det modellerade året. Med avseende på fjärrvärmen så innebär den fullständiga kunskapen om framtiden att drift av lager kan planeras perfekt.



Figur 1: Elområden (till vänster) och detaljerat beskrivna fjärrvärmesystem i Sverige (till höger) i EPOD-modellen.

### 2.1.2 TIMES-NORDIC

TIMES-NORDIC är en energisystemmodell för analys av den långsiktiga utvecklingen från idag till 2050 för hela energisystemet i Sverige. Det innebär att förutom el- och fjärrvärmeförsörjningen så omfattar modellen även energianvändning inom industrin, bostäder, servicesektorn och transportsektorn.

Förutom det svenska energisystemet så omfattar modellbeskrivningen även el- och fjärrvärmeförsörjningen i de tre övriga nordiska länderna Norge, Danmark och Finland samt i Tyskland, Polen och de tre baltiska länderna Estland, Lettland och Litauen. TIMES-NORDIC delar alltså geografisk systemgräns med EPOD men saknar EPODs indelning i nationella elområden. Modellverktyget minimerar de totala systemkostnaderna givet en omfattande mängd av olika randvillkor som kan vara av teknisk, politisk, ekonomisk, resursmässig eller miljömässig art. Modellen är dessutom dynamisk vilket innebär att investeringar som görs (endogen i beräkningarna) i ett specifikt modellår påverkas av skeendena under föregående och efterföljande modellår. I EPOD-modellen görs istället exogena antaganden med avseende på investeringar i ny kapacitet även om vi har möjlighet att lägga in vissa investeringar endogen även i EPOD-modellen. Detta har dock inte utnyttjats i denna studie.

Utmärkande för TIMES-NORDIC, på samma sätt som för andra energisystemmodeller, är den omfattande och detaljerade beskrivningen av de olika tekniska komponenterna i ett energisystem. Det avser både tillförselsidan (exempelvis olika produktionsslag för el, fjärrvärme och förädlade bränslen) och efterfrågesidan (exempelvis olika uppvärmningsalternativ, effektiviseringsåtgärder eller olika industriella processer). Däremellan återfinns också en beskrivning av de olika distributionssystemen (elnät, fjärrvärmenät och gasinfrastruktur) som kopplar samman tillförsel och efterfrågan på energi. Dessutom ingår en beskrivning av både nationella och internationella bränslemarknader.

Mer om TIMES-NORDIC-modellen finns att läsa om i bilagan till Energimyndighetens rapport "Scenarier över Sveriges energisystem 2023".<sup>3</sup>

---

<sup>2</sup> Kjærstad, Jan, and Filip Johnsson. "The European power plant infrastructure—Presentation of the Chalmers energy infrastructure database with applications." *Energy Policy* 35.7 (2007): 3643-3664.

<sup>3</sup> Energimyndigheten 2023, "Scenarier över Sveriges energisystem 2023", <https://energimyndigheten.a-w2m.se/Home.mvc?ResourceId=213739>

## 3 Fjärrvärmens bidrag till elsystemet – en översikt

I detta kapitel går vi översiktligt igenom de olika nyttorna som fjärrvärmesektorn bidrar med till elsystemet. Vi tar även upp viktiga hinder, eller försvårande omständigheter, som gör att fjärrvärmesektorns fulla potential för att bidra med nytta inte realiseras. I flera av fallen refererar vi i detta kapitel till efterföljande modellanalyskapitel där modellberäkningar redovisas som ger kvantifieringsunderlag till de olika nyttor som vi alltså mer översiktligt berör i detta kapitel.

### 3.1 VAD AVSES MED LEVERANSSÄKERHET OCH EFFEKTBRIST?

Innan vi går in på analysen av hur fjärrvärmesektorn kan bidra till ett leveranssäkert elsystem behöver vi bestämma vad vi menar med ett leveranssäkert elsystem. På sin hemsida skriver Svenska kraftnät följande om leveranssäkerhet<sup>4</sup>:

*Leveranssäkerhet är ett mått på kraftsystemets förmåga att leverera el från producenterna till elanvändarna så att elanvändarna kan använda den mängd el de behöver, när och var de vill använda den. Leveranssäkerheten kan aldrig bli 100%. Den behöver dock vara tillräckligt hög för att uppfylla samhällets krav på elsäkerhet. Vilken nivå som är rätt beror av många olika faktorer men utgår från vad som är mest lönsamt för samhället.*

*Kraftsystemets leveranssäkerhet är beroende av tillräckligt bra stabilitet och tillförlitlighet, men även att tillgången till effekt speglar samhällets behov av kraft. Det är viktigt att inse att det är fysikaliska egenskaperna som styr och att stabilitet och effekt går hand i hand.*

*Leveranssäkerhet = tillräcklighet + driftsäkerhet*

*Tillräcklighet handlar om förmågan att producera tillräckligt med el och överföra den dit den behövs. Det behöver finnas tillräcklig nätkapacitet och produktionskapacitet.*

*Driftsäkerhet handlar om stabiliteten i kraftsystemet och det ramverk som ska säkerställa att kraftsystemet drivs på ett sätt som gör att fel eller andra händelser inte leder till att elanvändare inte kan få el (önskad bortkoppling av förbrukning).*

*Tillräckligheten och driftsäkerheten har en inbördes påverkan. Det betyder att förändringar i nät- och produktionskapacitet kan flytta gränsen för vad som är säker drift eller omvänt, att utmaningar i driftsäkerhet leder till behov av utbyggd produktions- eller nätkapacitet.*

När man diskuterar tillräcklighet kommer man ofta in på begreppet "elbrist". Ordet "elbrist" eller "effektbrist" används i många sammanhang och kan ges olika innebörd. Ett antal sådana betydelser lyftes fram i NEPP-rapporten "Eleffektfrågan – utmaningar och lösningar".<sup>5</sup> Dessa redovisas i fakturan nedan.

<sup>4</sup> <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/oversikt-av-kraftsystemet/leveranssakerhet/>

<sup>5</sup> NEPP 2020, "Eleffektfrågan – utmaningar och lösningar", [www.nepp.se/pdf/Eleffektfragan.pdf](http://www.nepp.se/pdf/Eleffektfragan.pdf)



### VAD MENAR VI MED EFFEKTBRIST?

Nära kopplat till all diskussion om eleffektutmaningar finns risken för elbrist. Ordet "elbrist" eller "effektbrist" används i många sammanhang och kan ges olika innebörd, exempelvis:

- a) **Beroende av import:** När man blir tvungen att importera, dvs det finns inte tillräckligt med kapacitet inom det område man studerar. Frågan är vilket område man tittar på - EU, Norden, hela Sverige, delar av Sverige, enskilda städer etc. Vissa områden, t ex Stockholm, är helt beroende av import eftersom det inte finns så många kraftverk i Stockholm. Om detta ses som ett problem eller inte är en avvägning mellan risk att man inte kan importera när det behövs, och kostnaden för att ha reserver som nästan aldrig utnyttjas. På samma sätt kan vi för Sverige ha ett effektunderskott om man ställer tillgänglig produktionskapacitet i förhållande till elbehovet vid maximalt effektbehov. För att få elbalansen att gå ihop förutsätts import.
- b) **Brist på kapacitet till nya kunder:** När man måste säga nej till nya kunder på grund av brist i elnätets kapacitet. Denna situation har alltid funnits på så sätt att det alltid tar en viss tid från ansökan till anslutning till elnätet. För närvarande (2020) är denna tid ganska lång (år) i vissa delar i Sverige.
- c) **Bortkoppling av kund:** Här avses att någon elanvändare blir bortkopplad i ett område, utan att ha accepterat detta på förhand. Bortkoppling av kunder tillgrips i ett läge då elbehovet i ett område överstiger det som för stunden är möjligt att leverera. Detta skulle kunna bero på problem i överföringsystemet till detta område, och/eller på att det inte finns tillräckligt med produktion (inklusive import) för att täcka all användning inom detta område. Det senare har inte inträffat i modern tid för hela Sverige, eller för något elområde, men det är ofta denna fråga som diskuteras för framtiden gällande elbrist.
- d) **Brist på el till acceptabla priser:** När det inte finns tillräckligt med el till acceptabla priser kan vissa uppfatta det som en brist-situation. I detta fall förmår man alltså leverera el till alla kunder, men vissa kunder kan uppfatta det som att man tar ut orimliga priser på el under den aktuella perioden.
- e) **Systemhavari:** Detta kallas även "störning" och har inträffat några gånger i Sverige: Ett exempel är 2003: "*Omkring klockan 12:36 den 23 september 2003 inträffade ett omfattande strömavbrott som drabbade stora delar av södra Sverige.... I Sverige berördes ett mycket stort geografiskt område med mellan 2,6 och 2,7 miljoner invånare i 96 kommuner med 857 000 elabonnenter och nära 90 000 företag/verksamheter*". Orsakerna till denna typ av problem är ofta komplicerade kedjor av händelser som man inte är beredd på kopplade till hela kraftsystemets dynamik.
- f) **"Strömavbrott":** Den normala orsaken till att elleveransen till kunder upphör är avbrott i ledningsnätet till följd av väderfenomen som stormar eller liknande. Detta diskuteras sällan i termer av effektbrist utan utgör en lokal störning som drabbar kunder inom ett geografiskt område. Denna typ av avbrott tar vi inte upp inom ramen för denna rapport.

När vi i denna rapport diskuterar hur fjärrvärmesektorn kan bidra till ett leveranssäkert elsystem beaktar vi också kostnaden för elförsörjningen. Utan ett kostnadseffektivitetsperspektiv blir en genomgång av möjliga bidrag lätt ointressant. Kostnadseffektivitet är en viktig drivkraft i de modellanalyser som vi genomfört i denna studie. Om fjärrvärmesektorn exempelvis på ett specifikt sätt skulle kunna bidra till ett leveranssäkert elsystem, men där kostnaden är säg 100 gånger högre än för en annan metod att uppnå samma tjänst så är just detta bidrag från fjärrvärmesektorn förhållandevis ointressant. Vi berör dessutom kvalitativt självförsörjningsdimensionen i vår genomgång. Detta har särskilt aktualiserats av Rysslands anfallskrig mot Ukraina där EU:s beroende av importerad rysk energi i form av olja, kol och, framför allt, naturgas blivit mycket tydligt. Avslutningsvis,

berör vi också kvalitativt och kortfattat det miljö- och klimatmässiga värdet av fjärrvärmens elproduktion från kraftvärme, även om det inte i sig har direkt bäring på leveranssäkerheten för elsystemet.

### 3.2 PÅ VILKA SÄTT KAN FJÄRRVÄRMESEKTORN BIDRA TILL ETT LEVERANSSÄKERT ELSYSTEM?

Fjärrvärmesektorn har ett antal olika möjligheter att bidra till ett leveranssäkert elsystem. Vi inleder här med att i punktform redovisa de olika bidrag som fjärrvärmesektorn kan ge till ett leveranssäkert elsystem. I de efterföljande avsnitten i detta kapitel fördjupar vi sedan beskrivningen och analysen av de olika bidragen.

Vi har identifierat följande typer av bidrag till ett leveranssäkert elsystem som fjärrvärmesektorn kan erbjuda:

- Hushålla med el: Fjärrvärme i stället för elbaserad uppvärmning
- Planerbar elproduktion från kraftvärme (energi, effekt, nätnytta)
- Lokal elproduktion vid lokal elnät kapacitetsbrist
- Flexibel elanvändning i fjärrvärmens elpannor och värmepumpar
- Elsystemstabilitet och stödtjänster
- Ökad grad av (lokal, nationell och europeisk) självförsörjning för elproduktionen
- Miljö- och klimatmässiga värden

#### 3.2.1 Hushålla med el: Fjärrvärme i stället för elbaserad uppvärmning

På sikt förutses en kraftig ökning av elanvändningen i Sverige. Orsaken är att elektrifiering uppfattas vara en attraktiv metod för industrins och transportsektorns fossilfrihetssträvanden. På 20 års sikt kan elanvändningen komma att fördubblas. Detta kommer att ge stora påfrestningar på elsystemet, både vad gäller produktion och nät. För att minska dessa påfrestningar bör elen användas så effektivt som möjligt och där den gör störst nytta.

Ett sätt att hushålla med elen är att ersätta direktverkande elvärme med värmepump. Genom att byta från direktverkande el eller värmepump till fjärrvärme så kan elanvändningen reduceras ännu mer. Förutom den elenergi som sparas in genom byte till fjärrvärme så minskar också det samlade eleffektbehovet eftersom elvärmen typiskt drar som mest el då elsystemet som helhet är som mest ansträngt.

För att ge en uppfattning om storleksordningar kan man betrakta **följande räkneexempel**.

### **Utan fjärrvärme i Sverige – hur mycket ytterligare eleffekt från dagens uppvärmning?**

*I dagsläget levereras ca 49 TWh fjärrvärme per år. Antag att fjärrvärme inte fanns utan att moderna värmepumpar skulle ge motsvarande värmeleverans. Vi antar en värmefaktor på 3,45 vilket vi bedömer vara representativt för moderna värmepumpar. Det förväntade maxeffektbehovet motsvarar en utnyttjningstid på 2150 timmar (bygger på verkliga data). 49 TWh fjärrvärme motsvarar därmed drygt 14 TWh el för drift av de ersättande värmepumparna och ett resulterande tillkommande eleffektbehov på 7 GW, förutsatt att alla värmepumparna går på full effekt. Samtidigt kan man konstatera att utan fjärrvärme så finns inte heller fjärrvärmesystemens kraftvärme kvar. Det bortfallet minskar den samlade elproduktionskapaciteten i Sverige med 3 GW. Utan fjärrvärme skulle alltså elbalansen kunna försämrars med så mycket som  $7 + 3 = 10$  GW. För en normalvinter 2022/23 bedömer Svenska kraftnät att det maximala effektbehovet i Sverige uppgår till 26,5 GW. Då bedömer de samtidigt att importbehovet uppgår till 1,4 GW.<sup>6</sup> Utan fjärrvärme skulle Sveriges samlade eleffektbehov kunna uppgå till  $26,5 + 7 = 33,5$  GW samtidigt som elbalansen skulle försämrars med ytterligare 3 GW genom mindre produktionskapacitet. Sammantaget skulle detta, allt annat lika, medföra ett importbehov på  $33,5 - (26,5 - 1,4 - 3) = 11,4$  GW. Det överstiger dagens samlade kapacitet i överföringsförbindelser till grannländerna.*

Att använda fjärrvärme istället för elbaserad uppvärmning är alltså ett verksamt medel för att minska utmaningarna med att snabbt möta de tillkommande elanvändningsbehoven som idag förutses. På det sättet bidrar fjärrvärmens på uppvärmningsmarknaden till betydligt bättre förutsättningar för ett leveranssäkert elsystem.

I kapitel 7.2 redogörs för en modellanalys av systemeffekterna av att fasa ut fjärrvärme och kraftvärme över tid. Där görs liknande kvantifieringar som i ovanstående räkneexempel men alltså på längre sikt och med hänsyn taget till ledtider och annan dynamik för större systemförändringar.

#### **3.2.2 Planerbar elproduktion från kraftvärme (energi, effekt, nätnytta)**

I takt med den förväntade kraftiga ökningen av svensk elanvändning, tillsammans med allt större inslag av variabel elproduktion blir planerbar elproduktion av stor betydelse. Kraftvärme erbjuder den typen av planerbarhet. Värdet av kraftvärmens avser inte bara elproduktionen i form av energi utan också produktionskapaciteten i form av effekt och nätnytta i form av den avlastning av överliggande elnät som kraftvärme bidrar med. Dessa värden kan analyseras på olika sätt.

Vid de situationer då eleffektbalansen är ansträngd är det helt uppenbart att kraftvärme har ett stort värde. Man kan utgå från att både värmebehovet är stort och elpriset högt vid dessa bristsituationer även om så inte alltid är fallet. Det medför att fjärrvärmesystems kraftvärmeverk "spontant" utnyttjas fullt. Det finns därmed ingen ytterligare eleffekt att tillföra när elbalansen blir ansträngd såvida inte situationen på fjärrvärmesidan är än mer ansträngd med mycket dyr alternativproduktion då man "backar" elproduktionen till förmån för mer fjärrvärmeproduktion för en given panneffekt. I sådana lägen kan man tala om en

<sup>6</sup> Svenska kraftnät (2022), "Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2022"

potential för ytterligare elproduktion. I sådana perioder kan man därigenom öka värmeproduktionen baserad på skogsflis istället för att köra dyra (bio-)oljehetvattenpannor eller för att det annars helt enkelt saknas tillräcklig värmeproduktionskapacitet i fjärrvärmesystemet. Om man lite förenklat antar att värmeproduktionen baserad på skogsflisen kostar 200 SEK/MWh och att den kan ersätta oljebaserad värmeproduktion som kostar 1000 SEK/MWh så tjänar man alltså 800 SEK/MWh genom att direktkondensera den ånga som annars skulle ha gått till kraftvärmeverkets turbin. Å andra sidan går man miste om motsvarande elproduktion med dess intäkter. Det betyder alltså att elen måste vara värd minst 800 SEK/MWh om det skall vara lönsamt att köra kraftvärmedrift om den alternativa värmeproduktionen kommer från oljehetvattenpanna. Om alternativet till kraftvärmeverkets skogsflis istället är bioolja, exempelvis FAME eller HVO, är kostnadsskillnaden ännu större och därmed krävs klart högre elpris för att fortsätta elproduktionen i kraftvärmeverket.

Om "backningen" av elproduktion istället görs för att värmeproduktionskapacitet annars saknas så kommer värmeproduktionen med all sannolikhet att prioriteras, oberoende av elpris. Detta eftersom kraftvärmeverken drivs av fjärrvärmeföretag där den första prioriteten är att förse kunderna med värme. Vi återkommer till "backningsfenomenet" i vår modellanalys i kapitel 7.

I de fall kraftvärmeverken är utrustade med utrustning som medger kallkondensdrift, så kallad "kondenssvans", går det i vissa lägen öka elproduktionen jämfört normal mottrycksdrift. Det sker dock då på bekostnad av delar av, eller hela, kraftvärmeverkets möjliga värmeproduktion. Det betyder att den värmeproduktionen måste ersättas med annan produktion, vilket skulle bli dyrare. Detta är därmed endast rimligt då förhållandet mellan rådande elpris och alternativkostnaden för fjärrvärmeproduktionen är mycket stort, vilket inte skett särskilt ofta historiskt. I kapitel 7 återkommer vi till det eventuella bidraget från kallkondensordrift.

Ett alternativ till kondenssvans kan vara återkylare. Då kyls man helt enkelt bort fjärrvärme för att öka värmeunderlaget. På det sättet kan man öka drifttiden och produktionsnivån för kraftvärmeverket och därmed öka elproduktionen. Det sker dock utan att den bortkylda delen av värmen nyttiggörs och därmed ger den inte någon intäkt.

I denna studie har vi även genomfört modellberäkningar i syfte att kvantifiera systemvärdet för kraftvärme (och fjärrvärme). Dessa beräkningar redovisas i modellanalysen i kapitel 7. Där redovisar vi också att elproduktionen från kraftvärmeverken medför en elprisdämpande effekt under särskilt ansträngda perioder på elmarknaden.

### *Värmelager*

För lastvariationer mellan dag och natt samt mellan arbetsdagar och veckoslut så kan korttidslagring av värme i ackumulatörer få ett ökat värde. Sådana ackumulatörer finns redan i många fjärrvärmesystem. Det finns alltså redan nu tydliga drivkrafter för att jämma ut lasten och därmed undvika, eller åtminstone minimera, den dyraste värmeproduktionen. Det finns också andra driftfall än lastutjämning som ackumulatörerna kan möjliggöra, exempelvis ovan nämnda

driftsfall med ökad möjlighet till kondensdrift och minskat behov av backning. Vidare kan det exempelvis vara att köra kraftvärme maximalt på dagen då elproduktionen har högst värde för att sedan nattetid gå ner till minlast på kraftvärme och fylla på med värme sparad från dagen. De förstärkta elprisvariationerna inom dygnet (eller några dygn) kan komma att ge ytterligare incitament för korttidslagring av värme i ackumulatorer. Det kan också finnas drivkrafter för lagring av värme under längre perioder, ända upp till lagring från sommaren till vintern. Det brukar man benämna säsongslagring. Det krävs då mycket stora lager, vilket kan ge höga kostnader. Värdet kan dock vara stort och säsongslagring tilldrar sig allt större intresse bland fjärrvärmeföretagen. Även sådana lagringsmöjligheter kan möjliggöra för fjärrvärmesektorn att ytterligare medverka till ett leveranssäkert elsystem.

### 3.2.3 Lokal elproduktion vid lokal elnätscapacitetsbrist

På flera platser har det uppstått lokala kapacitetsbegränsningar i elnäten (t.ex. Stockholm, Malmö och Uppsala). Situationen riskerar också att bli ansträngd på fler orter. Detta är en annan effektutmaning än den man ofta diskuterar och som relaterar till ökande elbehov, utbyggnad av variabel elproduktion (vind/sol) och/eller utfasning av planerbar kraft. Den utmaningen är framför allt ett potentiellt problem på lång sikt, medan de lokala nätkapacitetsbegränsningarna alltså påverkar situationen redan nu. Det finns ett stort antal möjliga åtgärder för att minska problemen med dessa lokala nätkapacitetsbegränsningar. Bland dessa återfinns lokal elproduktion inom de områden där inmatningen av el är begränsad. Kraftvärme är typiskt exempel på sådan produktion. Eftersom elproduktionen sker nära elanvändarna så avlastar elproduktionen samtidigt elnätet. Det elnät där kraftvärmens är lokaliserad får därmed ett minskat behov av att abonnera på eleffekt från överliggande nät. Det är därmed inte bara intäkter från elenergiproduktion som utgör ett värde, även eleffektkapaciteten bidrar med ett värde. Storleken på nätnyttan som kraftvärmens skapar skiljer sig åt bland annat beroende på den aktuella nättariffens utformning samt kraftvärmeverkets egenskaper och driftsförutsättningar. I ett räkneexempel från en studie åt "Regional Energi" uppskattades nätnyttan uppgå till 70 kr per MWh elproduktion från kraftvärmeverket.<sup>7</sup> Det är viktigt att den nyttan verkligen tillskrivs kraftvärmeverket.

Incitamenten för kraftvärme har dock varit relativt svaga under senare år, med undantag för 2022 års extremhöga elpriser. Det har påskyndat planeringen för utfasningen av vissa sådana produktionsanläggningar. Det finns i dagsläget inget generellt etablerat styrmedel som ger kraftvärmelelen dess lokala effektvärde. I Stockholm och i Malmö har dock specifika överenskommelser träffats för att tillförsäkra fortsatt tillgång till lokal elproduktionskapacitet.

Vid valet av åtgärder för att hantera lokala nätbegränsningar är kostnadseffektivitet ett viktigt kriterium. En annan betydelsefull faktor är hur säker man kan vara på att åtgärden verkligen förverkligas med det resultat som man förväntar sig. Kostnadseffektivitetsfrågan är svårbedömd, men när det gäller

<sup>7</sup> Profu (2020), "Värdet av elproduktion kopplad till fjärrvärmeproduktion - idag och i framtiden", på uppdrag av nätverket Regional Energi.

hur trygg man kan vara vad gäller genomförandet så är kraftvärme en ganska lättbedömd åtgärd, eftersom det egentligen är en enda part som ska fatta beslutet, nämligen energiföretaget. Dessutom är det typiskt effektmässigt en förhållandevis stor åtgärd. En annan åtgärd som kan bli aktuell för att minska den lokala effektutmaningen är laststyrning av eluppvärmning (eller annan elanvändning). Då blir det helt plötsligt ett mycket stort antal husägare som måste införa sådan laststyrning för att den samlade påverkan av åtgärden ska bli av samma storleksordning som kraftvärmebeslutet. Även batterilösningar kan på lite sikt bidra till att minska problematiken kring den lokala eleffektbalansen.

Avslutningsvis kan man konstatera att det är svårt att entydigt värdera den lokala nyttan av kraftvärme. Som så ofta blir svaret "det beror på". Det finns ju inte heller någon generell prissättning av den effektnytta som kraftvärme erbjuder på platser där lokala flaskhalsar i näten äventyrar elförsörjningen.

I kapitel 8 i denna rapport tar vi upp en fallstudie som ett illustrativt exempel på hur fjärrvärme och kraftvärme kan bidra med nytta i det lokala elnätsperspektivet på ett sätt som delvis kan hamna lite i skymundan om man endast fokuserar på det nationella perspektivet (vilket vi alltså i huvudsak gör i denna studie).

### 3.2.4 Flexibel elanvändning i fjärrvärmens elpannor och värmepumpar

Fjärrvärmesektorn bidrar inte bara med elproduktionseffekt i form av kraftvärmeverk till ett leveranssäkert elsystem. Vid tider då efterfrågan är låg kan man förutse att det tidvis kommer att uppstå ett "överskott" på elproduktion om det samtidig blåser och är soligt. Även vid sådana situationer förmår fjärrvärmens att bidra till elsystemets balansering genom att då öka användning av el i fjärrvärmeproduktionen i form av elpannor och värmepumpar. En avgörande förutsättning för detta är dock att det vid sådana tillfällen finns en tillräckligt stor underliggande efterfrågan på fjärrvärme.

Vid dessa elöverskottssituationer sker också en anpassning genom att elproduktionen dras ned, antingen genom att kraftvärmeverken helt stoppas eller att deras elproduktion dras ned under fortsatt drift, det vill säga utan att panneffekten reduceras (jämför med "backad elproduktion" i föregående avsnitt).

Den flexibla produktionen och elanvändningen är också värdefull för den löpande balanseringen av elsystemet där den svenska fjärrvärmeproduktionen reagerar på elpriset och snabbt förmår att växla mellan en elförbrukning på 1 500 MW (maximal drift idag av elpannor och värmepumpar samt ingen elproduktion från kraftvärme) och en elproduktion på 2 800 MW (maximal kraftvärmedrift idag samt ingen drift av elpannor och värmepumpar). I verkligheten kan inte hela detta flexibilitetsutrymme utnyttjas vid varje tillfälle eftersom möjligheterna begränsas av exempelvis den rådande efterfrågan på fjärrvärme och tillgänglig kapacitet i fjärrvärmeproduktionssystemen. Hur snabbt förändringarna kan åstadkommas påverkas av olika faktorer, exempelvis huruvida kraftvärmeverket är i drift då eleffekt efterfrågas. Genom att utnyttja "överskottsel" minskar också behovet av att utnyttja andra energibärare, exempelvis biobränslen.

Som nämnts kan möjligheterna till att utnyttja billig el i fjärrvärmeproduktionen begränsas av låg fjärrvärmefterfrågan som inte ger utrymme för full drift av

elpannor och värmepumpar. Genom lagring av värme kan utnyttjandet av både elproduktions- och elanvändningskapacitet ökas genom att man minskar kopplingen mellan fjärrvärmeproduktion och – användning. Värmelager kan sägas flytta produktionen och användningen i tid. (Värmelager berörs även i avsnitt 3.2.2 ovan.)

I modellanalyskapitlet (kapitel 7) gör vi en närmare analys av hur den framtida fjärrvärmesektorn kan komma att bidra med just elanvändning under perioder då tillgången till el är väldigt god och då elpriserna därmed är väldigt låga.

### *Vätgas*

Förutom dess värde som råvara i industriella processer eller som framtida drivmedel, associeras vätgas alltmer med flexibilitet inom elsystemet. Flera fjärrvärmeaktörer har uppgivit intresse för investeringar i vätgas, se exempelvis enkätundersökningen i kapitel 5. Ett fjärrvärmesystem kan genom samlokalisering med vätgasproduktion ta tillvara på den spillvärme som genereras och på så sätt öka incitamenten för investeringar i vätgas. Därmed kan kontaktytorna öka ytterligare mellan fjärrvärmesystemet och elsystemet.

Vätgas ingår som energibärare och flexibilitetsåtgärd i modellanalysen i kapitel 7 men är i den analysen inte direkt kopplad till fjärrvärmesektorn utan bidrar med flexibilitet helt oberoende av fjärrvärmesektorn.

### **3.2.5 Elsystemstabilitet och stödtjänster**

”Elsystemstabilitet” och ”stödtjänster” är två begrepp som förknippas med den mer eller mindre momentana (eller på sekund/minut-nivå) balanseringen av elsystemet eller under tillfällen då elsystemet är utsatt för störningar eller avbrott. Vi har ovan konstaterat att fjärrvärmesektorn, i synnerhet kraftvärme, bidrar med nytta för den mer långsammare regleringen av elsystemet, närmare bestämt timme-för-timme och längre, genom att kraftvärmen är planerbar. Men även i en kortare tidsrymd än så och av stabilitetsskäl kan fjärrvärmesektorn bidra. Kraftvärmen har alltså möjlighet till att bidra till balanseringen av elsystemet på olika tidsskalor och incitamenten för detta utgörs i första hand av prissignalen på respektive marknad, det vill säga elmarknad eller stödtjänstmarknad. Det finns dock driftparametrar och utrustningsnivå hos de enskilda verken som kan begränsa balanseringsbidragen under själva drifttimmen. Även elpannor och värmepumpar i fjärrvärmenäten kan bidra med snabb reglering genom att ändra sin elförbrukning.

Med stödtjänster, ibland benämnda systemtjänster, avses de tjänster och marknader som är absolut nödvändiga för att kontinuerligt upprätthålla balansen i elsystemet och att klara uppsatta stabilitets- och leveranssäkerhetskrav. Detta sker med andra ord vid sidan om den ”ordinarie” elmarknaden (spotmarknaden och intradagmarknaden). Stödtjänsterna delas av Svenska kraftnät in i frekvensrelaterade och icke-frekvensrelaterade stödtjänster. De förstnämnda utgörs exempelvis av frekvenshanteringstjänsterna under normaldrift, FCR-N, och under avvikelser eller driftstörningar, FCR-D. Även reglerkraftmarknaden (eller mFRR) som tillhandahåller återställningsreserver ingår i begreppet frekvensrelaterade stödtjänster. Exempel på icke-frekvensrelaterade stödtjänster är förmåga till

dödnätstart och ö-drift. Sådana egenskaper är nödvändiga vid större avbrott eller omfattande störningar i elsystemet. Vid sidan om de olika stödtjänsterna finns även så kallade avhjälpande åtgärder i Svenska kraftnäts regi. Detta kan exempelvis vara motköp eller manuell fränkoppling.<sup>8</sup> Avhjälpande åtgärder träder in i de fall då de tillgängliga stödtjänsterna inte längre är tillräckliga för att klara elsystemets stabilitet.

Utöver förmågan till reglering/balansering på olika tidsskalor samt de stödtjänster eller avhjälpande åtgärder som vi nämnt i stycket ovan, finns ytterligare några funktioner som är värda att nämna i sammanhanget och med syfte att garantera elsystemets stabilitet:

- Tillgång till topplasteffekt
- Överföringsförmåga i elnäten
- Motståndskraft som momentant begränsar frekvensavvikelser vid (begränsade) störningar (detta har traditionellt tillförts systemet genom mekanisk svängmassa)

**Topplasteffekt** är sådan effekt som kan komma att behövas under tidsperioder då elefterfrågan är väldigt hög, typiskt under kalla vinterdagar. Kraftvärmen bidrar med effekt med god tillgänglighet men kan, som nämnts tidigare, begränsas av det faktum att fjärrvärmeproduktionen under samma tillfälle prioriteras (backad elproduktion). Den av Svenska Kraftnät upphandlade effektreserven syftar till att erbjuda reservkapacitet då elbalansen är ansträngd. Tidigare bjöds den in på dagen-före-marknaden om Svenska Kraftnät bedömde att läget kunde bli extra ansträngt men sedan årsskiftet 2022/23 utgör effektreserven enbart en balanseringsreserv om övriga balanseringsresurser är uttömda.

Om stora mängder el från vattenkraften ska överföras från norra Sverige söderut och på utlandsförbindelserna samtidigt som övrig synkron produktion står i det närmaste still krävs reaktiv effektkompensering för att upprätthålla spänningen och därmed **överföringsförmågan på stamnätet**. Kraftvärme kan då stödja genom att erbjuda synkron produktion i södra Sverige (i synnerhet om kärnkraften på sikt fasas ut), men förutsatt att kraftvärmen av ekonomiska skäl då är i drift.

**Motståndskraft som momentant begränsar frekvensavvikelser** finns naturligt genom mekanisk svängmassa (alternativt rotationsenergi) i elsystem med hög andel synkronmaskiner. Svängmassan, dvs massan av de roterande delarna som är mekaniskt förbundna med en generator som ligger i synkron drift, parerar momentant störningar genom att rent fysiskt bromsa frekvensfall. Kraftvärme ger svängmassa, liksom kärnkraft och vattenkraft, medan däremot vindkraft och solceller inte utnyttjar synkrongeneratorer. Den kinetiska energin, "svängmassan", utgörs av effekt multiplicerat med en tröghetskonstant. Kärnkraft har typiskt högst tröghetskonstant, ca 6 – 7 s, jämfört med vattenkraft och kraftvärme, ca 3 – 4 s. De driftfall då det är liten infasad svängmassa i systemet kan uppstå vid olika tidpunkter. En sådan är sommartid, då elanvändningen generellt är låg. En annan tidpunkt kan vara nattetid eller under helger även under andra delar av året.

<sup>8</sup> <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/verktyg-for-systemdrift/stodtjanster-och-avhjalpande-atgarder/>



Driftläget karaktäriseras av mycket låga elpriser, vilket i sin tur medför att mycket lite av elproduktion med synkrongeneratorer är i drift. FFR (Fast Frequency Reserve) är en relativt ny avhjälpande åtgärd i Svenska Kraftnäts regi och har vuxit fram som ett komplement till den mekaniska svängmassan som man så att säga får "på köpet" i de synkront anslutna kraftverken, inklusive kraftvärme. Syftet med FFR är att öppna upp för andra tekniker och åtgärder att bidra med mycket snabb frekvensreglering vid snabba transienta förlopp under perioder då tillgången till mekanisk svängmassa i systemet är låg, exempelvis under perioder med mycket väderberoende elproduktion i systemet som "tränger undan" synkron produktion.

I kapitel 6 i denna rapport går vi in mer på djupet i begreppet stödtjänster och elsystemstabilitet. Där redovisas bland annat de resultat från enkätstudien som har bäring på fjärrvärmesektorns koppling till stödtjänsterna. Som nämnts tidigare har vi i denna studie inte gjort några modellkvantifieringar av nyttor med, eller behov av, stödtjänster på framtidens elmarknad. Modellanalysen som berör det framtida elsystemet fokuserar uteslutande på effekt och energi som hanteras av elmarknaden.

