

# Flexibel fjärrvärme

Ökade möjligheter för fjärrvärmebolag att agera på balansmarknaderna



---

**Rapportnummer:** C11248

**I samarbete med:** Utilifeed

**Författare:** Sofia Klugman, Karl Vilén, Nina Chi Johansson (IVL)  
Filippa Sandgren, Sara Månsson (Utilifeed)

**Granskare:** Kjell Skogsberg

---

**Medel från:** Energimyndigheten

**ISBN:** 978-91-7883-830-1

**Fotograf:** Sofia Klugman

## Summary

---

District heating systems constitute an important part of Sweden's energy system. Through the sector coupling in combined heat and power plants and electricity-based heat production, the district heating sector has a potential to contribute with flexibility that can support the balancing of the electricity grid. The need for balancing services is increasing as the share of weather-dependent electricity generation, such as wind and solar power, grows. This project has aimed to strengthen the contribution of the district heating sector to ancillary services in the electricity system by enabling more companies to become active in the balancing markets.

The project has two overarching objectives. The first is to analyse the role and value that district heating systems can have in the balancing markets from an energy system perspective, using energy system modelling. The second objective is to enhance district heating companies' opportunities to participate actively in balancing markets by improving knowledge of the technical, organisational, and market-related conditions. To this end, a knowledge synthesis has been developed based on previous studies, interviews, and a workshop with district heating companies. In connection with the second objective, a tool prototype designed to support cost-effective participation in balancing markets has also been developed and evaluated.

The results from the energy system modelling show that district heating systems can provide a substantial share of ancillary services to the electricity system in a cost-effective manner in future energy systems, primarily through combined heat and power plants and heat pumps and particularly in the southernmost electricity price area. At the same time, investments in new district heating capacity are only marginally affected by the demand for ancillary services. The value of district heating in balancing markets therefore arises mainly as an additional contribution from existing production capacity rather than as a primary driver for new investments.

The synthesis of knowledge and experience shows that participation in balancing markets can create new revenue opportunities for district heating companies, but that the business case is characterised by significant uncertainties, particularly related to future price developments and changing market conditions. Technical factors such as system flexibility are important, but organisational conditions such

as competencies, working practices, and decision-making processes are at least equally important in managing increased complexity and the need for faster decision-making.

The developed tool prototype enables analysis of how changes in electricity production or electricity consumption affect the total operating costs of a district heating system. By comparing alternative operating schedules, the cost of flexibility can be quantified, and the impacts on different production resources and storage options can be analysed. The results also show that the cost of altered operation varies depending on the current state of operating, available production resources, and heat demand. Furthermore, the work demonstrates that detailed system analyses can provide a more systematic decision-making basis for bidding in balancing markets compared to approaches that rely more heavily on standardised assumptions and manual assessments.

## Sammanfattning

---

Fjärrvärmesystem utgör en viktig del av Sveriges energisystem. Genom sektorkoppling i kraftvärmeverk och elbaserad värmeproduktion har fjärrvärmesektorn potential att bidra med flexibilitet som kan stödja balanseringen av elnätet. Behovet av balansering av elnätet ökar med ökad andel väderberoende elproduktion såsom vind- och solex. Detta projekt har syftat till att stärka fjärrvärmebranschens bidrag till elsystemets stödtjänster genom att fler blir aktiva på balansmarknaderna.

Projektet har två övergripande mål. Det första är att analysera vilken roll och vilket värde fjärrvärmesystemen kan ha på framtida balansmarknader ur ett energisystemperspektiv, med hjälp av energisystemmodellering. Det andra målet är att öka fjärrvärmebolagens möjligheter att delta aktivt på balansmarknaderna genom att förbättra kunskapen om tekniska, organisatoriska och marknadsmässiga förutsättningar. För detta ändamål har en kunskapssammanställning tagits fram baserad på tidigare studier, intervjuer och en workshop med fjärrvärmebolag. Kopplat till det andra målet har även en verktygsprototyp som kan stödja ett kostnadseffektivt deltagande på balansmarknaderna utvecklats och utvärderats.

Resultaten från energisystemmodelleringen visar att fjärrvärmesystem, framför allt genom kraftvärmeverk och värmepumpar, kan bidra med en betydande andel stödtjänster till elsystemet på ett kostnadseffektivt sätt i framtida energisystem, särskilt i det sydligaste elprisområdet. Samtidigt påverkas investeringar i ny fjärrvärmekapacitet endast i begränsad utsträckning av behovet av stödtjänster. Fjärrvärmens värde på balansmarknaderna uppstår därmed främst som ett tillskott från befintlig produktion snarare än som en drivkraft för nya investeringar.

Kunskaps- och erfarenhetssammanställningen visar att deltagande på balansmarknaderna kan ge nya intäktsmöjligheter för fjärrvärmebolag, men att affären präglas av betydande osäkerheter, särskilt kopplat till framtida prisutveckling och ändrade marknadsförutsättningar. Tekniska faktorer såsom systemens flexibilitet är viktiga, men organisatoriska förutsättningar, exempelvis kompetens, arbetsätt och beslutsprocesser, är minst lika viktiga för att hantera ökad komplexitet och behovet av snabbare beslutsprocesser.

Den utvecklade verktygsprototypen möjliggör analys av hur förändrad elproduktion eller elanvändning påverkar den totala driftkostnaden i fjärrvärmesystemet. Genom jämförelser mellan alternativa driftplaner kan

kostnaden för flexibilitet kvantifieras och hur olika produktionsresurser och lagringsmöjligheter påverkas kan analyseras. Resultaten visar även att kostnaden för förändrad drift varierar beroende på aktuellt driftläge, tillgängliga produktionsresurser och värmebehov. Arbetet visar dessutom att detaljerade systemanalyser kan ge ett mer systematiskt beslutsunderlag inför budgivning på balansmarknader jämfört med arbetssätt som i högre grad bygger på schabloner och manuella bedömningar.

# Innehåll

---

<b>Summary</b>	<b>3</b>
<b>Sammanfattning</b>	<b>5</b>
<b>1 Inledning</b>	<b>10</b>
1.1 Bakgrund	10
1.2 Syfte och mål	12
1.3 Rapportens upplägg	12
<b>2 Introduktion till balansmarknaderna</b>	<b>13</b>
2.1 Balansmarknaderna	13
2.2 Utveckling av balansmarknaderna	14
2.3 Fjärrvärme på balansmarknaderna	16
2.4 Roller på balansmarknaderna	19
<b>3 Genomförande</b>	<b>21</b>
3.1 Analys av fjärrvärmens framtida roll och värde för balansmarknaderna ur ett energisystemperspektiv	21
3.2 Kunskapssammanställning	22
3.2.1 Litteratursammanställning	23
3.2.2 Intervjuer	23
3.2.3 Workshop med referensgruppen	24
3.3 Utveckling och utvärdering av verktygsprotyp för fjärrvärmebolag	24
<b>4 Fjärrvärmens roll och värde för balansmarknaderna ur ett energisystemperspektiv</b>	<b>26</b>
4.1 Energisystemsmodell	26
4.2 Undersökta fall	27
4.3 Modelleringsresultat	28
<b>5 Kunskapssammanställning och erfarenheter från fjärrvärmebolag</b>	<b>33</b>
5.1 Tekniska förutsättningar	33
5.1.1 Systemförutsättningar	33
5.1.2 Anläggningars förutsättningar	35
5.1.3 Slitage	43
5.1.4 Miljö och tillstånd	44

5.2	Affärsmässiga förutsättningar	45
5.2.1	Utvärdering av affären och osäkerheter	46
5.2.2	Intäkter	48
5.2.3	Kostnader	49
5.2.4	Tidsåtgång för förkvalificering och implementering	50
5.2.5	Samarbeten och möjlighet att bli BRP/BSP	51
5.2.6	Kund- och ägarperspektiv	51
5.3	Organisatoriska förutsättningar	52
5.3.1	Fjärrvärmebolagets storlek och tidigare erfarenheter av elmarknader	52
5.3.2	Förankring i ledningsgrupp	53
5.3.3	Bemanning, utbildning och kompetens	53
5.3.4	Organisationsstruktur, samverkan mellan funktioner	54
5.3.5	Driftpersonalens engagemang och enhetligt arbetssätt	55
<b>6</b>	<b>Utveckling och utvärdering av verktygsprototyp för fjärrvärmebolag</b>	<b>57</b>
6.1	Behov av beslutsstöd för deltagande på balansmarknader	57
6.2	Befintligt systemstöd och projektets utgångspunkt	58
6.3	Metod för att beräkna kostnad för flexibilitet i praktiken	59
6.4	Tillämpning på demonät	60
6.5	Resultat från analyser av förändrad elproduktion	61
6.5.1	Val av analysmetod för förändrad elproduktion	62
6.5.2	Exempel på minskad elproduktion	62
6.5.3	Exempel på ökad elproduktion	64
6.6	Praktisk användning och vidareutveckling	66
6.6.1	Tänkt användarflöde för analys av flexibilitet	66
6.6.2	Krav på framtida systemstöd	68

6.7	Resultat från kompletterande studie av marknadsdeltagande (examensarbete)	69
<b>7</b>	<b>Diskussion / Analys</b>	<b>71</b>
7.1	Fjärrvärmens framtida roll och värde för balansmarknaderna ur ett energisystemperspektiv	71
7.2	Kunskapssammanställning och erfarenheter från fjärrvärmebolag	72
7.3	Utveckling och utvärdering av verktygsprototyp	73
<b>8</b>	<b>Referensförteckning</b>	<b>75</b>
	<b>Bilagor</b>	<b>77</b>
	<b>Bilaga A Intervjuguide – 1a demosite: Utvärderingsfasen, förutsättningar att agera på balansmarknaderna</b>	<b>77</b>
	<b>Bilaga B Intervjuguide – 1a referensgrupp: Status på balansmarknaderna, förutsättningar och risker/osäkerheter</b>	<b>79</b>
	<b>Bilaga C Intervjuguide – 2a/2b Kostnadseffektivitet/Business case</b>	<b>81</b>
	<b>Bilaga D Resultat från riskworkshop - Risker och osäkerheter samt åtgärder</b>	<b>82</b>

# 1 Inledning

---

Fjärrvärmesystemen utgör en central del av energisystemet och kan bidra till flexibilitet i elsystemet. I takt med ökad elektrifiering och en större andel väderberoende elproduktion växer behovet av resurser som kan bidra till balansering genom flexibel elproduktion och elanvändning. Detta projekt undersöker fjärrvärmens möjliga roll och värde att agera på balansmarknaderna.

Projektet har genomförts under perioden september 2023 till maj 2026 av IVL Svenska Miljöinstitutet och Utilifeed, i samarbete med tre fjärrvärmebolag som deltagit som demonstrationssiter: Mölndal Energi, Växjö Energi och Hafslund Oslo Celsio. Därutöver har en referensgrupp med representanter från flera fjärrvärmebolag och andra relevanta aktörer<sup>1</sup> följt och bidragit till projektet.

Rapportens resultat riktar sig i första hand till fjärrvärmebolag, men är även relevanta för myndigheter, branschorganisationer och forskningsaktörer.

## 1.1 Bakgrund

Insikten om det ökade behovet av flexibilitet i elsystemet har ökat markant de senaste åren till följd av lokala kapacitetsbegränsningar i elnätet och volatila och höga elpriser. Systemansvariga Svenska kraftnät ser därför ett behov av ökade volymer på marknaderna för exempelvis frekvensrelaterade stödtjänster för att kunna upprätthålla balansen mellan produktion och förbrukning i elsystemet (Johnsson & Unger, 2023). Samtidigt pågår ett arbete kring en ny gemensam nordisk balanseringsmodell (NBM) som bland annat innebär utveckling av stödtjänster och en ökad marknadsintegrering av de nordiska ländernas balansmarknader (Energiforsk, 2021).

Eftersom fjärrvärmesystem kan interagera med elsystemet genom bland annat kraftvärme, värmepumpar och elpannor, så kallad sektorkoppling, finns goda möjligheter för fjärrvärmebolagen att både öka och minska elproduktionen och elanvändningen (Power Circle, 2022). Denna flexibilitet kan nyttjas på Svenska

---

<sup>1</sup> Svenska kraftnät, Energiföretagen, Mälarenergi, Landskrona Energi, Tekniska verken i Linköping, Stockholm Exergi och Borås Energi

kraftnäts balansmarknader. En genomgång av de nyttor som fjärrvärmesystemens kraftvärmeverk bidrar med pekade på att kraftvärmens bidrag till marknaderna för frekvenshållning under 2023 var liten men att det finns ett tydligt värde på sikt (2035) (Energimyndigheten, 2023a). Under 2022 publicerades en rapport (Power Circle, 2022) som sammanfattade flexibilitetsresurser och deras teoretiska potentialer som pekade på att förståelsen för flexibilitetspotentialen i vissa sektorer, bland annat sektorskoppling med fjärrvärmerna, behöver öka.