### 3.2.6 Ökad grad av självförsörjning för elproduktionen

Fjärrvärmesystemens kraftvärmeverk eldas till övervägande del med inhemska bränslen eller energibärare. Biobränslen är det dominerande bränslet, medan avfall följer som näst störst. Mindre andelar av nyttjade biobränslen och avfall kan vara importerade, och då i första hand från andra EU-länder. Viss kraftvärme kan också vara baserad på naturgas vilken delvis kan komma från länder utanför EU. Modellanalysen av den framtida fjärrvärmeförsörjningen pekar på att det fossila inslaget försvinner så gott som helt fram till 2030 med undantag för plastinnehållet i det brännbara avfallet. Därmed utgörs bränsleförsörjningen så gott som helt av sådant som kan uppbringas inom landets gränser även om import av exempelvis biobränslen kan förekomma av rent ekonomiska skäl.

Det svenska elsystemet är en del av det sammankopplade europeiska elsystemet där Sverige både importerar och exporterar el. Exporten dominerar, men tidvis importerar också el. Den el som importerar från våra grannländer kan komma från länder som har kraftverk som utnyttjar importerade bränslen, exempelvis naturgas från Ryssland. Som en följd av det ryska anfallskriget i Ukraina strävar EU efter att frigöra sig från beroendet av rysk naturgas. Denna strävan drivs delvis av säkerhetspolitiska skäl för att därmed minska risken att Ryssland tvingar EU till oönskade politiska vägval som en följd av energiberoendet, men också för att på sikt minska de ryska intäkterna från energiexport för att därmed minska Rysslands ekonomiska förmåga att uthålligt bedriva anfallskriget mot Ukraina.

Den svenska kraftvärmen och en möjlig ökning av denna bidrar därmed till självförsörjningsaspekten av ett leveranssäkert elsystem. Ju mer svensk kraftvärme vi kan bidra med desto mindre blir behovet av annan europeisk elproduktion och därmed minskad användning av import till EU av energi, särskilt rysk naturgas. På samma sätt som de naturgaseldade kraftverken utgör kraftvärmen planerbar elproduktion. Denna utgör ett viktigt komplement till utbyggnaden av variabel förnybar elproduktion från vind och sol. I jämförelse med naturgaskraftverken har

den svenska kraftvärmens också fördelen att den till övervägande del produceras från förnybara energikällor och med mycket hög energieffektivitet.

Många av kraftvärmeverken kan också utnyttja torv som bränsle. Torv är dock problematiskt ur växthusgasperspektiv vilket har medfört att torv i mycket stor utsträckning fasats ut från bränlemixen. De inhemska torvtillgångarna är dock stora varför torv skulle kunna ses som ett "beredskapsbränsle". I det korta perspektivet är det dock osäkert vilken kapacitet som finns för att få fram stora mängder torvbränsle.

### 3.2.7 Miljö- och klimatmässiga värden

Avslutningsvis kan vi även nämna de miljö- och klimatmässiga värdena som fjärrvärmesektorn bidrar med även om detta inte direkt kopplar till just leveranssäkerheten för elsystemet. Men eftersom ett leveranssäkert elsystem i framtiden kommer att behöva präglas av så små miljö- och klimatkonsekvenser som möjligt kommer fjärrvärmens och kraftvärmens resurseffektivitet, förnybarhet och möjlighet till negativa koldioxidutsläpp att bli av mycket stor betydelse. Det övergripande målet för vårt elsystem och hela energisystemet är nämligen förutom leveranssäkerhet även klimat- och resurseffektivitet samt ekonomisk effektivitet.

När man betraktar kraftvärmens nyttor så består de inte bara av ekonomiska värden utan det finns också miljö- och klimatmässiga värden. Kraftvärme kan medföra en mycket hög energieffektivitet jämfört med separat el- och värmeproduktion. Kraftvärmens är alltså en resurshushållande teknik. För ett kraftvärmeverk bör man vid miljövärdering ta med de totala utsläppen, men samtidigt beakta hur motsvarande värme annars skulle producerats, och vilka utsläpp det skulle resulterat i. Dessutom bör man beakta konsekvenserna av att annan elproduktion, och dess utsläpp, i det nordeuropeiska elsystemet undviks. Om kraftvärmeverket bygger på energiåtervinning från avfall så bör man också ta hänsyn till att avfallsförbränningen möjliggör att deponering, med sammanhängande metanutsläpp och utan energiåtervinning, undviks i andra länder (marginalbränslet i svensk avfallsförbränning utgörs av import). Kraftvärme, särskilt sådan som baseras på förnybara bränslen, skapar typiskt en stor miljö- och klimatmässig nytta genom att tränga undan sämre europeisk elproduktion. Avfallskraftvärmens bidrar också till värdefull avgiftning av samhället. CCS i kombination med kraftvärme baserad på förnybara bränslen möjliggör dessutom minskning av koldioxidhalten i atmosfären – en kolsänka. Uppvärmningssektorn i Sverige har till och med en gemensam vision om att utgöra en kolsänka innan år 2045. Där spelar bio-CCS en avgörande roll. Branschen har uppskattat att bio-CCS på svensk kraftvärme skulle kunna erbjuda storleksordningen 10 Mton negativa koldioxidutsläpp årligen. CCS är en generellt elkrävande process och påverkar också i vissa fall kraftvärmeverkens elproduktion negativt. Där är val av avskiljningsprocess avgörande.

## 4 Hinder, möjligheter och styrmedel

Inom vissa områden pekar våra analyser på att fjärrvärmesektorns möjliga bidrag till ett leveranssäkert elsystem, av olika skäl, inte utnyttjas fullt ut. Det kan exempelvis handla om det finns indikationer på att elproduktionen i kraftvärmeverken inte utnyttjas fullt ut när efterfrågan på el är hög eller mycket hög eller att elanvändningen i fjärrvärmesystemens elpannor är låg trots att elen är gratis under perioder med mycket god tillgång till el. Man kan då överväga om det är motiverat med förändringar av regelverk och andra styrmedel eller om nya styrmedel behövs. I detta avsnitt tar vi vår utgångspunkt i ett antal sådana områden där vi alltså funnit att fjärrvärmesektorns möjliga bidrag till ett leveranssäkert elsystem inte utnyttjas fullt ut. För vart och ett av dessa områden lyfter vi fram exempel på möjliga styrmedel eller andra påverkbara omvärldsfaktorer som skulle kunna utnyttjas för att öka fjärrvärmens bidrag till ett leveranssäkert elsystem. Vi gör också egna översiktliga bedömningar av vilka effekter de olika styrmedelsidéerna kan komma att få och hur genomförbara de är.

Denna studie är inte den första som övervägt behovet av nya eller förändrade styrmedel. I en rapport från WSP redovisas ett antal potentiella styrmedel och dessa diskuteras ur olika perspektiv.<sup>9</sup> Energiföretagen Sverige har också under 2022 redovisat "12 konkreta förslag för en nationell kraft- och fjärrvärmestrategi".<sup>10</sup> Vissa av de styrmedel som föreslås av dem är relevanta för de frågeställningar som vår studie behandlar. Nedan redovisar vi ett antal sådana styrmedel, både från ovan nämnda publikationer samt från andra källor och egna idéer, som vi bedömt vara intressanta för frågeställningar relaterade till fjärrvärmesektorns bidrag till ett leveranssäkert elsystem. Att styrmedlen lyfts fram här är inte detsamma som att vi föreslår att de bör införas. Vissa av styrmedlen kan leda till önskade bieffekter och det krävs ytterligare utredningar, som inte ryms inom detta projekt, för att undersöka om nyttan överväger nackdelarna. Utvecklingen av styrmedel och regelverk går snabbt och det är därför angeläget att påminna om att texten nedan togs fram under vintern/våren 2023. Ett år senare kan vissa av förslagen komma att vara överspelade.

### 4.1 POTENTIALEN FÖR FJÄRRVÄRME TILLVARATAS INTE, DELVIS TILL FÖLJD AV REGELVERK OCH STYRMEDEL

Efterfrågan på fjärrvärme är en förutsättning för kraftvärme. Vissa fjärrvärmeföreträdare menar att fjärrvärmens missgynnas som uppvärmningsform i jämförelse med värmepump. Exempel på sådan negativ särbehandling anses vara Boverkets byggregler, statligt investeringsstöd till byggande av studentbostäder (där det specifika regelverket medför att värmepump favoriseras jämfört med fjärrvärme) samt miljöcertifiering av byggnader (tas delvis upp på annan plats ovan). Hur

<sup>9</sup> WSP, 2021, "Lösningar för balansering i elsystemet samt kraftvärmens förutsättningar - en studie om potential, utsläpp, hinder, incitament och styrmedel"

<sup>10</sup> Energiföretagen Sverige, 2022, "12 konkreta förslag för en nationell kraft- och fjärrvärmestrategi", <https://www.energiforetagen.se/fragor-vi-driver/positioner/12-konkreta-forslag-for-en-nationell-kraft-och-fjarrvarmestrategi/>

Boverkets byggregler påverkar konkurrensen mellan fjärrvärme och värmepump har studerats i en Profu-rapport för nätverket Regional Energi<sup>11</sup>.

Om värmepump gynnas på bekostnad av fjärrvärme så ökar utmaningarna för elsystemet genom ökad elanvändning, särskilt då elsystemet redan är ansträngt, och minskad planerbar elproduktion från kraftvärme, som begränsas av värmeunderlagets storlek. Det finns också en indirekt problematik kopplad till byggreglerna och deras beräkningsmetod. I certifieringar och av andra skäl efterfrågar fastighetsägare ibland att energieffektiviseringen drivs längre än vad byggnormen kräver. Om efterfrågad primärenergi läggs på lägre nivå än byggnormen så missgynnas fjärrvärme ännu mer än vid byggnormens kravnivå. Med "missgynnas" avses här att husets klimatskal behöver vara bättre för att klara byggnormens krav om fjärrvärme väljs för uppvärmningen än om värmepump väljs.

#### 4.1.1 Styrmedelsidéer

**Utformningen av Boverkets byggregler** påverkar konkurrensförhållandena mellan olika uppvärmningsalternativ, exempelvis fjärrvärme och värmepump. Här är det viktigt att byggreglerna, och andra regelverk på samma tema, styr på ett korrekt sätt med avseende på det man vill åstadkomma och med hänsyn till tillämpliga EU-direktiv. (Föreslås bland annat i Energiföretagen (2022) och i WSP (2021).)

##### *Denna studies bedömning*

Inom ramen för denna studie gör vi ingen översyn av byggreglernas utformning. Vi kan dock konstatera att om byggreglerna på ett omotiverat sätt påverkar fjärrvärmens konkurrenskraft negativt så är det också negativt för fjärrvärmens möjligheter att bidra till ett effektivt och leveranssäkert elsystem. Dels minskar det värmeunderlaget för kraftvärme med mindre elproduktion som följd, dels ökar det elanvändningen genom att mer el används för värmeproduktion.

När **regelverk för certifiering av byggnader** tas fram bör de utformas så att de inte omotiverat favoriserar något uppvärmningsalternativ. Det talar för att de inte på ett förenklat sätt bör referera till Boverkets nuvarande byggregler och sedan endast kräva mindre primärenergiåtgång än tillåtet enligt byggnormen.

##### *Denna studies bedömning*

Inom ramen för denna studie gör vi ingen översyn av certifieringsreglernas utformning. Vi kan dock konstatera att om certifieringens regelverk på ett omotiverat sätt påverkar fjärrvärmens konkurrenskraft negativt så är det också negativt för fjärrvärmens möjligheter att bidra till ett effektivt och leveranssäkert elsystem på precis samma sätt som när det gäller utformningen av Boverkets byggregler i föregående stycke.

## 4.2 KRAFTVÄRMEVERKENS MÖJLIGA ELPRODUKTION UTNYTTJAS INTE

När elproduktionssystemet är ansträngt är elpriset typiskt högt. Det ger tydliga incitament för att producera så mycket el som möjligt i kraftvärmeverken. Detta

<sup>11</sup> Profu, 2023, "Energihushållning enligt BBR Betydelsen av offentliga styrmedel och andra certifieringssystem avseende byggnaders energiprestanda för byggnaders utformning och val av uppvärmningssystem", rapport för nätverket Regional Energi.

bromsas dock av att ångenergin ibland kan göra större nytta för ren värmeproduktion genom direktkondensering. Skälet till att i kraftvärmeverket prioriterar värmeproduktion framför elproduktion är att annan värmeproduktion är mycket kostsam eller att värmeproduktionskapaciteten annars inte skulle räcka till. Ägarna till kraftvärmeverken är typiskt fjärrvärmeföretag där den första prioriteten är att förse kunderna med värme, medan elproduktionen kan ha lägre prioritet.

#### 4.2.1 Styrmedelsidéer

Genom att **reducera koldioxidskatt och/eller energiskatt** på olika typer av oljor kan man sänka kostnaden för annan värmeproduktion och därmed minska incitamenten för backning av elproduktion från biobränsle- och avfallskraftvärme. Under studiens gång har också beslut fattats om att koldioxidskatten på bränsle som används i kraftvärme- och värmeverk inom EU:s utsläppshandelssystem helt tas bort 1 januari 2023. Denna styrmedelsidé har alltså förverkligats.

##### *Denna studies bedömning*

Genom att ta bort koldioxidskatten för alla oljor, både med förnybart och fossilt ursprung, kommer incitamenten för att backa elproduktion att minska. En risk med styrmedelsförändringen skulle kunna vara att utsläppen av fossil koldioxid ökar, men eftersom nästan alla fjärrvärmeföretag har en uttalad ambition att bli fossilfria så kan man anta att detta minskar intresset av att utnyttja fossil olja, även om ekonomin skulle motivera det. Förslaget kommer alltså att öka drivkraften för elproduktion, men medför en viss risk för ökade koldioxidutsläpp. Modellanalysen indikerar att backningen av elproduktionen varit förhållandevis liten under 2022 till följd av extremt höga elpriser under stora delar av året. Med utgångspunkt från mer normala elpriser indikerar modellanalysen att backningen kan vara signifikant. Backning av elproduktion är i sig inget "fel" utan ett utslag av en ekonomisk avvägning mellan att producera el och fjärrvärme. Däremot kan reducerad backning vara gynnsamt för den lokala eleffektbalansen trots att elmarknaden (som kopplar till ett avsevärt större geografiskt område) delvis kan ge andra signaler.

#### 4.3 SVÅRTILLGÄNGLIGA STÖDTJÄNSTMARKNADER LEDER TILL ATT KRAFTVÄRMEN INTE BIDRAR SÅ MYCKET SOM DEN SKULLE KUNNA

I Sverige sköts frekvensregleringen idag huvudsakligen av vattenkraft. Det finns dock redan idag tecken på att även andra kraftslag kommer att behöva bidra till frekvensregleringen. Tekniskt har kraftvärmeverk ofta möjlighet att bidra på flera av Svenska kraftnäts frekvensregleringsmarknader, även benämnda balansmarknader eller frekvensrelaterade stödtjänstmarknader. Även om allt fler kraftvärmeägare deltar på, eller överväger att delta på, dessa marknader så skulle sannolikt fler kunna delta på ett kostnadseffektivt sätt. Ett skäl till det begränsade deltagandet kan vara att marknaderna upplevs som krångliga och att marknadernas regler inte upplevs vara ändamålsenliga för kraftvärmeverk. Bristande kunskap och begränsad praktisk erfarenhet bromsar sannolikt bidraget från fjärrvärmesektorn. Detta kommer vi att återkomma till i kapitel 6 om stödtjänsterna.

### 4.3.1 Styrmedelsidéer

**Insatser för att öka kunskapsnivån** när det gäller de olika balansmarknadernas uppbyggnad och krav, samt de möjligheter som kraftvärme erbjuder, kan vara ett verksamt styrmedel för att öka fjärrvärmebranschens deltagande på de aktuella marknaderna.

#### *Denna studies bedömning*

Det är ingen tvekan om att fjärrvärmesektorn genom kraftvärme och delvis också genom elpannor och värmepumpar kan bidra på stödtjänstmarknaderna. Eftersom det hittills främst varit vattenkraft som stått för dessa tjänster så är kunskapen om stödtjänstmarknaderna begränsad inom fjärrvärmesektorn, i synnerhet bland de mindre aktörerna. Intresset är dock stort och här borde Svenska kraftnät tillsammans med branschorganisationen Energiföretagen Sverige kunna öka kunskapsnivån och därmed förbättra förutsättningarna för deltagande på balansmarknaderna. Till viss del har sådana initiativ tillkommit som ett resultat av de enkätsvar om kraftvärmeföretagens intresse för stödtjänster som redovisas i denna studie (se kapitel 6).<sup>12</sup> I samband med en sådan kunskaphöjningsinsats är det viktigt att tillvarata erfarenheter från de fjärrvärmeföretag som kommit långt på området. Svenska kraftnätK har på senare tid tagit flera initiativ till digitala informationsträffar i syfte att öka kunskapen (och intresset) hos potentiella leverantörer av stödtjänster. Enkätsvaren från detta projekt indikerar att kan behövas ytterligare informationsinsatser inom detta område.

Genom att ta fram **specifika stödtjänstmarknader som utgår från kraftvärmens förutsättningar** skulle man kunna öka möjligheterna för fjärrvärmeföretagen att bidra till frekvenshållningstjänsterna.

#### *Denna studies bedömning*

En invändning mot ett sådant styrmedel är att stödtjänstmarknaderna utgår från elsystemets behov och inte från olika alternativs möjligheter att bidra. Detta är en rimlig hållning och därför bör sannolikt stödtjänstmarknaderna även fortsättningsvis utvecklas med elsystemets krav som ledstjärna.

## 4.4 OTILLRÄCKLIGA INCITAMENT FÖR KRAFTVÄRME – GENERELLT

Att bygga ny kraftvärmeproduktion kräver mycket stora investeringar. För att få lönsamhet i sådana investeringar krävs långa återbetalningstider med förutsägbara omvärldsförhållanden. Om osäkerheterna är stora kan det översättas till investeringsrisker, vilka i sin tur kan leda till att man avstår från investeringen. Exempel på sådana risker är tvära kast i de politiska förhållandena och olika regeringars syn på energipolitik. Om kraftvärmeinvesteringar uteblir till följd av osäkerheter om framtiden går man samtidigt miste om det bidrag till ett leveranssäkert elsystem som man annars skulle fått. Modellanalysen i detta projekt pekar på att det är systemeffektivt om kraftvärmens behåller sin nuvarande elproduktionskapacitet även

<sup>12</sup> Se exempelvis ett webinarium om "Kraftvärmeverkens roll i energiomställningen: Stödtjänster och balansmarknader" som hölls under juni 2023 och vars syfte var att fånga upp fjärrvärmebranschens intresse för ett ökat deltagande på SvKs stödtjänstmarknader, <https://energiforsk.se/konferenser/genomforda/kraftvarmeverkens-roll-i-energiomstallningen-stodtjanster-och-balansmarknader/>

på lång sikt (se kapitel 7). I scenarier med en synnerligen hög framtida efterfrågan är det dessutom systemeffektivt om kapaciteten växer ytterligare något jämfört med idag.

#### 4.4.1 Styrmedelsidéer

**Politisk långsiktighet** är en mekanism överordnad övriga styrmedel och beroende på politiska signaler kan effektiviteten hos övriga styrmedel påverkas. En blocköverskridande energiöverenskommelse är exempel på initiativ med målet att skapa långsiktighet. Sådan långsiktighet anses vara viktigt för att investeringar i effektivare och miljövänligare tekniker ska genomföras.

##### *Denna studies bedömning*

Politisk långsiktighet är önskvärd, men inget talar för att den kommer att förverkligas. Den typiska livslängden för en energipolitisk överenskommelse är några år. Att sträva efter bred, men inte nödvändigtvis fullständig, politisk samsyn är dock värdefullt.

**Investeringsgaranti** är ett styrmedel som skulle kunna vara ett mer trovärdigt alternativ än politisk långsiktighet. Tanken är då att staten gör ett åtagande om att en investerare har rätt till kompensation om villkoren som staten har rådighet över ändras jämfört med läget i utgångsläget. Därmed undanröjs i stor utsträckning den politiska risken. Ett sådant styrmedel tas upp av Holmberg&Tangerås (2020).<sup>13</sup>

##### *Denna studies bedömning*

En investeringsgaranti erbjuder ett skydd mot politiska risker, vilket bör leda till ökad investeringsvilja. Det finns dock flera frågetecken kopplade till ett sådant styrmedel. Ett problem är att staten då potentiellt tar på sig stora kostnader om man väljer/tvingas ändra regelverk/styrmedel. Detta i sin tur kan vara rimliga (politiska) förändringar i en föränderlig omvärld men skulle därmed innebära en extra kostnad för staten och ha sitt ursprung i tidigare överenskommelser. Framtidsrisker flyttas alltså från investeraren till staten. En annan osäkerhet är hur den detaljerade utformningen ska se ut, exempelvis vilka ändringar av förutsättningarna ska garantin täcka?

## 4.5 OTILLRÄCKLIGA INCITAMENT FÖR KRAFTVÄRME – ELMARKNADENS UPPBYGGNAD

Sedan lång tid pågår en diskussion om den nuvarande elmarknadsutformningens förmåga att ge incitament för att investera i den elproduktion som bedöms vara nödvändig. Särskild uppmärksamhet riktas därvid mot planerbar produktionsseffekt. Vissa menar att det krävs förändringar, exempelvis en kapacitetsmarknad som ger betalning för att tillhandahålla elproduktionskapacitet. Idag har vi en så kallad "energy only"-marknad där man uteslutande får betalt för den elenergi som produceras. Andra menar att dagens elmarknad inte behöver reformeras, utom möjligen genom att den kompletteras med en permanent effektreserv.

<sup>13</sup> Holmberg, P. & Tangerås, T., (2020), "Incitamenten att investera i produktion på elmarknaden", Rapport för Svenskt Näringsliv.

#### 4.5.1 Styrmedelsidéer

Genom att införa en **kapacitetsmarknad** eller en **effektpremie** där man ger betalning för elproduktionskapacitet kan man förbättra incitamenten för investeringar i elproduktion, särskilt planerbar produktion vilket bland annat föreslås av WSP (2021).<sup>14</sup> Svenska kraftnät kommer också till slutsatsen att det behövs en kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden (Svenska kraftnätK 2023).<sup>15</sup>

#### *Denna studies bedömning*

En reformering av elmarknaden, exempelvis genom att erbjuda betalning för elproduktionskapacitet, är en mycket stor fråga, för stor för att gå till botten med här. En kapacitetsmarknad skulle sannolikt ge ökad trygghet för att erforderad elproduktionskapacitet ska finnas tillgänglig. Dock innebär det att det inte längre är marknaden som avgör behovet, utan att någon utsedd instans helt enkelt beslutar hur mycket kapacitet som behövs i systemet. Detta kan försämra effektiviteten och leda till högre kostnader ("överkapacitet"). Dessutom kan efterfrågefleksibilitet missgynnas av en effektmarknad eftersom denna dämpar prisbildningen på dagen-före-marknaden. Kritik mot att införa en kapacitetsmarknad i Sverige har framförts av bland annat Holmberg och Tangerås (2020).<sup>16</sup> Om man upplever att försörjningstryggheten hotas med nuvarande marknadsuppbyggnad och att elprissvängningarna och elprisnivåerna är oacceptabla är det kanske inte en kapacitetsmarknad som behövs utan snarare en återreglering av elmarknaden. Detta har både fördelar och nackdelar och det är dessutom tveksamt om det ens är tillåtet med hänsyn till EU-regler att göra en sådan förändring (återreglering). Icke desto mindre kan man skönja sådana konturer i de utspel från flera medlemsstater som kommit i spåren av den pågående situationen på de europeiska elmarknaderna.

#### 4.6 OTILLRÄCKLIGA INCITAMENT FÖR KRAFTVÄRME – LOKAL ELPRODUKTION VÄRDERAS INTE

Effekt från kraftvärmeverk ges generellt ett värde från elnätsperspektiv genom den minskade nivån på abonnemang från överliggande nät som möjliggörs. På flera platser har det dock uppstått lokala kapacitetsbegränsningar i elnäten. Det finns ett stort antal möjliga åtgärder för att minska problemen med dessa lokala nätkapacitetsbegränsningar. Bland dessa återfinns lokal elproduktion inom de områden där inmatningen av el är begränsad. Kraftvärme är typiskt exempel på sådan produktion. Incitamenten för kraftvärme ur ett lokalt elnätsperspektiv är dock relativt dåliga för närvarande eftersom det finns i dagsläget inte finns något generellt etablerat styrmedel som ger kraftvärme-elen dess lokala effektvärde vid sådan nätkapacitetsbrist. Det har dock gjorts specifika överenskommelser på ett par platser. I Stockholm har Stockholm Exergi, Ellevio och regeringen enats om en lösning som gör

<sup>14</sup> WSP, 2021, "Lösningar för balansering i elsystemet samt kraftvärmens förutsättningar - en studie om potential, utsläpp, hinder, incitament och styrmedel"

<sup>15</sup> Svenska kraftnät (2023), "Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden", ärende nr: Svk 2022/3774, mars 2023

<sup>16</sup> Holmberg och Tangerås, 2020, "Incitamenten att investera i produktion på elmarknaden", IFN Policy Paper nr 92, 2020, <https://www.ifn.se/media/cyjfq2lm/pp92.pdf>



det möjligt för Stockholm Exergi att även på lång sikt ställa upp med en produktionsgaranti på drygt 300 MW. Stockholm Exergi investerar i befintlig produktion och Ellevio betalar långsiktigt för denna garanti. I Malmö handlar Svenska kraftnät upp ökad kapacitet för mothandel mellan elområden och för omdirigering genom ett avtal med E.ON om att ställa Heleneholmsverkets kapacitet till Svenska kraftnäts förfogande. Beroende på driftsituation kan mothandelskapaciteten vara upp till 80 MW. Ett annat exempel på värdet av just lokal planerbar elproduktion är möjligheten till ö-drift. Svenska kraftnät kan ge stöd till detta, men kanske behövs ännu kraftigare incitament?

#### 4.6.1 Styrmedelsidéer

Genom att **ge elnätsbolagen ökade möjligheter att betala för lokal elproduktionskapacitet** skulle man förbättra ekonomin och öka tryggheten för ägaren av lokal planerbar elproduktion, exempelvis kraftvärme. För att styrmedlet verkligen ska ge resultat krävs att det är ett långsiktigt stöd och inte bara ett stöd som beslutas år för år eller i form av betalning vid särskilda driftsituationer. Utan långsiktighet kan riskerna bedömas vara alltför stora för elproducenten. Det föreslagna styrmedlet kan både tillämpas för att möjliggöra att existerande produktionskapacitet bibehålls och som ett kompletterande incitament för nyinvestering i elproduktionskapacitet. Motivet för elnätsbolaget för att välja att betala för lokal elproduktionskapacitet är att det kan vara mer kostnadseffektivt än att bygga ut elnät för att bli av med nätkapacitetsbrist. Det kan också vara ett sätt att klara situationen under en övergångsperiod eftersom nätutbyggnad typiskt kan ta lång tid.

#### *Denna studies bedömning*

En möjlighet för elnätsbolaget att långsiktigt betala för elproduktion kan vara ett sätt att minska kostnaderna för elförsörjningen genom att undvika eller senarelägga elnätsutbyggnad till högre kostnad. Det är dock viktigt att styrmedlet inte får till följd att andra alternativ för att möta lokal elnätskapacitetsbrist utestängs. Det kan exempelvis handla om användningsanpassningar, både flexibilitet genom att flytta el-last eller avstå användning och energieffektivisering med varaktig minskning av elbehovet. Genom att vidga det föreslagna styrmedlet minskar risken för suboptimeringar. I princip bör detta vara ett önskvärt styrmedel förutsatt att det utformas väl.

#### 4.7 OTILLRÄCKLIGA INCITAMENT FÖR KRAFTVÄRME – IFRÅGASÄTTANDET AV BIOBRÄNSLENAS HÅLLBARHET

Att satsa på ny kraftvärmeproduktion medför stora investeringar. Det förutsätter långsiktighet i de ekonomiska kalkylerna och för att riskerna ska uppfattas som acceptabla måste man känna rimlig trygghet i omvärldsförutsättningarna, exempelvis pris och tillgång på aktuellt bränsle. För närvarande är biobränsle det dominerande kraftvärmebränslet, följt av avfall och RT-flis. Synen på biobränslen som klimatneutrala och hållbara ifrågasätts från olika håll, nu senast av Europaparlamentets ställningstagande i september 2022 att primära skogsresurser, exempelvis GROT, inte bör utnyttjas för energiproduktion. Sådana osäkerhetskällor försvårar nyinvesteringar i kraftvärme.

#### 4.7.1 Styrmedelsidéer

Här handlar det främst om att **inte införa nya styrmedel som kraftigt begränsar användningen av de biobränslen** som används i kraftvärmeverken. Undantaget är naturligtvis om det kan visas entydigt att sådan användning av skogsresurser är olämplig.<sup>17</sup>

##### *Denna studies bedömning*

Om en av de bärande förutsättningarna för kraftvärmeproduktionen, här biobränsle, ifrågasätts ökar naturligtvis riskerna med både investeringar i nya kraftvärmeverk och för den framtida driften av existerande kraftvärmeverk. Exemplet ovan på sådant ifrågasättande, Europaparlamentets ställningstagande, är särskilt förvånande eftersom EU-kommissionens eget forsknings- och kunskapscenter "Joint Research Centre" (JRC) kommit till slutsatsen att huvuddelen av de skogsbränslen som utnyttjas i svensk fjärrvärmeproduktion kan användas på ett hållbart sätt med hänsyn till klimatpåverkan och biologisk mångfald.<sup>18</sup> Man kan dock förutse att liknande ifrågasättanden kommer att ske och det är då viktigt att man ur styrmedelperspektiv tar sin utgångspunkt i etablerad relevant forskning och inte inför styrning som saknar vetenskapligt stöd. Om det däremot finns entydig gedigen kunskap som visar på behov av förändrat utnyttjade av exempelvis skogsråvara är det dock rimligt att använda styrmedel för att åstadkomma sådan förändring.

#### 4.8 OTILLRÄCKLIGA INCITAMENT FÖR KRAFTVÄRME – AVFALLSFÖRBRÄNNING

Exempel på ett styrmedel som minskar incitamenten för avfallsförbränning i kraftvärmeverk är att Sverige är ett av få länder där avfallsförbränning ingår i EU:s system för utsläppsrättshandel. EU-kommissionen ska dock till senast 2026 utvärdera om avfallsförbränning ska inkluderas fullt ut i EU ETS från 2028 i alla medlemsländer. Om avfallsförbränning inkluderas 2028 kommer det fram till 2030 finnas möjlighet för medlemsländer att undanta dem. Utvärderingen sker som en följd av rådets och parlamentets överenskommelse att höja ambitionen inom 55 % - paketet. Tidigare fanns även en avfallsförbränningskatt i Sverige. Eftersom den endast var nationell minskade den incitamenten ytterligare för avfallsförbränning. Båda dessa styrmedel ökar/ökade kostnaderna för avfallsförbränning, både i förhållande till annan värme- och elproduktion och i förhållande till motsvarande avfallsförbränning i andra EU-länder. Det finns även andra omvärldsförhållanden som potentiellt bromsar utbyggnaden av kraftvärme baserad på avfallsförbränning. Ett sådant är de krav som sammanhänger med miljöbedömning av byggnader. För fjärrvärmesektorn kommer det klart största återstående utsläppet av koldioxid med fossilt ursprung från avfallsförbränning. Om man har avfallsförbränning i sin fjärrvärmeproduktion så belastas med

<sup>17</sup> Föreslås bland annat i Energiföretagen Sverige (2022), <https://www.energiforetagen.se/fragor-vi-driver/positioner/12-konkreta-forslag-for-en-nationell-kraft-och-fjarrvarmestrategi/>

<sup>18</sup> Camia A., Giuntoli, J., Jonsson, R., Robert, N., Cazzaniga, N.E., Jasinevičius, G., Avitabile, V., Grassi, G., Barredo, J.I., Mubareka, S. (2021), "The use of woody biomass for energy production in the EU", JRC Science for Policy Report, EUR 30548 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg.

nuvarande miljövärderingssystem fjärrvärmens med de resulterande utsläppen. Detta kan indirekt leda till att fastighetsägarna i valet mellan olika uppvärmningsalternativ väljer bort fjärrvärme som innehåller avfallskraftvärme. Av det skälet kan fjärrvärmeföretag välja att avstå från kraftvärme baserad på avfallsförbränning eftersom man fruktar att kunder kommer att reagera negativt på värmeleveranser baserade på avfallsförbränning.

#### 4.8.1 Styrmedelsidéer

Utvärderingar har visat att avfallsförbränningskatten inte ger den styrning som avsetts. Regeringen har därför beslutat att **avveckla avfallsförbränningskatten från 1 januari 2023**. Problemet med att Sverige i dagsläget är ett av endast några få länder där **avfallsförbränning ingår i EU:s utsläppshandelssystem** kan komma att förbättras genom att EU planerar att kräva detta för alla medlemsstater.<sup>19</sup>

##### *Denna studies bedömning*

Att avskaffa avfallsförbränningskatten och att på sikt låta all avfallsförbränning inom EU ingå i systemet för utsläppsrättshandel bör öka incitamenten för att investera och reinvestera i avfallsförbränning i Sverige, ofta i kraftvärmeverk med elproduktion. Likartade villkor i alla EU-länder är positivt eftersom det minskar riskerna för suboptimeringar.

Genom att förändra miljövärderingssystem så att miljö- och klimatbelastningen för **avfallsförbränningen faller på avfallssystemet och inte energisystemet** så skulle problemet med att fjärrvärme väljs bort för att avfallsförbränning drar upp miljö- och klimatbelastningen elimineras.

##### *Denna studies bedömning*

I miljöredovisningar hänförs i dagsläget utsläppen från avfallsförbränning typiskt till den producerade energin. Det ligger i linje med det som anges i det etablerade regelverket för klimatvärdering Greenhouse Gas Protocol (GHGP). En viktig utgångspunkt vid valet av miljöredovisningsmetod borde dock vara att utgå från avfallsförbränningens roll. Det avfall som återstår efter återanvändning och materialåtervinning kan sägas vara ett samhällsproblem som alla avfallslämnare på olika sätt bidrar till. Detta avfall måste tas omhand. I dagsläget, och inom överskådlig tid, är avfallsförbränning den enda metoden som kan utföra den uppgiften. Ur ett energiperspektiv blir frågan därmed om energin ska nyttiggöras eller ej. Då blir det naturligt att relatera avfallsförbränningens miljö- och klimatkonsekvenser till avfallssidan. En sådan förändring av miljöredovisningen skulle ge ökade incitament för fjärrvärme med avfallsförbränning, ofta i kraftvärmeverk som också ger elproduktion.