Fjärrvärmebolag deltar idag i allt större utsträckning med stödtjänster men studier visar att det finns ytterligare möjligheter att möta en del av behovet med enheter som både kan öka och minska produktionen (t.ex. kraftvärme, värmepumpar och elpannor). Kraftvärmerna bidrar idag med 8–10 % av Sveriges elproduktion och de potentiella effekterna för upp- och nedreglering inom fjärrvärmesystem skulle kunna ha stor betydelse för elsystemet men det behövs mer kunskap kring vilken roll och vilket värde fjärrvärmesektorn kan bidra med långsiktigt för att uppnå ett mer stabilt och driftsäkert elsystem. Den befintliga potentialen hos fjärrvärmesystem för att bidra med stödtjänster nyttjas i viss utsträckning i dag och för att påskynda omställningen behöver fjärrvärmebolagen mer kunskap om vilka möjligheter och risker som finns för att agera på dessa marknader.

Kraftvärme som en planerbar resurs har historiskt sett varit en lönsam affär men sedan ett tiotal år tillbaka har utbyggnaden avstannat (Eng m.fl., 2014). Fjärr- och kraftvärmerna har utmaningar i ett minskande värmeunderlag från fastighetssektorn, osäkra elpriser, olika skatter och en hårdnande konkurrens från t.ex. värmepumpar (Hamon m.fl., 2023). Detta ställer nya krav på fjärrvärmebolagen att utveckla affärsmodeller och att skapa nya inkomstströmmar. Skulle mängden kraftvärme i Sverige minska skulle elsystemet gå miste om de nyttor som denna mängd bidrar med, idag framför allt på lokal nivå genom att avhjälpa flaskhalsar och bidra med effekt (elnätsnytta) men på längre sikt även potentialen på nationell nivå med avseende på t.ex. effekt (Energimyndigheten, 2023a).

Fjärrvärmebolag har värmeleveransen som sin primära affär. I kraftvärmeverk uppnås en hög totalverkningsgrad genom samtidig produktion av värme och el, men elen är en biprodukt. Det finns ett stort intresse bland fjärrvärmebolag att delta på balansmarknaderna men det råder osäkerhet kring om deras anläggningar har de tekniska förutsättningarna som krävs och om man organisatoriskt kan hantera en utökad verksamhet (Johnsson & Unger, 2023).

## 1.2 Syfte och mål

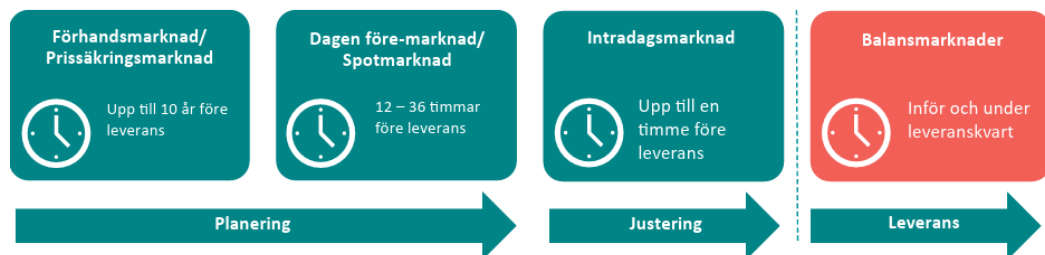
Projektet syftar till att fjärrvärmebranschen i större utsträckning ska bidra med stödtjänster till elsystemet. Projektet har två övergripande mål kopplat till syftet. Det första målet är att analysera vilken roll och vilket värde fjärrvärmesystem kan ha på balansmarknaderna i framtiden ur ett energisystemperspektiv. Det andra målet är att öka fjärrvärmebolagens möjligheter att vara aktiva på balansmarknaderna genom att öka kunskapen kring förutsättningarna. Mer specifikt ska projektet öka kunskapen om möjligheter, utmaningar och risker kopplat till balansaffären. För att uppnå detta samlas erfarenheter in från fjärrvärmebolag som är eller planerar att bli aktiva på balansmarknaderna. Underlag för en verktygsprototyp som underlättar för fjärrvärmebolag att agera kostnadseffektivt på balansmarknaderna kommer även att utvecklas för att främja syftet.

## 1.3 Rapportens upplägg

Rapporten är disponerad enligt följande. I kapitel 2 ges en introduktion till balansmarknaderna och fjärrvärmens befintliga roll på balansmarknaderna. I kapitel 3 beskrivs projektets genomförande och använda metoder. I kapitel 4 presenteras resultaten över fjärrvärmens roll och värde på balansmarknaderna sett ur ett energisystemperspektiv. I kapitel 5 sammanställs tekniska, affärsmässiga och organisatoriska förutsättningar för att agera på balansmarknaderna och inkluderar möjligheter, utmaningar och risker att vara aktiv på marknaderna utifrån insamlade erfarenheter och litteratur. Kapitel 6 beskriver utvecklingen och den praktiska implementeringen av verktygsprototypen. Kapitel 7 innehåller rapportens diskussion, analys och slutsatser.

## 2 Introduktion till balansmarknaderna

Balansmarknaderna kompletterar elhandelsmarknaderna genom att hantera de obalanser mellan produktion och förbrukning som kvarstår nära leveranstillfället. De olika elmarknaderna fyller därmed olika funktioner och verkar inom olika tidsperspektiv, se Figur 1. Förhandsmarknaden, eller prissäkringsmarknaden, används för att hantera risker och säkra elpriser på längre sikt. Dagen före-marknaden, även kallad spotmarknaden, är den huvudsakliga marknaden för handel med el för leverans nästkommande dygn. Intradagsmarknaden möjliggör därefter justeringar närmare leveranstillfället, exempelvis när prognoser för produktion eller förbrukning förändras. Balansmarknaderna verkar närmast realtid och används för att hantera obalanser mellan produktion och förbrukning inför och under leveranskvarten (Svenska kraftnät, 2025c).



Figur 1 Översikt över elmarknadernas roller och tidsperspektiv inför leverans (baserad på figur från (Svenska kraftnät, 2025c).

### 2.1 Balansmarknaderna

Svenska kraftnät ansvarar ytterst för att upprätthålla balansen mellan elproduktion och elförbrukning i det svenska elsystemet. För att hantera obalanser och störningar köper och aktiverar Svenska kraftnät olika stödtjänster som möjliggör upp- eller nedreglering av produktion och förbrukning. Dessa handlas på balansmarknaderna och omfattar frekvenshållningsreserver (FCR) samt frekvensåterställningsreserver (aFRR och mFRR), med varierande krav på aktiveringstid, uthållighet och för vissa produkter automatisk styrning (se Tabell 1). Aktiveringstiden avser hur snabbt anläggningen kan svara på en signal om upp- eller nedreglering. Den består dels av upprampningshastigheten, det vill säga hur snabbt exempelvis panna och turbin kan ändra produktionen, dels av tiden mellan mottagen signal och start av upprampningen. Kravet på minsta budstorlek påverkar också möjligheterna att delta, där övergången till lägre krav på budstorlek underlättat för fler att kunna delta. Kravet på uthållighet anger en minsta drifttid vid aktivering. Vissa

stödtjänster aktiveras automatiskt under normaldrift, medan andra aktiveras vid mindre eller större störningar. Exempelvis aktiveras aFRR automatiskt av Svenska kraftnät och FCR-marknaderna som regleras automatiskt utifrån frekvensen.

Tjänsterna kan levereras av förkvalificerade resurser såsom produktionsanläggningar, flexibel elanvändning och energilagrar. I Tabell 1 ges en översiktlig bild över kraven för de olika stödtjänsterna. Tabellen visar även på vilken marknad handel sker och vilka typer av ersättningar som ges. Till skillnad från de andra balansmarknaderna består mFRR av två marknader där bud läggs på kapacitetsmarknaden (CM) och energiaktiveringsmarknad (EAM) (Svenska kraftnät, 2025a).

Tabell 1 Översiktsbild över krav, handel och prissättning av reserver (baserad på (Svenska kraftnät, 2025a)).

	Frekvenshållningsreserv			Frekvensåterställningsreserv	
	FCR-D upp	FCR-D ned	FCR-N	aFRR	mFRR
<b>Reglering</b>	Uppreglering vid störning	Nedreglering vid störning	Symmetrisk upp- och nedreglering vid normaldrift	Automatisk upp- och/eller nedreglering	Manuell upp- och/eller nedreglering, men automatisk avrop från SVK
<b>Minsta bud</b>	0,1 MW	0,1 MW	0,1 MW	1 MW	CM och EAM: 1 MW
<b>Aktivering</b>	Automatisk linjär aktivering inom frekvensintervallet 49,90-49,50 Hz	Automatisk linjär aktivering inom frekvensintervallet 50,10-50,5 Hz	Automatisk linjär aktivering inom frekvensintervallet 49,90-50,10 Hz	Automatisk vid frekvensavvikelse från 50,00Hz	Automatisk aktivering utifrån prognostiserade obalanser per elområde
<b>Aktiveringstid</b>	Två krav på aktiveringstid: - Resursen ska aktiveras med minst 86% av den ansökta kapaciteten inom 7.5 s - Resursen ska aktivera minst 3.2 sekunder av sin energi inom 7.5 s		Inget explicit krav på aktiveringstid. Test av prestanda till att aktivera via sinustest.	100 % inom 5 min	Full aktivering inom 12,5 min med en förberedelseperiod om 2,5 min och 10 min rampningsperiod
<b>Uthållighet</b>	Minst 20 min	Minst 20 min	1h	1h	15 min vid schemalagd, 30 min vid direktaktivering
<b>Handel och ersättning</b>	Bud på CM Marginalpris	Bud på CM Marginalpris	Bud på CM Marginalpris	Bud på CM Marginalpris	Bud på CM och EAM Marginalpris

## 2.2 Utveckling av balansmarknaderna

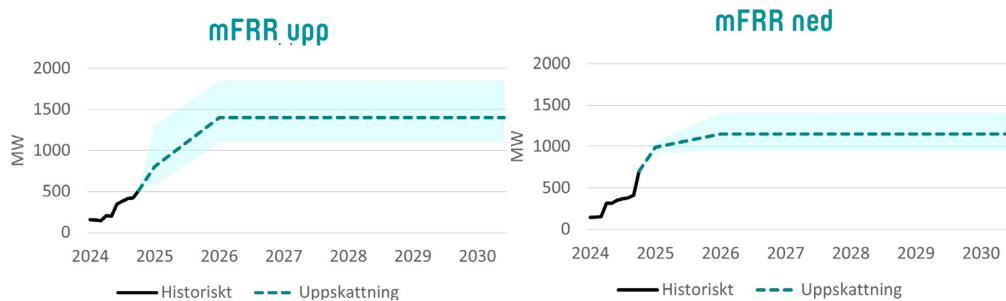
Balansmarknaderna befinner sig i en period av snabb utveckling, driven av energiomställningen, nya regelverk och förändrade behov i kraftsystemet. Den nordiska elmarknaden förändras genom mer förnybar el, nya konsumtionsmönster och tätare internationella kopplingar. För att säkerställa leveranssäkerhet och stödja energiomställningen införs Nordic Balancing Model (NBM), ett gemensamt projekt mellan de nordiska systemoperatörerna. Målet är en framtidssäker och

marknadsbaserad balansering som harmoniseras med EU-regler och stärker den europeiska marknadsintegrationen. En viktig förändring är att balanseringen ska utgå mer från obalanser i varje elområde, vilket bättre speglar systemets fysiska begränsningar och ge mer korrekta priser. Införandet kräver omfattande anpassningar hos elmarknadens aktörer och ställer högre krav på digitalisering, informationsutbyte och förändrade affärs- och driftprocesser (Svenska kraftnät, 2025b).

Under de senaste åren har flera förändringar genomförts kopplat till utformningen och kraven för de olika balansmarknaderna. Detta påverkar förutsättningarna för fjärrvärmebolagen att vara aktiva på marknaderna. För mFRR har exempelvis kravet på budstorlek sänkts till 1 MW vilket förbättrar möjligheterna, men samtidigt har nya krav på aktiveringstid implementerats vilket kan försvåra. Balansmarknaden mFRR energiaktiveringsmarknad har automatiserats under 2025 och gått från timmarknad till kvartsmarknad och planeras 2027 övergå till europeisk marknad, vilket kommer att öka konkurrensen. Den nationella mFRR kapacitetsmarknaden som infördes 2023 som innebar nya affärsmöjligheter för fjärrvärmebolagen har övergått till en gemensam trilateral kapacitetsmarknad mellan Sverige, Finland och Danmark (Energimyndigheten, 2023a; Svenska kraftnät, 2026a).