<sup>19</sup> Såväl avskaffande av förbränningskatten som inkluderande av samtliga förbränningsanläggningar i EU ETS föreslås bland annat av Energiföretagen Sverige (2022), "12-konkreta forslag för en nationell kraft- och fjärrvarmestrategi" och i WSP (2021), "Lösningar för balansering i elsystemet samt kraftvärmens förutsättningar - en studie om potential, utsläpp, hinder, incitament och styrmedel".

## 4.9 RESURSHUSHÅLLANDE ELANVÄNDNING I FJÄRRVÄRMEPRODUKTIONEN VID ELÖVERSKOTTSSITUATIONER FÖRSVÅRAS

En dimension av ett resurseffektivt och leveranssäkert elsystem är möjligheten att nyttiggöra "överskottsel" i situationer med liten efterfrågan och stor elproduktion från vind och sol. Sådana överskottssituationer karaktäriseras av mycket låga, eller till och med negativa, elpriser. Där har fjärrvärmesektorn möjlighet att ta tillvara sådan el genom att öka sin användning av el i fjärrvärmeproduktionen i elpannor och värmepumpar. Prissignalen sätts dock delvis ur spel genom att man vid elanvändningen måste betala energiskatt på el. Skatten uppgår i största delen av landet till 39 öre/kWh från och med 2023.

### 4.9.1 Styrmedelsidéer

En **översyn av energiskatten på el** skulle kunna leda fram till lösningar som gör att elanvändning då elpriset är mycket lågt inte i onödan dämpas genom styrmedel. Det skulle bidra till resurshushållning och effektivt utnyttjande av elsystemet. Om målet är intäktsneutralitet skulle sänkt energiskatt vid låga elpriser behöva balanseras av höjd skatt under tider med högt elpris.

#### *Denna studies bedömning*

Det är svårt att hitta en enkel, lättbegriplig och förutsägbar modell för en modifierad elskatt som styr på ett önskat sätt. Sannolikt behöver man kompromissa mellan begriplighet och optimal styrning. Intäktsneutralitet skulle medföra ytterligare kostnadsökningar för kunderna då elpriset är högt. Detta kan bli svårt att argumentera för med vinterns elprissituation färskt i minnet. Om man inte upprätthåller intäktsneutralitet förändras konkurrensförhållandena mellan fjärrvärmeproduktion och elbaserad uppvärmning på ett sätt som ökar utmaningarna i elsystemet. En positiv bieffekt av sänkt elskatt vid mycket låga elpriser skulle kunna vara att fjärrvärmens elpannor och möjligen också värmepumpar kan bidra mer kostnadseffektivt till Svenska kraftnäts stödtjänster.

I modellanalyskapitlet (kapitel 7) gör vi en fördjupad analys av effekterna av att helt slopa elskatten inom fjärrvärmeproduktionen.

## 4.10 VÄRMELAGRING SKULLE KUNNA BIDRA MEN KOSTNADERNA ÄR FÖR HÖGA

Värmelagring i form av ackumulatorer finns i många svenska fjärrvärmesystem. Där handlar det typiskt om lagring inom dygnet eller mellan enstaka dygn. Det finns också några få värmelager för längre perioder, ända upp till säsongslager. Ett exempel är bergrumslaget i Hudiksvall.<sup>20</sup> Mälarenergi bygger för närvarande ett bergrumslager med kapacitet att lagra 13 GWh fjärrvärmeproduktion, tillräckligt för att försörja Västerås fjärrvärmekunder under 2–4 veckor. Planen är att det är i drift 2024.<sup>21</sup> I Danmark finns fler exempel, men då främst i form av groplager. Genom värmelager kan man delvis frigöra sig från när olika energitillförselsmöjligheter och

<sup>20</sup> Värmevärden (2019), <https://energiforsk.se/media/27147/bergrumslaget-i-hudiksvall.pdf>

<sup>21</sup> Mälarenergi (2023), <https://www.malarenergi.se/om-malarenergi/framtidens-samhalle/vara-anlaggningar/energilagring/>

värmebehov inträffar. Exempelvis kan billig el från överskottssituationer användas för att producera värme som sedan utnyttjas för att undvika dyrare fjärrvärmeproduktion vid andra tillfällen. Elproduktionen från kraftvärme kan också ökas genom att delvis frikoppla den från fjärrvärmebehoven. Dessutom kan värmelager medföra ökade balanseringsmöjligheter för elproduktionen i ett kraftvärmeverk (bidrag till stödtjänster) då elproduktionen kan ändras utan att begränsas av fjärrvärmeunderlaget vid oförändrad panneffekt.

#### 4.10.1 Styrmedelsidéer

**Investeringsstöd för säsongslager** skulle kunna vara ett sätt att öka möjligheterna för fjärrvärmesektorn att genom värmelagring indirekt bidra till ett leveranssäkert elsystem. Värmelager kan även bidra med andra nyttor. Om ett sådant stöd införs måste man tydligt definiera vilka typer av lager som omfattas och hur stort stödet ska vara. Detta kopplar naturligtvis tillbaka till vilka nyttor som lagret bedöms skapa och om marknaden inte förmår att fullt ut täcka kostnaderna för dessa nyttor.

##### *Denna studies bedömning*

Det finns olika meningar om hur värdefullt värmelagring är för ett leveranssäkert elsystem. Det finns de som också pekar på att utnyttjandet av "power-to-heat" kan ökas med hjälp av värmelager.<sup>22,23</sup> WSP menar dock att "*det inte finns stöd i litteratur att power-to-heat med värmelager är en lösning som bör premieras*".<sup>24</sup> Även om tydliga värden av värmelager kan identifieras måste naturligtvis behovet av stöd, och eventuell detaljerad utformning, utredas vidare.

Det är inte bara värmelager som förser fjärrvärmeföretagen med möjlighet till energilager. Som vi kommer att få se i nästa kapitel är intresset för även batterilager stort bland kraftvärmeaktörerna.

<sup>22</sup> Bolander, D-A., (2018), "Kapacitetsutnyttjande för Power-to-Heat i svenska fjärrvärmesystem. En studie med befintliga anläggningar i framtida energisystem", Examensarbete Uppsala Universitet, ISSN: 1650-8300, UPTEC ES18 026

<sup>23</sup> Averbalk, H., Ingvarsson, P., Persson, U., Gong, M., Sven Werner, S. (2017), "Large heat pumps in Swedish district heating systems", *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 79 (2017) 1275–1284;

<sup>24</sup> WSP (2021), "Lösningar för balansering i elsystemet samt kraftvärmens förutsättningar - en studie om potential, utsläpp, hinder, incitament och styrmedel", på uppdrag av Naturvårdsverket och Energimyndigheten

## 5 Aktuell status för elproduktion och elanvändning i fjärrvärmesektorn

I detta kapitel redogör vi för den första delen i utfallet av den omfattande enkäten som togs fram inom ramarna för denna studie. Det innebär att vi här fokuserar på energi- och effektdimensionen medan vi i nästa kapitel, kapitel 6, går in på den delen av enkätundersökningen som berör stödtjänster. Vi berör också elanvändningen inom fjärrvärmesektorn och gör bedömningar av hur mycket eleffekt det rör sig om. Men först följer en kortare beskrivning av den befintliga statistiken där det finns vissa skillnader i statistikunderlaget med avseende på kraftvärmens elproduktion.

### 5.1 STATISTIK FÖR ELPRODUKTIONEN FRÅN KRAFTVÄRME

Det finns flera olika källor för att hämta statistik om historisk elproduktion från kraftvärme på nationell nivå. Det är dock viktigt att notera att data från de olika källorna kan skilja sig åt beroende på flera faktorer, såsom tid och resurser som läggs på insamlandet, i vilken mån det råder skyldighet att rapportera data och hur data kategoriseras. Nedan följer en kort beskrivning av de olika källorna.

#### SCB – Årlig energistatistik

SCBs årliga rapport "Årlig energistatistik" är den officiella statistiken gällande el-, gas- och fjärrvärmeförsörjningen i Sverige. Detta underlag är det som det läggs störst resurser på när det kommer till insamling av data. Detta innebär dock att statistiken publiceras med ca ett års eftersläp. Denna källa redovisar både kondensdrift och kombidrift/mottryck för kraftvärmens. Myndigheten som är ansvarig för statistiken är Energimyndigheten.

#### Energiföretagen – Energiåret

Innehåller årsstatistik från de företag som är medlemmar i Energiföretagen Sverige. Den innehåller statistik inom områdena elproduktion, elanvändning, elmarknad, elnät, fjärrvärme, fjärrkyla och miljö. Redovisar endast el från kombidrift av kraftvärme, kondensdrift redovisas ihop med annan kraftproduktion som går i kondensdrift.

#### SCB – Månatlig elstatistik

SCB publicerar månatlig elstatistik som används som underlag för månatlig och kvartalsvis uppföljning av elförsörjning och användning av el. Krav på snabb data-inhämtning gör att denna inte blir komplett. Visar endast kombidrift separat.

#### Energiföretagen – Kraftläget

Kraftläget är en veckovis uppdaterad översikt över elförsörjningssituationen i Sverige, framtagen av Energiföretagen Sverige. Informationen i Kraftläget baseras på preliminära samt i viss mån uppskattade data, vilket gör att resursen bör ses som färskvara. För historiska data från Kraftläget så publiceras både produktion från kraftvärmens i kombidrift och i kondensdrift. Denna data uppdateras dock inte

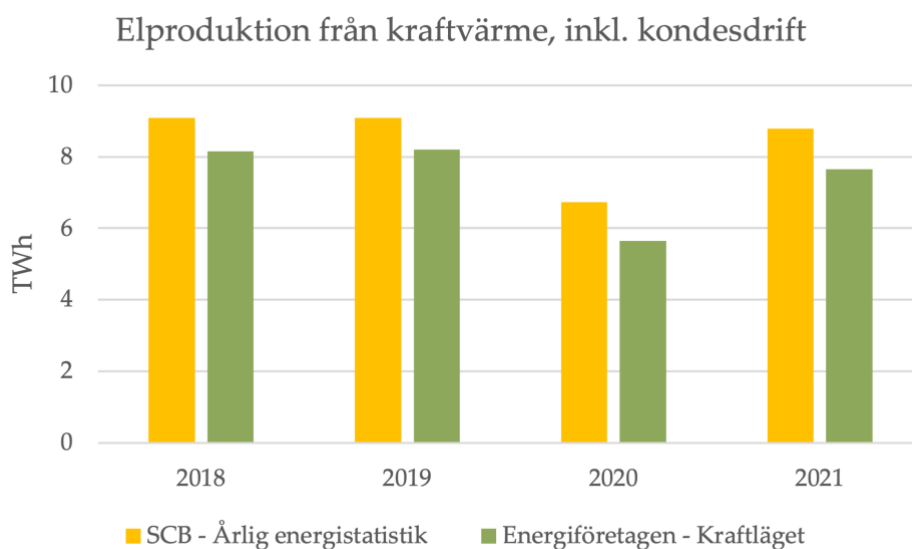
vilket innebär att dataunderlaget associeras med samma osäkerheter som den data som publiceras veckovis.

### Svenska kraftnät – Elstatistik

Denna innehåller produktion från all värmekraft förutom kärnkraft (som redovisas separat). Detta innebär alltså att den inte redovisar elproduktion från kraftvärme separat. Den innehåller också endast data för den el som matas ut på koncessionspliktiga nät.

Som framgår ovan finns det bara två huvudkällor som tillhandahåller en komplett beskrivning av elproduktionen från kraftvärmens, dvs. både kombidrift/motttyck och kondensdrift, i Sverige: SCBs publikation "Årlig energistatistik" och Energiföretagen Sveriges "Kraftläget". Av dessa uppdateras "Kraftläget" kontinuerligt och har en kort tidsfördröjning mellan produktionsperiod och publicering. I kontrast till detta kommer "Årlig energistatistik" från SCB ut med en längre fördröjning, men erbjuder därmed möjligheten för mer omfattande datainsamling. Detta innebär att SCBs "Årliga energistatistik" bör betraktas som den mest tillförlitliga källan till statistik. "Årliga energistatistik" är också den officiella statistiken och det ligger en meddelandeskyldighet hos näringsidkare.

Figur 2 illustrerar skillnaden i elproduktionsdata mellan de två källorna. Det är noterbart att SCBs "Årlig energistatistik" rapporterar en produktion som är cirka 1 TWh högre än den som anges i "Kraftläget". Eftersom "Kraftlägets" statistik bör betraktas som preliminär, är det rimligt att anse SCBs data som den mest representativa för det faktiska produktionsutfallet. Som kan ses i figuren har elproduktion från kraftvärmens legat kring 9 TWh för tre av de fyra senaste åren det finns data för. Det är som sticker ut är 2020 där produktionen ligger på knappt 7 TWh. Anledningen till de lägre produktion 2020 är förmodligen dels att det var ett extremt varmt år, dels att elpriset var lågt under stora delar av året.



Figur 2. Statistik för den årliga elproduktionen från kraftvärme (och kondensproduktion) i Sverige.

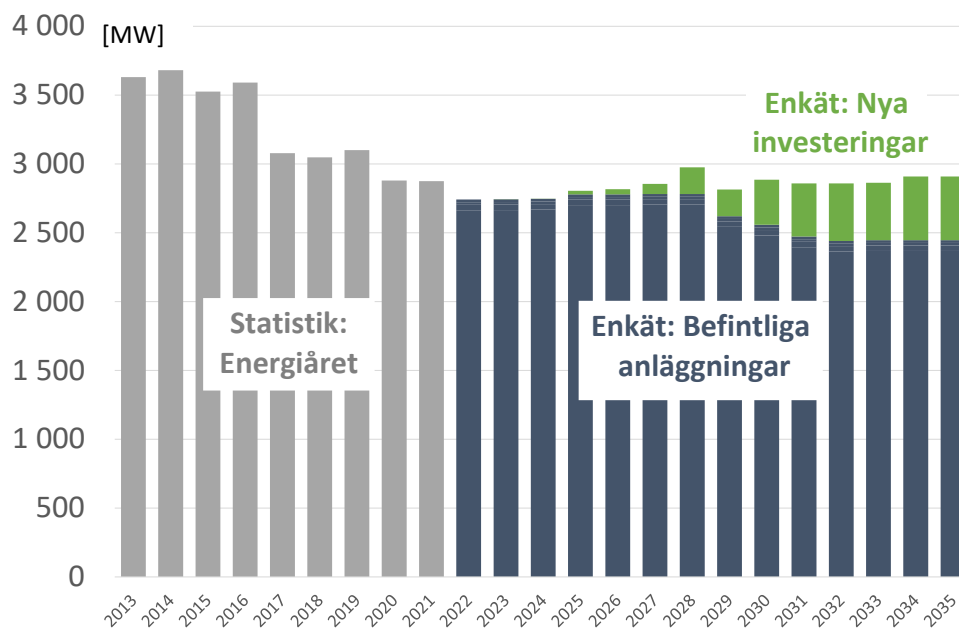
## 5.2 INSTALLERAD EFFEKT IDAG OCH TILL 2035 – RESULTAT FRÅN ENKÄTUNDERSÖKNINGEN

Enkäten skickades ut under hösten 2022 till Sveriges alla kraftvärmeföretag samt till ett antal fjärrvärmeföretag som inte idag har kraftvärme, men där det skulle kunna vara möjligt i framtiden. Totalt 80 företag mottog enkäten och svarsfrekvensen slutade på 95% om man inkluderar efterfrågade uppgifter som lämnats på annat sätt.

Enkäten tar upp frågor kring tillgängliga el- och värmeeffekter i kraftvärmeverken idag, hur dessa utvecklas i framtiden samt de effekter som planerade nyinvesteringar kommer att tillföra. Dessutom tar enkäten upp kraftvärmens ur ett något bredare systemperspektiv och berör även annan fjärrvärmeförsörjning. Exempel på detta är vad företagen tror om framtida fjärrvärmeleveranser, tillgängliga effekter i värmepumpar och elpannor idag samt vad företagen har för planer på åtgärder för att frikoppla elproduktion från värmeförfrågan, exempelvis i form av värmeackumulatörer och kondensproduktion. Företagens aktiviteter och planer relaterade till olika former av stödtjänster för elsystemet har också ingått.

De tillgängliga effekterna i kraftvärmeverken framgår av Figur 3. Ser vi tio år tillbaka i tiden visar statistiken att elproduktionskapaciteten i svenska kraftvärmeverk fram till idag har minskat med nästan 1 000 MW. Blickar vi istället framåt visar enkäten att utfasning av viss existerande effekt ungefär balanseras av tillkommande effekt i nya kraftvärmeanläggningar. Utvecklingen kan sammanfattas som ungefär oförändrade elproduktionseffekter under de kommande drygt tio åren. Enligt enkäten planerar företagen framför allt att reinvestera i befintliga anläggningar, men några företag (drygt 10%) kommer också att bygga nya kraftvärmeverk. Ett par mindre företag lägger ner sina kraftvärmeverk under den studerade perioden.





Figur 3: Installerad eleffekt i svenska kraftvärmeverk

Bränslevalen för de nya anläggningarna domineras helt av olika typer av skogsbränslen, som i några fall kompletteras med returträflis.

En av frågorna i enkäten berörde även övriga kommande produktionsinvesteringar. Här svarade en tredjedel av företagen att de kommer att investera i mellan- och topplastanläggningar i form av värmepumpar eller hetvattenpannor.

Svarsfrekvensen för enkäten har varit mycket hög och motsvarar en värmeleveransandel hos de tillfrågade företagen på nästan 95%. Det innebär, tillsammans med kompletterande uppgifter från en motsvarande enkät som gjordes 2018 samt kännedom av förändringar sedan sist, att skillnaden mellan statistiken från Energiföretagen Sveriges publikation Energiåret och enkätens resultat uppgår till endast ca 30 MW eller ca 1%. De tillfrågade företagen svarar för drygt 75% av Sveriges totala fjärrvärmeleveranser.

Vad gäller de framtida värmeleveranserna tror ca 35% av företagen på ökande leveranser, 35% på oförändrade, 20% på minskande leveranser. 10% av företagen har inte svarat på denna fråga. Om utfallet viktas mot värmeleveranserna i respektive nät motsvara detta en oförändrad total leveransvolym under den studerade perioden för de tillfrågade företagen.

En fjärdedel av företagen planerar för flexibilitetsåtgärder såsom värmeackumulatörer, återkylare, säsongslager, batterier och flexibla avtal med industrikunder för att elproduktionen i ökad omfattning ska kunna frikopplas från värmebehovet.

Den framtida möjligheten att utnyttja el för fjärrvärmeproduktion vid överskottssituationer i elsystemet indikeras i enkäten genom att det hos de aktuella företagen idag finns nästan 700 MW elpannor som i dagsläget sällan eller aldrig används.

På frågan av vad som skulle krävas för att företagen skulle investera i utökad elproduktion med befintliga anläggningar är de dominerande två svaren att (1): högre kvot mellan elpris och bränslepris och (2) vid investeringar stabila villkor vad gäller olika styrmedel.

Slutligen kan konstateras att ca en fjärdedel av företagen har andra planer som på annat sätt kan komma att påverka den lokala elbalansen. Planerna innefattar främst CCS och vätgas, men även andra energikombinat och utökade leveranser av ånga. Även batterier nämndes av flera respondenter som något man avser att titta närmare på. Vi återkommer till batterier i nästa kapitel.

### 5.3 ELANVÄNDNING I VÄRMEPUMPAR OCH ELPANNOR

Den samlade kapaciteten i fjärrvärmeföretagens elpannor bedöms i nuläget uppgå till 1 100 MW. Denna siffra bygger dels på vår enkätundersökning, som visar på 600 MW installerad eleffekt bland de tillfrågade företagen, dels Bolander (2018) som anger siffran 1 150 MW.<sup>25</sup> Här väljer vi att lägga oss något under den övre nivån eftersom viss kapacitet kan ha avvecklats sedan 2018, men högre än den undre nivån eftersom den inte har med data från de minsta fjärrvärmesystemen. Dessutom motiverar osäkerheten att vi begränsar oss till två värdesiffror. Fjärrvärmeföretagens värmepumpar bedöms enligt data från EPOD-modellen ha ett maximalt elbehov på 350 MW. En något högre effekt anges av Averbalk (2017), 400 MW<sup>26</sup>, medan Bolander (2018) anger 390 MW. Här väljer vi 400 MW som vårt antagande för detta räkneexempel. Skälet är att osäkerheten motiverar att vi begränsar oss till en värdesiffra samt att COP vid fullast kan vara något lägre än medel-COP. Totalt kan alltså maximalt 1 500 MW el efterfrågas i fjärrvärmeproduktionen. (Det åtgår också el i distributionen av fjärrvärme. Denna är dock inte flexibel på det sätt som fjärrvärmeproduktionens elanvändning är.)

Om mottagandet av värme producerad från sådan överskottsel begränsas av den aktuella efterfrågan på fjärrvärme kan värmelagring öka möjligheterna till att nyttiggöra överskottseln genom att flytta värme till tider då efterfrågan på den aktuella värmen är större. Värmelager kan ha olika tidsperspektiv, från timmar och enstaka dygn till lagring från en säsong till en annan.

En faktor som minskar fjärrvärmens möjlighet att utnyttja billig överskottsel är, som nämnts, att elanvändningen belastas med energiskatt på el, "elskatt". För de flesta fjärrvärmesystem innebär det att även om spotpriset på el är noll så kostar elen ändå 39,2 öre/kWh till följd av elskatten. Vissa delar av landet har lägre elskatt

<sup>25</sup> Bolander, D-A., (2018), "Kapacitetsutnyttjande för Power-to-Heat i svenska fjärrvärmesystem. En studie med befintliga anläggningar i framtida energisystem", Examensarbete Uppsala Universitet, ISSN: 1650-8300, UPTec ES18 026

<sup>26</sup> Averbalk, H., Ingvarsson, P., Persson, U., Gong, M., Sven Werner, S. (2017), "Large heat pumps in Swedish district heating systems", Renewable and Sustainable Energy Reviews 79 (2017) 1275–1284;

och då är problemet något mindre. Vi återkommer till elskattens betydelse i modellanalysen längre fram i denna rapport.

I den svenska fjärrvärmesektorn finns därmed idag en total balanseringskapacitet på ca 4,3 GW om vi adderar produktionseffekten i kraftvärmeverken (2,8 GW enligt enkätundersökningen) med den installerade effekten i värmepumpar och elpannor (ca 1,5 GW). Huvuddelen av denna kapacitet återfinns i södra Sverige (elområde 3 och 4). Som vi har berört tidigare, finns det dock olika faktorer som reducerar storleken på denna flexibilitetsresurs. Det kan exempelvis handla om begränsad kapacitet i fjärrvärmeproduktionen (som tvingar fram ökad värmeproduktion från kraftvärme genom "backning" av elproduktion) eller elskatt (som fördyrar utnyttjande av el även vid nollpris på elmarknaden).

## 6 Fjärrvärmesektorn och stödtjänstmarknaderna

I detta kapitel går vi närmare in på stödtjänsternas och stödtjänstmarknadernas funktion och i vilken utsträckning fjärrvärmesektorn idag och i framtiden kan bidra. En viktig del i underlaget hämtar vi från enkätstudien som även inkluderar ett antal frågor om fjärrvärmeföretagens deltagande i, och intresse för, Svenska kraftnäts stödtjänster.

### 6.1 STÖDTJÄNSTER OCH DERAS FUNKTION

Kraftsystem är att betrakta som jämviktssystem vilket innebär att energiflödet in och ut över systemgränsen måste vara lika för att inte rubba balansen. För kraftsystemet innebär detta i praktiken att genererad elkraft i varje stund måste balanseras av ett lika stort elbehov (inklusive förluster). För att klara denna momentana balans, som i sig hela tiden skiftar med en förändrad efterfrågan, krävs en organisation och regelverk som hanterar balansen. Svenska kraftnät är Sveriges systemansvariga myndighet med nätansvar för det nationella koncessionspliktiga elsystemet (Ellagen 1997:857<sup>27</sup>), en så kallad TSO ("Transmission System Operator"). Till stor del hanteras balansering mellan genererad och använd el av den elmarknad som är gemensam för de nordiska länderna men för att klara balansering på tidskalor kortare än elmarknadens avrop om en timme i sänder används, som nämnts i Kapitel 3 ovan, ett antal stödtjänster och reserver. Dessa kan delas in i ett antal frekvensrelaterade stödtjänster (balansmarknader) men även icke-frekvensrelaterade stödtjänster/reserver som hanterar exempelvis dödnätsstart efter avbrott eller motköp för att hantera lokala flaskhalsar som inte balanseras av elmarknaden på elområdesnivå. För närvarande utvecklas stödtjänsternas utformning i rask takt både avseende på teknisk utformning och omfattning men även hur dessa balansmarknader organiseras och regleras för elmarknadens aktörer. Nedan följer en kortare introduktion av nuvarande utformning av stödtjänster samt kända kommande förändringar. Vidare ges även ett resonemang specifikt kring kraftvärmens möjlighet att bidra med stödtjänster samt en allmän utblickande framtidsspaning.

#### 6.1.1 Frekvensrelaterade stödtjänster

Svenska kraftnät upphandlar i möjligaste mån reserver av elmarknadens aktörer via budgivning på olika balansmarknader. Figur 4 visar befintliga frekvensrelaterade stödtjänstprodukter inklusive en översiktlig kravbild.

<sup>27</sup> Ellag (1997:857) | Sveriges riksdag (riksdagen.se)

Avhjälpare åtgärd	Frekvenshållningsreserver			Frekvensåterställningsreserver	
<b>FFR</b>	<b>FCR-D upp</b>	<b>FCR-D ned</b>	<b>FCR-N</b>	<b>aFRR</b>	<b>mFRR</b>
Snabb frekvensreserv (Fast Frequency Reserve)	Frekvenshållningsreserv -Störning uppreglering (Upward Frequency Containment Reserve - Disturbance)	Frekvenshållningsreserv -Störning nedreglering (Downward Frequency Containment Reserve - Disturbance)	Frekvenshållningsreserv -Normaldrift (Frequency Containment Reserve - Normal)	Automatisk Frekvensåterställningsreserv (Automatic Frequency Restoration Reserve)	Manuell Frekvensåterställningsreserv (Manual Frequency Restoration Reserve)
Uppreglering	Uppreglering	Nedreglering	Symmetrisk upp- och nedreglering	Upp- och/eller nedreglering	Upp- och/eller nedreglering
Minsta budstorlek 0,1 MW	Minsta budstorlek 0,1 MW	Minsta budstorlek 0,1 MW	Minsta budstorlek 0,1 MW	Minsta budstorlek 1 MW	Minsta budstorlek 10 MW (5 MW i SE4)
Aktivering Automatiskt vid frekvensförändringar vid låg nivå av rotationsenergi	Aktivering Automatisk linjär aktivering inom frekvensintervallet 49,90-49,50 Hz	Aktivering Automatisk linjär aktivering inom frekvensintervallet 50,10-50,5 Hz	Aktivering Automatisk linjär aktivering inom frekvensintervallet 49,90-50,10 Hz	Aktivering Automatiskt vid frekvensavvikelse från 50,00 Hz	Aktivering Manuellt på begäran av Svenska kraftnät
Aktiveringstid Tre alternativ för 100 %: - 0,7 sek (vid 49,50 Hz) - 1,0 sek (vid 49,60 Hz) - 1,3 sek (vid 49,70 Hz)	Aktiveringstid 50 % inom 5 sek och 100 % inom 30 sek	Aktiveringstid 50 % inom 5 sek och 100 % inom 30 sek	Aktiveringstid 63 % inom 60 sek och 100 % inom 3 min	Aktiveringstid 100 % inom 5 minuter	Aktiveringstid 100 % inom 15 min
Volymkrav för Sverige Upp till ca 100 MW	Volymkrav för Sverige Upp till 558 MW	Volymkrav för Sverige Upp till 538 MW*	Volymkrav för Sverige 231 MW	Volymkrav för Sverige Upp till 111 MW	Volymkrav för Sverige Inga volymkrav
Uthållighet - Uthållighet: 30 sek alternativt 5 sek - Repeterbarhet: Redo för aktivering inom 15 minuter	Uthållighet Uthållighet: Minst 20 min	Uthållighet Uthållighet: Minst 20 min	Uthållighet Uthållighet: 1 h	Uthållighet Uthållighet: 1 h	Uthållighet Uthållighet: 1 h

Figur 4. Översiktlig kravbild för reserver december 2022. Källa: svk.se

Gemensamt för alla stödtjänster och avhjälpare åtgärder i Figur 4 är att samtliga föregås av en förkvalificeringsprocess innan en aktör kan delta på respektive balansmarknad. Förkvalificering skall göras vid förändring av anläggning, förändring av kraven eller åtminstone var femte år och förkvalificering kan göras för enskilda enheter eller i vissa fall för en grupp av enheter som tillsammans uppfyller kraven för respektive resurs. För närvarande kan en aktör med intresse av att bidra med reserver kontakta antingen Svenska kraftnät för att göra en intresseanmälan eller inleda en dialog om förkvalificering eller gå via en redan balansansvarig marknadsaktör (så kallad BRP, elmarknadsaktör med balansansvarsavtal<sup>28</sup>) som är den motpart till Svenska kraftnät som kan vara juridiskt ansvarig för att tillhandahålla stödtjänster. Svenska kraftnät tillhandahåller även vägledning till intresserade aktörer<sup>29</sup>. Översyn och anpassning av balansmarknader, reserver och gällande regelverk pågår fortlöpande. Ett exempel är att kravet om balansansvar för aktörer som vill erbjuda stödtjänster inom snar framtid slopas genom införandet av en ny roll<sup>30</sup>, dvs det kommer vara möjligt för aktörer utan eget balansansvar att ingå avtal direkt med Svenska kraftnät om att tillhandahålla olika typer av balansstödtjänster.

#### Avhjälpare åtgärd – FFR (Fast Frequency Reserv)

FFR är ett avhjälpare verktyg som används för att hantera snabba avvikelser i frekvens som kan uppstå vid fel i det synkrona nordiska kraftsystemet och i de fall det inte finns tillräckligt med synkron rotationsenergi (svängmassa) i drift. Detta betyder att om elproduktionen vid tillfället till stor del består av icke synkron produktion så kan FFR avropas för att vid fel aktiveras vilket då undviker en alltför stor frekvensavvikelse vid ett plötsligt fel innan övriga frekvensstabiliserande och frekvensåterställande åtgärder kan träda in. FFR upphandlas en gång per år upp till ca 100 MW och avropas endast för de timmar då tillgänglig rotationsenergi bedöms för låg för att klara tillfällets potentiellt

<sup>28</sup> Balansansvarig | Svenska kraftnät svk.se

<sup>29</sup> Vägledning för att leverera reserver (svk.se)

<sup>30</sup> Ei har tagit beslut om villkor för leverantörer av balanstjänster och balansansvariga parter - Energimarknadsinspektionen

största fel vilket vanligtvis är antingen är frånfallet av en stor produktionsanläggning (ex. en kärnkraftsreaktor) eller en stor överföringskapacitet för import eller export. Under 2023 ansvarar Svenska kraftnät för att avropa 35% av det totala nordiska behovet och resten fördelas på övriga nordiska TSO:er med 39% för Statnett, 18% för Fingrid och 8% för Energinet.

Upphandling av FFR görs på årsbasis medan ersättning sker enligt marginalpris för avropad effekt. Avrop sker två gånger per vecka för de timmar som väntas erfordra en aktivering av FFR och där avropad effekt beror av driftsituation och största potentiella felkällan. Totala kostnaden för avropad FFR för 2022 var ca 58 MSEK och FFR-marknaden är sedan något år tillbaka mättad av batterier och snabbreglerade elpannor. Behovet av FFR väntas öka med ökad proportion av icke-synkron elproduktion såsom vind- och solel.

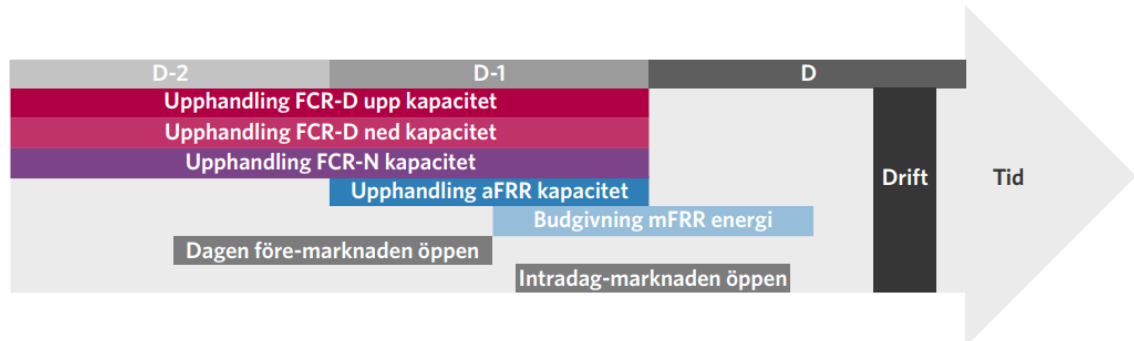
#### *Frekvenshållningsreserver – FCR-N, FCR-D<sub>upp</sub>, FCR-D<sub>ned</sub>*

Trots att det ofta sägs att elsystemet i varje stund måste vara i balans förekommer i princip alltid små obalanser på grund av skiftningar i antingen produktion eller användning av el och det är därför egentligen mer riktigt att säga att systemet alltid är i transient förlopp med strävan mot balans. Om elproduktionen är högre än elanvändningen kommer synkrona generatorer öka sitt varvtal och därmed går frekvensen upp och vice versa om produktionen är lägre elanvändningen. Av denna anledning är frekvensen en bra signal för att indikera hur väl balanserat elsystemet är. Under normal drift och vid små och kortvariga frekvensavvikelser används frekvenshållningsreserverna inom FCR som ibland benämns primärreglering. Inom frekvensintervallet 49,9-50,1 används FCR-N, vilket är en symmetrisk produkt, för att justera mot målet på 50Hz. FCR-N används alltså under normal drift även utan inverkan från plötsliga direkta fel och denna reserv aktiveras automatiskt och linjärt med full aktivering av hela FCR-N om frekvensen över- eller understiger frekvensintervallet ovan. Upphandling av FCR-N görs dagen före det dygn och den timme som upphandlingen avser (se Figur 5) och ersättning utgår för både upphandlad kapacitet enligt pay-as-bid samt energiersättning för aktiverad energi enligt upp- respektive nedregleringspris (se mFRR). Dock är det bestämt att senast den 1:e februari 2024 så ska samtliga FCR-produkter upphandlas till marginalpris, dvs alla bud ersätts med högst avropat pris<sup>31</sup>.