För aFRR har den nationella kapacitetsmarknaden ersatts av en gemensam nordisk kapacitetsmarknad under 2022, vilket ökar möjligheterna för handel mellan elområden och länder. Sverige planerar att ansluta till den europeiska aFRR energiaktiveringsmarknaden under 2027 (Svenska kraftnät, 2025b). För FCR infördes 2024 marginalprissättning vilket gör det lättare att prissätta sina resurser då alla avrop på marknaden ges samma betalning, därmed minskar behovet av prissättningsstrategier (Energimyndigheten, 2023a).

Hur framtida behov av kapacitet för de olika balansmarknaderna utvecklas påverkar utvecklingen av marknaderna och möjligheterna. Svenska kraftnät har uppskattat framtida behov av kapacitet. I figur 2 visas uppskattad volymbehov för mFRR-marknaderna där framtida behov ligger inom färgat intervall. Enligt Svenska kraftnät kommer en ny uppskattning släppas under 2026.

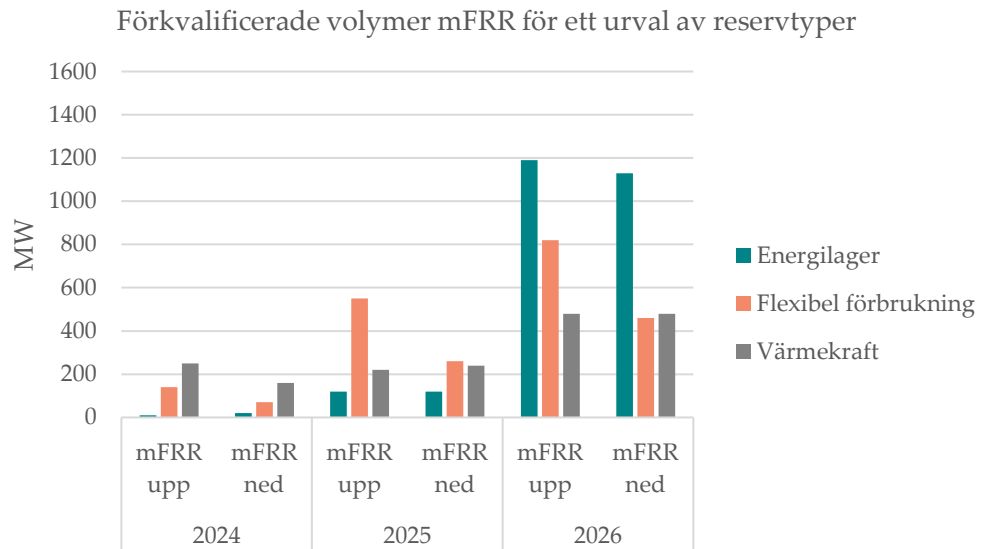


Figur 2 Uppskattat behov av kapacitet för mFRR upp och ned 2025–2030 (baserad på data från (Svenska kraftnät, 2025).

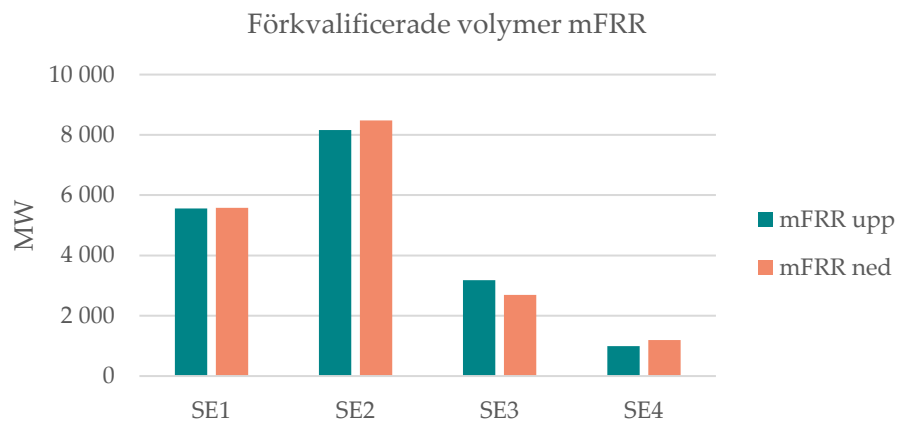
## 2.3 Fjärrvärme på balansmarknaderna

Flera fjärrvärmebolag är idag aktiva med sina kraftvärmeverk på mFRR-marknaderna. Det finns även förkvalificerade kraftvärmeverk på FCR-marknaderna, men det är oklart hur aktiva dessa är. Förkvalificering innebär att en anläggning klarar de tekniska kraven, men betyder inte nödvändigtvis att det är lämpligt att vara aktiv ur ett driftperspektiv, då deltagande avgörs av drifts- och marknadsförutsättningar. Vissa fjärrvärmebolag har investerat i batterier och deltar med dessa på FCR- och mFRR-marknaderna.

De förkvalificerade volymerna för värmekraft på mFRR har fördubblats mellan 1 januari 2025 och 1 januari 2026 från omkring 240 till 480 MW och har fortsatt att växa. Senaste statistiken för april 2026 visar förkvalificerade volymer av kraftvärme för mFRR upp om 690 MW och för ned 710 MW. Förkvalificerade volymer för flexibel förbrukning och energilager har även dessa ökat, där energilager har haft en kraftig ökning av volym under det senaste året (se Figur 3). Förkvalificerade volymer per elområde skiljer sig mycket (se Figur 4), vilket beror på stora förkvalificerade volymer av vattenkraft i norra Sverige.



Figur 3 Visar utvecklingen av ett urval av förkvalificerade volymer på mFRR upp och ned marknaderna. Värden är baserade på data för 1 januari för respektive år. (Källa: svenska kraftnät)








Figur 4 Förkvalificerade volymer på mFRR upp och ned per elområde för april 2026. Totala förkvalificerade volymer för mFRR upp var 17 890 MW och för mFRR ned var 17 942 MW.

För FCR-D upp och ned har energilager ökat kraftigt under perioden 2024–2026. För kraftvärme har den förkvalificerade volymen under samma period i princip legat konstant på 50 MW för både FCR-D upp och ned. För aFRR upp och ned har den förkvalificerade volymen av kraftvärme pendlat mellan 0 och 50 MW mellan åren 2023 och 2026 (Svenska kraftnät, 2026d).

Kraftvärmens maximala reglereffekt uppskattades till 1100 MW (2016) och förväntas öka till 1400 MW till 2030, vilket motsvarar cirka 30% av den totala installerade effekten (Profu, 2016). En annan studie uppskattade potentialen för kraftvärmeverk som balanseringslösning till 630-1500 MW till 2040 (af Burén m.fl., 2021). Detta innebär att det trots ökningen av kraftvärme på mFRR-marknaden fortsatt finns stor potential för fjärrvärmebolag att bidra med reglereffekt.

Utöver kraftvärmeverken har fjärrvärmebolag andra typer av anläggningar såsom värmepumpar, batterier, elpannor och reservaggregat som kan vara aktuella som resurser för balansmarknaderna. I Figur 5 visas en nulägesbild över aktuella balansmarknader där olika resurser ett fjärrvärmebolag kan ha är aktiva.

	FCR-D upp/ned	FCR-0	aFRR	mFRR upp/ned
 Kraftvärmeverk	✓	✓	✓	✓
 Värmepumpar	✓	✓		✓
 Batterier	✓	✓	✓	✓
 Elpannor				✓
 Reservaggregat				✓

Figur 5 Nuläge gällande vilka balansmarknader olika tekniker är förkvalificerade på, baserat på intervjuer inom projektet och Svenska kraftnäts information om förkvalificerade volymer.

## 2.4 Roller på balansmarknaderna

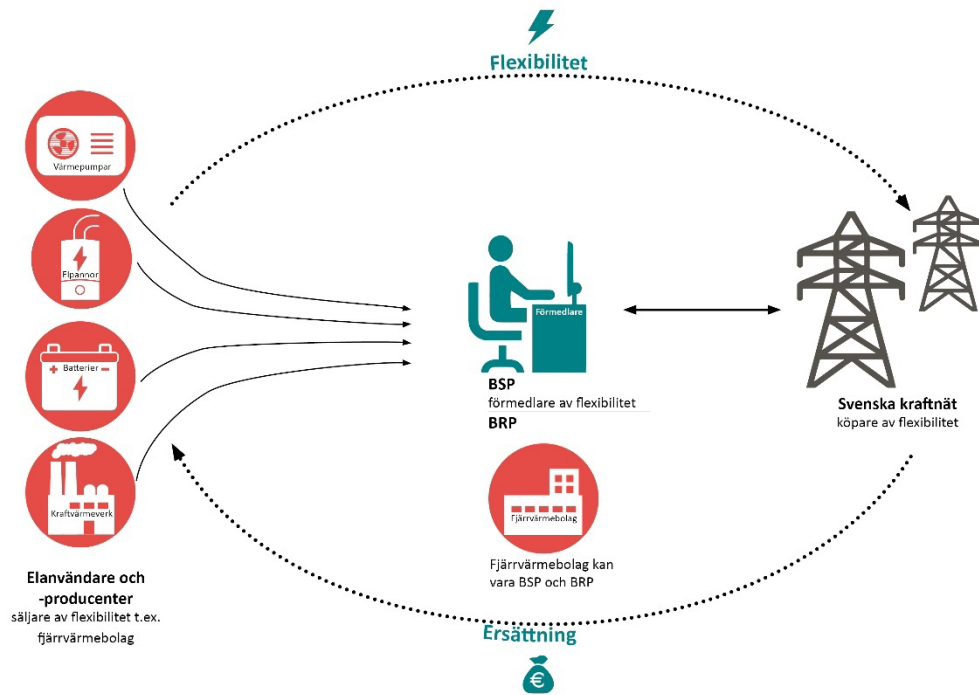
Från 1 maj 2024 har den tidigare rollen balansansvarig delats upp i två separata aktörsroller: Balansansvarig part (BRP) och Leverantör av balanstjänster (BSP). Uppdelningen innebär två separata avtal mellan Svenska kraftnät och marknadsaktörerna och är ett första steg mot en full implementering av rollerna som förväntas genomföras i januari 2029. I Figur 6 visas en schematisk bild över rollerna på balansmarknaderna.

BRP har ett affärsmässigt och planeringsmässigt ansvar för att det är balans mellan tillförsel och uttag av el. Ansvaret gäller per elområde. BRP handlar sig i balans och lämnar in sina planer till Svenska kraftnät senast en timme före drifttimmen. BRP står för de kostnader som uppstår vid obalanser.

BSP är den marknadsaktör som ansvarar för att leverera balanstjänster (stödtjänster) (FCR, aFRR och mFRR) till Svenska kraftnät. För detta krävs godkända förkvalificerade enheter eller grupper och ett giltigt BSP-avtal. För en resursägare som inte kan eller vill vara BSP kan denne leverera balanstjänster via en annan BSP som underleverantör. Det är alltid BSP:n som är ytterst ansvarig gentemot Svenska kraftnät för leveransen och för att avtalskrav, inklusive IT-säkerhet, uppfylls.

Idag krävs att en aktör som är BSP även är BRP i de leveranspunkter där balanstjänster levereras. När den fristående BSP-rollen införs, möjliggör detta att fler aktörer som inte är BRP kan agera BSP och att aggregering av resurser blir mer flexibel (exempelvis kan en BSP lämna bud med resurser som tillhör flera BRP-aktörers portföljer). De finansiella kraven för att bli BSP kommer vara enklare att uppfylla när detta införs.

**FLEXIBEL FJÄRRVÄRME**  
Ökade möjligheter för fjärrvärmebolag att agera på balansmarknaderna  
Juni 2026



Figur 6 Rollerna på balansmarknaderna. De röda symbolerna pekar ut roller som fjärrvärmebolag kan ha.

## 3 Genomförande

---

Projektets genomförande består av tre huvuddelar. Första delen undersöker vilken roll och vilket värde fjärrvärmesystemen har på balansmarknaderna ur ett systemperspektiv genom energisystemmodellering. Andra och tredje delen av genomförandet syftar till att öka fjärrvärmebolagens möjligheter och vilja att agera på balansmarknaderna. Den andra delen omfattar en kunskapssammanställning av befintlig litteratur och insamling av erfarenheter från fjärrvärmebolag som är aktiva på balansmarknaderna. I den tredje och sista delen utvecklas och verifieras en verktygsprototyp som beräknar den information fjärrvärmebolag idag saknar för att vara aktiva på marknaderna.