Om frekvensen går utanför intervallet för vad som betraktas som normal avvikelse, dvs mellan 49,9-50,1 vilket hanteras av FCR-N, aktiveras nästa reserv, nämligen FCR-D. FCR-D hanterar frekvensavvikelser större än 0,1Hz och upp till 0,5Hz men är sedan en tid tillbaka inte längre en symmetrisk produkt, dvs en anläggning behöver inte längre kunna leverera lika mycket upp- som nedreglering, utan utgörs av två separata produkter, FCR-D<sub>upp</sub> och FCR-D<sub>ned</sub>. Att separera upp- och nedreglering kan öka möjligheten och utbudet av reserver åt båda hållen där exempelvis en vindkraftsproducent enkelt kan bidra med nedreglering medan uppreglning hade för sådan aktör erfordrat att viss potentiell produktion reserveras för uppreglning vilket kan bli kostsamt bortfall i längden. På samma

<sup>31</sup> Ny implementeringsguide för FCR – övergång till ny marknadsplattform 2024 | Svenska kraftnät (svk.se)

sätt kan det finnas konsumenter som på enkelt sätt kan avbryta/avstå konsumtion men inte har möjligheten att öka den ytterligare, exempelvis batteriladdning.



Figur 5. Upphandlingstider för olika reserver i förhållande till given driftstimme.

Precis som för FCR-N upphandlas FCR-D dagen före det dygn som upphandlingen avser (se Figur 5) och aktörer som lämnar bud gör det för varje timme som reserven erbjuds. Aktivering sker automatiskt och linjärt med full aktivering vid övre och undre gränsvärden, dvs 49,5Hz ger full aktivering av FCR-D<sub>upp</sub> och 50,5Hz stipulerar full aktivering av FCR-D<sub>ned</sub>. Ersättning utgår endast för avropad effekt enligt pay-as-bid vilket, som nämnts ovan, kommer ändras till marginalprissättning senast 1 februari 2024. Energileverans ersätts ej för FCR-D. Uthållighetskravet är kortare för FCR-D (testas för 20min under förkvalificering) jämfört med FCR-N (ska klara 1h) men avtalen kräver att all FCR som aktiverats ska fortsätta leverera så länge frekvensavvikelsen kvarstår såvida det inte i anläggningen finns en energireserv som begränsar leveransmöjligheten. Dock ska all aktiverad FCR klara minst 15 minuter eller en total energileverans motsvarande 15 minuter på erbjuden effekt, dvs den faktiska leveranstiden kan vara längre än utsatt uthållighet vid mindre frekvensavvikelser. Eventuella begränsade energireserver ska återhämtas skyndsamt och senast två timmar efter att skärpt drifttillstånd upphört<sup>32</sup>.

#### Frekvensåterställningsreserver – aFRR, mFRR

Obalanser i elproduktion och elanvändning med frekvensavvikelse som följd innebär i praktiken att synkrona generatorer ökar eller minskar sin rotationshastighet vilket kan medföra risk för skada på teknisk utrustning för både producenter, distributörer och konsumenter. Både den avhjälpande åtgärden FFR samt frekvenshållningsreserverna inom FCR används för att kompensera obalanser när de uppstår, dvs vid underskottssituation genereras mer el och vid överskott genereras mindre el, på så sätt att de bromsar accelerationen eller retardationen av synkrona generatorer. Dock krävs återställande åtgärder för att återgå till börvärdet om 50Hz. Även om vissa anläggningar som bidrar med FCR reserver i praktiken skulle klara leverera tjänster för återställning av frekvensen så är kraven för uthållighet inom FCR förhållandevis korta och dessa tjänster är per design tänkta att frigöras så snart som möjligt för att klara eventuella nya obalanser. Därmed används andra reserver för återställning av frekvensen,

<sup>32</sup> systemdrifttillstanden.pdf (svk.se)

nämigen frekvensåterställnings-reserverna aFRR och mFRR som även ibland benämns sekundärreglering.

Den första reserven som används för att frigöra frekvenshållningsreserver är aFRR, vilket är en automatiskt aktiverad reserv som styrs via en kommunikationsslinga från Svenska kraftnät som skickar aktiveringsbud med börvärden. Behovet av aFRR springer ur ett gemensamt nordiskt behov mellan 300 och 400 MW som fördelas mellan nordiska TSO:er baserat på historiska obalanser vilket resulterar i upp till 111 MW för Sveriges del men som även bryts ner till elområdesnivå inom Sverige. Upphandling sker dagen före driftsdygnet och ersättning ges till både kapacitet samt ersättning för aktiverad energi enligt upp- och nedregleringspris. Vid aktivering skickas nytt börvärde till avropad resurs som då har 5 minuter<sup>33</sup> på sig att nå den nya nivån. Vid snabba förändringar ska aFRR klara möta det senaste budet inom 5 minuter även om föregående nivå ej ännu nåtts. Uthålligheten ska vara en timme vilket ska klaras samtliga timmar kapaciteten bjuds in på aFRR-marknaden.

För att avlasta de automatiska stödtjänsterna finns även en manuellt aktiverad reserv i mFRR (även benämnd reglerkraftsmarknaden) som aktiveras på begäran av Svenska kraftnät. Till skillnad från övriga stödtjänster finns fram till och med 2023 inga volymkrav för mFRR men denna stödtjänstmarknad är under förändring. För närvarande erbjuder aktörer bud av energi där mFRR är öppen fram till och med 45 minuter före aktuell driftstimme med prissättning enligt marginalpris som ger upp- och nedregleringspris och avrop sker via elektronisk beställning (SvKs kontrollrum skickar beställning till balansansvariga) efter behov under driftstimmen. Fram till 17 oktober 2023 ersätts endast energileveranser inom mFRR medan det från och med detta datum införs en nationell kapacitetsmarknad där avropad kapacitet erhåller marginalprissättning. Införandet av en kapacitetsmarknad för mFRR är en del av ett fortlöpande arbete för en harmonisering av Europeiska elmarknader med anpassning till EU-regelverk samt den gemensamma Nordisk Balans Marknad (NBM), vilket inkluderar anpassning för 15 minuters tidsavräkning för obalanser och som handelsenhet. Således kommer det efter 17 oktober 2023 finnas en kapacitetsmarknad för mFRR<sup>34</sup> med avrop ett dygn före driftsdygnet (D-1) där avropad effekt innebär att aktören förväntas erbjuda motsvarande energibud för respektive avräkningsperiod. Aktivering av reserver kommer att automatiseras med hjälp av en aktiveringsoptimeringsfunktion (AOF) baserad på lämnade energibud med hänsyn taget till eventuella överföringsbegränsningar<sup>35</sup>. Övergången till det nya systemet kring mFRR kräver viss ändring av IT-system och kommunikationsformat men innebär även att fler aktörer väntas kunna delta då minsta budstorlek väntas minska till 1 MW (planerat för Q1 2025, men där nytillkomna kapaciteter redan idag kan bjuda in med bud från 1 MW och uppåt inom en pilot för att öka likviditeten på marknaden) istället för nuvarande 5 MW.

<sup>33</sup> Så kallad Full Activation Time (FAT) som består av en responstid om max 30 sek samt att effektförändringen minst ska klara en linjär förändring mot nytt börvärde avseende tiden efter responstiden och fram till de maximala 5 minuterna som är krav. Snabbare förändring är godtagbart men översvängningar i effektutbudet får inte vara större än max 10% av börvärdesförändringen.

<sup>34</sup> Nordisk kapacitetsmarknad för mFRR | Svenska kraftnät (svk.se)

<sup>35</sup> Automatiserad nordisk energiaktiveringsmarknad för mFRR | Svenska kraftnät (svk.se)



Förändringarna är del av en större omställning som medger ökad integration mellan såväl de nordiska marknaderna som med de europeiska. I det längre perspektivet (planerat till första kvartalet 2025) kommer 15 minuters handelsperiod att bli standard för samtliga delar av EU:s elmarknader men det väntas införas på dagen-före-marknaden först efter att flödesbaserade kapacitetsberäkningar införts och att reglerkraftsmarknaden automatiserats.

#### *Ökande behov och stigande kostnad för stödtjänster*

Det sker för närvarande stor utveckling av stödtjänster dels på grund av den pågående energiomställningen, dels för att anpassa och harmonisera med europeiska regelverk. Trenden inom rådande energiomställning innebär både att elsystemet väntas expandera i omfattning men även att ingående tekniker och komponenter förändras. Intuitivt är det enkelt att förstå att ett större elsystem behöver mer bidrag från stödtjänster i absoluta tal men även sammansättningen av produktion- och konsumtionstekniker påverkar behoven.

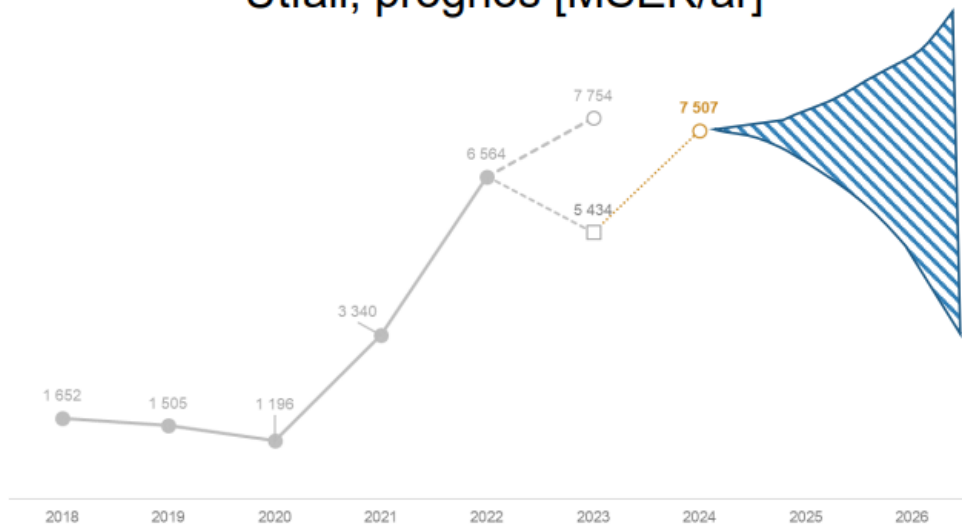
Svenska kraftnät bedömer att marknaderna för stödtjänster växer kraftigt där prognoser från 2021 pekade på ungefär en fördubbling från 2020 till 2023<sup>36</sup>. Utfallet blev större än (se Figur 6) så vilket främst förklaras av det exceptionella prisläget på elmarknaden (främst under 2022) orsakat av Rysslands invasionskrig i Ukraina. Hittills har det inte skett någon större ökning i vare sig upphandling eller aktivering av stödtjänster men förändringar inom elsystemet driver utvecklingen. Tillkomsten av FFR är en relativt ny tjänst för att hantera timmar med låg rotationsenergi, exempelvis när det produceras mycket vindkraft och det är låg andel synkrona generatorer i systemet, och FCR-Dned har tillkommit för att hantera större överfrekvensstörningar, exempelvis om en exportkapacitet får haveri med för stor produktion i Sverige som följd. Det finns en oro för ett ökat behov av stödtjänster ska drivas på av bland annat ökad proportion variabel förnybar produktion, men även ny förbrukning skulle kunna driva upp behovet av mer stödtjänster. Dock inkluderar flera av de nya produktionsteknikerna och den tillkommande elanvändningen teknik som kan användas för att bidra till stödtjänster, till exempel batterier som redan dominerar FFR. I sin rapport "Analys av prisutveckling på FCR-marknaderna"<sup>37</sup> från 2021 skriver Svenska kraftnät att kostnadsökningen för dessa reserver främst beror av en allmän ökning av spotpriset vilket även kan förklara att ökningen blev större än väntat för 2022 och 2023. Dessutom påverkar det allmänt högre kostnadsläget den riskpremie som används av vattenkraftsägare som bidrar med stödtjänster på grund av att volatiliteten haft negativ inverkan på prognosers träffsäkerhet. Aktörer har även uppvärderat sin syn på eventuellt ökat slitage som beror av mer variabel drift. Andra kostnadsdrivande faktorer är att om mer stödtjänster avropas och aktiveras finns risken att dyrare bud blir prissättande på de stödtjänster som prissätts enligt marginalprissättning. Trenden är att gå över till marginalprissättning på flera marknader som haft ersättningsmodell efter så kallad pay-as-bid, dvs kostnadsbaserad ersättning. Dock borde kommande förändringar som öppnar för fler aktörer, till exempel automatisering av bud som möjliggör att gränserna för minsta bud kan sänkas på flera stödtjänster samt nya rollen som BSP, kunna

<sup>36</sup> Marknaden för stödtjänster till kraftsystemet växer kraftigt | Svenska kraftnät (svk.se)

<sup>37</sup> Analys av prisutvecklingen på FCR-marknaderna | Svenska kraftnät (svk.se)

motverka och stabilisera sådan utveckling. Vidare konstaterar Svenska kraftnät att det under lång tid framöver kommer finnas goda incitament för att leverera stödtjänster.<sup>38</sup>

## Utfall, prognos [MSEK/år]



Figur 6. Utfall och prognos för total kostnad för marknadsbaserade frekvensrelaterade stödtjänster. Källa: Träffa Balansmarknad, möte 16, 22 juni 2023 (svk.se)

### 6.1.2 Övriga stödtjänster och reserver

Utöver marknadsbaserade frekvensrelaterade reserver upphandlas eller stöds även andra reserver. Här tar vi upp effektreserven, störningsreserven samt elberedskapsreserver för ö-drift. Medan de frekvensrelaterade reserverna har eller är på väg att etablera marknader som regleras av EU:s förordning om den inre marknaden för el<sup>39</sup> så är för närvarande effektreserven, störningsreserven och ö-driftsförmåga mer reglerade och mindre marknadsmässiga med generellt sett längre upphandlingsperioder eller ersättningsavtal.

#### Effektreserven

Effektreserven utgör en så kallad strategisk reserv vilken i Sverige är en nationell reserv, finansierad av en effektreservavgift som erläggs av samtliga balansansvariga aktörer och som är speciellt upphandlad för effektbristsituationer när marknads balanseringsresurser inte räcker till. Förekomsten av effektreserven regleras i den tidsbegränsade lagen om effektreserv<sup>40</sup> som ger Svenska kraftnät som systemansvarig myndighet ansvaret för att en effektreserv finns tillgänglig vilket i praktiken satts till tillgänglighet vintertid mellan 16

<sup>38</sup> "Marknaden för stödtjänster är långt ifrån mättad" (energi.se)

<sup>39</sup> EUROPAPARLAMENTETS OCH RÅDETS FÖRORDNING (EU) 2019/ 943 - av den 5 juni 2019 - om den inre marknaden för el

<sup>40</sup> Lag (2003:436) om effektreserv | Sveriges riksdag (riksdagen.se)

november och 15 mars. Lagen om effektreserv kompletteras av en senare förordning om effektreserv<sup>41</sup>. Gällande lag och förordning begränsar effektreserven i storlek, kräver att 25% skall utgöras av avtal om minskad förbrukning, tillhandahållen effekt ska vara ett komplement till övrig produktionskapacitet tillgänglig på elmarknaden samt att produktionskapacitet ska producera el med förnybara energikällor. Det förnybara kravet samt kravet om viss andel minskad förbrukning behöver ej uppfyllas om utbudet av kapacitet inte är tillräckligt eller om det finns synnerliga skäl. Dock råder för närvarande ytterligare försvårande omständigheter angående den Svenska Effektreserven då dess nuvarande utformning inte fullt ut är förenlig med ovan nämnda EU förordning om den inre marknaden för el. Därför kan Svenska kraftnät från den 1 januari år 2020 ej ingå nya kontrakt avseende effektreserven och därmed ej heller nå kraven om andel minskad elförbrukning eller miljökrav. För att garantera tillgången av en effektreserv har Svenska kraftnät förlängt nuvarande kontrakt fram till lagens utgång 16 mars 2025 men Svenska kraftnät bedömer att det även efter detta datum kan vara möjligt att förlänga avtalet om en effektreserv främst eftersom det sedan 2022 finns en beslutad tillförlitlighetsnorm (Sveriges elbalans måste klaras alla timmar per år utom en), vilket i sig öppnar för möjligheten att under EU:s regelverk bedöma resurstillräckligheten och behovet av strategiska reserver. Dock är detta under förutsättningen att EU-kommissionen godkänner att medlemsstaten Sverige inrättar en strategisk reserv med tillhörande marknadsdesign och utifrån väl specificerat underskott.

#### *Störningsreserven*

Störningsreserven är en reserv som kan aktiveras av Svenska kraftnät om det skett stora störningar och när buden på reglerkraftsmarknaden inte räcker till. Störningsreserven ska kunna aktiveras på 15 minuter och består till största delen av gasturbiner i elområde SE3 och SE4. Förbrukningsreduktion kan ingå men då i en så kallad kompletterande störningsreserv utan långa kontrakt. De långa kontrakten omfattar inte bara aktiv effekt utan även dödsnätsstart, reaktiv effekt och ö-drift vilken förbrukningsreduktionen inte kan bistå med utifrån dagens kravbild. På senare år har störningsreserven omfattat 1350MW kapacitet men inför vintern 2022/2023 upphandlades kompletterande effekt i väntan på införandet av en kapacitetsmarknad för mFRR.

#### *Elberedskap*

Svenska kraftnät är inte bara utsedd till systemansvarig utan även till beredskapsmyndighet med uppdrag att tillämpa och vidta åtgärder i enlighet med elberedskapslagen<sup>42</sup> med tillhörande förordning om elberedskap<sup>43</sup>. Uppdraget innebär i praktiken ett ansvar för att hela elsystemet och dess aktörer ska förebygga, motstå och hantera störningar i elförsörjningen som kan medföra svåra påfrestningar för samhället och som ligger utanför den enskilda aktörens ansvar. Uppdraget innefattar såväl planering, etablering av rutiner, samordning och uppföljning och inkluderar även praktisk beredskap i form av lagerhållning av

<sup>41</sup> Förordning (2016:423) om effektreserv | Sveriges riksdag (riksdagen.se)

<sup>42</sup> Elberedskapslag (1997:288) | Sveriges riksdag (riksdagen.se)

<sup>43</sup> Förordning (1997:294) om elberedskap | Sveriges riksdag (riksdagen.se)

kritisk materiel för att möjliggöra snabb åtgärd i händelse av störning eller vid höjd beredskap. Elberedskapsarbetet finansieras av elberedskapsanslaget, vilket är en återkommande post i den budget som antas årligen av Sveriges riksdag. Svenska kraftnät har ett beställningsbemyndigande som kan användas till exempel för beredskapsåtgärder vilket gör det möjligt för aktörer att i vissa fall få stöd för beredskapshöjande åtgärder, exempelvis etablering av förmåga till ö-drift. Det säkerhetspolitiska läget har gjort att elberedskapsanslaget såväl som Svenska kraftnät:s beställningsbemyndigande har ökat i omfattning där det senare för närvarande omfattar 2000 miljoner kronor att användas mellan 2024 och 2038.

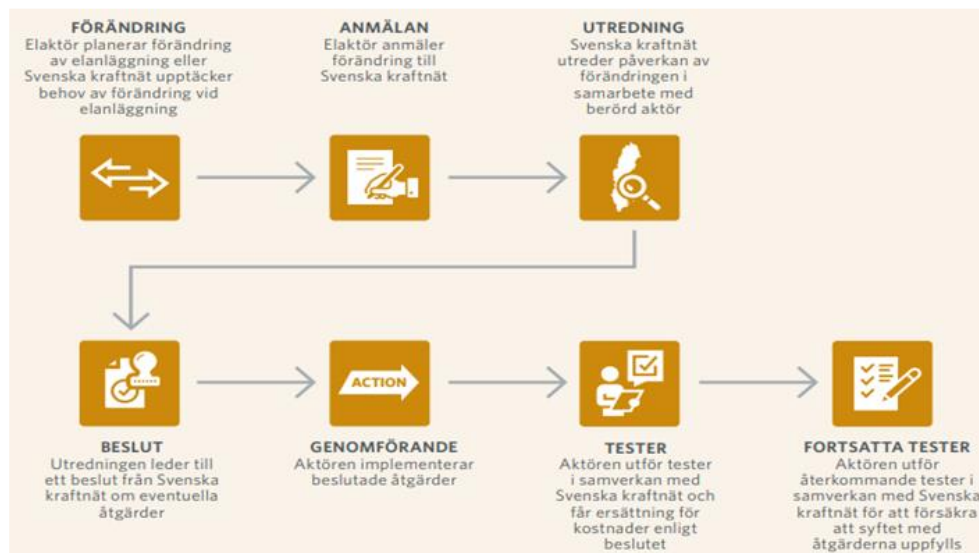
Förmågan till ö-drift är en viktig elberedskapsåtgärd som avser förmågan för en eller flera elproduktionsanläggningar att tillsammans med elanvändare drivas utan koppling till kringliggande nät. Ö-drift är tänkt att användas vid krissituationer såsom omfattande störning och nätsammanbrott orsakade av exempelvis extrema väderhändelser eller avsiktlig skada från antagonister. Vid en avstämning med Svenska kraftnät avseende ö-drift noterades följande:

- Svenska kraftnät är beredskapsmyndighet med ansvar för frågan om ö-drift från elsystemets synvinkel
  - Långsiktigt mål om heltäckande förmåga för alla anläggningar ("där det är möjligt")
  - Kravspecifikation under utarbetande (klart våren 2023 nämndes under intervjun men inget publicerat ännu augusti 2023)
  - Svenska kraftnät arbetar mot aktörer och intressenter för att vara behjälpliga vid etablering av förmåga och internt för att utveckla rutiner/avtalsformer etc
  - Svenska kraftnät bistår med utbildning och övning
- Årligt Elberedskapsanslag till Svenska kraftnät som kan användas för bland annat etablering av ö-driftsförmåga (för 2023 ca 400 MSEK/år)
  - Anslaget bestäms årligen i budgetförhandlingar
  - Svenska kraftnät utgår från prioriteringar baserade på totalförsvarets behov
  - Anslag till aktör för att etablera förmågan kan innehålla såväl investeringar som kostnad för underhåll och upprätthållande
  - Varaktigheten i förmågan regleras i avtal mellan Svenska kraftnät och leverantören av ö-driftsförmåga
  - Det kan noteras från två aktuella fall att de publika siffror som angetts för finansieringen av ö-driftsförmåga i Stockholm Exergis och Sydkraft Thermal Powers (Malmö) anläggningar motsvarar ca 87 MSEK årligen under 12 års tid<sup>44</sup> respektive ca 400 MSEK för att driftsätta och etablera ödriftsförmåga i det avställda

<sup>44</sup> Frågor och svar om elberedskap | Svenska kraftnät (svk.se)

Öresundsverket samt 114 MSEK årligen mellan 2025 till och med 2029 för att hålla anläggningen i beredskap för ö-drift<sup>45</sup>. Det kan konstateras att detta utgör en signifikant del av det årliga anslaget och beställningsbemyndigandet.

Fjärrvärmenät som kylslinga kan ställa speciella krav på kraftvärmeverksägare (pumpstationer måste ingå i de delar av elnätet som inkluderas i etablerad ö-driftområde eller annan lokal lösning). Processen för att etablera ö-drift utgår ifrån att det inom ett lokalt system finns minst en produktionsanläggning som klarar grundkraven för att drivas i ö-drift vilket normalt sett innebär att det finns god reglerförmåga för frekvens och spänning, dödnätsstartförmåga (dvs anläggningen kan startas på egen hand utan koppling till spänningssatt nät) samt efter behov någon form av bränslelager. Om basförmågan finns kan en så kallad "ö-driftsplan" upprättas som beskriver rollerna för flera delar av systemet och dess aktörer, exempelvis såsom elnät, prioriterade förbrukarkategorier, ö-driftsledare med flera (se Figur 7 för Svenska kraftnäts kvalificeringsprocess för ö-drift).



Figur 7. Processen för aktör som vill upprätta ö-driftsförmåga. Källa: Ödrift (svk.se)

### 6.1.3 Kraftvärmens möjligheter till bidrag till stödtjänster

Som tidigare nämnts krävs en anläggning som möter de krav som ställs för respektive stödtjänstmarknad för att kunna erbjuda reserver på dessa marknader, dvs en aktör måste ha en anläggning som klarar att regleras snabbt nog och med tillräckligt stor effektförändring. Kraftvärme har historiskt haft en mindre roll men där större anläggningar i större fjärrvärmesystem varit föregångare i att börja delta på stödtjänstmarknader. Lämpligheten på anläggningsnivå har delvis undersökts i Energiforsk rapport "Kraftvärmeverk för elsystem med volatila elpriser"<sup>46</sup> (som inkluderar licentiatarbete av Johanna Beiron samt resultat från Solvina-rapporten

<sup>45</sup> Beslut: Beredskapsåtgärd och ersättning för beredskapsåtgärd- återställande av anläggning och beredskap för ö-drift - Öresundsverket, Malmö (svk.se)

<sup>46</sup> Energiforsk, 2021, "Kraftvärmeverk för elsystem med volatila elpriser", rapport 2021-752

”Implementering av primär frekvensreglering på svenska kraftvärmeverk”, vilka båda är bifogade som bilagor i Energiforsk-rapporten) med fokus på inverkan av primärreglering men där vissa generella slutsatser bör gälla för samtliga stödtjänstmarknader. Rapporten analyserar och pekar ut följande viktiga punkter:

- Kraftvärmeverk kan använda sig av tre typer av flexibilitet som kan möjliggöra att bidra med stödtjänster, nämligen:
  1. Produktflexibilitet, dvs variera förhållandet mellan genererad el och fjärrvärme vilket uppnås genom omfördelning av ångflöde mellan turbin och fjärrvärme och i de fall möjlighet finns även till matarvattenförvärmning. Potentialen beror ofta av förekomst av reglerventil och reglerförmåga av ånga till turbin, möjlighet till direktreducering av ånga till fjärrvärme, antalet avtappningar från turbinen (exempelvis till matarvattenförvärmning) samt om möjlighet till kondensdrift finns. Att på dessa olika sätt ändra fördelningen mellan el- och fjärrvärmeproduktion är ofta att betrakta som en förhållandevis snabb regleråtgärd som i många fall medger stödtjänstleverans även till de automatiskt reglerade produkterna.
  2. Driftflexibilitet genom ändrad lastnivå för anläggningen. Att öka bränsleinmatning med ökat turbinpådrag är ofta en mer långsam process och därför mer avpassat till produkter med längre responstid som exempelvis mFRR.
  3. Termisk flexibilitet, vilket innebär en möjlighet att skifta värmelast i tid till exempel via ackumulatortank och/eller stor buffringsförmåga i fjärrvärmenätet vilket i sig kan möjliggöra större reglerförmåga och flexibilitet enligt 1 och 2 ovan, dvs kan facilitera både snabb och lite långsammare reglering.
- Systemkonfigurationer spelar stor roll för hur mycket och under vilka förutsättningar en viss kraftvärmeanläggning kan erbjuda stödtjänster. Speciellt viktiga komponenter är förekomsten av ackumulatortankar för värme, fjärrvärmenätets buffringsförmåga samt förekomsten av andra anläggningar som kan stödja eller komplettera eftersom det under vissa förutsättningar går att förkvalificera en grupp av anläggningar för att leverera viss stödtjänst, till exempel eventuell värmepump eller elpanna.
- Kraftvärmeverkets specifika panntyp är avgörande för hur snabb reglering som kan nås där pannor av typen cirkulerande fluidiserande bädd (CFB) generellt anses klara snabbare reglering än bubblande fluidiserande bädd (BFB) som i sin tur är mer snabbreglerad än rosterpannor. CFB och BFB pannor är nyare panntyper som ofta finns i större fjärrvärmesystem. Utöver dessa typer av förbränningsanläggningar finns kombicykel gasturbiner med fjärrvärmekoppling vilka i Sverige är få men att betrakta som relativt snabbreglerade och med bra flexibilitet och därmed lämpliga att bidra med stödtjänster från teknisk synvinkel.

- Om en anläggning uppfyller eller ligger nära baskraven för att leverera en viss stödtjänst krävs ofta endast viss uppgradering eller anpassning av regler- och mätsystem samt för vissa automatiskt aktiverade produkter (FCR samt aFRR) etablering av kommunikation med SvK.
- Efter genomförd förkvalificering beror anläggningens momentana möjlighet att erbjuda stödtjänster främst på anläggningens normala driftläge. En panna som normalt har ganska många timmar på dellast sett över året bör även kunna erbjuda reserver för dessa timmar.

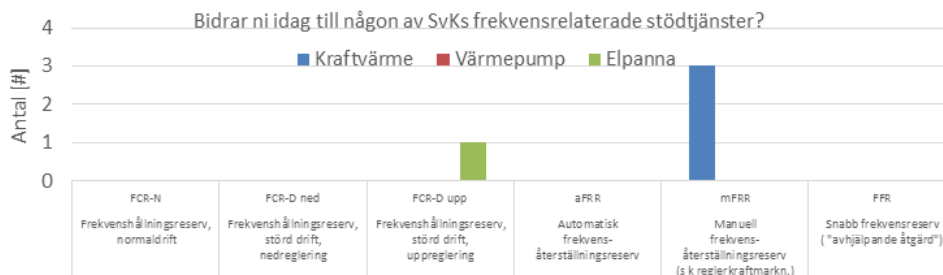
I Energiforsks rapport utvärderas främst den ekonomiska potentialen av att bidra med primärreglering genom FCR-N, vars värde bedöms vara begränsat jämfört med värde och omsättning av de primära produkterna inom el- och värmeleveranser. Dock spekuleras det kring att värdet kommer att öka och att ökat utbud av stödtjänster från exempelvis kraftvärmeverk kan frisätta vattenkraft att bidra till stödtjänster som kräver ännu snabbare reglerförmåga. Värdet har sedan rapportens arbete genomfördes ökat och kraftvärmeverk som erbjuder reserver finns nu på vissa stödtjänstmarknader.

#### 6.1.4 Fjärrvärmesektorns nuvarande bidrag och intresset från aktörer

Ett viktigt arbetsmoment i denna studie har varit den kunskapsinhämtning avseende fjärrvärmeföretagens nuvarande och framtida deltagande på de olika stödtjänstmarknaderna, dels via den omfattande enkäten som vi redogjorde för i föregående kapitel, dels via ett fåtal fördjupningsintervjuer gjorda med enskilda aktörer som uttryckt stort intresse för stödtjänster. Fokus ligger på kraftvärmens roll men även andra produktionsslag inom fjärrvärmeföretag berörs. Enkäten innehåller frågor kring ett flertal områden men även ett antal frågor kring såväl frekvensrelaterade som icke frekvensrelaterade stödtjänster med avseende på både nuvarande status och intresset för att leverera sådana tjänster i framtiden.

##### *Enkät svar – Frekvensrelaterade stödtjänster*

På den direkta frågan om tillfrågad kraftvärmeaktör deltar på Svenska Kraftnäts frekvensrelaterade stödtjänstmarknader är antalet jakande svar få. Figur 8 indikerar att det bland de tillfrågade och svarande kraftvärmeaktörerna (ovan givna total svarsfrekvens avser inkomna svar totalt sett, dvs det finns viss variation i svarsfrekvens för enskilda frågor) endast är ett fåtal anläggningar som i dagens läge bidrar med stödtjänster och då främst mFRR (frågan ej differentierad mellan mFRR-upp och mFRR-ned) samt ett jakande svar för FCR-D upp för en elpanna (vi påminner här om att enkäten inte var avsedd att täcka in samtliga fjärrvärmeföretag som förfogar över just elpannor). Figur 9 ger svarsbilden på frågan varför aktörerna i nuläget inte bidrar med stödtjänster utifrån de förvalssvar som var möjliga samt ett svarsalternativ med fritextmöjlighet.



Figur 8. Antal jakande svar avseende bidrag till stödtjänster per teknik i nuläget.



Figur 9. Antal svar per svarsalternativ för varför en aktör inte bidrar med stödtjänster i nuläget.

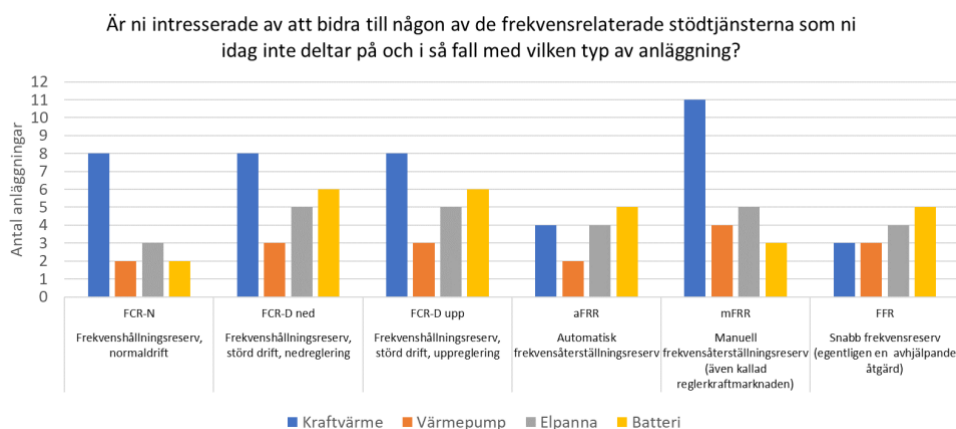
Följande kompletterande fritextsvar angavs (utan inbördes ordning):

- Utredning om stödtjänstfrågan pågår
- Frågan om stödtjänster har låg prioritet
- Liten effekt och kräver mer aktiv beställning planering/optimering
- Ej kvalificerade enligt produkternas krav
- Kvalificeringskostnad stor för liten anläggning
- Intresse kan finnas, men inte utrett ännu
- FFR om blocken är tillräckligt små.
- Hanteras av annat bolag
- Vi bidrar med FCR-D ned med vindkraft
- Tekniska begränsningar för reglermöjligheter
- Har för långa svarstider för en del tjänster, och för lite flexibilitet (frihetsgrader) för en del.
- Reglerblocken är för stora i förhållande till vår turbin.
- Önskvärt med riktad information till kraftvärmeanläggningar gällande vad vi kan bidra med och hur.



Av svaren i enkäten går det utläsa att nuvarande deltagande på stödtjänstmarknader är lågt och att aktörerna själva uttrycker att det är en komplicerad fråga. Aktörerna känner sig osäkra på vad som gäller för deras anläggning och ifall de både tekniskt och organisatoriskt är redo för att gå in på en eller flera stödtjänstmarknader. Av svaren är det lätt att få bilden att svenska kraftvärmeaktörer har lågt intresse att bidra med stödtjänster men på den direkta frågan hur man ser på dessa möjligheter framgent uttrycker ett flertal aktörer intresse.

Figur 10 **Error! Reference source not found.** anger hur tillfrågade aktörer uttrycker intresse för olika stödtjänster och med vilka tekniker man i så fall funderar på att bidra med. Ur figuren framgår det att tillfrågade aktörer har ett signifikant intresse för stödtjänster och att detta intresse främst handlar om kraftvärmens möjlighet att bidra men att det även finns intresse att öka utbudet med hjälp av andra tekniker med direkt koppling till elkonsumention eller batterilager.



Figur 10. Antal jakande svar kring om och vilken teknik aktörer är intresserade av att bidra med stödtjänster

De aktörer som svarat jakande på om de är intresserade av att leverera stödtjänster från kraftvärmearnläggningar har samtliga produktionsenheter med en effekt över 10 MW. För mFRR är detta en förutsättning eftersom minsta bud till mFRR är 10 MW (5 MW i SE4) medan andra produkter tar emot mindre bud (0,1-1 MW beroende av produkt). I enkätsvaren noteras att intresset för batterier är stort, detta till trots att det inte finns en uppenbar koppling till fjärr- eller kraftvärme, och flera aktörer indikerar att investeringsbeslut redan tagits. I fjärrvärmeverksamheten kan batterier bidra till (ytterligare) leveranser av stödtjänster vid sidan av det som exempelvis ett kraftvärmeverk levererar. Om vi ser till elförsäljningen som ofta bedrivs i en gemensam organisation med fjärrvärmeverksamheten kan batterier även bidra med obalanshantering i elförsäljningen. Dessutom kan batterier genom sin buffertförmåga möjliggöra en jämnare elproduktion från ett kraftvärmeverk under perioder med ett (mycket) varierande elpris vilket kan vara gynnsamt för livslängden hos vissa nyckelkomponenter. För det lokala elnätet kan investeringar i batterier dessutom innebära ett minskat behov av nätinvesteringar.

#### Enkät svar – Ödrift

Enkäten innehåller även frågor om icke frekvensrelaterade stödtjänster, dvs frågor om aktörerna bidrar eller kan bidra med ö-drift, dödnätsstart, felströmsinmatning och spänningsreglering eller reaktiv effektkompensering. Det kan konstateras att svarsfrekvensen för dessa frågor är klart lägre. Vidare konstaterar vi efter dialog med Svenska kraftnät, som är beredskapsmyndighet och ansvarig för ö-driftsfrågan, att uppgifter om etablerad förmåga till ö-drift är att betrakta som känslig uppgift som lyder under sekretess och att en sammanställning av dessa uppgifter är speciellt känsligt. Frågeställningar kring ö-drift har emellertid blivit viktigare på grund av det rådande geopolitiska läget.

#### Intervjuer – Vad säger aktörerna?

Detta avsnitt ger alltså en översikt över hur kraftvärmebranschen ser på stödtjänster som ett sätt att öka värdet av sin produktion och samtidigt bidra till ett stabilt och hållbart elsystem. Aktörerna tar upp de hinder och utmaningar som branschen står inför, samt de möjligheter och lösningar som finns eller efterfrågas.

Inom projektet har det gjorts ett begränsat antal intervjuer med kraftvärmeaktörer som på något sätt uttryckt särskilt intresse för stödtjänster och reserver. Vi kan konstatera från dessa intervjuer att kraftvärmebranschen under de senaste åren har ökat sitt intresse för att leverera stödtjänster till elsystemet. En bidragande orsak är att stödtjänstmarknaderna utvecklats både avseende utformning samt att prisbildningen för sådana tjänster ökat incitamenten för att bidra.

Kraftvärmebranschen står dock inför flera hinder och utmaningar för att kunna delta på stödtjänstmarknaden på ett effektivt och lönsamt sätt. Dessa inkluderar oförenliga, eller svårigheter att etablera, avtal (ex. kan försvåra elhandelsavtal eller vara svårt att hitta balansansvarig partner), tekniska utmaningar enligt föregående avsnitt, brist på kunskap, prognossvårigheter och skattefrågor (ex. elskatt på elpannor). Kraftvärmebranschen behöver även nya marknadsintegrerande lösningar för att samordna och optimera sin produktion i relation till stödtjänstmarknaden och andra marknader, till exempel elmarknaden och fjärrvärmemarknaden.

Intervjuunderlaget inkluderar aktörer som visat intresse för stödtjänster från kraftvärme såväl som från batteri men även en aktör som har annan kompletterande kraftproduktion (vatten- och vindkraft). Dessa aktörer har därmed olika förutsättningar, mål och strategier för att leverera stödtjänster. De har också olika behov av samarbetsformer, tjänster och produkter som kan hjälpa dem att leverera stödtjänster.

De intervjuade aktörerna uttrycker att kraftvärmeverk kan erbjuda både upp- och nedreglering av produktionen beroende på lastnivå, men upplever utmaningar att göra alltför stora effektändringar av turbinerna på kortare basis än 15 minuter, vilket skulle begränsa möjligheten att delta på till exempel aFRR-marknaden. Aktörerna upplever även att kraftvärmeoperatörerna behöver en tydlig ekonomisk styrsignal om vilken turbineffekt som erfordras för tillfället och bättre kunskap om kostnader vid olika driftsituationer. Vissa aktörer har inlett diskussioner med en balansansvarig och skulle helst vilja köpa en tjänst med en "profit split" där de får hjälp med att leverera stödtjänster och länka detta till deras nuvarande optimeringsrutiner för driften. Aktörerna ser också möjligheter att använda stödtjänster som en extra möjlighet att anpassa sig till olika situationer på elmarknaden, till exempel vid elöverskott eller elunderskott.

Ett antal kraftvärmeägare har såväl i enkätsvaren som i intervjuerna uppgett intresse för batterier i MWh-skalan. Under intervjuerna uttrycker aktörerna att batteriet, ska ägas av fjärrvärmeverksamheten men driftas utifrån energitjänster, främst är tänkt att leverera frekvenstjänster och inte arbitragehandel. Batteriet är på så sätt inne i en helt annan marknad än kraftvärmeverken (såvida det inte också deltar på någon av stödtjänstmarknaderna) och kan komma att användas gentemot regionelnätsägaren för att hålla nere abonnemangsavgiften. Vissa uttrycker även att ett batteri medger en "skonsammare drift" av andra anläggningar, dvs att batterier kan agera buffert. Att använda batterier som buffert kan även öppna upp för att dessutom bidra med stödtjänster då det för vissa stödtjänster går att förkvalificera en grupp av anläggningar som tillsammans (men ej enskilt) lever upp till kraven. Batteristorlekar indikeras från 300 kW/kWh till 10 MW/MWh

beroende på lokal elnätscapacitet. Vissa aktörer har tagit investeringsbeslut och andra inväntar offerter men där ledtider och pris nämns som viktiga parametrar.

Större aktörer med tidigare erfarenhet från stödtjänster, exempelvis från vatten- och vindkraftsanläggningar, ser ökad nytta av stödtjänster samt att många stödtjänstmarknader ändras till fördel för fler tekniker att kunna bidra. Men samtidigt medför nya kravställningar från Svenska Kraftnät nya utmaningar för aktörerna att möta dessa krav. Erfarna aktörer uttrycker även att det är svårt att prognostisera de framtida priserna på stödtjänster och även att det är svårt att väga in olika faktorer som energiförbrukning, slitaget, otillgänglighet och obalanser i det egna systemet.

Fjärrvärmeaktörernas växande intresse för att delta på stödtjänstmarknaderna uppmärksammas även i en artikel i nättidningen energi.se.<sup>47</sup> Där nämns bland annat Falu Energi & Vatten, Mälarenergi och Skellefteå Kraft som exempel på företag som vill leverera stödtjänster redan i höst. Artikeln beskriver också hur Svenska kraftnät har lämnat in en rapport till regeringen om nya stödtjänster i kraftsystemet, där man föreslår förbättringar av stödtjänstmarknaderna.

## 6.2 EN UTBLICK

Vi har tidigare konstaterat att efterfrågan på stödtjänster väntas öka till följd av energiomställningen med ett växande inslag av väderberoende elförsörjning och tillkommande efterfrågan. Fjärrvärmebranschen nyttjar redan idag flera tekniker som antingen kan bidra med reserver av olika slag eller som skulle kunna bidra efter smärre förändringar eller anpassningar av dessa anläggningar. I ett försök att generalisera och utgå ifrån elsystemets behov av olika balanstjänster går det skilja på stödtjänster med kort och lång aktiveringstid och uthållighet där batterier, elpannor och värmepumpar ofta kan bidra till stödtjänster som kräver snabb reglerförmåga utan alltför höga krav på stort energibidrag, dvs mer fokus på effektförändringar.

Som redan nämnts är marknaden för den snabbaste reserven (avhjälpande åtgärd) FFR redan dominerad av batterier och elpannor. Utvecklingen av de lite mer effekterelaterade stödtjänstmarknaderna (FFR och FCR-D) pekar framåt på en potentiellt god intjäningsförmåga för konkurrenskraftiga anläggningar i och med att ersättningen väntas gå över från kostnadsbaserad prissättning (pay-as-bid) till marginalprissättning. Därtill kommer tydligare marknadsregler som harmoniseras både inom Nordiska balansmodellen (NBM) men även som svar på mer gemensam EU-reglering samt att behoven utgår från elområdesnivån.

För de stödtjänstmarknader som hanterar obalanser på längre sikt och mer relaterat till energianvändningen (FCR-N, aFRR och mFRR) så bör delar av fjärrvärmebranschen även här ha goda möjligheter framöver. Exempelvis diskuteras sänkning av kraven för minsta tillåtna bud för mFRR, vilket skulle öppna för fler aktörer. För kraftvärmeaktörer finns redan idag viss etablering på mFRR men då främst från ganska stora anläggningar. Med lägre budgräns öppnas en möjlighet för flera aktörer som har pannor som tidigare hade krävt att hela

<sup>47</sup> Tidningen Energi, "Kraftvärmeföretagen satsar på stödtjänster" (energi.se)

effekten offererades som stödtjänst för att klara kraven, vilket i praktiken bör ha varit ett hinder. Att det för mFRR dessutom är på förslag med en kapacitetsmarknad skulle kunna minska risken att reservera viss effekt till stödtjänster. Man får alltså då betalt även om man inte aktiveras.

Ytterligare möjligheter för fjärrvärmebranschen som kan vara värt att undersöka är möjligheten att kvalificera en grupp av anläggningar inom ramen för vissa stödtjänster. Ett exempel skulle kunna vara en aktör med mer än en elberoende produktionsanläggning (elpannor och värmepumpar) som enskilt är för små för att klara leveranskrav inom en viss stödtjänst, vilket antingen kan göras av aktören själv eller genom att gå via en aggregator som har ett så kallat virtuellt kraftverk som samlar resurser. Virtuella resurser växer i omfattning och det bör undersökas hur resurser från fjärrvärmesystem eventuellt kan aggregeras för att på så sätt både minska risker men även öppna nya möjligheter.

På ett mer långtgående plan går det spekulera kring elsystemets utveckling i stort där både behovet och utbudet av reserver för balansering till mångt och mycket kommer bero av framtida teknikmixen på både produktions- som användarsidan. Det spelar helt klart roll vilken penetrationsgrad det framtida systemet kommer få av efterfrågefleksibilitet (ex. vätgasproduktion som svara på tillgången på el), vind- och solkraft samt hur mycket av samhället som kommer att elektrifieras. Viktigt att komma ihåg är dock att ett växande system också kommer innehålla mycket mer tekniska lösningar av olika slag och att en stor expansion kan innebära att proportionen av den senaste tekniken ökar snabbt i förhållande till traditionell teknik. Detta kan vara en nödvändig facilitator för energiomställningen och pekar på att det är viktigt att regelverk anpassas allteftersom systemet förändras.

## 7 Den framtida eleffektbalansen och fjärrvärmens bidrag – modellanalys

I detta kapitel redovisas de modellberäkningar och -analyser som genomförts inom ramen för denna studie. Modellverktygen som ligger till för beräkningarna är TIMES-NORDIC och EPOD som kortfattat presenterades i kapitel 2. I föreliggande kapitel redogör vi för bland annat kraftvärmens och fjärrvärmens systemnytta och för det bidrag som fjärrvärmesektorn kan leverera med avseende på eleffekt och elenergi i den timvisa elbalansen på den svenska/nordeuropeiska elmarknaden.

Vi inleder detta kapitel med att ta upp ett antal viktiga beräkningsförutsättningar.

### 7.1 VIKTIGA BERÄKNINGSFÖRUTSÄTTNINGAR

I flera avseenden utnyttjas beräkningsförutsättningar och omvärldsförutsättningar i enlighet med Energimyndighetens långsiktiga analys från våren 2023.<sup>48</sup> I Energimyndighetens studie presenteras scenarier med olika grad av elektrifiering. Så görs även i vår studie. En del förändringar och uppdateringar gentemot Energimyndighetens studie har dock tillkommit i vår studie, inte minst då Energimyndigheten genomförde sin studie under i huvudsak 2022 medan vår studie till stor del genomförts under 2023. Uppdateringarna avser exempelvis bränslepriser samt kostnader och prestanda för olika energilageralternativ men även med avseende på elektrifieringens omfattning.

#### 7.1.1 Tre huvudscenarier för elsystemet och fjärrvärmesektorn

Utgångspunkten för vår modellanalys är två huvudscenarier, ett referensscenario, och ett scenario med en ännu högre grad av elektrifiering än referensscenariot ("högelscenario"). Referensscenariot stämmer relativt väl överens med Energimyndighetens "Lägre elektrifiering" medan vårt "högelscenario" ligger nära Energimyndighetens scenario "Högre elektrifiering". Dessutom har vi analyserat en scenariovariant där fjärrvärmens och kraftvärmens långsiktigt antas (delvis) fasas ut av olika skäl ("utfasningsscenario"). Konsekvenserna av en sådan utveckling har vi undersökt för bägge huvudscenarierna men väljer av utrymmesskäl att främst redovisa resultaten för den scenariovariant som utgår från referensscenariot.

I Figur 11 redovisas beräkningsutfallet för de två huvudscenarierna och ett "utfasningsscenario" (med utgångspunkt från referensscenariot) med avseende på den svenska elproduktionen och bruttoelanvändningen, från idag till och med år 2050. Resultaten är framtagna med hjälp av TIMES-NORDIC-modellen. Vi påminner om att modellverktyget täcker in hela det nordeuropeiska elsystemet

<sup>48</sup> Energimyndigheten 2023, "Scenarier över Sveriges energisystem 2023 - Med fokus på elektrifieringen 2050", ER 2023:07.

men vi väljer här av utrymmesskäl att endast lyfta fram resultat för den svenska kraftproduktionen.

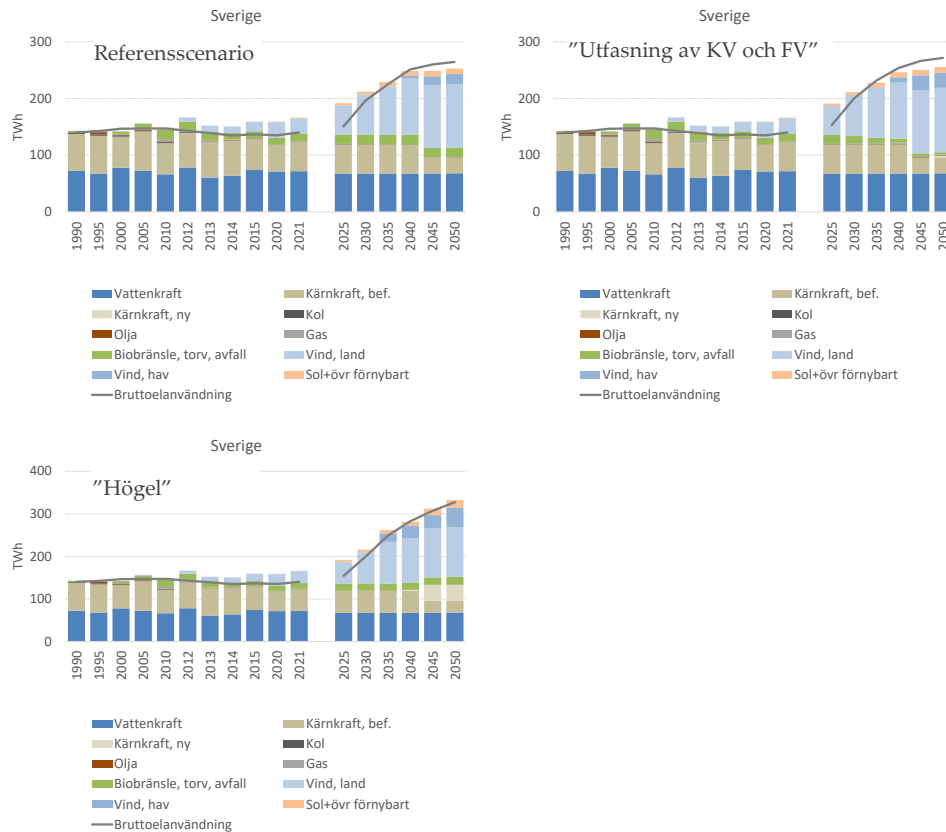
I samtliga tre redovisade scenarier är det framför allt den landbaserade vindkraften som byggs ut till 2040. En högre elefterfrågan i "Högel"-scenariot medför att utbyggnaden för havsbaserad vindkraft både tidigareläggs och sker i större omfattning än i referensscenariot samt att ny kärnkraft efterfrågas runt 2040. Eftersom elproduktionen från svensk kraftvärme i referensfallet är relativt begränsad mätt i årsproduktion, i storleksordningen 10 TWh år 2035 respektive 13-14 TWh år 2050, leder heller inte en påtvingad utfasning av kraftvärme till någon avgörande skillnad i elproduktionens långsiktiga sammansättning (se figuren för "utfasning av kraftvärme och fjärrvärme"). Man kan skönja att bidraget från havsbaserad vindkraft är något större och vi kan också konstatera att lönsamheten för ny kärnkraft blir något bättre för ett givet kostnadsantagande (ny kärnkraft kommer in mot slutet av beräkningsperioden i mycket liten omfattning i "utfasningsfallet). Vi bör tillägga att beräkningarna utgår från att anslutningskostnaderna för havsbaserad vindkraft betalas av staten eller av elkundskollektivet genom Svenska kraftnäts pågående arbete att bygga ut transmissionsnätet till havs. Det råder i skrivande stund fortfarande oklarheter kring om och hur Svenska kraftnäts uppdrag kan komma att ändras då den sittande regeringen är av uppfattningen att det är vindkraftaktörerna som ska bekosta anslutningen till havs.<sup>49</sup>

Solelen växer i samtliga scenarier vilket drivs fram av dels teknikutveckling med sjunkande kostnader, men även befintliga stödsystem. I "Högelscenariot" uppgår solelproduktionen till drygt 15 TWh år 2045.

Elefterfrågan växer snabbt i samtliga tre scenarier, i synnerhet i "Högel"-scenariot, till följd av den antagna elektrifieringen inom industri och transportsektor. Inledningsvis har Sverige ett fortsatt årligt exportöverskott av el gentemot grannländerna men det ändras över tid och förbytt i ett årligt underskott i referensscenariot. Två viktiga antaganden som styr den årliga elbalansen med omvärlden är antaganden om elefterfrågans utveckling i grannländerna samt

<sup>49</sup> <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/transmissionsnätet/utbyggnad-av-transmissionsnät-till-havs/fragor-och-svar/>

kostnadsbild och eventuella komparativa fördelar för ny elproduktion i de olika länderna.



Figur 11: Tre huvudscenarier för elsystemet och den svenska fjärrvärmesektorn: Referensscenariot (överst, till vänster), "Utfasning av kraftvärme och fjärrvärme" (överst, till höger) och "Högel"-scenariot (nederst). Observera att skalan på y-axeln är en annan i det nedersta diagrammet.

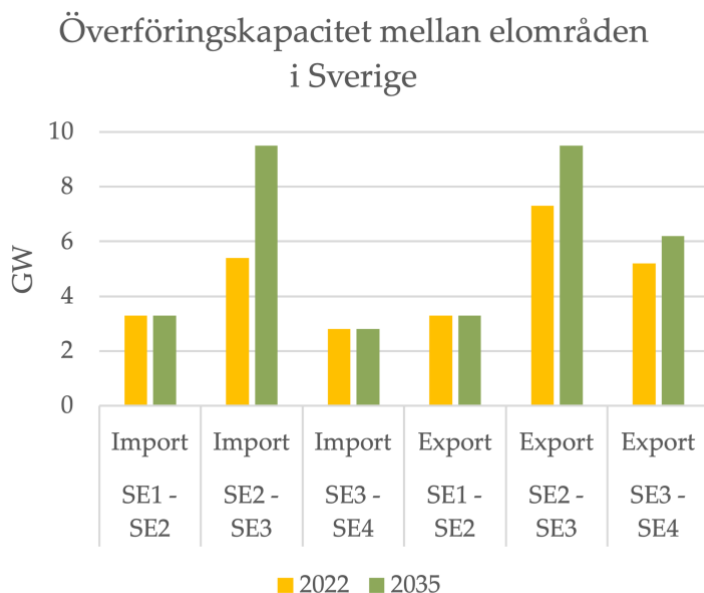
### 7.1.2 Viktiga indata

EPOD-beräkningarna som ligger bakom huvuddelen av modellanalysen görs för två nedslag i tiden, dels för 2022, dels för 2035. För 2022 så är utgångspunkten dagens befintliga el- och fjärrvärmesystem medan beräkningarna för modellår 2035 bygger på indata från scenarioanalysen som görs med TIMES-NORDIC (se föregående avsnitt). Även om systemkompositionen tas från olika år så är data för vindprofiler, solinstrålningsprofiler, tillrinning för vattenkraften, lastprofiler m.m. från (väder)året 2016.

Utöver de indata som kommer som ett resultat av modelleringen i TIMES-NORDIC så specificeras ett antal parametrar exogent i EPOD. Dessa parametrar är investeringar i transmissionsnät mellan elområden inom modellerade länder (detta eftersom TIMES-NORDIC har en geografisk upplösning på nationsskala), graden av flexibilitet från framtida elbilar och elvärme, graden av möjligheten att avstå elförbrukning hos industrin ("load shedding"), samt fördelning av installerad kapacitet och tillkommande elanvändning på elområdesnivå. Värden för de exogena parametrarna hämtas från en rad olika källor. Förstärkningar i



transmissionsnät mellan elområden inom nationerna tas från ENTSOEs 10-års planer<sup>50</sup> och Svenska kraftnäts systemutvecklingsplan<sup>51</sup>, se



Figur 12 och Figur 13 nedan. Den elområdesspecifika lokaliseringen av vindkraft, solkraft, batterier och övriga kraftverk baseras på nuvarande eller planerad fördelning mellan elområdena inom varje land, och i den mån teknikerna inte finns i dagsläget efter nuvarande elförbrukningsfördelning. Fördelning av elförbrukning görs på ett antal olika sätt. För tillkommande industriell efterfrågan och framtida vätgasbehov i Sverige fördelas elbehovet bland de svenska elområdena i enlighet med en Profu-studie som närmare tittat på hur den industriella efterfrågan på el kan komma att utvecklas fram till 2030.<sup>52</sup> För övriga länders sker fördelning av tillkommande industriell efterfrågan baserat på nuvarande elanvändning. Övrigt tillkommande elbehov fördelas efter nuvarande lastfördelningen mellan elområdena. Elanvändningen i andra länder påverkar indirekt förhållandena i Sverige genom påverkan på ellexport/-import och därmed elpriset här.

De antagna nivåerna av flexibilitet bygger dels på avvägningar från samtal med relevanta forskare på området, dels på underlag från forskningsprojektet NEPP. Tabell 1 nedan visar de antaganden som görs avseende flexibilitet för olika typer av elanvändning. Flexibiliteten är endast aktiverad för 2035-körningarna (och inte för 2022-beräkningarna).

<sup>50</sup> ENTSO-E, Ten-Year Network Development Plan, <https://tyndp.entsoe.eu/>

<sup>51</sup> Svenska kraftnät, Systemutvecklingsplan 2022–2031, <https://www.svk.se/om-oss/rapporter-och-remissvar/systemutvecklingsplanen/>

<sup>52</sup> Profu-studie åt SKGS 2023, <https://skgs.org/rapport-industrins-elbehov-till-2030>

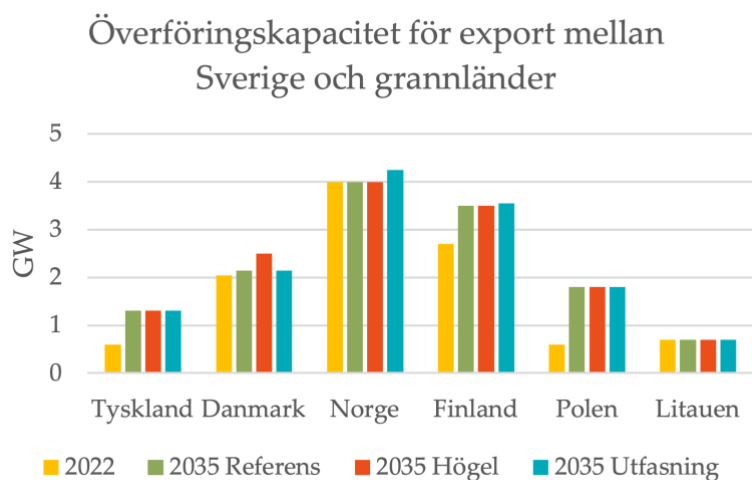
Tabell 1. Beskrivning av flexibilitetsåtgärder tillgängliga i EPOD.

Flexibilitetsåtgärder	
<b>Elfordon</b>	30% av elefterfrågan i upp till 24 timmar
<b>Elvärme</b>	20% av elvärmen i upp till 6 timmar
<b>Industrin</b>	Möjlighet att nedreglera last beroende på elprisonivå. Upp till 1,25 GWh/h.
<b>Övrig last</b>	1% av övrig last i upp till 24 timmar

### Överföringskapacitet mellan elområden i Sverige



Figur 12. Överföringskapacitet i transmissionsnätet mellan svenska elområden för 2022 och 2035. För 2022 avser värdena den högsta tillgängliga kapaciteten under året. Import avser import till det första elområdet från det andra, dvs. import SE1 – SE2 avser importen från SE2 till SE1. Export avser exporten från det första elområdet till det andra.



**Figur 13. Överföringskapacitet för export mellan Sverige och grannländer för 2022 och de tre olika scenarierna. Möjligheterna till import är i huvudsak samma som exportmöjligheterna, något lägre för Norge och Finland.**

Ytterligare flexibilitet fås i beräkningarna genom batterilager och vätgasflexibilitet, det vill säga vätgaslager i kombination med en överkapacitet på elektrolysörer. I referensscenariot för 2035 antas batterikapaciteten ligga på ca 15 GWh i Sverige medan motsvarande siffra för "högelscenariot" är knappt 12 GWh. När det gäller vätgaslager så ligger den samlade lagringskapaciteten på knappt 80 GWh i referensscenariot (2035) respektive 20 GWh vätgas i "högelscenariot". Det kan tyckas paradoxalt att batterikapaciteten och lagringskapaciteten är lägre i "högelscenariot" men det beror på att detta scenario har mer kärnkraft och havsbaserad vindkraft i produktionsmixen från och med 2035/2040 vilket bidrar till ökad planerbarhet (eller för havsbaserad vindkraft, en jämnare produktionsprofil) i produktionsledet. På längre sikt, efter 2040, är lagringskapaciteten i batterier och vätgaslager däremot större i "högelscenariot". Produktionsmixens sammansättning över tid påverkar följaktligen lönsamheten för energilager och det kan förändras över tid. Och omvänt, tillgången till energilager påverkar villkoren för olika produktionslag.

Som man kan se i Figur 11 innebär bägge huvudscenarierna en väsentligt högre elförbrukning än idag. I EPOD-beräkningarna för modellår 2035 utgår vi från ca 225 TWh (brutto) i referensscenariot respektive ca 250 TWh i "högelscenariot". Om vi fasar ut fjärrvärmens och kraftvärmens i referensscenariot så ökar elefterfrågan för samma år till runt 230 TWh.

Antagna bränslepriser redovisas Tabell 2.

**Tabell 2. Bränslepriser för 2022, 2019 och för 2035 för de tre scenarierna och för ett urval av nyckelbränslen. Priserna för 2022 avser medelvärdet över året, vid modellering så användes månadsvärden. EUR/MWh för bränslen och EUR/ton CO<sub>2</sub> för utsläppsätter (2022 års penningvärde)**

	2022	2019	2035 Referens	2035 Högel	2035 Utfasning
<i>Kol</i>	35	9	11	11	11
<i>Olja</i>	98	47	53	53	53
<i>Naturgas</i>	121	16	32	32	32
<i>Skogsflis</i>	23	18	38	38	26
<i>Tung eldningsolja</i>	54	31	39	39	39
<i>Lätt eldningsolja</i>	71	47	53	53	53
<i>Bioolja</i>	97	69	55	55	50
<i>HVO</i>	220	143	110	110	100
<i>Utsläppsätter</i>	79	35	140	140	140

### 7.1.3 Olika väderår och ytterligare känslighetsanalyser

Hur fjärrvärmens bidrag till elsystemet ser ut kan variera med avseende på en rad olika omvärldsfaktorer och detta motiverar varför vi använder olika scenarier. Utöver de scenarier som berörts så här långt har vi även gjort ett antal känslighetsanalyser företrädesvis i EPOD-modellen och för modellår 2035. Det handlar då om dels hur olika väderförutsättningarna (i form av nederbördsmängd och temperatur) påverkar förutsättningarna, dels hur skatter och avgifter med avseende på elanvändning inom fjärrvärmesektorn konstrueras, och dels hur förändringar i tekniska förutsättningar i fjärrvärmenäten, här i form av mängd installerad eleffekt hos kraftvärmen, möjligheterna till kondensdrift hos kraftvärmeverk, mängden värmelager i fjärrvärmenäten, påverkar analysresultaten.

Följande känslighetsfall har beräknats i EPOD:

#### Kallår

Då efterfrågan på energi i både elsystemet och i fjärrvärmesektorn har ett temperaturberoende så undersöker vi i detta fall hur ett kallår, dvs. ett år med i snitt lägre temperaturer än ett normalår, påverkar fjärrvärmens bidrag till elsystemet. För att undersöka detta så ökar vi efterfrågan på både elvärme och fjärrvärme i förhållande till basåret ("väderår" 2026). Som grund för ökningen används år 2010, vilket var det kallaste året i den senaste 22-årsperioden.

#### Varmår

I detta fall undersöker vi hur ett varmvår, dvs. ett år med högre medeltemperatur än ett normalår, påverkar fjärrvärmens bidrag till elsystemet. Här minskas efterfrågan på elvärme och fjärrvärme i förhållande till basåret, det vill säga "väderår" 2016. Som grund används året 2020. Det varmaste året som uppmätts för svensk del sen mätningarnas början.

#### **Torrår**

Då en betydande del av det svenska elsystemet utgörs av vattenkraft så påverkas förutsättningarna i elsystemet, och möjligen fjärrvärmens bidrag, av vilka möjligheter vattenkraften har att producera. Denna möjlighet styrs till stor del av mängden nederbörd under året som undersöks. För att fånga hur mängden nederbörd påverkar fjärrvärmens bidrag till elsystemet så undersöker vi därför ett fall med ett torrår, dvs. en nederbörds mängd som är lägre än basårets. Här utgår vi från en årsproduktion från de svenska vattenkraftverken på 53 TWh jämfört med basårets 67 TWh. I Norge antar vi att årsproduktionen i detta fall ligger på 130 TWh istället för basårets 149 TWh. Vi bygger dessa antaganden på historiska år med utpräglade torrårsförhållanden.

#### **Våtår**

I detta fall undersöker vi påverkan från ett våtår, dvs. ett år med mer nederbörd än basårets, på elsystemet och fjärrvärmens bidrag. I Sverige antar vi att årsproduktionen från vattenkraftverken ligger på 78 TWh (jämfört med basårets 67 TWh) och i Norge på hela 165 TWh. Vi bygger dessa antaganden på historiska år med utpräglade våtårsförhållanden.

#### **Utan elskatt**

Ett fall där vi tar bort elskatten på den elen som konsumeras av elpannor och värmepumpar i fjärrvärmenäten. Detta för att undersöka i vilken mån ett sådant beslut skulle kunna öka flexibiliteten som fjärrvärmesektorn kan bidra med till elsystemet.

#### **Utbyggnad av kraftvärme enligt enkätundersökning**

I detta fall så utgår vi från referensscenariot, men i stället för att nyttja den utbyggnad som beräknas i TIMES-NORDIC-modellen med avseende på kraftvärmekapaciteten så använder vi oss av de planer som resulterar från den enkät som skickats ut inom projektet (se mer om enkäten i kapitel 5.2). Detta innebär alltså att vi undersöker konsekvenserna för ett framtida elsystem av att kraftvärmen byggs ut enligt de existerande planerna hos fjärrvärmebolagen. Dessa planer ligger på en lägre nivå (ca 1 GW) än det som beräknas i TIMES-NORDIC och som alltså är utgångspunkten för de övriga modellberäkningarna som avser år 2035.

#### **Kondensdrift**

Här låter vi alla tillgängliga kraftvärmeverk få möjligheten att gå i kondensdrift, dvs. att producera el utan att det finns ett värmebehov och i stället kyla processvattnet på ett annat sätt. Detta för att undersöka hur stort värde detta skulle ha för elsystemet.

### Ytterligare lager

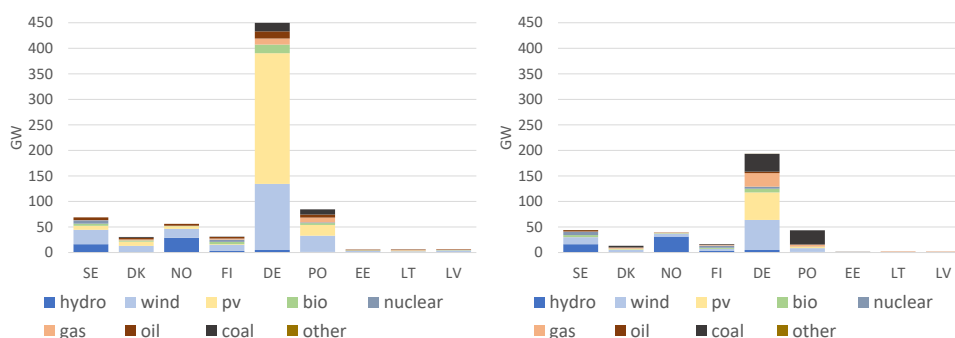
I detta fall lägger vi till värmelager motsvarande 1 promille av årslasten (de system som redan har större lager än så behåller den större lagerstorleken) i varje modellerat fjärrvärmesystem. Detta innebär att den totala lagerstorleken för alla system går från 22 GWh till 41 GWh. Den extra lagerkapaciteten möjliggör mer flexibilitet kring hur fjärrvärmeproduktionen sker och fjärrvärmesystemen skulle därmed också kunna bidra med mer flexibilitet i elsystem.