### 3.1 Analys av fjärrvärmens framtida roll och värde för balansmarknaderna ur ett energisystemperspektiv

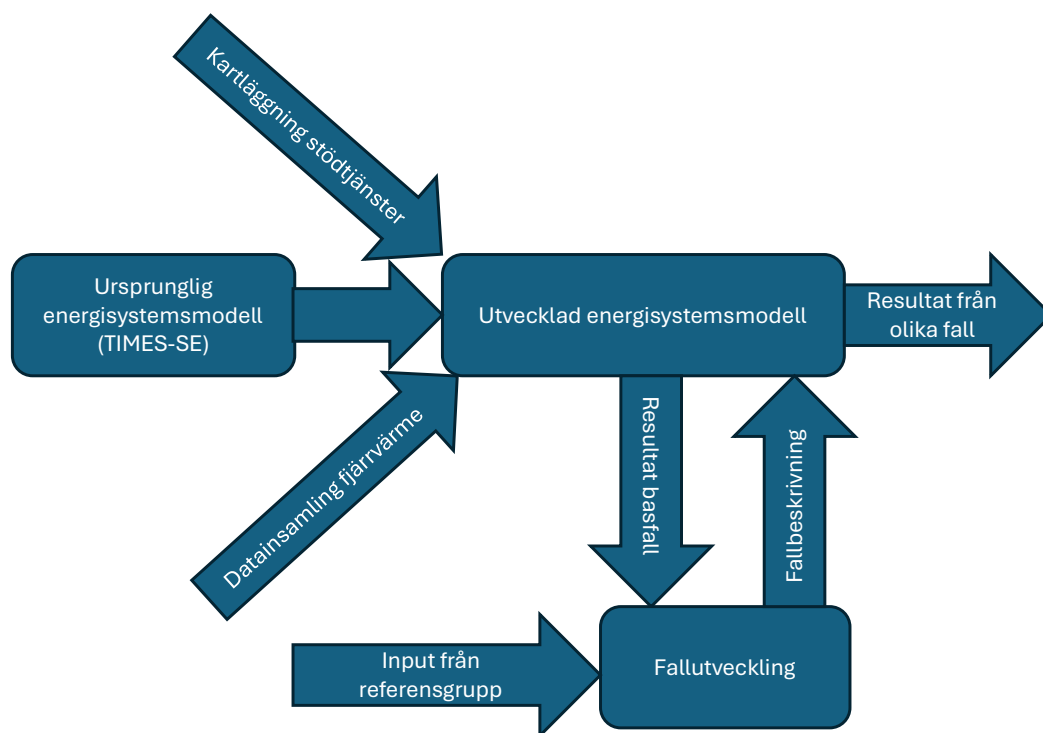
Genom energisystemmodellering undersöktes hur efterfrågan på flexibilitet och tillhandahållande av driftreserver och stödtjänster kan påverka hur energisystemet kan utvecklas kostnadseffektivt på lång sikt. Fokus har varit att undersöka hur svenska fjärrvärmesystems roll i att tillhandahålla stödtjänster till elsystemet och att undersöka hur stödtjänsterna påverkar energisystemets utveckling. Fokus har även varit på att jämföra fjärrvärmesystem med andra potentiella resurser när det gäller tillhandahållande av stödtjänster.

Arbetet genomfördes i flera steg, se Figur 7. Först samlades data in och analyserades för att kartlägga kapacitetsbehovet av stödtjänster på nationell och regionala nivåer. Datainsamlingen genomfördes för såväl dagens energisystem som för ett framtida klimatneutralt energisystem. Informationen togs fram genom litteratursammanställning och dialog med projektgruppen och integrerades därefter i modellen.

Därefter identifierades fjärrvärmesystemens flexibilitetspotential att bidra till olika stödtjänster i elsystemet. Fokus låg på tekniker som kraftvärmeverk med ångturbiner och gasturbiner, värmepumpar och elpannor. De teknisk-ekonomiska parametrar som krävdes för att representera fjärrvärmekapaciteten togs fram. Andra kraftkällors förmågor, exempelvis vattenkraft, vindkraft och batterier, att bidra till olika sorters stödtjänster för elsystemet kartlades också. Underlaget baserades på både litteraturgenomgång och diskussioner med projektgruppen.

Som nästa steg vidareutvecklades modellen TIMES-SE. Modellen anpassades för att inkludera attribut och parametrar som möjliggör representation av stödtjänster i elsystemet. Här integrerades de tekniker, befintliga såväl som framtida, som kan leverera stödtjänster, inklusive fjärrvärmesystem.

Slutligen tillämpades den utvecklade modellen på ett antal fall för att undersöka robustheten i resultaten. Resultaten analyserades och jämfördes med fall utan stödtjänster på elmarknaden, vilket gjorde det möjligt att identifiera fjärrvärmesystemens roll och värde för att leverera stödtjänster till elsystemet.



Figur 77 Flödesdiagram för hur modellen och dess undersökta fall utvecklades.

Resultaten från modelleringen presenteras i kapitel 4.

## 3.2 Kunskapssammanställning

Framtagandet av en kunskapssammanställning omfattade en litteratursammanställning, intervjuer med fjärrvärmebolag samt workshops med projektets referensgrupp. På så sätt har projektet kunnat belysa både befintlig kunskap och praktiska erfarenheter kopplade till fjärrvärmebolags deltagande på balansmarknaderna. Resultaten från arbetet redovisas i denna rapport och har även

sammanställts i en handbok<sup>2</sup> för fjärrvärmebolag, där projektets lärdomar presenteras i ett mer lättillgängligt format tillsammans med en steg-för-steg-guide. Handboken lanserades i samband med Fjärrvärmedagarna 2026.

### 3.2.1 Litteratursammanställning

En initial litteratursammanställning genomfördes för att kartlägga befintligt kunskapsläge mer i detalj. Litteratursammanställningen baserades på publicerad litteratur inom området, med fokus på svenska förhållanden och på material från de senaste fem åren före projektstart. Äldre rapporter inkluderades när de ofta återkom som referenser i det första urvalet och bedömdes vara relevanta. Materialet sammanfattades, sorterades tematiskt och sammanställdes utifrån de huvudsakliga teman som identifierades. Sammanställt underlag utgjorde en grund vid utformningen av intervjuerna och workshopen.

### 3.2.2 Intervjuer

Semi-strukturerade intervjuer har genomförts inom projektet för att inhämta erfarenheter från fjärrvärmebolag som tidigare eller i dagsläget agerar på olika balansmarknader. Semi-strukturerad intervjuteknik valdes för säkra att samma frågor ställs till varje intervjuobjekt samtidigt som möjlighet till flexibilitet och följdfrågor för att förtydliga olika svar gavs. Demoanläggningarna<sup>3</sup> och aktörer från referensgruppen<sup>4</sup> som utreder möjligheten med eller verkar på balansmarknaderna har intervjuats vid flertal tillfällen under projektets gång. Totalt har 14 intervjuer genomförts där varje intervjurunda har haft olika teman som valts utifrån projektets målsättning. Nedan följer intervjurundorna i kronologisk ordning inklusive kort beskrivning av innehållet.

- Intervju 1a demoanläggningar (dec 2023): Intervjun hade fokus på utvärderingsfasen och förutsättningarna att agera på balansmarknaderna. Här undersöktes bland annat vilka balansmarknader som är intressanta och som utreds för vilka typer av anläggningar. Även frågor kopplat till hur utvärdering som process går till, samt de osäkerheter, utmaningar och risker som de identifierat kopplat till utvärderingsfasen ställdes.

---

<sup>2</sup> [Vägen till balansmarknaderna för el – En handbok för fjärrvärmebolag](#)

<sup>3</sup> Mölndal energi, Växjö Energi och Hafslund Celsio Oslo

<sup>4</sup> Borås energi, Karlstad energi, Landskrona energi, Mälarenergi, Stockholm Exergi, Tekniska verken

- Intervju 1b referensgrupp (feb 2024): Intervjun hade fokus på statusen på balansmarknaderna, förutsättningar för anläggningen och organisationen samt risker/osäkerheter kopplat till balansaffären.
- Intervju 2a demoanläggningar (maj 2025): Fokus på business case och kostnadseffektivitet, samt uppföljning av status och erfarenheter.
- Intervju 2b referensgrupp (maj 2025): fokus på business case och kostnadseffektivitet, samt uppföljning och uppdatering av status av stödtjänster på balansmarknaderna.

Resultat från intervjuerna är sammanställd tillsammans med litteraturen i kapitel 5 och utgör underlag till handboken. Intervjuguider för intervjuerna återfinns i bilaga A-C.

### 3.2.3 Workshop med referensgruppen

En workshop kring risker, osäkerheter och utmaningar hölls i samband med referensgruppsmöte (2023-12-06). Under intervjuer med aktörer inom referensgruppen (februari 2024) identifierades 15 risker relaterade till deltagande på balansmarknaden. Dessa 15 risker delades sedan in i fem riskkategorier. Därefter genomfördes en andra workshop (2024-05-31) där riskerna diskuterades och kvantifierades utifrån sannolikhet och konsekvens på en skala 1–4 för varje risk. Sannolikhet och konsekvens multiplicerades för att ta fram risktalet för varje risk. Risktalet indikerar hur allvarlig risken är i form av sannolikhet och konsekvens och möjliggör en rangordning av riskerna. Aktörer från referensgruppen samt demositerna deltog i workshopen. Intervjusvaren kring risker från referensgruppen och resultatet från riskworkshops har sammanställts i bilaga D.

## 3.3 Utveckling och utvärdering av verktygsprotyp för fjärrvärmebolag

Arbetet inom detta delmoment har fokuserat på att utveckla och testa metoder för att beräkna kostnaden för förändrad elproduktion eller elanvändning i fjärrvärmenät. Metoderna utgår från en befintlig driftplan för ett fjärrvärmenät, där produktion, lagring och last är optimerade med avseende på minimal driftkostnad givet rådande förutsättningar. I driftkostnaden ingår samtliga rörliga kostnader för berörda anläggningar, inklusive bränslekostnader, samt den kända eller prognostiserade intäkten från försäljning av el på day-ahead-marknaden. Denna grundkörning används som referens. Därefter genomförs alternativa körningar där

elproduktionen förändras, och den resulterande förändringen i nätets totala driftkostnad beräknas. Metoden kan användas på valfri tidsperiod.

Vid de alternativa körningarna genomförs en ny optimering av hela produktionssystemet, där elproduktionen inte längre optimeras fritt utan istället sätts till ett fördefinierat värde under valda tidssteg. Samtidigt tillåts övriga delar av systemet, såsom värmeproduktion och lagring, att anpassas för att fortsatt uppfylla värmebalansen. Skillnaden i total driftkostnad mellan grundkörningen och den alternativa körningen används som mått på kostnaden för förändrad elproduktion.

Den förväntade intäkten från day-ahead-marknaden inkluderas i samtliga scenarier, eftersom det finns relativt tillförlitliga prognoser för dessa priser. För balansmarknader inkluderas däremot inga prognostiserade intäkter i analyserna, då prisbilden på dessa marknader i dagsläget är betydligt mer osäker. Den beräknade kostnadsökningen kan därefter vägas mot förväntade marknadsintäkter, aktuellt driftläge och den risknivå som bolaget är villigt att acceptera vid budgivning.

Metoden är generell och kan tillämpas både på förändrad elproduktion och förändrad elanvändning. För att analysera effekten av förändrad elproduktion har två olika angreppssätt testats. I det första angreppssättet förändras elproduktionen under en enskild timme i taget, varefter analysen itereras över samtliga timmar i den studerade perioden. I det andra angreppssättet förändras elproduktionen istället över en sammanhängande tidsperiod, exempelvis ett helt dygn.

Syftet med metoderna är att ge användaren ett bättre beslutsunderlag kring hur förändrad elproduktion eller elanvändning påverkar produktionskostnaden i hela fjärrvärmesystemet. Analysen är inte avsedd att ge direkta rekommendationer kring budstrategier eller val av marknad, utan snarare att synliggöra konsekvenser och kostnader kopplade till olika handlingsalternativ. Användaren får därefter själv väga resultaten mot förväntade intäkter, rådande driftförhållanden och den egna riskbenägenheten vid beslut om marknadsdeltagande.

Praktisk tillämpning och resultat av metoderna presenteras i kapitel 6.

## 4 Fjärrvärmens roll och värde för balansmarknaderna ur ett energisystemperspektiv

---

I detta kapitel presenteras först den energisystemsmodell som använts för att undersöka hur energisystemet kan utvecklas i framtiden när behovet av stödtjänster ska uppfyllas. Sedan beskrivs de olika fall som implementerats i modellen. Efter det presenteras resultaten från de olika fallen. Resultaten är ett urval av resultaten som presenteras i den vetenskapliga artikeln "The Role of District Heating in Providing Ancillary Services for the Electricity System - Modeling Study for the Case of Sweden" som är inskickad för granskning.