### Extra elpannor

Ett fall där vi lägger till elpannor motsvarande 20% av total installerad effekt (utan de extra elpannorna) i varje fjärrvärmesystem, vilket resulterar i totalt 6,8 GW elpannor i systemet. Tillgång till ytterligare elpannor skulle kunna möjliggöra för fjärrvärmesystemet att nyttja perioder med låga elpriser och på så sätt vara en flexibilitetsresurs.

#### 7.1.4 Den nordeuropeiska elproduktionskapaciteten

I Figur 14 redovisas den installerade elproduktionen per land och per kraftslag för år 2035 i referensscenariot respektive 2022. Produktionskapaciteten år 2035 utgör utgångspunkten för EPOD-beräkningarna och bygger bland annat på beräkningsresultat från TIMES-NORDIC-modellen, annan information om kända utbyggnadsplaner för olika kraftslag och enkätundersökningen med avseende på kraftvärme i Sverige. Det är uppenbart i figuren att den väderberoende elproduktionen kommer att stå för lejonparten av den installerade kapaciteten. Bidraget från fossilkraften antas vara marginellt räknat som installerad effekt men kommer likväl att generera signifikanta volymer under vissa perioder då tillgången till vindkraft och solex är låg. Att den fossilbaserade elproduktionen genererar el under stora delar av året har också betydelse för den framtida elprisen. Dock är bidraget väsentligt mindre än idag och perioderna då fossilkraften inte producerar alls eller endast marginellt betydligt fler än idag.



Figur 14: Elproduktionskapaciteten i Nordeuropa, per land och kraftslag, i referensscenariot 2035 (vänster) och 2022 (till höger); Källa: EPOD-modellens databas för 2022.

I Tabell 3 sammanfattas den årliga elproduktionen per kraftslag exklusive spill (dvs. el som inte kan nyttjas i systemet), för Sverige och Nordeuropa. Den totala

mängden spill uppgår till 100 TWh per år, men endast ca 0,3 TWh av detta sker i Sverige i referensfallet. Elproduktionen är ett beräkningsresultat EPOD-modellen baserat på de antagna produktionskapaciteterna i Figur 14.

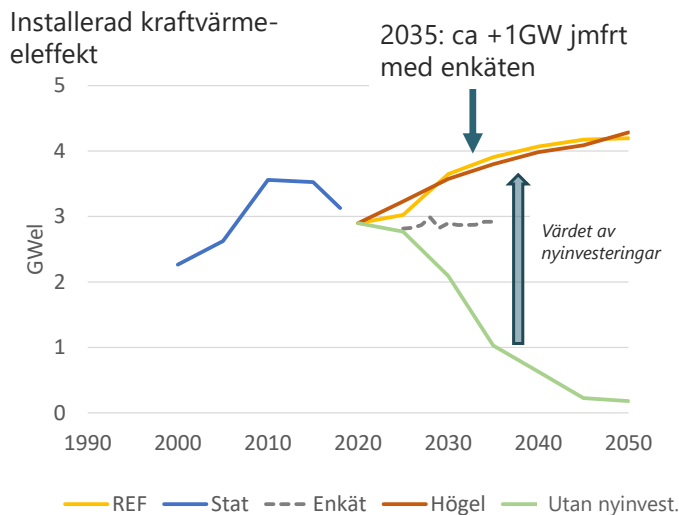
Tabell 3: Årliga elproduktionen i TWh per kraftslag exklusive spill, för Sverige och Nordeuropa.

TWh	2022	2035, REF	2035, HÖGEL
<b>SVERIGE</b>			
Fossilkraft	1	0	0
Vattenkraft	67	67	67
Kärnkraft	52	51	50
Bio+avfall	19	14	14
Vindkraft	34	85	117
Solel	2	8	8
<b>NORDEUROPA</b>			
Fossilkraft	468	110	140
Vattenkraft	237	258	258
Kärnkraft	110	99	108
Bio+avfall	114	80	105
Vindkraft	234	620	738
Solel	62	248	295

## 7.2 SYSTEMVÄRDET AV SVENSK KRAFTVÄRME (OCH FJÄRRVÄRME) I ETT LÅNGSIKTIGT PERSPEKTIV

Att definiera systemvärdet av (svensk) kraftvärme är ingen självklar uppgift och beror bland annat på hur man väljer systemgränser, tidsperspektiv och värderingsprincip. I denna studie har vi valt att kvantifiera detta systemvärde genom att undersöka hur systemkostnaden i det nordeuropeiska energi- och elsystemet ökar om inga nyinvesteringar görs i svensk kraftvärme från och med 2025 till och med 2050. För detta ändamål utnyttjas TIMES-NORDIC-modellen. I referensfallet sker investeringar i ny kraftvärme om de är lönsamma och följer den gula kurvan i Figur 15. "Högel"-scenariot illustreras av den röda kurvan och man kan se att skillnaderna är förhållandevis små. Den installerade effekten i kraftvärme ökar alltså över tid i modellberäkningarna. Ett viktigt skäl till detta är de över tid stigande elpriserna under vissa perioder under året, typiskt under vintern (observera att vi här inte jämför med de faktiska elpriserna under 2022). Jämförelsen avser en betraktelse av hela beräkningsperioden från modellår 2025 till modellåren efter 2040. Den resulterande samlade installerade kapaciteten för svensk kraftvärme från 2000 fram till idag framgår av den blå kurvan i figuren.

Statistiken för denna bygger på enkätundersökningen och Energiföretagens statistik.



Figur 15: Utbyggnaden för svensk kraftvärme (installerad eleffekt) i referensscenario och i "högel"-scenarioet, enligt en enkät från denna studie och i ett fall där modellverktyget inte tillåts investera eller reinvestera i ny kraftvärme ("Utan nyinvest.")

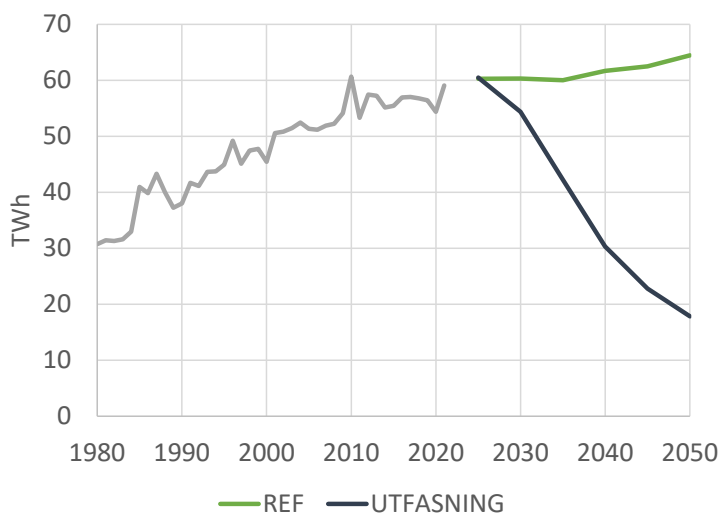
Om man i stället inte tillåter modellverktyget att investera i ny kraftvärme (trots att förutsättningarna skulle kunna tala för det) så får man i stället en utveckling som följer den gröna kurvan i samma figur. Kraftvärmen fasas då ut i takt med den återstående livslängden på de befintliga anläggningarna. Ett sådant skeende är alltså resultatet av att de svenska kraftvärmeföretagen av olika skäl inte längre vågar, kan eller vill investera i kraftvärme. I analysen antar vi en anläggninglivslängd på omkring 25 år för den befintliga kapaciteten.

I Figur 15 visas också enkätsvarens utfall med avseende på de kommande åren fram till 2035. Vi kan se att modellutfallet konsekvent ligger högre med knappt 1 GW år 2035. Viktigt att konstatera här är att modellanalysen pekar på minskande utnyttningstider, från typiskt omkring 3500 timmar idag till knappt 3000 timmar efter 2030 i referensscenarioet. Lite förenklat kan man säga att det framtida systemet förskjuts åt att efterfråga mer kraftvärmeeffekt och mindre energiproduktion även om denna också ökar något över tid (men alltså inte i samma omfattning som effekten).

I modellanalysen har vi också undersökt ett hypotetiskt fall där fjärrvärme som uppvärmningsalternativ långsiktigt fasas ut av olika skäl, "utfasningsscenarioet". Här tvingar vi alltså bort fjärrvärmen trots att modellberäkningarna visar att det är ekonomiskt attraktivt att bibehålla den på ungefär dagens nivå fram till 2040, se "REF" i Figur 16. Skälet till denna räkneoperation är att bedöma systemvärdet av fjärrvärme, ungefär på motsvarande sätt som vi beräknar systemvärdet av



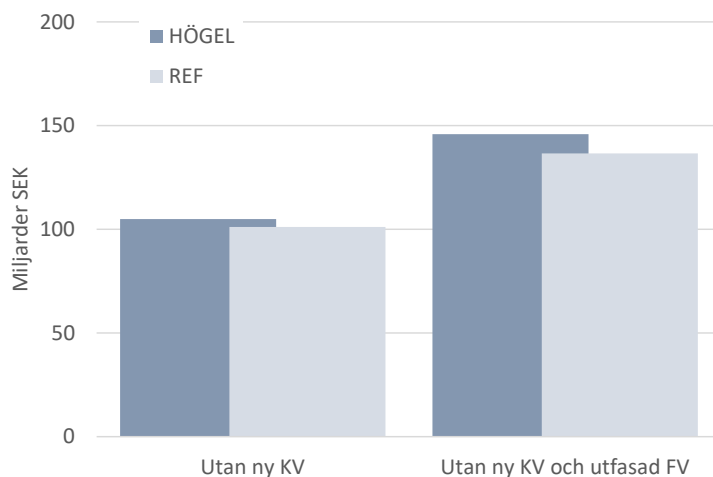
kraftvärme. Skälet till en sådan utfasning kan exempelvis vara att konkurrensen mot andra uppvärmningsalternativ av andra skäl än de ekonomiska förutsättningar som modellberäkningarna innehåller i längden blir för svår i kombination med att klimatförändringarna bidrar till ett minskat underliggande uppvärmningsbehov. I nuläget finns dock inga tecken på att fjärrvärmens riskerar att hamna i ett generellt underläge gentemot alternativen. Modellmässigt sker utfasningsförloppet enligt Figur 16 nedan. Modellbeskrivningen innebär att man i analysen inte fasar ut fjärrvärmens i ett enda steg i närtid eftersom det tar en viss tid att bygga ut en alternativ värmeförsörjning eller genomföra omfattande effektiviseringsåtgärder.



Figur 16: Efterfrågan på fjärrvärme (brutto) i referensscenariot och i ett fall där fjärrvärmens tvingas bort över tid i modellberäkningarna.

Att tvinga bort fjärrvärme eller att inte tillåta nyinvesteringar i kraftvärme i modellberäkningarna leder till merkostnader, det vill säga systemkostnaden blir större än om modellen fritt kan välja. Det beror helt enkelt på att nyinvesteringar i kraftvärme och en fortsatt användning av fjärrvärme inklusive viss nyanslutning är lönsamt för systemet som helhet. Denna merkostnad definierar vi som det *långsiktiga systemvärdet* av (ny) kraftvärme respektive fjärrvärme. Systemvärdet redovisas i Figur 17 och är uttryckt som ett nuvärde över beräkningsperioden 2025 till och med 2050. I figuren kan man avläsa att det långsiktiga systemvärdet av ny kraftvärme uppgår till runt 100 miljarder SEK. Det långsiktiga systemvärdet av både fjärrvärme som långsiktigt uppvärmningsalternativ och ny kraftvärme uppgår till runt 150 miljarder SEK. Skillnaden mellan referensscenariot och "högel"-scenariot är liten. Hade vi infört utfasningarna i ett enda steg mer närliggande i tid, exempelvis ingen fjärrvärme eller kraftvärme finns tillgänglig från och med modellår 2025, så hade merkostnaderna varit avsevärt större än det som redovisas här och som är ett resultat av ett mer långsamt utfasningsförlopp. Dels hade påkänningarna på systemet som helhet varit avsevärt större, dels hade merkostnaden förstärkts genom diskonteringen av kostnader som sker närmare i

tid väger tyngre än kostnader som uppstår på längre sikt. Det faktum att vi i modellanalysen inte kan forcera fjärrvärmeutfasningen snabbare än det som åskådliggörs i Figur 16 beror just på våra antaganden om att så stora förändringar i energisystemet fordrar tid vilket även kan tolkas som att snabba förändringar sannolikt blir väldigt kostsamma.



Figur 17: Modellberäknat systemvärde av ny kraftvärme respektive ny kraftvärme i kombination fjärrvärme.

I jämförande syfte har vi också genomfört en modellberäkning där vi istället har stängt möjligheten att investera i ny landbaserad vindkraft efter 2025 då runt 50 TWh väntas produceras. Den resulterande kostnadsökningen visade sig vara klart lägre än de 100 miljarder som vi värderat ny kraftvärme till, trots att den uteblivna elproduktionen runt 2050 uppgår till över 50 TWh för vind på land (utöver de 50 TWh som antas stå på plats 2025 varav en del fordrar reinvesteringar innan 2050) jämfört med ca 12 TWh i form av utebliven elproduktion om vi gör samma analys för kraftvärme. Värdet av fortsatta investeringar i kraftvärme är med andra ord stort även i ett jämförande perspektiv och det har i mångt och mycket att göra med det faktum att elproduktionen är planerbar och därmed kan bidra med mycket stort värde då elsystemet är ansträngt och elpriserna är höga. Även vindkraften bidrar naturligtvis med nytta och framför allt stora volymer av el på framtidens elmarknad men inte alls i samma utsträckning då elpriserna är höga och då nyttan av produktion därmed är extra stor. Dessutom kan den uteblivna vindkraften till stor del ersättas med vindkraft utanför Sverige, vilket till stor del kan nyttiggöras även i vårt land. Kraftvärmen kan inte ersättas på det sättet.

Ytterligare systemeffekter som konsekvens av det fall där vi utesluter investeringar i ny kraftvärme och där fjärrvärmen fasas ut är, jämfört med referensscenariot, mer omfattande investeringar i gasturbiner, fler investeringar i energilagrar, mer planerbar elproduktion utanför Sverige, den maximala efterfrågan ökar med ca 2 GW (2035) samtidigt som bidraget från kraftvärme är ca 3 GW mindre (ger en "nettoförsämring" på ca 5 GW el år 2035) och efterfrågan på el för uppvärmning är

ca 8 TWh högre (avser 2035). Annan elanvändning (exempelvis inom industrin) blir dock något mindre på grund av detta men nettoeffekten blir alltså en tydlig ökning i elefterfrågan. Vi påminner om att inte all fjärrvärme är borta i detta fall år 2035. Det kan jämföras med räkneexemplet i kapitel 3.2.1 där vi landade i ca 10 GW försämrade balans om all fjärrvärme fasas ut i närtid. Dessutom kan vi i beräkningarna konstatera att investeringar i batterier och vätgaslager blir klart större i "utfasningsscenariot". Det har bäring på dels den ökade elefterfrågan, dels det minskade inslaget av planerbar produktionseffekt på elmarknaden.

### 7.3 ELPRODUKTION FRÅN KRAFTVÄRME

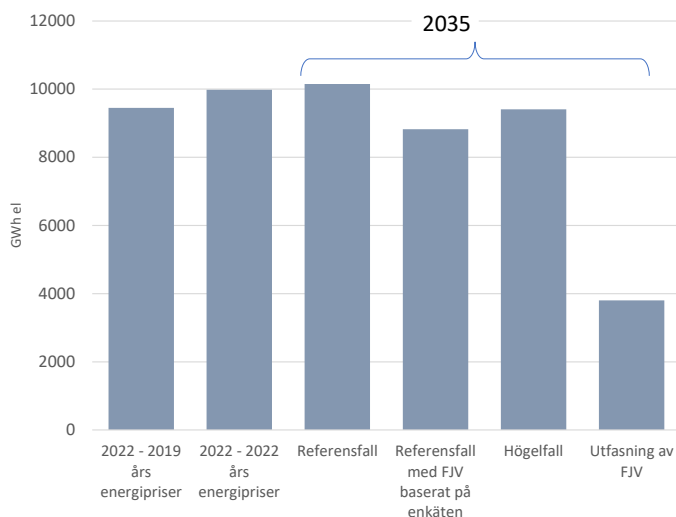
I detta avsnitt redogör vi för den beräknade elproduktionen i samtliga beräkningsfall med EPOD-modellen. Eftersom EPOD omfattar en lång rad olika driftbegränsningar, variabilitet i tillförsel och användning av el, flexibilitetsåtgärder samt inte minst en detaljerad och systemspecifik beskrivning av fjärrvärmesystemet är precisionen i den beräknade kraftvärmeproduktionen sannolikt högre än motsvarande beräkningar med TIMES-NORDIC-modellen. Generellt tenderar utfallet för kraftvärmeproduktionen vara något lägre i EPOD än i TIMES-NORDIC för modellåret 2035, vilket alltså har med de olika modellansatserna och detaljrikedomen i modellbeskrivningarna att göra.

I Figur 18 redovisas kraftvärmeproduktionen för huvudscenarierna samt "nulägesberäkningar", dels med 2019 års energipriser, dels med 2022 års energipriser. I Figur 19 redovisas motsvarande beräkningsfall för de olika väderåren (i övrigt som referensscenariot).

Vi kan utläsa ur Figur 18 att kraftvärmeproduktionen år 2035 i referensscenariot uppgår till drygt 10 TWh per år, vilket är något mer än de beräknade värdena för "nuläget", det vill säga 2022 års produktionskapaciteter dels med 2019 års energipriser, dels med 2022 års energipriser. De höga energipriserna under 2022 medför en relativt hög kraftvärmeproduktion. Att elproduktionen är ännu större 2035 beror på den beräknade utbyggnaden av kraftvärme baserat på analysen med TIMES-NORDIC-modellen. Om vi istället gör analysen med utgångspunkt från enkätsvaren, där den tillgängliga kapaciteten är nästan 1 GW lägre än i beräkningen med TIMES-NORDIC blir den framtida kraftvärmeproduktionen mindre än idag. I "högelscenariot" landar kraftvärmeproduktionen något under referensfallet. Anledningen till detta är att den större andelen vindkraft tar ännu större plats under blåsiga vinterdagar med en för kraftvärmen negativ påverkan på elpriserna. Däremot kan kraftvärmen *periodvis* få en högre intäkt i "högelscenariot" eftersom det finns tillfällen då elpriserna är högre i "högelscenariot" än i referensscenariot.

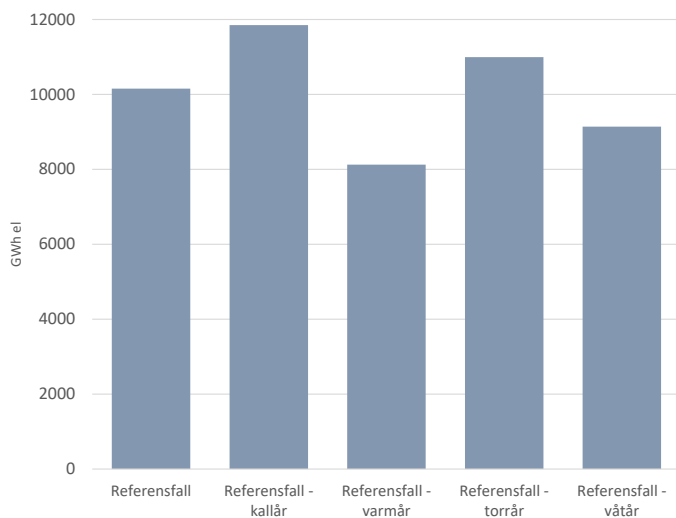
Skälet till att vi i EPOD-beräkningarna för 2022 överskattar kraftvärmeproduktionen något jämfört med det verkliga utfallet är att vi av praktiska skäl inte inkluderar samtliga driftstörningar, avbrott eller andra praktiska eller policymässiga beslut som fattas i den dagliga driften i kraftvärmeverken. Policymässiga beslut kan exempelvis innebära att man hellre backar elproduktionen istället för att använda en fossiloljeeldad spetslastpanna trots att det kanske hade varit ekonomiskt motiverbart. I beräkningarna antar vi

istället en schablonmässigt bestämd otillgänglighet på 0-6%, beroende på bränsletyp i anläggningen, för samtliga anläggningar och som slumpas ut över året.



Figur 18: Elproduktion från kraftvärme i de olika beräkningsfallen

Effekten av olika väderår är tämligen signifikant. Vårt beräknade kallårsfall medför nästan 2 TWh mer elproduktion medan varmårsfallet minskar elproduktionen från kraftvärme med ungefär lika mycket, jämfört med normalåret (referensscenariot) för 2035. Även variationer i tillrinningen till vattenmagasinen (i både Sverige och Norge) påverkar utfallet men inte lika mycket som årstemperaturen.

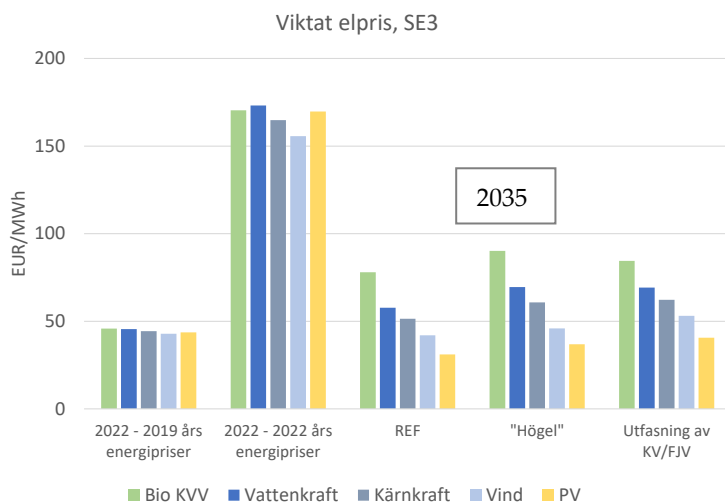


Figur 19: Elproduktion från kraftvärme för olika väderår (2035; referensscenario)

Övriga beräkningsfall som berör främst tillgången till kallkondensordrift och lönsamheten och tillgången till elpannor ger förhållandevis liten effekt på kraftvärmeproduktionen i referensscenariot. Noterbart är att kallkondensordrift på samtliga anläggningar ger endast 200 GWh mer elproduktion och ca 100 MW mer eleffekt då elpriset är som högst. Att kallkondensordriften inte ger mer förklaras av det faktum att elpriserna generellt sett inte är tillräckligt höga för att motivera kallkondensordrift i någon större omfattning under de perioder då fjärrvärmeunderlaget medger att kraftvärmeverken körs utan att producera fjärrvärme. Dessutom fordras relativt billig alternativproduktion i fjärrvärmenäten. I fallet med ytterligare värmelager i fjärrvärmesystemen så genereras ca 100 GWh mer el från kraftvärmeverken. Om samtliga dessa alternativ står till buds så produceras ca 260 GWh mer el än i referensscenariot, vilket får lov att betraktas som en relativt blygsam siffra i sammanhanget.

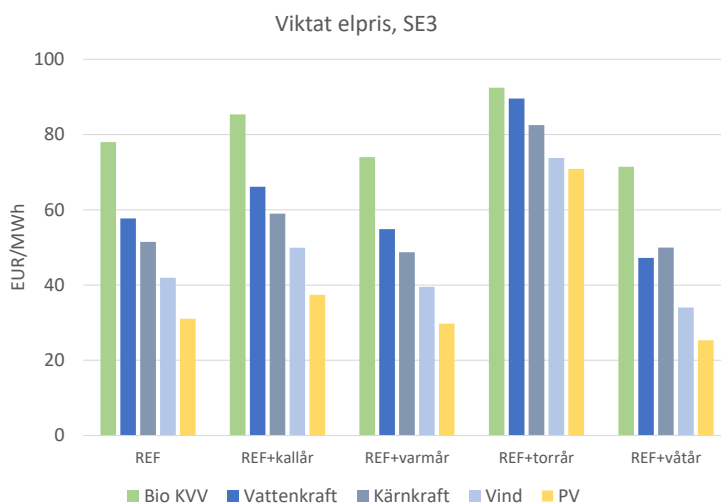
### 7.3.1 Produktionsprofilviktade elpriser

För att bättre förstå konkurrensen mellan de olika kraftslagen och den roll de har under året är det lämpligt med en närmare titt på de beräknade marknadspriserna på el. Intressant i sammanhanget är då att fokusera på de elpriser som de olika kraftslagen känner av under året, det vill säga de produktionsprofilvägda elpriserna. I Figur 20 redovisas årsgenomsnittet för de vägda elpriserna i elområde SE3 för kraftslagen biobränslekraftvärme, kärnkraft, vattenkraft, vindkraft och solet. Det är tydligt att skillnaden mellan de olika kraftslagen ökar jämfört med nuläget, här beskrivet som modellberäkningar för 2022 års produktionskapacitet, dels med 2019 års energipriser, dels med 2022 års energipriser. Solest är det kraftslag som under året i genomsnitt erhåller det lägsta elpriset medan biobränslekraftvärme genomgående är det kraftslag som har högst elpriset. Orsaken är antagandet om en massiv utbyggnad av solet i hela Nordeuropa som därmed leder till "kannibaliseringseffekter". Biobränslekraftvärme kan å andra sidan genom sin planerbarhet anpassa elproduktionen till de perioder där elpriserna medger en god intjäningsförmåga, typiskt under stora delar av vinterhalvåret. Kraftvärmeverkens elproduktion är också störst då uppvärmningsbehovet är störst, vilket även detta hänför huvuddelen av elproduktionen till vinterhalvåret. Detta säger dock inget om den slutliga lönsamheten för de olika kraftslagen eftersom man då får titta närmare på kostnadssidan. För solestens del är det inte orimligt att man kan producera solet på många platser i Nordeuropa för en kostnad som understiger 40 EUR/MWh i ett 2035-årsperspektiv i synnerhet som en stor del av solelen fortfarande byggs ut med olika stödformer. Eftersom kärnkraften producerar med relativ jämn effekt under stora delar av året är kärnkraftens erhållna elpris, runt 50-60 EUR/MWh i beräkningarna, närmast jämförbart med ett tidsmedelvägt elpris.



Figur 20: Erhållet årsmedelpris för olika kraftslag i de olika huvudscenarierna samt beräknade utfall för 2019 respektive 2022 (2019-fallet utgår från 2022 års kapaciteter men där energipriserna motsvarar 2019 års nivå). Figuren avser elområde SE3.

I Figur 21 redovisas de produktionsprofilvägda elpriserna för de olika väderårsberäkningarna, samtliga för modellår 2035 och med utgångspunkt från referensscenariot (elområde SE3). Det är tydligt att de årliga variationerna i väder kan medföra omfattande effekter på den årliga intjäningen för de olika kraftslagen. Genomgående är det biobränslekraftvärme som erhåller de högsta elpriserna i samtliga beräkningsfall.

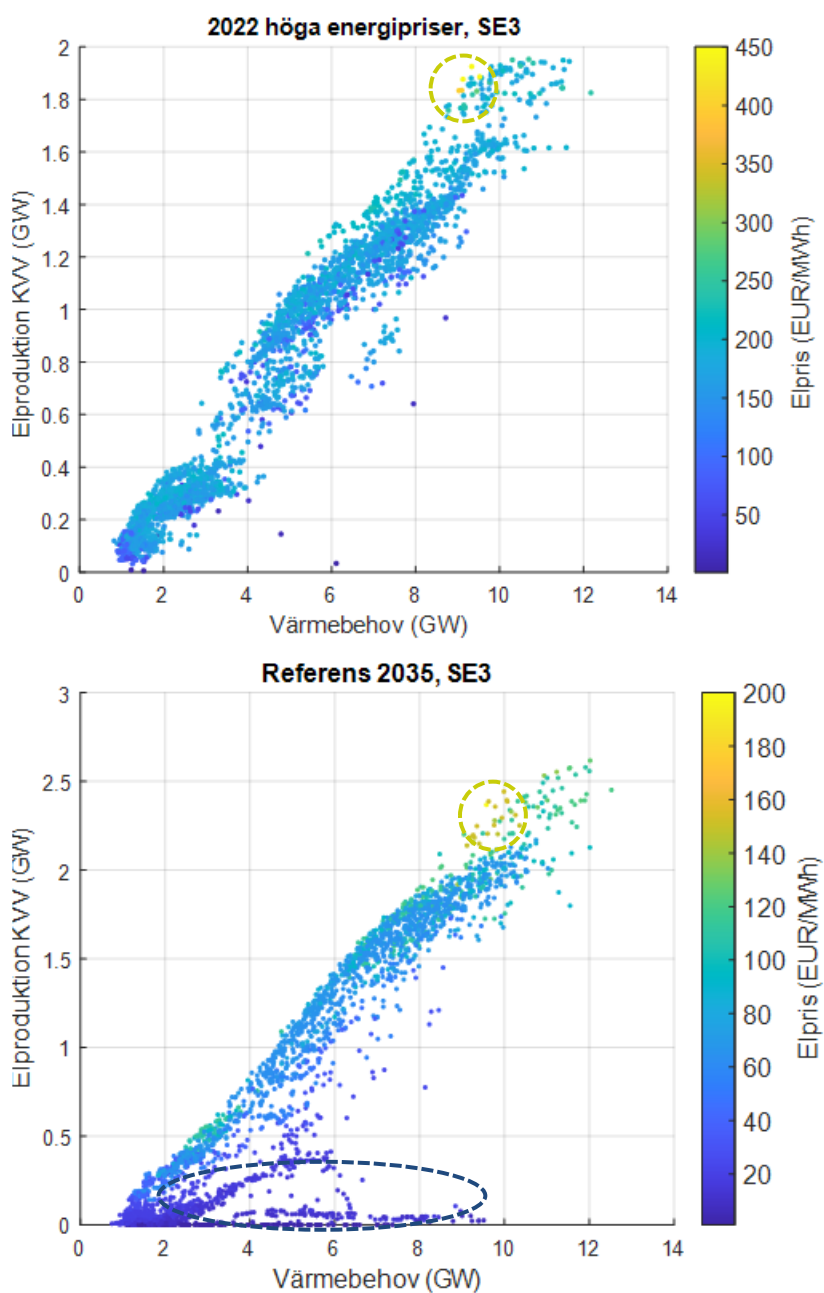


Figur 21: Erhållet årsmedelpris för olika kraftslag för olika väderår. Figuren avser elområde SE3.

### 7.3.2 Sambandet mellan kraftvärmeproduktion, elpris och fjärrvärmeunderlag

Elproduktionen i kraftvärmeverken bestäms dels av elpriser, dels av fjärrvärmeunderlaget. Är fjärrvärmeunderlaget litet (exempelvis under våren) krävs det relativt höga elpriser för att kraftvärmeverken ska producera maximalt med elenergi eftersom den totala verkningsgraden då är lägre än om anläggningen samtidigt kan producera maximalt med fjärrvärme. Full effekt då kraftvärmeverken av värmebehovsskäl inte kan köra på maximal värmeeffekt förutsätter dessutom kondenssvans- eller återkylarmöjlighet. Det vanliga är istället att panneffekten regleras ner och anpassas till fjärrvärmeunderlaget. Figur 22 visar samtliga beräknade driftpunkter för kraftvärmeproduktionen under 2035 i referensscenariot respektive under 2022 (beräknade och inte faktiska värden) och i elområde SE3. Man kan se på lutningen i diagrammen att kraftvärmeproduktionen (el; y-axeln) generellt ökar med ökande fjärrvärmeunderlag (x-axeln). Men man kan också se på färgskalan att kraftvärmeproduktionen tenderar att stiga med elpriset. Däremot sammanfaller den maximala kraftvärmeproduktionen med det maximala fjärrvärmebehovet och inte med det maximala elpriset (markerat med gula streckade ringar i Figur 22), även om det ligger relativt nära.

I utfallet för 2035 kan man notera relativt många timmar under vintern då elproduktionen i kraftvärmeverken är låg (sammanfaller med låga elpriser i mörkblått) samtidigt som alltså fjärrvärmeunderlaget är relativt högt. Det beror på god tillgång till vindkraft vintertid som därmed trycker ner elpriserna och gör elproduktionen i kraftvärmeverken mindre lönsam. Detta skiljer sig väsentligt från beräkningsutfallet för 2022 där vindkraftens andel är för liten för att få samma genomslag under vintern som 2035. Effekten från vindkraften i 2035-beräkningen bidrar därmed till att utnyttjningstiden för elproduktion i kraftvärmeverken minskar över tid. Enligt modellberäkningarna förekommer de utpräglade lågpristimmarna under vintern vid relativt enstaka tillfällen men då sammanhängande under typiskt 2-4 dygn. Det sammanfaller tämligen väl med varaktigheten för (kortare) vindrika perioder.



Figur 22: Sambandet mellan de svenska kraftvärmeverkens elproduktion, samlad fjärrvärmefterfrågan och elpriset (SE3); 2022 (överst) respektive 2035 för referensfallet (nederst).



## 7.4 ELEFFEKTBALANSEN UNDER ANSTRÄNGDA PERIODER OCH KRAFTVÄRMENS BIDRAG

I detta kapitel analyserar vi den timvisa<sup>53</sup> eleffektbalansen för en särskilt ansträngd vecka i elsystemet och i vilken utsträckning kraftvärmeverken kan bidra med planerbar eleffekt.

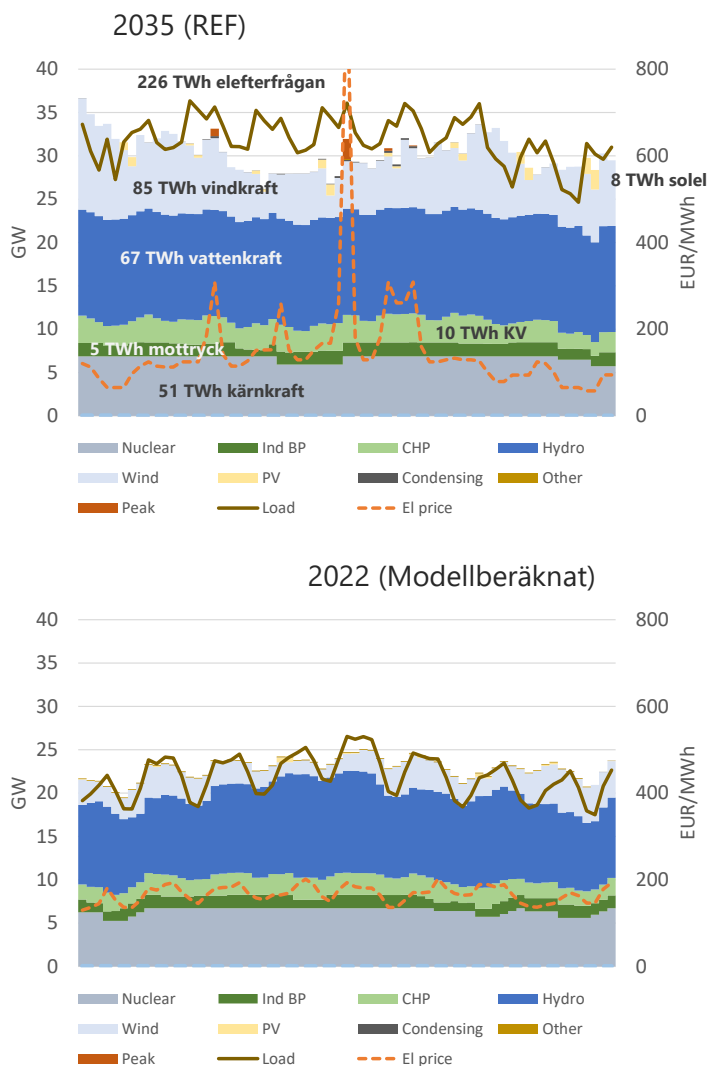
### 7.4.1 En jämförelse mellan 2035 och 2022

Av pedagogiska skäl inleder vi med att beskriva beräkningsutfallet för 2035 i referensscenariot men där vi i ett första steg valt att *inte* inkludera energilagring för el (batterier och vätgaslager), se Figur 23. Det innebär att vi "känner igen" elefterfrågans timvisa variation, i detta fall under den veckan som omsluter timmen med den högsta nettolasten. Med nettolast avses skillnaden, för varje timme, mellan elfterfrågan och den väderberoende elproduktionen från vind och sol. Det är nettolasten som ska hanteras med icke-väderberoende, planerbar elproduktion. Överst i Figur 23 visas utfallet för 2035 och nederst i samma figur beräkningsutfallet för 2022 och avser eleffektbalansen i hela Sverige. Elefterfrågan visas som heldragen linje medan de olika kraftslagets bidrag representeras av staplar. Dessutom redovisas elpriset i SE3 som avläses mot den högra y-axeln. En jämförelse mellan 2035 och 2022 ger i korthet:

- Högre elefterfrågan till följd av elektrifiering
- Klart större bidrag från vindkraften även under en vecka med förhållandevis låg nettolast
- Bidraget från kärnkraft, kraftvärme och industriellt mottryck ungefär på dagens nivå. Till följd av en något större kraftvärmekapacitet (baserat på TIMES-NORDIC-beräkning och inte enkätstudien) levererar kraftvärmerna något mer effekt än under 2022.
- Vattenkraften körs mindre som dygnsreglering utan anpassas mer till variationer i vindkraftsproduktionen
- Elimporten är avsevärt högre under 2035 än motsvarande vecka 2022<sup>54</sup>
- Ett litet bidrag från planerbar effekt med kort utnyttningstid ses under timmar med särskilt höga elpriser (2035)
- Variabiliteten i elpris är avsevärt större 2035 än motsvarande vecka 2022 (veckan i 2022 präglas av genomgående höga elpriser till följd av de mycket höga energipriserna)

<sup>53</sup> På grund av effektivitetsskäl körs modellverktyget EPOD var tredje timme och inte för varje enskilda timme. Skillnaden i beräkningsutfall har visat sig vara marginell i tidigare analyser medan tidsvinsten med avseende på beräkningstid är betydande.

<sup>54</sup> I modellberäkningen för 2022 utgår vi från normalårsförhållanden och inkluderar heller inte de reduktioner i elefterfrågan som gjordes till följd av de höga elpriserna. Det medför att den beräknade eleffektefterfrågan ligger något högre än det verkliga utfallet.



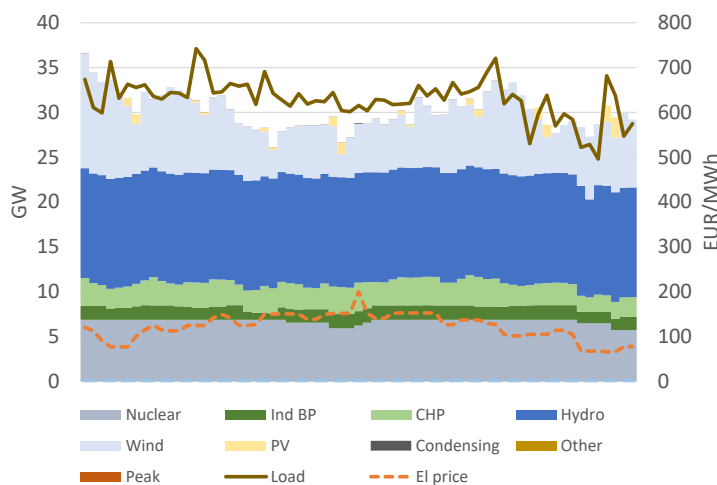
Figur 23: Eleffektbalansen i Sverige under veckan som omger timmen med högst nettolast, år 2035 (överst) respektive 2022 (nederst). Ind BP=Industrial backpressure, det vill säga industriellt mottryck, CHP=combined heat and power, det vill säga kraftvärme.

#### 7.4.2 Referensscenariot (med energilager i elsystemet)

Som nämnts tidigare innebär investeringar i energilager i elsystemet (batterier och vätgaslager) en tydlig påverkan på den framtida elmarknaden (se investeringarnas storlek i energilager i kapitel 7.1.2). Det syns inte minst vid en närmare analys av den timvisa elefterfrågan. I Figur 24 redovisas samma situation som i föregående figur (för 2035) men denna gång *med* energilager på plats i den utsträckning som TIMES-NORDIC-modellen har investerat, det vill säga vårt egentliga referensscenario. Vid en jämförelse med situationen under 2022 (Figur 23, nederst) så kan vi alltså lägga ytterligare en viktig systemförändring till föregående punktlista, nämligen det faktum att energilager och annan flexibilitet väsentligt kan komma att påverka den timvisa elförbrukningen. I Figur 24 lyser "regelbundenheten" i elefterfrågan som syns tydligt i Figur 23 med sin frånvaro.

Istället anpassar sig efterfrågan i stor utsträckning, och inom de ramar som bestäms av själva flexibilitetsalternativet med avseende på momentan effekt och uthållighet, till rådande elpris. Vi kan också observera en tydlig elpriseffekt tack vare energilagren. Och naturligtvis får en mer omfattande introduktion av energilagring konsekvenser även för fjärrvärmesektorns bidrag till elmarknadens effektbalans. Vi har exempelvis kunnat konstatera att nyinvesteringar i kraftvärme tenderar att bli lägre ju mer omfattande investeringarna blir i energilagring. Det sistnämnda ökar ju positivare syn på teknisk utveckling (kostnader och prestanda) och marknadspenetration (till följd av exempelvis acceptans för extern styrning av den egna lagringsenheten) som man anlägger. I det här fallet minskar exempelvis veckomedelpriset i SE3 från ca 150 EUR/MWh i fallet utan energilagring till ca 120 EUR/MWh i fallet med energilagring, allt annat lika. Det innebär en något försämrad intjäning för kraftvärmens (och andra produktionsslag). Å andra sidan medför energilagring att relativt låga elpriser under andra perioder av året blir något högre. Vi kan också notera att elproduktion från topplastanläggningar inte kommer in i utfallet i Figur 24.

Genomgående i resten av denna resultatframställning *ingår* energilagring i beräkningsförutsättningarna i enlighet med det som redovisades i kapitel 7.1.2.

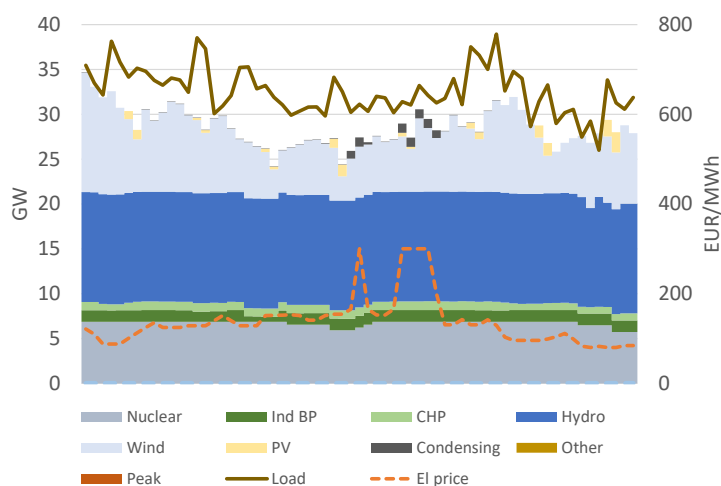


Figur 24: Veckan som omsluter timmen med högst nettolast i referensscenariot, år 2035, med energilagring (batterier och vätgaslager) på plats. Ind BP=Industrial backpressure, det vill säga industriellt mottryck, CHP=combined heat and power, det vill säga kraftvärme.

### 7.4.3 Utfasning av kraftvärme och fjärrvärme

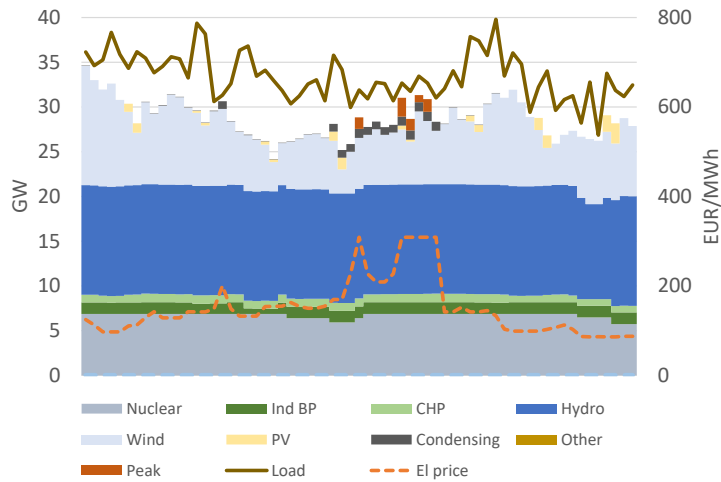
Vad sker då under den aktuella veckan i scenariot där fjärrvärmens fasas ut långsiktigt och där vi utesluter möjligheten att investera i kraftvärme, det vill säga vårt "utfasningsscenario"? (Här ingår alltså energilagring precis som i referensscenariot i Figur 24). Modellanalysen visar att importberoendet under den aktuella veckan skulle öka ännu mer samt att topplastanläggningar eller annan typ av reservkraft ("condensing" i figuren) skulle behövas, se Figur 25. Dessutom blir elpriset högre i synnerhet under några specifika timmar. Skillnaden mellan de

bägge fallen (Figur 24 och Figur 25) utgörs alltså av ca 2 GW i maximal producerad eleffekt i kraftvärmeverken under den aktuella veckan (ca 1 GW i "utfasningsscenarioet" och drygt 3 GW i referensscenariot) och som mest ca 2 GW mer elefterfrågan under samma vecka i "utfasningsscenarioet" (som ersätter den delen av fjärrvärmeunderlaget som fasats ut i beräkningen).



Figur 25: Veckan som omsluter timmen med högst nettolast i referensscenariot, år 2035, med energilagring (batterier och vätgaslager) på plats men utan nyinvesteringar i kraftvärme och en långsiktig utfasning av fjärrvärmen. Ind BP=Industrial backpressure, det vill säga industriellt mottryck, CHP=combined heat and power, det vill säga kraftvärme.

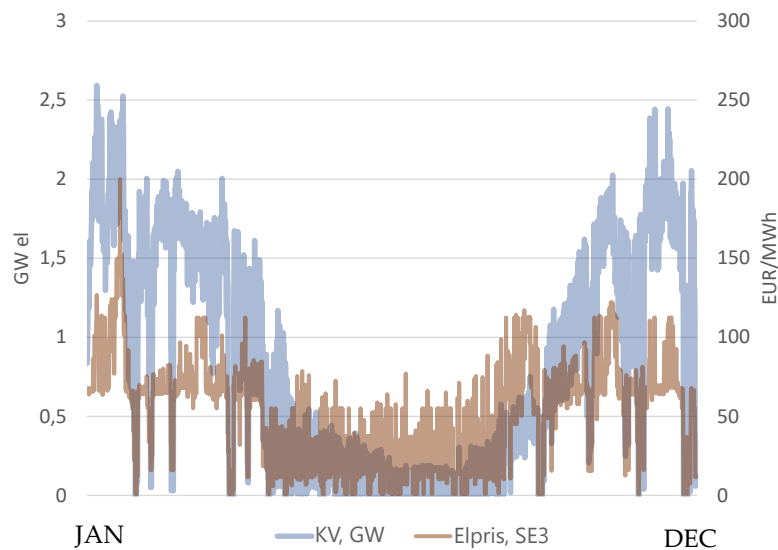
Om vi dessutom slutligen analyserar ytterligare en försämring av eleffektbalansen i form av en kallare vinter än normalt i tillägg till utfasning av fjärrvärme och kraftvärme så förstärks situationen med den negativa effektbalansen ytterligare, se Figur 26. Importen uppgår till i detta fall som mest 10 GW och bidraget från topplastanläggningar inom landet är betydande samtidigt som elpriset ökar ytterligare ett steg jämfört med utfallet i Figur 25.



Figur 26: Veckan som omsluter timmen med högst nettolast i referensscenariot, år 2035, med energilager (batterier och vätgaslager) på plats men utan nyinvesteringar i kraftvärme och en långsiktig utfasning av fjärrvärmen samt kallårsförhållanden (enligt väderår 2010). Ind BP=Industrial backpressure, det vill säga industriellt mottryck, CHP=combined heat and power, det vill säga kraftvärme.

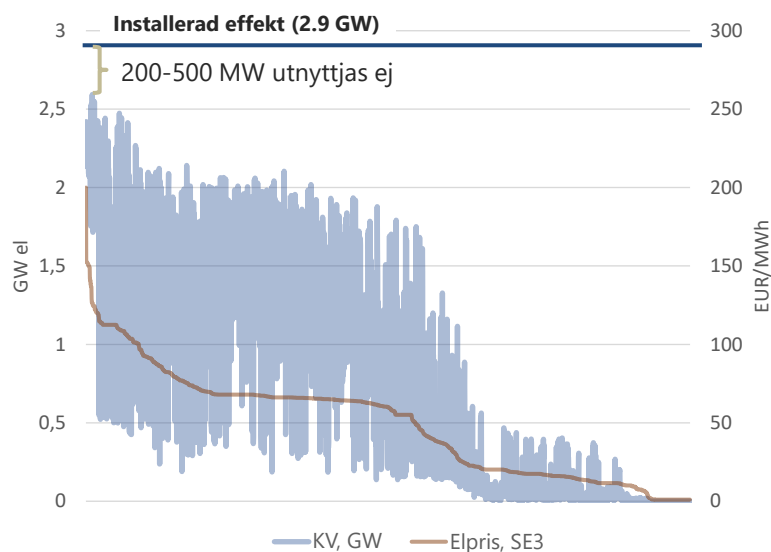
## 7.5 KRAFTVÄRMENS BIDRAG TILL ELEFFEKTBALANSEN ÖVER ÅRET (2035)

I detta kapitel analyserar vi kraftvärmens bidrag till produktionseffekten under hela året och ser närmare på hur det sammanfaller med höga elpriser. Det är i viss mån en fördjupning av det som redovisades i kapitel 7.3.2. I Figur 27 redovisas kraftvärmeproduktionen (el) och elpris (båda i SE3) i kronologisk ordning medan Figur 28 visar samma information men rangordnad efter fallande elpris. Kopplingen mellan elpris och kraftvärmeproduktion är tydlig i bägge figurer, precis som vi kunnat konstatera tidigare. Vi kan också konstatera att det även vintertid finns perioder med mycket låga elpriser och därmed en relativt låg elproduktion från kraftvärmeverken (längst till höger i Figur 27, december månad) som då antingen regleras ner eller ökar fjärrvärmeproduktionen istället ("backning").



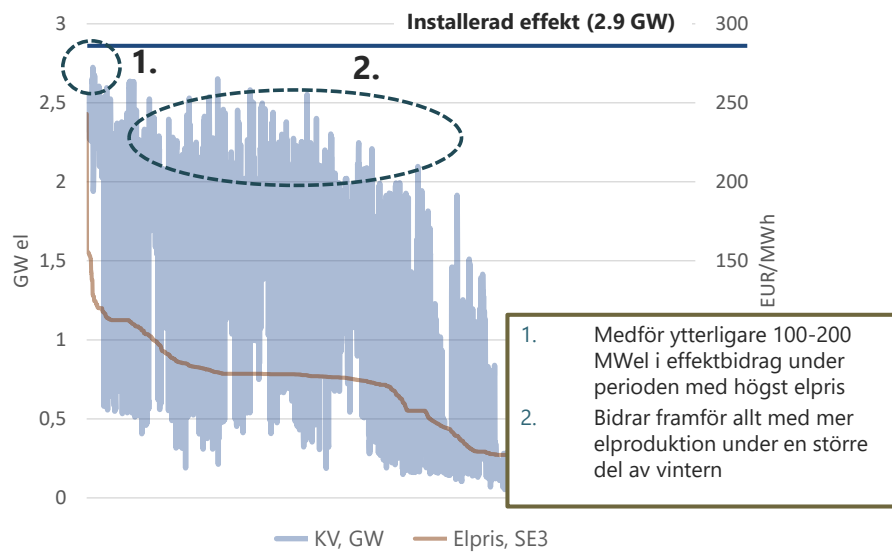
Figur 27: Elproduktion från kraftvärme och elpris (båda i SE3) i kronologisk ordning under 2035 i referensscenariot.

I Figur 28 kan man utläsa att under den timmen eller timmarna då elpriset är som allra högst, >200 EUR/MWh, utnyttjas inte all kraftvärme. I detta exempel och med valda antaganden finns en återstående potential på omkring 200-500 MW el. Det kan i modellanalysen förklaras med antingen otillgänglighet, backning av elproduktion då fjärrvärmeefterfrågan är särskilt stor eller av nedreglerad panneffekt då fjärrvärmeefterfrågan inte är tillräckligt stort. Modellanalysen indikerar att backning står för den största delen. Otillgängligheten svarar för knappt 100 MW under just den timmen med högst elpris och bygger på ett schablonantagande.



Figur 28: Elproduktion från kraftvärme rangordnad efter fallande elpris i referensscenariot (båda i SE3).

I Figur 29 analyserar vi samma dynamik men denna gång med utgångspunkt från ett kallår (motsvarande 2010 års väderdata), i övrigt oförändrat gentemot referensscenariot. Beräkningarna visar att kraftvärmens ger ett ytterligare tillskott på ca 100-200 MW el när elpriserna är som allra högst. Dessutom ökar elproduktionen (jämfört med referensscenariot) under den delen av vinter som karaktäriseras av höga men inte högst elpriser (se markering 2 i figuren).



Figur 29: Elproduktion från kraftvärme rangordnad efter fallande elpris i referensscenariot i kombination med en kall vinter (båda i SE3).

Vi kan alltså konstatera att frågan om kraftvärmens bidrag till eleffektbalansen både är tämligen stringent och komplext. Stringent i den betydelsen att det finns en klar koppling mellan elpris och kraftvärmeproduktion, komplex i den bemärkelsen att det rådande fjärrvärmeunderlaget gör sambandet mer svårbedömt. Det gör att kraftvärmens i våra modellanalyser i princip aldrig genererar maximal eleffekt när elpriset är som högst. Det är heller inget egentligt problem utan snarare ett tecken på att elpriset inte är "tillräckligt" högt för att det ska vara lönsamt att maximera elproduktionen. Som anförts i kapitel 4 kan man ändra den brytpunkten genom att exempelvis göra alternativ fjärrvärmeproduktion billigare genom skattebefrielse om den är föremål för beskattning eller genom riktade stöd. Det finns med andra ord en återstående potential att ta av vilket också sker i modellberäkningarna om vi på olika sätt förstärker graden av ansträngdhet i elsystemet, exempelvis genom att analysera effekterna av en kall vinter. Kraftvärmens utgör med andra ord förvisso en begränsad, men genomgående prisflexibel, resurs som dessutom erbjuder en "vilande" och planerbar effektpotential under normalårsförhållanden som kan aktiveras under perioder eller år som ur ett leveranssäkerhetsperspektiv avviker negativt från det normala. Det gäller även om det extra bidraget kan betraktas som relativt litet jämfört med effektvariationer i andra delar av

elförsörjningen eller den potential som efterfrågeflexibilitet och energilagring sannolikt kommer att kunna erbjuda på framtidens elmarknad.

## 7.6 EFFEKTBIDRAGET FRÅN FJÄRRVÄRMEPRODUKTIONENS ELANVÄNDNING

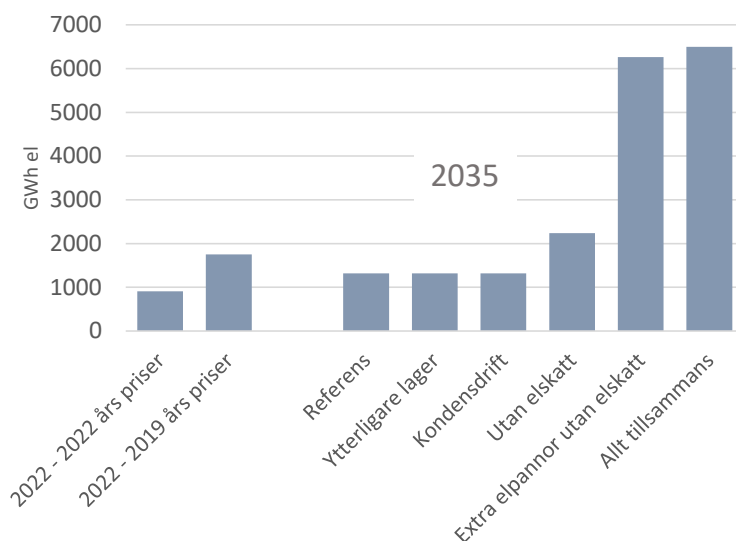
I detta kapitel tar vi en närmare titt på vad fjärrvärmesektorn kan bidra med när det gäller anpassning av *användning* av el, typiskt under perioder då tillgången till väderberoende elproduktion är mycket god och/eller den underliggande efterfrågan på el är låg. Vi analyserar också i vilken utsträckning elanvändningen kan påverkas genom att slopa elskatten på el i elpannor och värmepumpar.

Under normalårsförhållanden ligger elanvändningen i fjärrvärmeproduktionen på knappt 1,5 TWh för modellår 2035 (referensscenariot), vilket är av samma storlek som det modellberäknade värdet för dagens nivå ("2022") på drygt 1,7 TWh baserat på 2019 års energipriser och 0,9 TWh baserat på 2022 års energipriser. Denna elanvändning består dels av el till värmepumpar vilket står för den absolut största delen, dels el till elpannor vilket sammanfaller med väldigt låga elpriser under uppvärmningssäsongen, exempelvis under mycket blåsiga vinterdagar.

I kapitel 4 pekades skatten på elenergi ut som ett hinder för att utnyttja fjärrvärmens fulla potential att absorbera el under perioder med mycket låga elpriser under uppvärmningssäsongen. Vår modellanalys indikerar att elanvändningen ökar till nästan 2,5 TWh år 2035 i referensscenariot om vi slopar elskatten. Störst påverkan får det på elpannorna eftersom elkostnaden i värmepumparna är relativt låg redan i utgångsläget till följd av den höga verkningsgraden. Om vi dessutom i ett hypotetiskt fall räknar med att samtliga fjärrvärmesystem har tillgång till skattebefriade elpannor (antas stå för 20% av den totalt installerade produktionskapaciteten för fjärrvärme) ökar elanvändningen till över 6 TWh per år. Elpannor i sig är en investering som är förknippad med låga kostnader vilket innebär att den ekonomiska potentialen för elanvändning torde vara signifikant. Det som eventuellt kan tillkomma i kostnad som, förutom elskatten, kan utgöra ett hinder är elnätsavgiften för elpannorna som konsumerar en signifikant eleffekt. Den tidigare modellen med avkopplingsbara elpannor förutsatte dock låga (eller inga) sådana kostnader i utbyte mot att elpannorna användes då det lokala elnätet inte var begränsat och tillgången till el god. Men vi påminner icke desto mindre om att situationen i det lokala elnätet kan vara en annan än i det omgivande elområdet som med sin prissignal styr driften i elpannorna i våra modellanalyser.

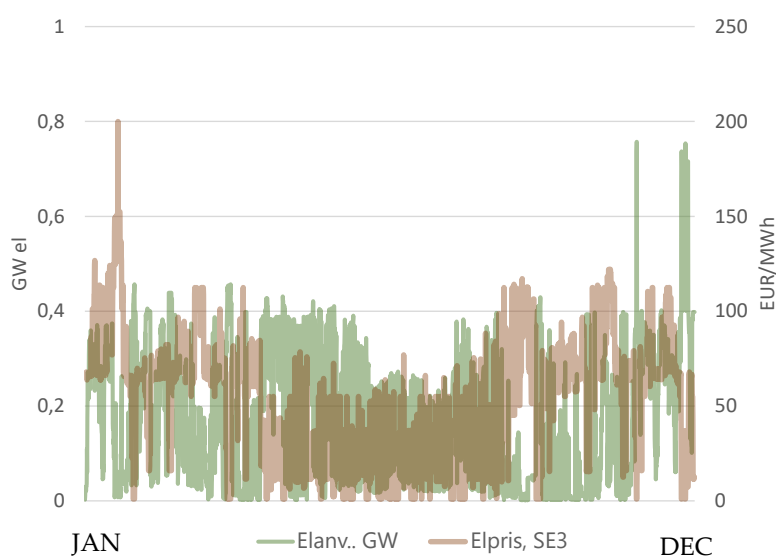
Vi sammanfattar elanvändningen i fjärrvärmeproduktionen för ett antal beräkningsfall i Figur 30. I figuren kan vi också se att kallkondensormöjlighet i samtliga kraftvärmeverk eller värmelager i samtliga system inte väsentligt påverkar elanvändningen i fjärrvärmesektorn i vårt referensscenario för 2035. Att väsentligt öka fjärrvärmeproduktionens elanvändning är alltså i första hand en fråga om kostnaden för att använda el i elpannor sett över de beräkningsfall vi har analyserat här.





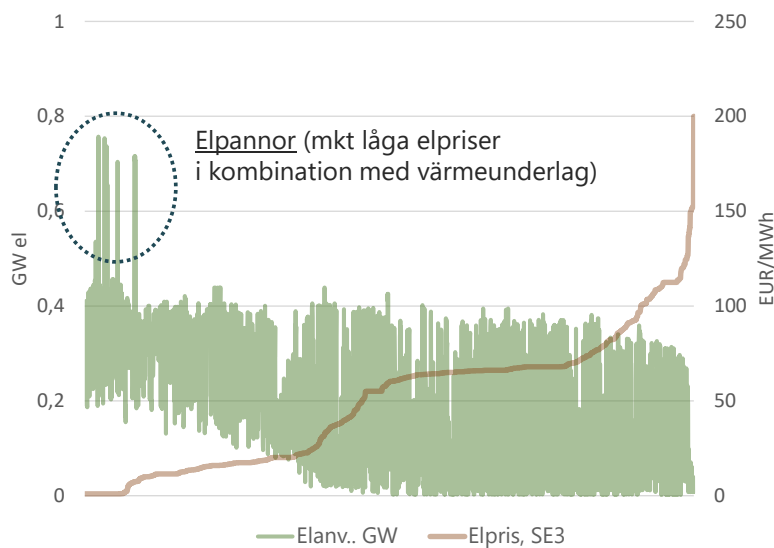
Figur 30: Årlig elanvändning i fjärrvärmeproduktionen i olika varianter av referensscenariot samt två beräkningsfall för nuläget ("2022").

I Figur 31 redovisas elanvändningen i fjärrvärmesektorn och elpriset i kronologisk följd under modellåret 2035. Man kan se att elanvändningen är genomgående hög, men varierar, under vintern och framåt vårkanten. Elanvändningen får en extra skjuts i december månad i detta fall eftersom elpriserna under det antagna modellåret periodvis är mycket låga då till följd av blåsiga dagar i kombination med lägre elanvändning under långhelgerna. Elanvändningen i fjärrvärmesektorn och kraftvärmeproduktionen från densamma fungerar därmed som "kommunicerande kärl", jämför Figur 27.



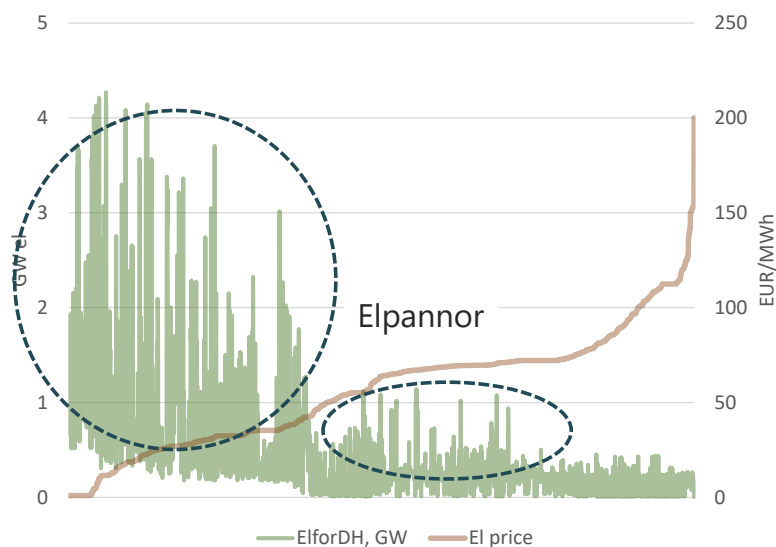
Figur 31: Elanvändning i fjärrvärmesektorn och elpris (bägge i SE3) i kronologisk ordning under modellår 2035 (referensscenariot).

Figur 32 innehåller samma data som föregående figur men istället rangordnas elanvändningen i fjärrvärmesystemen i elområde SE3 efter stigande elpris i samma elområde. Man kan tydligt se att elanvändningen pendlar runt ett betydligt högre medelvärde då elpriserna är låga än då de är höga. Vid riktigt låga elpriser i kombination med ett tillräckligt stort fjärrvärmeunderlag går elpannorna in. I övrigt är det värmepumparna som står för elanvändningen vilket de också gör då elpriset är relativt högt. Tack var den mycket höga verkningsgraden är värmepumparna ofta lönsamma att köra även vid (mycket) höga elpriser.



Figur 32: Elanvändningen i fjärrvärmenäten rangordnad efter fallande elpris i referensscenariot 2035 (båda i SE3).

I fallet där samtliga fjärrvärmesystem antas ha tillgång till elpannor och att elskatten antas vara borttagen (i övrigt identiskt med referensscenariot) bidrar elpannorna till en relativt stor elanvändning under perioder då elpriset är lågt eller relativt lågt. I Figur 33 kan man se hur den elanvändningen samvarierar med elpriset (observera att skalan på y-axeln är en annan än i Figur 32). Exemplet avser elområde SE3. Periodvis förbrukar därmed fjärrvärmesystemen omkring 4 GW i nämnda elområde. Potentialen för fjärrvärmesystemen att absorbera betydligt mer el under lågelprisperioder är därmed avsevärt mycket större än vad som utnyttjas idag, både med avseende på effekt och energi. Det förutsätter dock investeringar i ytterligare kapacitet och styrmedelsförändringar. Den lokala eleffektsituationen blir naturligtvis avgörande under sådana perioder och kan utgöra en försvårande omständighet.



Figur 33: Elanvändningen i fjärrvärmenäten rangordnad efter fallande elpris i referensscenariot 2035 i kombination med antagande om elpannor i samtliga fjärrvärmesystem och slopadelskatt (båda i SE3).

En stor andel elpannor på plats i de svenska fjärrvärmesystemen skulle också få konsekvenser för elmarknaden och därmed för de olika kraftslagen. Vår modellanalys visar att elpannorna i ett sådant scenario skulle bidra till att lyfta de lägsta elpriserna och därmed öka intjäningsförmågan för samtliga kraftslag med i storleksordningen 5-10 EUR/MWh. Den relativa påverkan är som störst för solel och vindkraft eftersom dessa kraftslag tenderar att producera som mest då elpriserna är som lägst i det 2035-perspektiv som vi utgår från här.

## 8 Det lokala eleffektperspektivet – en fallstudie

Det nationella perspektivet är centralt i denna studie, men även de lokala aspekterna har stor betydelse både nu och i framtiden. Fjärrvärmens och kraftvärmens har en stor påverkan på belastningen i både lokalnätet och uttag från överliggande elnät. Kraftvärmens bidrar direkt genom att lokal elproduktion kan hjälpa till att sänka uttaget från överliggande elnät och därmed minska krav på överföringsförmåga. Fjärrvärmens bidrar å sin sida till att minska elbehovet generellt eftersom alternativet för uppvärmning framförallt är värmepumpar.

I denna studie har vi samverkat med projektet "Fjärrvärme i en ny tid" där fallstudier av lokala energisystem är ett viktigt inslag i arbetet.<sup>55</sup> Materialet i detta kapitel är främst en specialanpassad sammanställning av det analysarbete som bedrivits inom ramarna för den studien. Att belysa även det lokala effektperspektivet som ett komplement till det nationella fokuset är naturligtvis till gagn även för den föreliggande studien.

I fallstudien analyseras 3 orter, Linköping, Katrineholm och Mjölby, där energisystem skiljer sig åt relativt mycket vad gäller el- och fjärrvärme.

### 8.1 ENERGISYSTEM OCH TYPISK FÖRBRUKNINGSPROFIL I FALLSTUDIERN

I Tabell 4 har vi tagit fram ett antal nyckeltal som illustrerar hur orternas energisystem skiljer sig åt. Av nyckeltalen i tabellen framgår det att Linköping har högst andel fjärrvärme per invånare medan elbehovet per invånare är klart högre i Katrineholm och Mjölby. Detta innebär att fjärrvärmens i högre grad bidrar till att avlasta elnätet i Linköping jämfört med de andra orterna. Skillnader i specifik elförbrukning har naturligtvis också med skillnader i industristruktur att göra.

Tabell 4: Nyckeltal el- och fjärrvärmebehov per person, samt elproduktion per person år 2021.

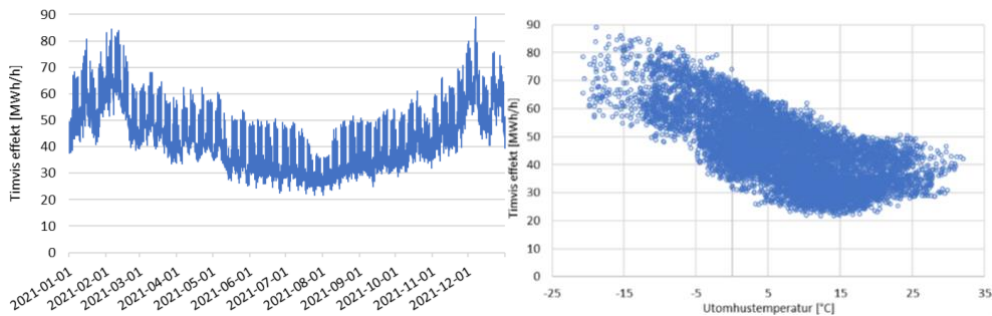
Kategori	Linköping	Katrineholm	Mjölby
Elbehov per person [kWh/pers]	7 445	11 807	10 879
Fjärrvärme per person [kWh/pers]	7 707	5 833	6 580
Kraftvärme per person [kWh/pers]	2 148	725	909
Vindkraft per person [kWh/pers]	3	70	4 331
Vattenkraft per person [kWh/pers]	732	98	995
Solel per person [kWh/pers]	124	120	125
Elproduktion per person [kWh/pers]	3 007	1 013	6 360

När det gäller lokal elproduktion har Mjölby klart störst andel årsproduktion per invånare tack vare en stor mängd installerad effekt av vindkraft. Samtidigt har Linköping en betydligt större andel kraftvärme, än de andra orterna.