### 4.1 Energisystemsmodell

I energisystemsmodelleringen så har modelleringsverktyget TIMES använts för att undersöka hur Sveriges energisystem skulle kunna utvecklas. TIMES är ett välanvänt modelleringsverktyg utvecklat av IEA-ETSAP som har använts för att undersöka hur energisystem kan utvecklas kostnadseffektivt över tid. Till detta läggs olika begränsningar och mål till, exempelvis begränsad mängd biomassa, ökat elbehov och att utsläppsmål för framtida år ska uppfyllas. Resultat från modellen är exempelvis storlek på investeringar och körningsmönster för olika tekniker vid olika tidpunkter.

Den TIMES-modell som använts i detta projekt är TIMES-SE, utvecklat av Energy Modelling Lab (EML). I TIMES-SE är flera sektorer som är kopplade till energi implementerade och sammankopplade, exempelvis elektricitet, värme, transporter, jordbruk och skogsbruk. Modellen kan därför undersöka hur dessa sektorer kan utvecklas över tid tillsammans.

TIMES-SE-modellen har i detta projekt vidareutvecklats och detaljerna kring stödtjänster implementerats genom att systemet vid alla tidpunkter ska kunna tillgodose stödtjänster till elsystemet. Detta har gjorts genom att implementera behov av de olika stödtjänsterna och tekniska möjligheterna för olika elproduktionstekniker att tillhandahålla stödtjänster. Fokus för de tekniska möjligheterna att tillhandahålla stödtjänster har varit på fjärrvärmesektorn där, bland annat, olika turbiner i kraft- och fjärrvärmesektorns förmågor att variera sin elproduktion är implementerade.

I modellen är fyra typer av stödtjänster för elsystemet implementerade: FCR-D, FCR-N, aFRR, och mFRR. Både upp- och nedrampning av dessa stödtjänster behöver uppfyllas vid varje tidpunkt. Eftersom varje produktionsteknik har olika förmåga att snabbt variera sin produktion så lämpar sig teknikerna olika väl för att tillhandahålla stödtjänster.

I modellen så behöver behovet för FCR-D och FCR-N tillhandahållas på nationell nivå medan aFRR och mFRR behöver uppfyllas av anläggningar inom respektive elprisområde.

## 4.2 Undersökta fall

Flera fall implementerades i modellen för att undersöka vilken roll fjärrvärmesystemen kan fylla under dessa olika fall. Fallbeskrivningen utvecklades i samråd med referensgruppen utifrån resultaten av ett basfall. Fallen är beskrivna i Tabell 2.

Tabell 2 Beskrivning av undersökta fall.

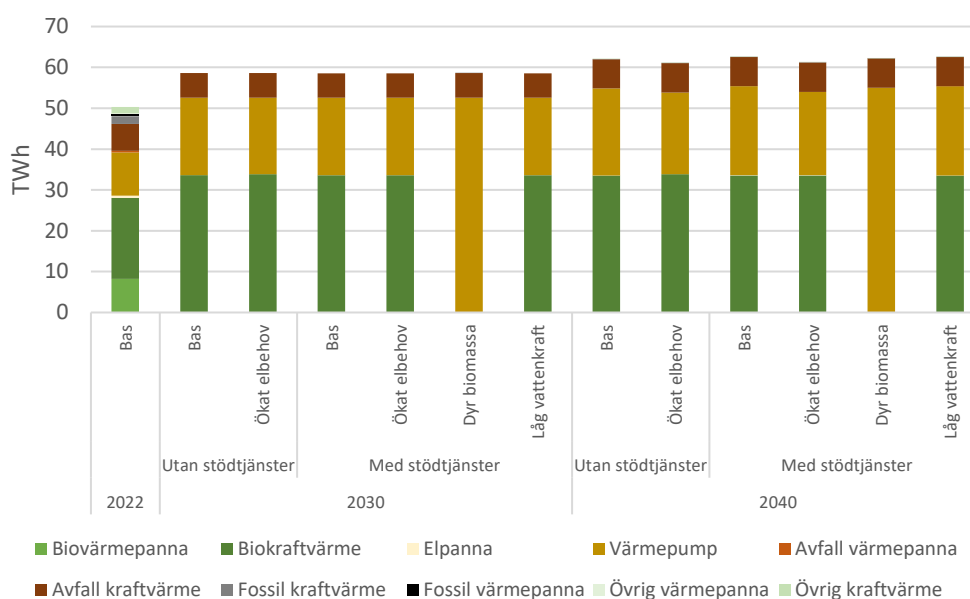
	Fallnamn	Skillnad från basfall
Utan stödtjänster	Bas	-
	Ökat elbehov	Minsta produktion av järnsvamp med hjälp av vätgas producerad genom elektrolys i Sverige är satt till 6,1/12,2/18,3/24,4 miljoner ton år 2030/2035/2040/2045. Detta motsvarar ett ökat årligt elbehov på ungefär 16,7/33,4/50,1/66,9 TWh, med antagandet att elektrolys har en verkningsgrad på 65%
Behov av stödtjänster måste uppfyllas	Bas	-
	Ökat elbehov	Samma elbehovsökning som i fallet utan stödtjänster
	Dyr biomassa	Kostnaden för träpellets, träflis och träavfall är 50 % högre för alla år jämfört med basfallet.
	Låg vattenkraft	Små vattenkraftsstationer (under 10 MW) kan inte bidra till stödtjänster. Detta minskar den installerade kapaciteten för vattenkraften som kan bidra till stödtjänster från 2595 MW till 2107 MW i SE3 och från 347 MW till 152 MW i SE4.

## 4.3 Modelleringsresultat

Det övergripande resultatet från modelleringen är att storlek och typ av nya fjärrvärmeanläggningar inte påverkas av om behovet av stödtjänster ska uppfyllas eller inte. Däremot så bidrar anläggningarna i fjärrvärmesystemen till elsystemstjänster.

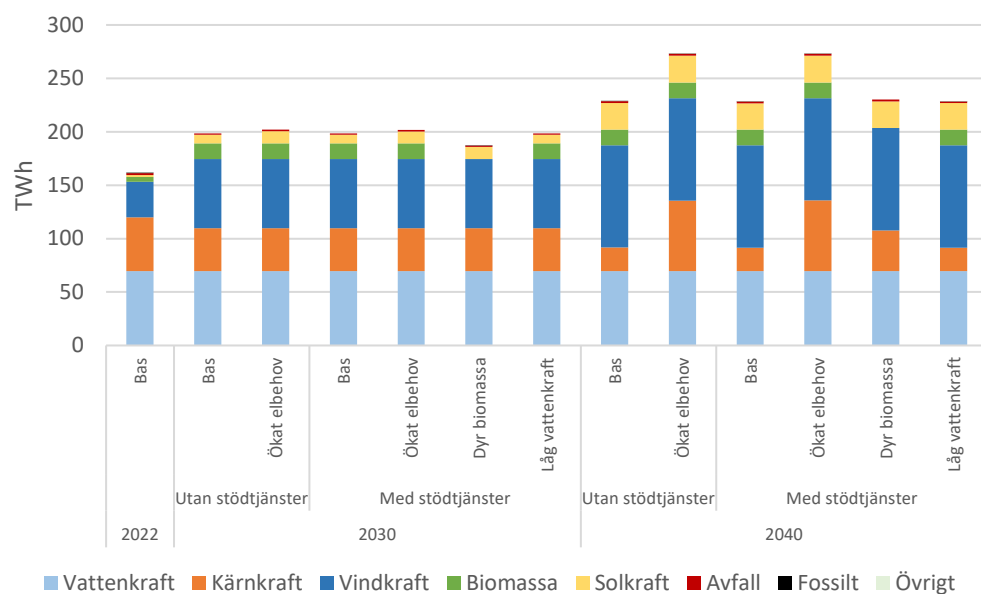
I Figur 8 visas modelleringsresultaten för den årliga fjärrvärmeproduktionen. Resultaten visar på att en mix av värmepumpar och kraftvärmeverk står för den största delen av produktionen, med ett visst tillskott av värme från avfallsförbränning i kraftvärmeverk. Det är ingen större skillnad mellan de olika fallen, förutom i fallet med dyr biomassa, där det istället blir lägst kostnad för systemet att använda värmepumpar för merparten av fjärrvärmeproduktionen. I alla fall så fasas användningen av biovärmepannor och elpannor ut då det blir mer ekonomiskt att använda biomassa för el- och värmeproduktion i kraftvärmeverk, samt användning av värmepumpar.

Det blir inte någon nämnvärd skillnad av värmeproduktionen mellan de fall där behovet för stödtjänster för elsystemet behöver uppfyllas, och de fall när stödtjänsterna inte behövs.



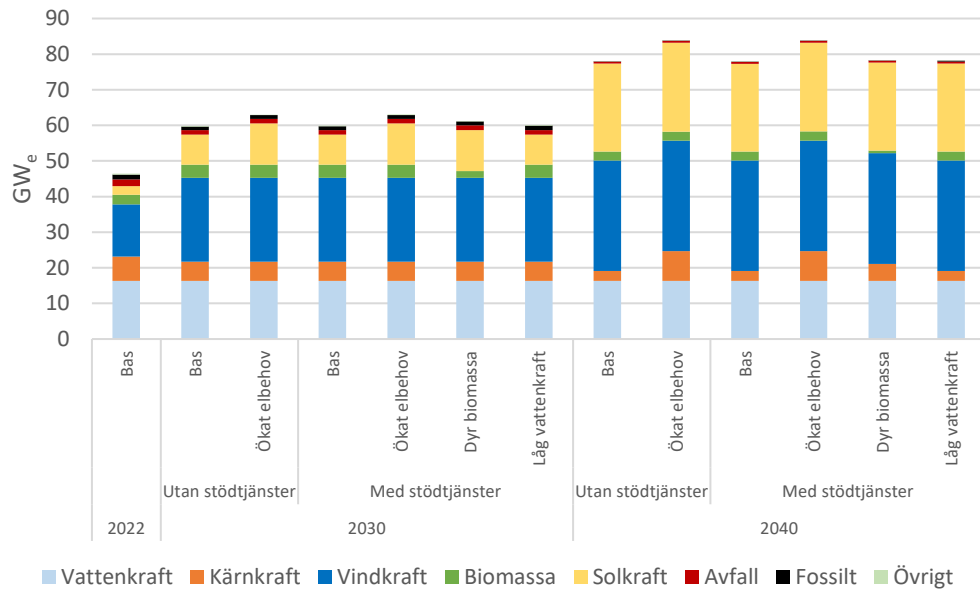
Figur 88 Modelleringsresultat för årlig fjärrvärmeproduktion i de olika modelleringsfallen.

I visas modelleringsresultaten för den årliga elproduktionen i de olika fallen. Resultaten i figuren reflekterar resultaten för fjärrvärmeproduktion med att mer el produceras i kraftvärmeverk efter 2030 utom i Dyr Biomassa-fallet. Precis som för fjärrvärmeproduktionen så är det ingen nämnvärd skillnad mellan fallen ifall behovet för stödtjänster ska uppfyllas eller inte.



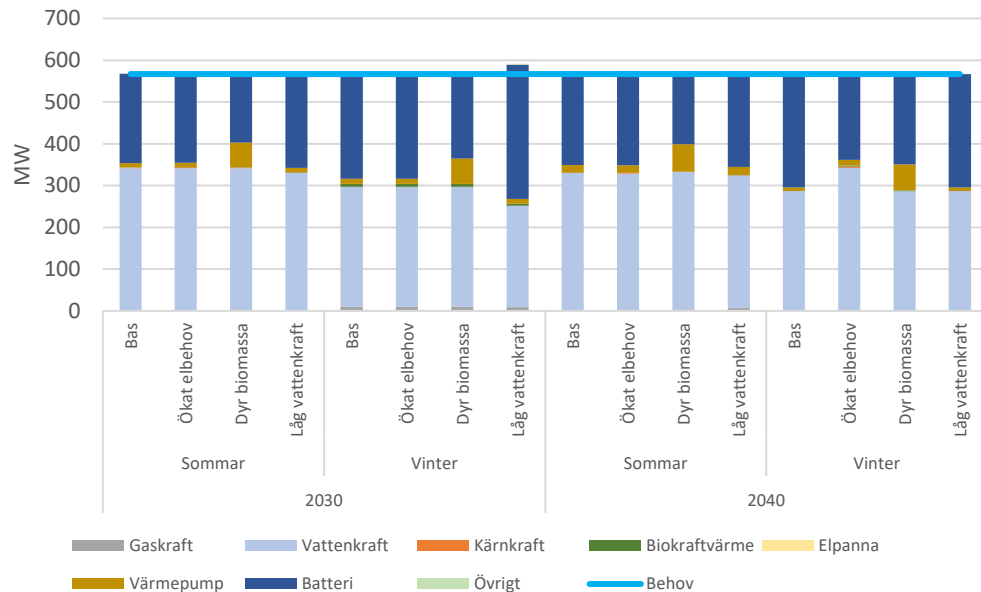
Figur 9 Modelleringsresultat för årlig elproduktion i de olika modelleringsfallen.

I Figur presenteras den sammanlagda elproduktionskapaciteten i de olika fallen. I resultaten syns det att det blir återinvesteringar på ungefär 1,8 GW<sub>e</sub> år 2025 i nya kraftvärmeanläggningar (grönt i figuren), utom i fallet med dyr biomassa, men storleken påverkas inte av ett ökat elbehov, eller om det behövs stödtjänster i elsystemet.



Figur 10 Modelleringsresultat för installerad elproduktionskapacitet i de olika modelleringsfallen

I Figur visas modelleringsresultaten för vilka tekniker som tillhandahåller FCR-D upp på nationell nivå. Resultaten visar att det är batterier och vattenkraft som står för den största delen av tillhandahållandet av FCR-D upp, som har en aktiveringstid på 15 sekunder. Denna snabba aktiveringstid gör att fjärrvärmeanläggningar har svårt att tillhandahålla FCR-D upp. Men i fallet med dyr biomassa, med resultatet av större mängd värmepumpar, så bidrar fjärrvärmeanläggningar till en större del eftersom värmepumpar kan ändra produktionsnivå snabbare än kraftvärmeanläggningar.



Figur 11 Modelleringsresultat för tillhandahållande av FCR-D upp på nationell nivå under två tidsperioder år 2030 och 2040. I fallet med dyr biomassa tillhandahåller anläggningar i fjärrvärmesystem 10–12 % av behovet, och i de andra fallen är tillhandahållandet 2–3 %.

I Figur visas resultaten för tillhandahållande av mFRR upp i SE4, det vill säga det sydligaste elprisområdet, vilket har störst behov av mFRR upp och lägst installerad kapacitet av vattenkraft. Resultaten visas för SE4 eftersom mFRR tillhandahålls på regional nivå.

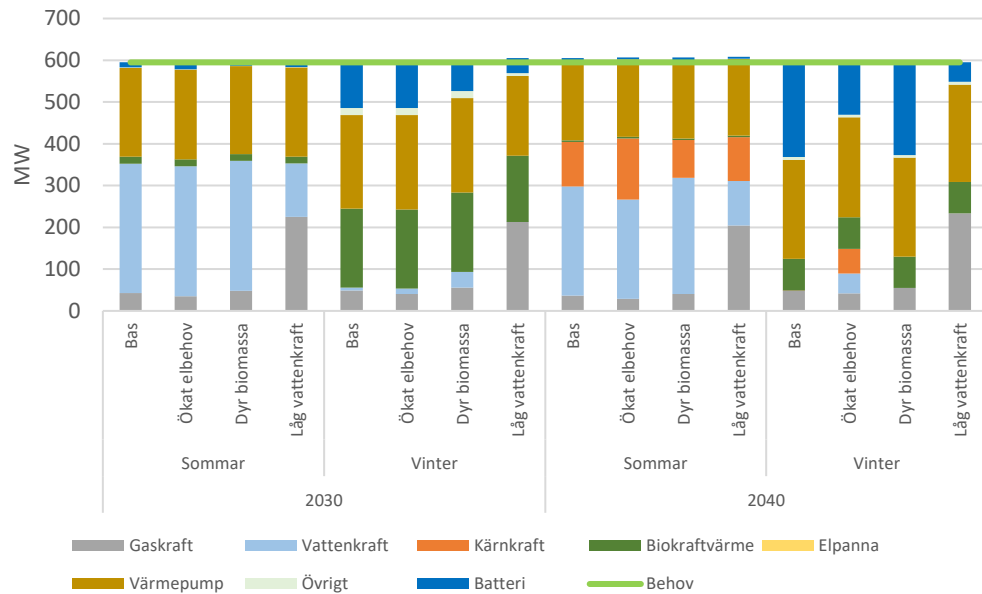
Resultaten visar att både kraftvärme och värmepumpar står för en signifikant del av det totala bidraget till mFRR upp. På sommaren är det främst värmepumpar, medan det är både kraftvärme och värmepumpar på vintern.

I fallet med låg vattenkraft så är den mest kostnadseffektiva lösningen för systemet att investera i en viss mängd gaskraft som bidrar till mFRR upp. Gaskraften körs dock inte, utan står som reserv. Detta visar att det inte är kostnadseffektivt för systemet att göra investeringar i fjärrvärmeanläggningar för att bidra till stöd tjänster för elsystemet, utan de nyinvesteringar som görs i fjärranläggningar är mest kostnadseffektiva om de dimensioneras för att täcka behovet av värme. Men de anläggningar som byggs för att täcka värmebehovet används sedan för att bidra till att stödja elsystemet.

**FLEXIBEL FJÄRRVÄRME**

Ökade möjligheter för fjärrvärmebolag att agera på balansmarknaderna

Juni 2026



Figur 12 Modelleringsresultat för tillhandahållande av mFRR upp i SE4 under två tidsperioder år 2030 och 2040. År 2030 tillhandahåller anläggningar i fjärrvärmesystem 38-39% av behovet på sommaren, och 58-70% på vintern. År 2040 är tillhandahållandet 31-32% på sommaren, och 52-53% på vintern.

## 5 Kunskapssammanställning och erfarenheter från fjärrvärmebolag

---

Fjärrvärmebolag kan behöva anpassa organisation, interna processer och anläggningarna för att kunna agera på balansmarknaderna. I detta kapitel sammanställs resultat tematiskt från studie av litteratur kompletterat med insikter från intervjuer och workshop. Det första temat är de tekniska förutsättningarna, därefter de organisatoriska förutsättningarna och slutligen beskrivs de affärsmässiga förutsättningarna.

### 5.1 Tekniska förutsättningar

Förutsättningar i systemet (produktionsanläggningar, distributionsnät och slutanvändning) påverkar hur flexibelt produktionen kan köras och därmed i vilken grad elproduktionen kan frikopplas från värmebehovet. De tekniska möjligheterna beror bland annat på anläggningens storlek, ålder och bränsletyp.

Avsnittet inleds med att beskriva systemövergripande tekniska förutsättningar. Därefter beskrivs förutsättningar kopplade till olika anläggningstyper. Avslutningsvis behandlas frågor om slitage, miljöpåverkan och tillstånd.

#### 5.1.1 Systemförutsättningar

Aktivering på balansmarknaderna påverkar den kommande produktionsplaneringen i och med att både el- och värmeproduktionen förändras i relation till produktionsplanen. Värmesystemet har en viss tröghet som gör att förändringen inte behöver kompensera direkt, men planen kommer att behöva göras om för att kompensera för den energimängd som aktiverats (Hamon m.fl., 2023).

Under vinterperioder körs anläggningarna ofta nära maximal kapacitet, vilket begränsar möjligheten till uppreglering. Störst potential att öka elproduktionen med kraftvärme finns därför under vår, sommar och höst. Under dessa perioder begränsas produktionen i stället av att värmebehovet är lågt och att det saknas avsättning för värmen i fjärrvärmenäten (Energimyndigheten, 2023a).

För att öka möjligheterna för en anläggning att agera på balansmarknaderna kan olika lösningar användas som till viss del frikopplar elproduktionen från värmeunderlaget. Värmesystemets inneboende tröghet kan utnyttjas kortsiktigt, där

fjärrvärmenätet kan fungera som buffert under några timmars över- eller underproduktion. På längre tidsskalor kan ytterligare lagring användas. Ackumulatortankar kan balansera produktionen på dygnsnivå, beroende på storlek (Storesund, 2016), medan säsongslager kan möjliggöra ökad elproduktion även under perioder med lågt värmebehov såsom på sommaren (af Burén m.fl., 2021).

Lagrad värme kan samtidigt påverka den framtida driften genom att ersätta behovet av ny produktion, vilket kan försvåra optimeringen (Åberg m.fl., 2019). Ett alternativ till lagring är att kyla bort överskottsvärmen till luft eller vatten (Storesund, 2016). Detta medför dock en lägre verkningsgrad för anläggningen totalt sett.

I Tabell 3 sammanställs olika tekniska alternativ för att frikoppla el- och värmeproduktion från varandra och därigenom öka flexibiliteten i fjärrvärmesystemet.

Tabell 3 Exempel på möjligheter för att frikoppla värme- och elproduktion i en fjärrvärmeanläggning.

Möjlighet för frikoppling	Källor
Värmelager – till exempel ackumulatortank eller säsongsenergilager	(af Burén m.fl., 2021; Andersson & Selander, 2021; Dyab m.fl., 2020; Energimyndigheten, 2023a; Hamon m.fl., 2021; Storesund, 2016; Åberg m.fl., 2019)
Arbete med distributionsnätet som värmelager	(Andersson & Selander, 2021; Storesund, 2016)
Arbete med byggnaderna som värmelager	(Andersson & Selander, 2021)
Kylkapacitet (ex. fläktning eller dumpning i vattendrag)	(Andersson & Selander, 2021; Energimyndigheten, 2023a; Storesund, 2016)

Intervjuerna med fjärrvärmebolagen visar att fjärrvärmesystemens flexibilitet i hög grad bestäms av lokala systemförutsättningar och befintlig infrastruktur. Flera av de intervjuade aktörerna arbetar aktivt med att öka möjligheterna att frikoppla el- och värmeproduktion, men utgångsläget skiljer sig mellan olika system.

Av de intervjuade fjärrvärmebolagen har majoriteten av bolagen ackumulatortankar som främst används för dygnsutjämning. Flera av bolagen med lägre lagringskapacitet eller inga ackumulatortankar överväger investeringar i nya ackumulatortankar, där kalkylen kan bli mer lönsam om man inkluderar

stödtjänster. Med större lagringskapacitet ökar möjligheten att köra elproduktionen flexibelt över dygnet. Ett av fjärrvärmebolagen har ett bergrumslager, som ska kunna köras hela året. Detta lager kompletterar deras befintliga ackumulatortankar genom att kunna lagra värmen på längre sikt. I stället för att reducera elproduktionen under vintern för att få ut värme kan de köra mer mot elmarknaden. Den främsta anledningen till investering i bergrumslagret var att de har begränsade möjligheter till kylning.

Flera av de intervjuade uppger att de använder fjärrvärmenätet som ett korttidslager, men att i de fall där ackumulatortanken är stor i förhållande till värmeleveransen spelar lagring i nätet en mindre roll. Ett av bolagen som inte har ackumulatortank uppger att de har sin största flexibilitet i fjärrvärmenätet. Denna möjlighet uppstår på grund av att de är kopplade och levererar till ett större fjärrvärmenät. Flera av bolagen arbetar även med att testa och använda byggnaders värmetröghet. Även nyttan av att lagra i byggnader blir lägre i de fall där det finns stor ackumulatortank.

Samtliga intervjuade har, i varierande utsträckning, tillgång till kylkapacitet via luft eller vatten. För vissa varierar tillgängligheten för kylning över tid. Lönsamheten för att investera i kylkapacitet uppges vara starkt beroende av elprisnivåer, och en aktör beskriver att intresset för att investera i eller använda kylning ökade under perioder med höga elpriser, men därefter har minskat.

Intervjuerna visar också att driften av rökgaskondensering utgör en viktig flexibilitetsparameter i praktiken. Flera aktörer beskriver hur de aktivt justerar användningen av rökgaskondensering beroende på el- och bränslepriser, där minskad kondensering kan användas för att möjliggöra ökad elproduktion och minskad värmeproduktion.

Sammanfattningsvis arbetar de intervjuade fjärrvärmebolagen som är aktiva på balansmarknaderna med flera av de tekniska alternativen för att frikoppla el- och värmeproduktion. Beroende på systemförutsättningar har bolagen olika fokus och prioritet för alternativen.

## 5.1.2 Anläggningars förutsättningar

För att en anläggning ska kunna delta på stödtjänstmarknaderna måste den uppfylla de tekniska krav som gäller för respektive produkt. Kraven omfattar bland annat aktiveringstid, budstorlek, uthållighet och för vissa produkter krävs automatisk styrning

(se kapitel 2.1). Deltagande förutsätter även att anläggningen har rätt mätutrustning, kommunikationslösningar och IT-stöd för att kunna mäta, styra och rapportera enligt marknadsreglerna. För FCR krävs automatisk styrning baserad på frekvens, medan aFRR förutsätter att enheten kan aktiveras automatiskt av Svenska kraftnät (Energimyndigheten, 2023a).