Vi inleder med att illustrera hur elbehovet ser ut idag utifrån några olika perspektiv, där vi använder Katrineholm år 2021 som exempel. I Figur 34 visas elbehovet med timvis upplösning i kronologisk ordning (till vänster) och som funktion av utomhustemperatur (till höger). Av det högra diagrammet framgår det

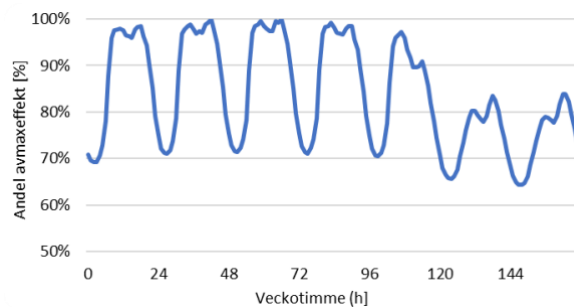
<sup>55</sup> Detta projekt finansieras av Energiföretagen Sverige och utförs av Profu.

att behovet ökar i princip linjärt i takt med att utomhustemperaturen sjunker. Det finns dock en spridning i elbehov för varje enskild grad, vilket beror på att en del av elbehovet inte är temperaturberoende utan snarare en följd av dygns- och veckofördelningen av elanvändningen som har med annat än uppvärmning att göra.



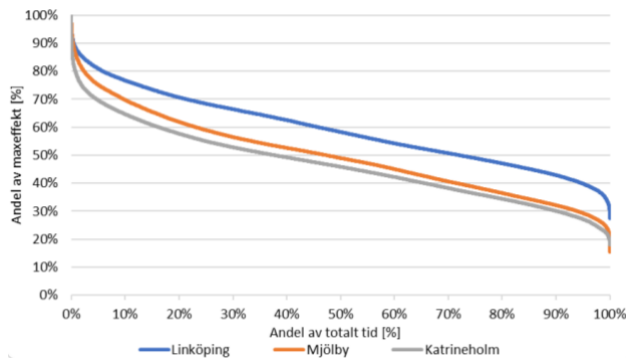
**Figur 34:** Elbehov timvis för Katrineholm år 2021. Till vänster kronologiskt och till höger som funktion om av utomhustemperatur. Källa: Mätdata från Tekniska Verken

För att illustrera variationen som beror av tid och inte temperatur visas medeleffekten för varje veckotimme sett över året, Figur 35. Figur återigen för Katrineholm år 2021. Timme 0 utgör alltså medelvärdet för måndagar kl. 00-01 av totalt 168 veckotimmar. Den högsta timvisa medeleffekten för veckans timmar motsvarar 100 %. Som ses av figuren skiljer det ungefär 30 % mellan dag och natt på vardagar, och med en generellt lägre effekt på helgdagar. Förklaringen är att en stor del av de aktiviteter som vi tar oss för när vi är vakna under dagtid ger upphov till en viss elförbrukning.



**Figur 35:** Elbehov per veckotimme för Katrineholm år 2021. Källa: Mätdata från Tekniska Verken

Förbrukningsprofilen för el beror alltså på vad man använder den till, och om en stor andel används till uppvärmning bidrar det till högre effekttoppar då det är kallt ute. Ett sätt att illustrera hur jämnt eller spetsigt elbehovet är för de inkluderade orterna är att visa det som ett varaktighetsdiagram, se Figur 36. Som ses av figuren är elbehovet betydligt jämnare i Linköpings nätområde jämfört med Katrineholm och Mjölby. Förklaringen är framförallt att Linköping har en betydligt högre andel fjärrvärme, vilket bidrar till ett jämnare effektbehov över året.

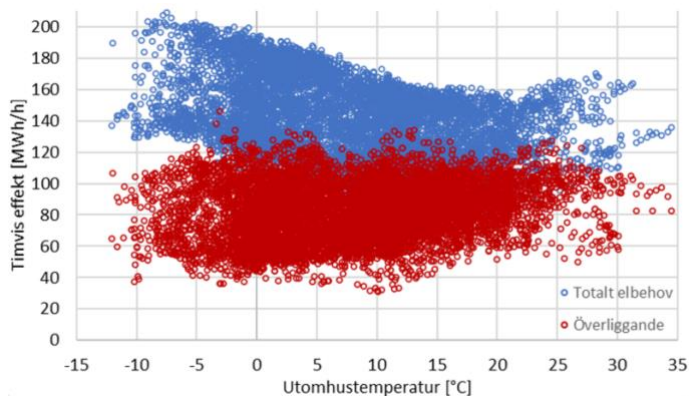


Figur 36: Varaktighetsdiagram för normaliserat elbehov år 2010–2022 för Linköping, Katrineholm, och Mjölby. Källa: Mätdata från Tekniska Verken.

## 8.2 ELBEHOV OCH LOKAL ELPRODUKTION

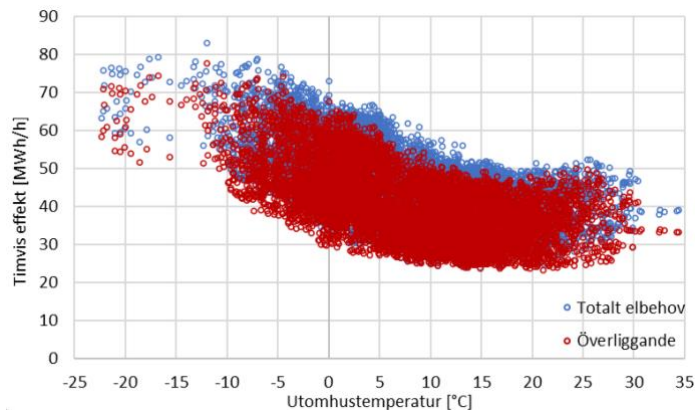
Vi har konstaterat att elbehovet mellan systemen skiljer sig åt, främst beroende på att man har olika grad av uppvärmning via fjärrvärme. När det gäller uttag från regionnätet på respektive ort är dock skillnaderna ännu större.

I Figur 37 visas totalt elbehov samt uttag från överliggande elnät timvis för Linköping år 2022. Det totala elbehovet har då ett temperaturberoende om ca 2 MW per °C, dvs. hur mycket effektbehovet ökar för varje grad som temperaturen sjunker. Som ses av figuren försvinner denna relation i princip helt om man ser på uttag från överliggande elnät. Orsaken till detta är att elproduktionen i lokalnätet sker framförallt när temperaturen är låg.



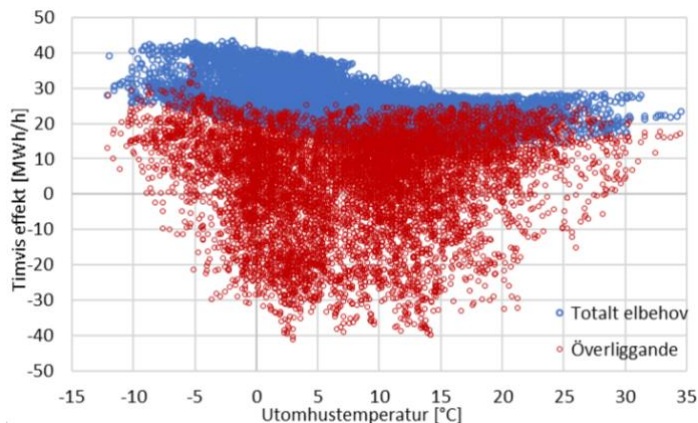
Figur 37: Totalt elbehov och uttag från överliggande elnät timvis för Linköping år 2022. Källa: Mätdata från Tekniska Verken.

Det totala elbehovet i Katrineholm ökar med närmare 1,2 MW per °C, vilket är relativt högt eftersom andelen eluppvärmning är hög, se Figur 38 (Katrineholm är en betydligt mindre stad än Linköping där motvarande temperaturberoende är ca 2 MW per °C enligt föregående stycke). Skillnaden mellan totalt elbehov och uttag från överliggande elnät i Katrineholm är liten, vilket beror på att det finns förhållandevis lite lokal elproduktion i Katrineholm.



Figur 38: Totalt elbehov och uttag från överliggande elnät timvis för Katrineholm år 2022. Källa: Mätdata från Tekniska Verken

I Figur 39 visas totalt elbehov samt uttag från överliggande elnät timvis för Mjölby år 2022. För det totala elbehovet är temperaturberoendet knappa 0,8 MW per °C. Uttagsprofilen från överliggande elnät skiljer sig dock relativt mycket från både Linköping och Katrineholm, då det faktiskt förekommer en stor andel export ut på överliggande elnät (dvs. då effekten är negativ). Orsaken till detta är att det finns en stor mängd installerad vindkraft inom Mjölbyns nätområde.

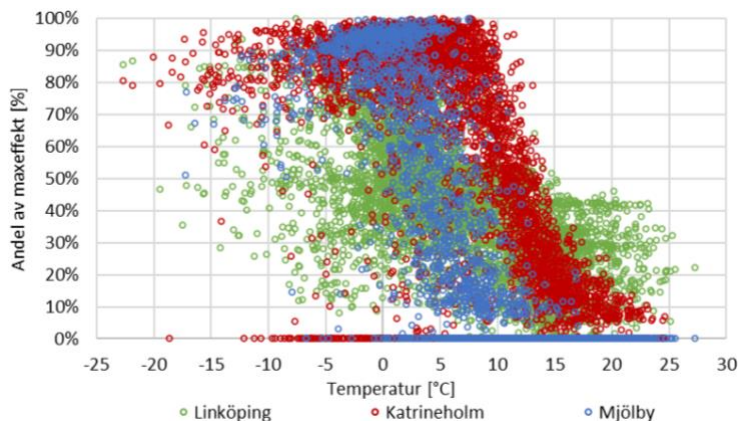


Figur 39: Totalt elbehov och uttag från överliggande elnät timvis för Mjölby år 2022. Källa: Mätdata från Tekniska Verken

Skillnaderna i uttag från överliggande nät förklaras alltså av hur den lokala elproduktionen ser ut. I Tabell 4 visade vi hur stor årsenergin var per energislag och ort. Här fokuserar vi istället på hur elproduktionen ser ut per kraftslag i förhållande till utomhustemperaturen. Vi visar dygnmedelvärden eftersom det är svårare att se mönster med timvisa värden då elproduktionen kan variera mycket över dygnet. Vi har också normaliserat produktion per ort, då det är stora skillnader i installerad effekt mellan orterna, där 100 % motsvarar maximal produktion.

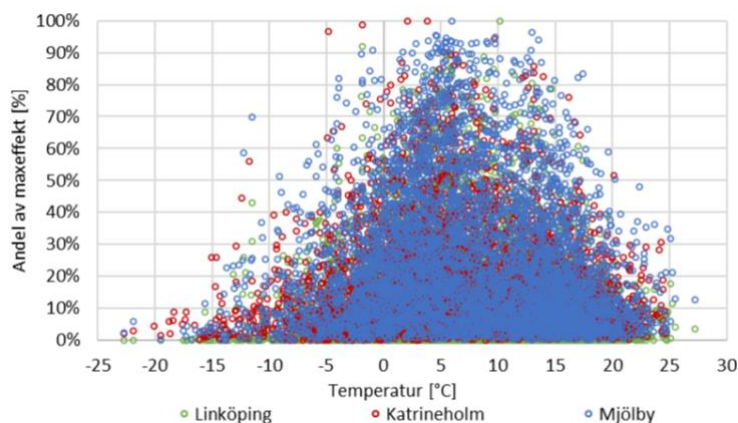
Vi inleder med kraftvärmen, Figur 40, som främst producerar då det finns tillräckligt stort värmeunderlag, och elpriset är tillräckligt högt. Som ses av figuren producerar kraftvärmen mer el vid låga temperaturer. Det är egentligen bara vid

vissa perioder under sommaren som kraftvärmen inte producerar alls. Notera att i Mjölby körde kraftvärmen igång först under oktober 2015.



Figur 40: Dygnsvis elproduktion för kraftvärmen i förhållande till utomhustemperatur, 2010–2022. Källa: Mätdata från Tekniska Verken.

När det gäller vindkraft så producerar den främst när temperaturen är 0-15°C. Det framgår också att elproduktionen är låg vid temperaturer under -10°C. Det finns dock en utjämningsseffekt av att sprida vindkraften över ett större geografiskt område.<sup>56</sup> För att nyttja denna utjämningsseffekt krävs emellertid tillräcklig överföringsförmåga i elnäten, vilket det inte gör fullt ut på någon spänningsnivå.

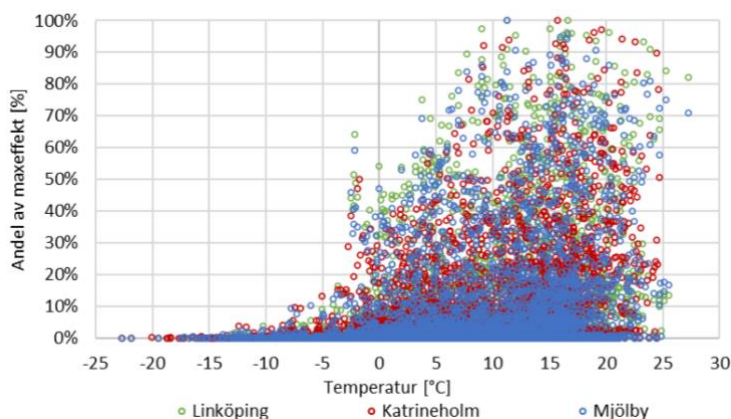


Figur 41: Dygnsvis elproduktion för vindkraft i förhållande till utomhustemperatur, 2010–2022. Källa: Mätdata från Tekniska Verken.

Elproduktionen från sol är väldigt låg på samtliga orter då temperaturen understiger -10°C (även -5°C), vilket framgår av Figur 42. Notera att vid starten av analysperioden fanns det ingen solex på någon av orterna. Utbyggnaden av solex började under 2013 och har därefter utökats succesivt på alla orterna och är det energislag som har tydligast koppling till befolkningmängden på respektive ort.

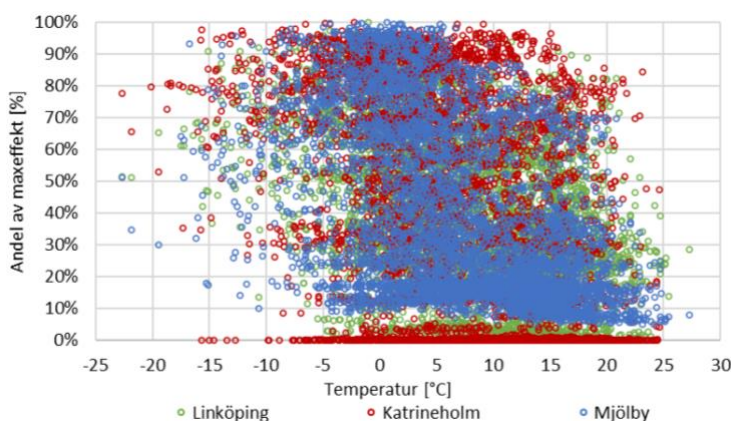
<sup>56</sup> Blomqvist P, Unger T, Odenberger M, Kjellström E. (2023) Vindkraftens sammanlagring i Norra Europa. Energiforsk rapport 2023:938





Figur 42: Dygnsvis elproduktion för solex i förhållande till utomhustemperatur, 2010–2022. Källa: Mätdata från Tekniska Verken.

Vattenkraften på de tre orterna har en produktionsprofil som är relativt oberoende av temperatur, men anläggningarna producerar generellt sett något mer under vintern jämfört med sommaren. Det finns en spridning i produktion som är relativt stor oavsett temperatur, vilket gäller även vid låga temperaturer.

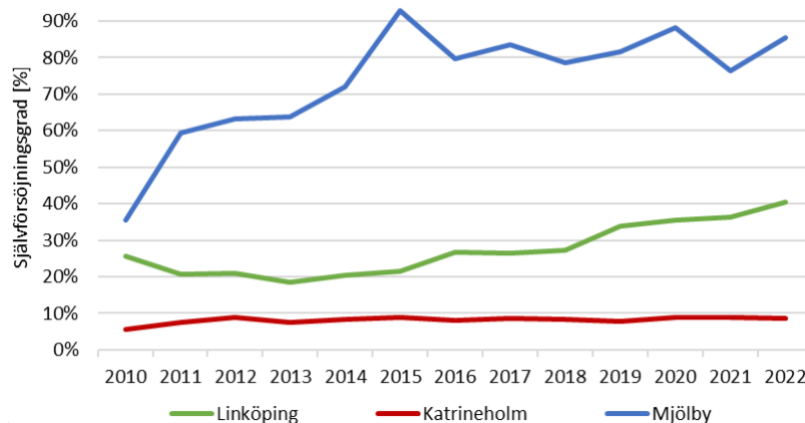


Figur 43: Dygnsvis elproduktion för vattenkraft förhållande till utomhustemperatur, 2010–2022. Källa: Mätdata från Tekniska Verken.

### 8.3 SJÄLVFÖRSÖRJNING AV EL

Vi delar upp självförsörjning av el i två delar, dels självförsörjning av elenergi på årsbasis, dels självförsörjning utifrån maximalt effektuttag från överliggande elnät. Orsaken till detta är att de visar två olika perspektiv, till exempel kan man vara helt självförsörjande med avseende på årsenergi men ha ett stort effektbehov från överliggande nät.

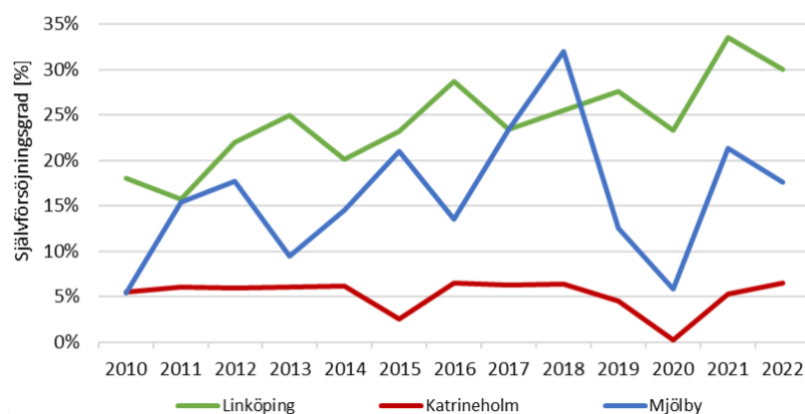
Ur ett energiperspektiv har Mjölby högst självförsörjningsgrad med ca 80 %, därefter Linköping med närmare 40 % och Katrineholm med knappa 10%. Även om ett lokalt system har en hög årlig energiförsörjningsgrad kan det finnas behov av en omfattande export till, respektive import från, överliggande nät. Det är egentligen bara planerbar lokal elproduktion och lokal efterfrågefleksibilitet som har förmåga att reducera behovet av elnätskapacitet.



Figur 44: Självförsörjningsgrad med avseende på elenergi för respektive ort åren 2010–2022.

Självförsörjningsgrad med avseende på effekt definierar vi som den andel av det maximala effektbehovet som tillgodoses internt inom nätområdet genom exempelvis kraftvärme. Ju större självförsörjningsgrad desto mindre avhängig är man av det överliggande nätet vid effekttoppar.

Utifrån ett effektperspektiv blir bilden en helt annan då Mjölby, som har en självförsörjningsgrad om ca 80 % när det gäller årsenergi, istället har en självförsörjningsgrad om endast ca 15 % när det gäller effekt. Dessutom varierar den ganska mycket mellan år. Linköping har också en viss variation mellan år, men betydligt lägre än Mjölby samtidigt som försörjningsgraden generellt sett har ökat i högre uträkning. För Katrineholm är självförsörjningsgraden med avseende på effekt låg, vilket är något som inte har förändrats nämnvärt under analysperioden.

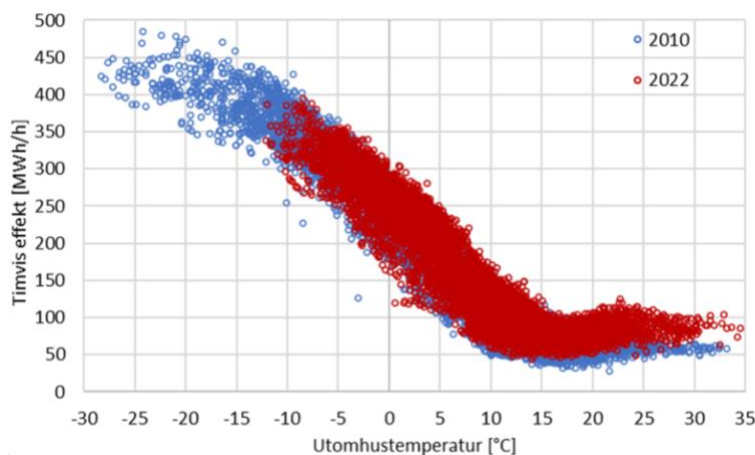


Figur 45: Självförsörjningsgrad med avseende på effekt för perioden 2010–2022.

#### 8.4 FJÄRRVÄRMEN EFFEKT OCH ENERGIBIDRAG

Utöver ett bortfall av kraftvärme som kan få betydande konsekvenser för energisystemet, skulle även en avveckling av fjärrvärme få stora konsekvenser. Vi har genomfört en analys där vi gör en bedömning ungefär vad det skulle innebära för elsystemet i respektive ort.

Som ses av Figur 46 har fjärrvärmens en liknande profil som elbehovet, dvs. där fjärrvärmefterfrågan, och därmed fjärrvärmeproduktionen, ökar vid minskande temperatur. I figuren visas data för år 2010 och 2022, där 2010 tas med då det var ett kallt år och visar hur effekten ändras vid riktigt låga temperaturer (likartat för Katrineholm och Mjölby). Vid dimensionerande utomhustemperatur om  $-14,2^{\circ}\text{C}$  beräknas timvis maxeffekt i Linköping till ca 458 MW, Katrineholm ca 63 MW och Mjölby ca 71 MW.

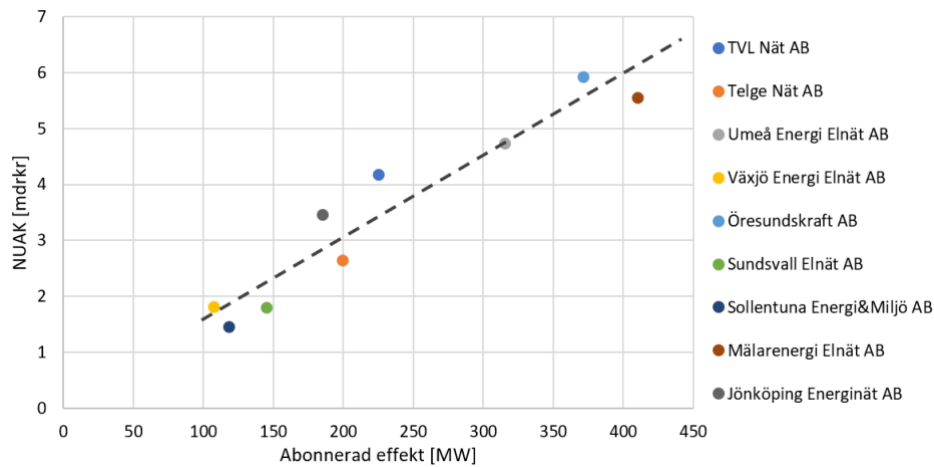


Figur 46: Fjärrvärmeeffekt (produktionseffekt) mot utomhustemperatur timvis för Linköping år 2010 och 2022. Källa: Mätdata från Tekniska Verken.

När det gäller förluster i fjärrvärmesystemet har vi utgått från Tekniska verkens bedömning om 13 %. För jämförbarhetens skull har vi räknat med att all fjärrvärme ersätts av värmepumpar.<sup>57</sup> Vi har använt ett genomsnittligt års-COP om 3,7 (där vissa system i verkligheten kan ha både ett högre och ett lägre värde). Utifrån detta får vi ett ökat toppeffektbehov i lokalnätet om ca 108 MW i Linköping, drygt 16 MW i Katrineholm och närmare 17 MW i Mjölby.

För att göra ett överslag av utbyggnadskostnader för lokalnätet ser vi på befintligt nuanskaffningsvärde (NUAK) för lokalnät av samma storleksordning och ledningslängd per kund som Linköping, se Figur 47. Figuren visar på en ökning om ca 14,7 MSEK per tillkommande MW, vilket ger en kostnad om ca 1 600 MSEK för Linköping. Motsvarande princip för de mindre lokalnäten ger 11,7 MSEK per tillkommande MW och därmed en kostnad om ca 190 MSEK för Katrineholm och 194 MSEK för Mjölby.

<sup>57</sup> Möjligen skulle en mindre andel konvertera till andra källor som exempelvis pellets eller gas.



Figur 47: NUAK för olika elnät av ungefär samma storleksordning som Linköpings elnät.

Vad gäller krav på ökad kapacitet i regionnätet ifall fjärrvärmens avvecklas måste även nätförluster om 3% inkluderas, vilket är en normal förlust i lokalnät. När det gäller ökat krav på regionnätet måste man även inkludera kraftvärmens eftersom den försvinner om fjärrvärmens gör det. Kraftvärmens effektbidrag har beräknats utifrån det effekt som genomsnitt har tillhandahållits perioden 2010-2022 då totalt effektbehovet varit högt och för Linköping var det ca 61 MW, Katrineholm drygt 4 MW och Mjölby drygt 7 MW.

Totalt innebär detta att det ökade kapacitetsbehovet i regionnätet om fjärrvärmens och kraftvärmens avvecklas blir 172 MW i Linköping, 21 MW i Katrineholm och 24 MW i Mjölby. För Linköping skulle detta innebära mer än en fördubbling av nuvarande abonnemang som idag är 165 MW.

## 8.5 UTFASNING AV FJÄRRVÄRME OCH KRAFTVÄRME - SUMMERING AV KONSEKVENSER

För att kompensera en avveckling av fjärrvärmens och därmed kraftvärmens på alla de tre orter som vi studerat här, så skulle det medföra en tillkommande elproduktion om ca 860 GWh, se Tabell 5. Behovet av ökad elproduktion är dock sannolikt den minsta problemet.

Istället är nog en tillräcklig effektillgänglighet den svåraste frågan att lösa då det skulle behöva investeras rejält i lokalnätet på respektive ort. Dessutom tillkommer den kanske större svårigheten att överföra all den el som behövs från regionnätet till lokalnätet där effektbehovet ökar mer då man måste hantera bortfallet även från kraftvärme och nätförluster. Slutligen måste man också nationellt se till att det tillkommer produktionseffekt (alternativ lagring) motsvarande ca 217 MW (summan för de tre orterna) vid de tillfällen då effektbehovet är som högst.

Tabell 5: Sammanställning av resultat från fallstudierna i Linköping, Katrineholm och Mjölby.

	<b>Linköping</b>	<b>Katrineholm</b>	<b>Mjölby</b>
Årsenergi kraftvärme	350 GWh	23 GWh	27 GWh
Årsenergi fjärrvärme	360 GWh	46 GWh	53 GWh
Effektbehov lokalnät	108 MW	16,2 MW	16,6 MW
Kostnad lokalnät	1 600 MSEK	190 MSEK	164 MSEK
Effektbehov regionnät	172 MW	20,9 MW	24,2 MW

## 9 Referenser

Averfalk, H., Ingvarsson, P., Persson, U., Gong, M., Sven Werner, S. (2017), "Large heat pumps in Swedish district heating systems", *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 79 (2017) 1275–1284.

Blomqvist P, Unger T, Odenberger M, Kjellström E. (2023), "Vindkraftens sammanlagring i Norra Europa", *Energiforsk rapport 2023:938*.

Bolander, D-A., (2018), "Kapacitetsutnyttjande för Power-to-Heat i svenska fjärrvärmesystem. En studie med befintliga anläggningar i framtida energisystem", *Examensarbete Uppsala Universitet, ISSN: 1650-8300, UPTEC ES18 026*.

Camia A., Giuntoli, J., Jonsson, R., Robert, N., Cazzaniga, N.E., Jasinevičius, G., Avitabile, V., Grassi, G., Barredo, J.I., Mubareka, S. (2021), "The use of woody biomass for energy production in the EU", *JRC Science for Policy Report, EUR 30548 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg*.

Energiforsk, (2021), "Kraftvärmeverk för elsystem med volatila elpriser", *rapport 2021-752*.

Energiföretagen Sverige, "Kraftläget" (flera utgåvor).

Energimyndigheten (2023), "Scenarier över Sveriges energisystem 2023 - Med fokus på elektrifieringen 2050", *ER 2023:07*.

Energiföretagen Sverige (2022), "12 konkreta förslag för en nationell kraft- och fjärrvärmestrategi", <https://www.energiforetagen.se/fragor-vi-driver/positioner/12-konkreta-forslag-for-en-nationell-kraft--och-fjarrvarmestrategi/>

ENTSO-E, Ten-Year Network Development Plan, <https://tyndp.entsoe.eu/>.

Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/ 943 om den inre marknaden för el, den 5 juni 2019.

Holmberg och Tangerås (2020), "Incitamenten att investera i produktion på elmarknaden", *IFN Policy Paper nr 92, 2020*, <https://www.ifn.se/media/cyjfq2lm/pp92.pdf>

Kjärstad, Jan, and Filip Johnsson (2007), "The European power plant infrastructure – Presentation of the Chalmers energy infrastructure database with applications." *Energy Policy* 35.7 (2007): 3643-3664.

Mälarenergi (2023), "Bergrummet – ett gigantiskt energilager", <https://www.malarenergi.se/om-malarenergi/framtidens-samhalle/vara-anlaggningar/energilager>.

NEPP (2020), "Eleffektfrågan – utmaningar och lösningar", [www.nepp.se/pdf/Eleffektfragan.pdf](http://www.nepp.se/pdf/Eleffektfragan.pdf)

Profu (2020), "Värdet av elproduktion kopplad till fjärrvärmeproduktion - idag och i framtiden", på uppdrag av nätverket Regional Energi.

Profu (2023), studie åt SKGS, <https://skgs.org/rapport-industrins-elbehov-till-2030>.

Profu (2023), "Energihushållning enligt BBR Betydelsen av offentliga styrmedel och andra certifieringssystem avseende byggnaders energiprestanda för byggnaders utformning och val av uppvärmningssystem", rapport för nätverket Regional Energi.

SCB, "Årlig energistatistik" (flera publikationsår)

Svenska kraftnät (2022), "Systemutvecklingsplan 2022–2031", <https://www.svk.se/om-oss/rapporter-och-remissvar/systemutvecklingsplanen/>.

Svenska kraftnät (2022), "Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2022".

Svenska Kraftnät, "Frågor och svar om elberedskap", [svk.se](http://svk.se)

Svenska Kraftnät, "Leveranssäkerhet", <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/oversikt-av-kraftsystemet/leveranssakerhet/>

Svenska Kraftnät, "Beslut: Beredskapsåtgärd och ersättning för beredskapsåtgärd – återställande av anläggning och beredskap för ödrift - Öresundsverket, Malmö", [svk.se](http://svk.se)

Svenska Kraftnät, "Ny implementeringsguide för FCR – övergång till ny marknadsplattform 2024", [svk.se](http://svk.se).

Svenska kraftnät (2023), "Framtidens kapacitetsmekanism för att säkerställa resurstillräcklighet på elmarknaden", ärende nr: Svk 2022/3774, mars 2023.

Sveriges Riksdag (1997), Elberedskapslag (1997:288), [riksdagen.se](http://riksdagen.se).

Sveriges Riksdag (1997), Förordning (1997:294) om elberedskap, [riksdagen.se](http://riksdagen.se).

Sveriges Riksdag (2003), Lag (2003:436) om effektreserv, [riksdagen.se](http://riksdagen.se).

Sveriges Riksdag (2016), Förordning (2016:423) om effektreserv, [riksdagen.se](http://riksdagen.se)

Tidningen Energi 2022, "Kraftvärmeföretagen satsar på stödtjänster" (artikel), [www.energi.se](http://www.energi.se).

Tidningen Energi 2023, "Marknaden för stödtjänster är långt ifrån mättad" (artikel), [www.energi.se](http://www.energi.se)

Värmevärden (2019), <https://energiforsk.se/media/27147/bergrumslagret-i-hudiksvall.pdf>

WSP (2021), "Lösningar för balansering i elsystemet samt kraftvärmens förutsättningar - en studie om potential, utsläpp, hinder, incitament och styrmedel", på uppdrag av Naturvårdsverket och Energimyndigheten.

# FJÄRRVÄRMESEKTORNS BIDRAG TILL ETT LEVERANSSÄKERT ELSYSTEM

Det svenska elsystemet står inför stora utmaningar. Ett av de områden som kan bidra till att lösa dessa, både direkt och indirekt, är den svenska fjärrvärmesektorn. Projektet har identifierat att fjärrvärmesektorn kan ge bidrag till ett leveranssäkert elsystem inom följande områden:

- Hushålla med el – fjärrvärme i stället för elbaserad uppvärmning
- Planerbar elproduktion från kraftvärme (energi, effekt, nätnytta)
- Flexibel elanvändning i fjärrvärmens elpannor och värmepumpar samt värmelagring
- Stødtjänster
- Ödrift och dödnätsstart
- Ökad grad av självförsörjning för elproduktionen
- Miljö- och klimatmässiga värden

Fjärrvärmens bidrag till elsystemet har kvantifierats med både enkla räkneexempel och modellberäkningar. Ett resultatexempel från modellberäkningarna är systemvärdet under perioden fram till 2050 av nyinvesteringar i kraftvärme som uppgår till ca 100 miljarder kr (nuvärde).

I projektet redovisas också resultat från en enkät till kraftvärmeföretagen som indikerar ungefär oförändrad total kraftvärmeeffekt under de kommande 10 åren. Inom vissa områden utnyttjas inte fjärrvärmesektorns möjliga bidrag elsystemet fullt ut. Projektet har identifierat ett antal sådana företeelser och lyft fram styrmedelsidéer som skulle kunna minska dessa hinder.

## 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](http://energiforsk.se).