Olika typer av anläggningar har olika förutsättningar att delta på de olika balansmarknaderna. I detta avsnitt beskrivs förutsättningar och möjligheter för de olika anläggningstyperna att bidra med stödtjänster för de olika marknaderna. Anläggningstyperna som omfattas här är kraftvärmeverk, elpannor, värmepumpar, batterier, reservgeneratorer/nödgenerator och ORC-turbiner. I intervjuerna framkommer det även att andra typer av elanläggningar, såsom större pumpstationer skulle kunna vara en möjlighet som kan komma att undersökas. Dock har inte mer detaljerade utvärderingar av dessa typer av anläggningar ännu gjorts. Kompressorkylmaskiner nämns även som ett alternativ som skulle kunna kopplas in på stödtjänstemarknaden. Dessa anläggningstyper behandlas inte i avsnittet.

### 5.1.2.1 Kraftvärmeverk

De flesta rapporter som finns publicerade om fjärrvärmebranschen och balansmarknaderna handlar om kraftvärmeverk. Kraftvärmeverk är planerbara och uthålliga, vilket är två bra egenskaper för att kunna delta på balansmarknaderna. Samtidigt är förutsättningarna anläggningsspecifika. Möjligheterna påverkas av bland annat anläggningens storlek, ålder, bränsletyp och styrsystem.

#### Tekniska egenskaper och begränsningar

Större och modernare kraftvärmeverk har i regel bättre förutsättningar att klara krav på aktivering och reglering. Det beror bland annat på bättre upprampningshastigheter, möjlighet till större budvolym och bättre lämpade styrsystem (t.ex. automatisk turbinstyrning) (Energimyndigheten, 2023a). Lågautomatiska anläggningar kan behöva investeringar i styrning och mätning för att kunna delta på flera marknader (Andersson & Selander, 2021). Styrsystem kan också behöva uppdateras för att hantera nya reglerlagen (Normann, 2021). Större anläggningar har även ofta större interna resurser för att hantera den utökade affären (Energimyndigheten, 2023b).

Upprampningshastigheten för ett kraftvärmeverk ligger typiskt mellan 0,1-0,5 MW/min (Energimyndigheten, 2023b). Samtidigt kan kraftvärmeverk ha svårt till längre eller upprepad aktivering på balansmarknaderna (Eng m.fl., 2014). I Sverige är kraftvärmeverken huvudsakligen fastbränslepannor och det är främst

cirkulerande fluidiserad bäddpannor (CFB) som lämpar sig för snabba förändringar via bränsleinmatning (Normann, 2021). Många kraftvärmeverk har en installerad eleffekt på 10–80 MW (Energimyndigheten, 2023a).

Kraftvärmeverk uppnår vanligtvis högst verkningsgrad vid full effekt. Körstrategier som syftar till att reservera kapacitet för balansmarknader kan därför innebära lägre verkningsgrad och förändrade driftkostnader (Andersson & Selander, 2021).

Intervjuerna bekräftar till stora delar tidigare litteratur. I intervjuerna lyfts att tekniska begränsningar främst är relaterade till gammal utrustning. Till exempel kan det vara svårt att hålla äldre turbiner stabila. Turbinerna kan svänga upp och ner ett par 100 kW vilket gör det svårt att klara kvalificeringen som krävs för att gå med in på frekvensmarknaderna. Utöver instabilitet i turbiner är det reglerhastigheten som sätter begränsningar på äldre utrustningar. Äldre kraftvärmeverk kan ha svårt att kvala in, speciellt på FCR-marknaden, på grund av detta. Äldre utrustning kräver därför investeringar vilket kan leda till att det inte är lönsamt att delta på balansmarknaden. Flexibel drift kan dessutom orsaka problem med äldre utrustning och försämrade miljövärden. Intervjuerna bekräftar litteraturen att nyare utrustning ofta redan är förberedd för den flexibla drift som krävs för att delta på balansmarknaderna. Nyare anläggning och utrustning kan därför enklare användas för att gå in på mFRR- och FCR-marknaderna. Det kan dock fortfarande krävas investeringar i reglersystem, men dessa investeringskostnader är relativt låga.

Ett av de intervjuade fjärrvärmebolagen nämner att möjligheten till ökad flexibilitet handlar om ångflöde och fördelningen mellan turbin och direktkondensator, men också om panntryck och kondensator. Därmed spelar det inte någon roll om det är t.ex. en CFB eller bubblande fluidiserad bädd (BFB) eller annan typ av panna. Detta bekräftas även av en annan aktör som har både kraftvärmeverk med BFB och CFB aktiva på mFRR-marknaderna.

### Styr- och reglerstrategier

Kraftvärmearnläggningar kan reglera elproduktionen på flera sätt:

- Reglering via pannlast/bränsleinmatning. Genom att öka eller minska effekten på pannan via bränsleinmatning regleras elproduktionen (Normann, 2021).
- Reglering via bypass. Genom omledning av ånga förbi turbinen minskas elproduktionen (Andersson & Selander, 2021; Energimyndigheten, 2023b; Normann, 2021).

I Normann (2021) beskrivs effektförändring via bränsleinmatning som för långsamt för frekvensreglering och att snabbare reglering uppnås via omledning av ånga via bypassventilen, vilket även är slutsatsen i (Hamon m.fl., 2023). Även panntyp påverkar reglering där lastförändringar i en fluidiserande bäddpanna kan ge förändrad ångproduktionsmängd på minutskala medan rosterpannor är väsentliga långsammare att reglera (Normann, 2021). Enligt Storesund (2016) är det primärt bibränsleeldade CFB-pannor som antas kunna bidra med reglerkraft eftersom de är mest lämpade för att snabbt ändra bränslelasten i pannan, vilket är det primära sättet enligt Storesund (2016) och Normann (2021) för att ändra ångproduktionen och därmed elproduktionen i turbinen.

Utöver detta beskrivs även andra tekniska åtgärder som kan öka flexibilitet eller elutbyte. Det är exempelvis även möjligt att öka elverkningsgraden i ett kraftvärmeverk genom att tillsätta ett mer högvärdigt bränsle eller använda förtorkat bränsle (värmeöverskott skulle kunna användas för att förtorka bränsle) (Andersson & Selander, 2021; Dyab m.fl., 2020). Att installera en kondenssvans (lågtrycksturbin som placeras efter ordinarie turbin) är ett annat alternativ som också möjliggör mer elproduktion på bekostnad av lägre värmeproduktion (Andersson & Selander, 2021; Dyab m.fl., 2020; Energimyndigheten, 2023b). Att installera en lågtrycksturbin har dock tidigare ansetts vara en icke-ekonomiskt motiverbar lösning (Storesund, 2016). En ökad elverkningsgrad kan även uppnås genom att sänka framledningstemperaturen (af Burén m.fl., 2021).

Andra möjligheter för att reglera uteffekt av el i ett kraftvärmeverk är att fördela om ångflödet, använda sig av ångackumulering eller minska kondenseringstemperaturen genom t.ex. kondensdrift.

I intervjuerna lyftes frågor om reglering av anläggningarna. Möjligheten till reglering varierar mellan olika aktörer. Det beror till exempel på hur pannan regleras och om det gäller upp- eller nedreglering. I de flesta fall är pannlasten konstant och det är direktflödet på kondensator som regleras via by-pass av turbinen och mindre volymer leds till ackumulatorm. Det finns även fall där pannlasten följer med turbinen. I dessa fall sker reglering via tryck i pannan. Det finns också fall där regleringen sker genom att ändra pannlast. När reglering sker med pannan är det bränslet som reglerar. Detta sätt att reglera är långsammare och är svårt att använda för att köra FCR.

### **Möjligheter och begränsningar för kraftvärmeverk per balansmarknad**

Nedan beskrivs kraftvärmeverkens möjligheter och begränsningar att bida med stödtjänster på de olika balansmarknaderna utifrån litteraturen.

**mFRR** – Aktiveringstiden kan vara en begränsning för äldre kraftvärmeverk. Det kan krävas automatisk turbinstyrning och ändrade drifrutiner för att klara aktiveringstiden. Hög minsta budvolym kan begränsa (Energimyndigheten, 2023a), men denna har sänkts till 1 MW under 2023. Enligt Energimyndigheten (2023a) bedöms att kraftvärmeverk är bäst lämpade för att delta på mFRR och FCR-N.

**aFRR** – Höga krav på aktiveringstid försvårar. aFRR kräver fjärrstyrning av anläggningen (via extra styrsignaler från SvK). Att minsta budstorlek har gått från 5 MW till 1 MW på 3 minuter anses underlätta givet kraftvärmeverkens typiska upprampningshastighet (Energimyndigheten, 2023a). I Danmark är det vanligt att kraftvärmeverk deltar på aFRR (Hamon m.fl., 2023). Enligt Normann (2021) kan en begränsande faktor för deltagande på aFRR vara påverkan på värmeleveransen. Om fjärrvärmenätet har en ackumulatortank så reduceras dock begränsningen.

**FCR-D** - Höga krav på aktiveringstid försvårar. FCR-D kräver fjärrstyrning av anläggningen, men det är baserat på frekvensen vilken kraftvärmeverk är anpassade till (Energimyndigheten, 2023a).

**FCR-N** – Kräver fjärrstyrning av anläggningen, men det är baserat på frekvensen vilken kraftvärmeverk är anpassade till. Kräver snabb och automatisk aktivering men budstorlekarna är mindre vilken underlättar för kraftvärmeverk (Energimyndigheten, 2023a). I Normann (2021) studerades kraftvärmeverkens möjlighet att delta på FCR-N och det var svårt att uppnå kraven på aktiveringstid trots möjligheter till bypass. Mindre justeringar i mjukvara och hårdvara skulle kunna räcka för att betydligt fler kraftvärmeverk ska klara kraven (Hamon m.fl., 2023). I Eng m.fl. (2014) studerades fem olika kraftvärmeverk och samtliga kunde uppfylla de tekniska kraven för FCR-N och möjligheterna att delta berodde främst på ekonomisk lönsamhet. Svenska kraftvärmeverk ansågs överlag kunna delta på ett konkurrenskraftigt och lönsamt sätt.

I intervjuerna framkom det att flera fjärrvärmebolagen tidigt utvärderat både mFRR- och FCR-marknaderna för sina kraftvärmeverk. Vissa aktörer har utvärderat samtliga marknader. En av aktörerna förkvalificerade ett av sina kraftvärmeverk för FCR-N och FCR-D upp och ned, men då det var problematiskt att hitta ett driftläge som fungerade körde de aldrig. Samma aktör nämner att mFRR är enklare och mer anpassat för kraftvärmeverk. En annan av aktörerna kom fram till att FCR-D var

tekniskt möjligt för deras nyare kraftblock, men att investeringarna för att anpassa anläggningen skulle bli för stora. Slutsatsen var att mFRR-marknaderna var mest lämpliga, på grund av möjligheten till att klara kraven och att det endast krävde mindre investeringar för att anpassa anläggningen för att komma igång.

Ett annat av de intervjuade bolagen var aktiva på mFRR och skulle påbörja förkvalificering för FCR-N. De hade kommit fram till att även FCR-N och aFRR skulle kunna gå med lite större kostnader pga behov att justera styrlogiken och sätta in automatisk aktivering.

En av de intervjuade lyfte att aFRR ska styra på signal från Svenska kraftnät som man ska få från kommunikationsförbindelsen ICCP som de stora nätägarna och kraftbolagen har. Realtidsrapportering uppges vara en stor utmaning och aFRR är svårare på det sättet än FCR som reglerar automatiskt på frekvensen och därmed inte kräver någon styrsignal från Svenska kraftnät.

De som utvärderat olika balansmarknader har kommit fram till att mFRR-marknaderna är enklast och mest lönsamt. Samtliga fjärrvärmebolag som är aktiva på balansmarknaderna är därför aktiva på mFRR-marknaderna idag även om de har anläggning förkvalificerad på fler marknader.

### 5.1.2.2 Elpanna

Enligt en stor enkät till svenska kraftvärmebolag finns det nästan 700 MW elpannor som i dagsläget sällan eller aldrig används. Minst ett fjärrvärmebolag svarade i enkäten att de deltar med elpanna på FCR-D upp (Johnsson & Unger, 2023). En dansk studie visar på att elpannor kan användas både till aFRR och FCR (Iov m.fl., 2020). Elpannor kan användas som flexibilitetsresurs vid låga elpriser, då gärna i kombination med värmelager (Johansson m.fl., 2022). Energiskatten på el påverkar dock lönsamheten (Johansson m.fl., 2022). Om elskatten skulle tas bort visar en modellanalys gjord av Unger och Holm (2019) att elpannor i högre utsträckning skulle användas för fjärrvärmeproduktion vid låga elpriser.

Enligt Svenska kraftnät finns det i Sverige elpannor som har förkvalificerat för att leverera snabb frekvensreserv (FFR) (Svenska kraftnät, 2020). FFR är en så kallad avhjälpanne åtgärd som upphandlas årsvis och ingår inte i balansmarknaderna.

Elpannor är snabbare, vilket är anledningen till att de även passar de snabbare marknaderna. Ett av de intervjuade bolagen beskriver att de undersökt möjligheten för elpannor för FCR-D. Tekniken i deras befintlig äldre elpanna, är dock inte

lämplig för detta. Därför undersökte de möjligheter för en ny elpanna (elektrodpanna) primärt för frekvensmarknaden. Osäkerheter i investeringskalkylen anses vara en utmaning för nyinvesteringen. Samma bolag har senare valt att förkvalificera elpanna på mFRR-marknaden.

Ett annat bolag har elpannor förkvalificerade på mFRR-marknaden för nedreglering. Startas elpannan från stillastående måste man temperera dem, så efter 5 MW måste man stanna där en stund vilket gör att man budar bara 5 MW per elpanna. Samma bolag nämner att elpannor och värmepumpar kan vara kompletterade bud; med elpannorna ökar de elanvändningen och med värmepumparna minska de elanvändningen. Dock kör de nästan aldrig elpannorna.

Ett ytterligare bolag har undersökt tre av sina elpannor för FCR-D, men kom fram till att det inte var möjligt för minst två av dessa. Den tredje elpannan kan stängas av relativt snabbt, men det var oklart om den skulle klara kraven. Två av dessa elpannor var kopplade till industri varför de slipper energiskatt vilket kan vara fördelaktigt. Ett ytterligare bolag utredde en liten äldre elpanna för FCR-D, men valde att inte gå vidare.

### 5.1.2.3 Värmepumpar

Värmepumpar kan användas som flexibilitetsresurs vid låga elpriser (Johansson m.fl., 2022). En dansk studie visar på att värmepumpar i fjärrvärmesystem kan användas både till aFRR och FCR (Iov m.fl., 2020).

Två av fjärrvärmebolagen nämner värmepumpar som en resurs vid låga elpriser. Det första bolaget har värmepumpar på kopplat till avloppsreningsverk, och nämner att dessa inte används för stödtjänster utan är till för att säkra värmeproduktion vid låga elpriser. Det andra fjärrvärmebolaget nämner att de kommer att behöva installera en värmepump för att använda elen när den är billig. En förstudie genomförs för att undersöka detta och om det bli aktuellt med en värmepump så kommer denna förmodligen kopplas in på mFRR.

Gällande vilken marknad som är aktuell för värmepumpar skiljer sig intervjuvären från litteraturen, där mFRR är den marknaden som är aktuell enligt intervjuerna. Ett av de intervjuade fjärrvärmebolagen har exempelvis haft värmepumpar på mFRR-marknaden för uppreglering sedan 15 år tillbaka. De har dock inte varit så aktiva på marknaden under perioden. De kör värmepumparna i full drift eller inte alls och de reglerar värmepumpen på mFRR genom att backa produktionen, det vill säga minska elanvändningen. Samma bolag har även undersökt FCR-D för

värmepumparna, men de var inte tillräckligt snabba och klarar inte antalet aktiveringar. Detta utesluter dock inte att värmepumpar tekniskt möjligt kan användas på aFRR och FCR, då det även här beror på anläggningens skick, ålder och styrsystem med mera.

#### 5.1.2.4 Batterier

Batterilager kan användas vid fjärrvärmeanläggningar, både som fristående enheter eller i anslutning till t.ex. kraftvärmeverk för att öka deras möjligheter till flexibilitet och minska slitaget på anläggningen. Batterier kan även bidra till obalanshantering i elförsäljningen.

Två av de intervjuade fjärrvärmebolagen har förkvalificerat batterier för FCR-D upp och ner, varav det ena även förkvalificerat batteriet på FFR. En annan aktör har skaffat tre batteriparker som ska förkvalificeras för samtliga balansmarknader. Batterierna är dock fristående från kraftvärmeverken. Två av de intervjuade bolagen lyfter möjligheterna med batterier att stödja kraftvärmeverk vid aktivering för FCR-D. Det behövs dock mer undersökningar och diskussion med Svenska kraftnät för att undersöka vad som är möjligt att göra. En av aktörerna har undersökt att ha batterier kopplade till sitt kraftvärmeverk. De valde dock att inte gå vidare med detta eftersom kraftvärmeverket är kopplat mot regionnätet medan de ville ha batteriet mot lokalnätet för att kunna stötta upp där.

#### 5.1.2.5 Reservgeneratorn/nödgeneratorn

Reservgeneratorn är en back-up till kraftvärmeverk som bara aktiveras om generatorturbinen faller bort. Det är ofta en dieselmotor i storleksordningen 0,5–5 MW. Idag måste reservgeneratorn kvala in som en egen enhet om den ska delta på balansmarknaden, trots delad anslutningspunkt med generatorturbinen (Energimyndigheten, 2023a).

Minst ett av de intervjuade bolagen har förkvalificerat och är aktiva på mFRR-marknaden med sina nödgeneratorer.

#### 5.1.2.6 ORC-turbiner

ORC-turbiner (Organisk Rankinecykel) kan alstra el vid en lägre temperatur än vanliga kraftvärmeverk. Tekniken bygger på en sluten turbinkrets som drivs av ett organiskt arbetsmedium med en kokpunkt lägre än vatten. ORC-turbiner kan passa på mindre fjärrvärmeanläggningar som vill producera el och därmed ha möjlighet att gå in på balansmarknaderna (Energiforsk, 2021). Anläggningens storlek skulle

dock kunna vara en begränsning då storleksordningen på många potentiella anläggningar ligger mellan 50–2500 kW och därmed ofta är för små i relation till storleksgränsen för balansmarknaderna (Energimyndigheten, 2023a).

Ingen av de intervjuade bolagen har ORC-turbiner. En aktör har undersökt att sätta in en ORC-turbin på en hetvattenpanna. Det visade sig inte vara lönsamt. Dock räknade de inte med möjliga intäkter från stödtjänster.

### 5.1.3 Slitage

Att köra anläggningen flexibelt mot balansmarknaden ställer krav på snabba lastförändringar (olika beroende på stödtjänst) vilket medför slitage och kortare livslängd på anläggningen samt ökade underhållskostnader (Andersson & Selander, 2021). Mindre budstorlekar och längre regleringstid kan vara en strategi för att minska slitaget (Energimyndigheten, 2023a). För kraftvärmeverk kan både förslitningar och reducerad livslängd på turbin, panna och annan teknisk utrustning vara relevant (af Burén m.fl., 2021; Storesund, 2016), till exempel till följd av snabba tryck- och temperaturvariationer (Normann, 2021) även om primär- och sekundärreglering (FCR och aFRR marknaderna) förmodligen innebär små tryck- och temperaturvariationer (Storesund, 2016).

I Storesund (2016) listas en mängd olika aspekter kopplade till slitage vid flexibel drift som bör bevakas på anläggningen om frekvent aktivering på balansmarknaderna sker. Bland annat nämns skademekanismer som kan inverka på mekaniska komponenter såsom tryckutmattning och termisk utmattning i komponenter som delvis är fyllda med vatten och delvis med ånga. Det lyfts även att kallstarter kan orsaka reducerad livslängd hos ångdomer genom töjningsinducerad korrosionssprickning och att snabba driftcykler kan orsaka att spänningskoncentrationer uppstår i pannan.

Resultat från workshopen (se Bilaga D) visade att den tekniska risk som värderades högst var att utrustning ej är gjord för den flexibla drift som krävs för att delta på balansmarknaderna. För att hantera denna risk föreslås bland annat att ta med kostnader för slitage på grund av lastförändring när man lägger bud. Det kan dock vara svårt att veta hur stora kostnader den flexibla driften kan leda till och det ses därför som viktigt med kunskapsdelning mellan olika bolag för att kunna utvärdera hur mycket slitage som orsakas av att delta på balansmarknaderna. Ett alternativ är att minska risk för slitage genom att lägga bud så att upp- och nedregleringsbud inte

följer precis efter varandra. Utöver detta föreslogs att ett batteri kan användas för att ta delar av regleringen för att komplettera anläggningen.

En kommentar från workshoppen var att de tekniska riskerna främst gäller för kraftvärmeverk medan elpannor inte påverkas av detta på samma sätt, och att slitage förmodligen främst förekommer vid start och stopp snarare än lastökning på marginalen. Dessutom påpekades det att förkvalificering krävs för att visa på att utrustningen klarar balansmarknaden, men att slitage ändå kan komma efter ett tag. Det beror också på vilken marknad aktören vill delta i. Till exempel krävs automatisering av turbiner vid deltagande på FCR-N. För att lösa detta kan turbinerna ha en inbyggd modul som kan aktiveras. Detta kan dock resultera i stort slitage på turbinerna.

I intervjuerna lyftes möjligheten att reglera turbinen snabbt med hjälp av bypass för att upp- och nedregleringar inte ska bidra så mycket till slitage. En av de intervjuade uppgav att de sett ökat slitage på turbinen, men detta var relaterat till att de agerade på spotmarknaden. De trodde inte att aktivering på balansmarknaden hade påverkat slitage, eller skulle komma att göra det eftersom ändringar i reglering på grund av balansmarknaderna inte vara lika stora som ändringar de redan gör i drift av turbin mot spot- eller intradagsmarknaderna. Dessa ändringar kan innebära stora förändringar i kapacitet, t.ex. från minsta möjliga last till fullast på turbinen, och de sker ofta.

### 5.1.4 Miljö och tillstånd

Snabb reglering av ett kraftvärmeverk skulle kunna leda till förhöjda utsläpp från förbränningen (Andersson & Selander, 2021; Normann, 2021). Enligt intervjuerna är det störst sannolikhet att miljövärden påverkas om pannan ligger på mycket hög eller låg kapacitet, snarare än vid vanlig drift. Till exempel kan minskad rökgaskondensering vid aktivering av uppreglering ge ökade utsläpp. Problem med försämrade miljövärden är förmodligen något som kan komma att uppstå inledningsvis på grund av misstag, men som efter en inlärningsperiod inte kommer att vara något större problem.

Deltagande med kraftvärmeverk på balansmarknaderna skulle även kunna innebära att anläggningen körs närmare trippgränser, dvs de driftgränser där anläggningens skyddssystem automatiskt kopplar bort produktionen (Normann, 2021).

I intervjuerna har det framkommit att det i de flesta fall inte har behövts tillståndändringar för att delta på balansmarknaderna. Kraftvärmeanläggningar körs redan på sommaren där det är möjligt, men styrningen av anläggningen avgörs fortfarande främst av värmebehovet.

På workshopen om risker (se Bilaga D) identifierades risken att snabb reglering av kraftvärmeverk kan leda till förhöjda utsläpp som den främsta miljömässiga risken. Denna risk bedömdes dock vara relativt låg. Störst sannolikhet är det att miljövärden påverkas om pannan ligger på mycket hög eller låg kapacitet, snarare än vid vanlig drift. Till exempel kan minskad rökgaskondensering vid aktivering av uppreglering ge ökade utsläpp. Problem med försämrade miljövärden är förmodligen något som kan komma att uppstå inledningsvis på grund av misstag, men som efter en inlärningsperiod inte längre kommer att vara något större problem.

En av de aktörer som intervjuades lyfta att de fick ökade emissioner av att köra mer flexibelt. Anledningen var att avfallspannor och returträpannor fick mindre stabila emissionsvärden då de reglerades upp och ner mer.

## 5.2 Affärsmässiga förutsättningar

Intresset från fjärrvärmebranschen att delta på balansmarknaderna är sedan ett par år tillbaka stort (Johnsson & Unger, 2023). Enligt intervjuerna är drivkrafterna främst kopplade till nya intäktskällor, riskminimering och ökad flexibilitet i verksamheten. I och med ökade variationer i el- och bränslepris har bättre flexibilitet blivit allt viktigare för fjärrvärmebolagen. Flera aktörer lyfter möjligheten att bidra till elsystemets stabilitet och omställningen till mer förnybar energi som en ytterligare drivkraft.

Detta avsnitt behandlar de affärsmässiga förutsättningarna för fjärrvärmeaktörers deltagande på balansmarknaderna och baseras till stora delar på intervjuerna och riskworkshopen. Relevanta kopplingar till befintlig litteratur görs där det är möjligt. Avsnittet har fokus på erfarenheter från utvärdering av balansaffären och de relaterade osäkerheter som finns, intäkter och kostnader för densamma samt tidsåtgång för förkvalificering och implementering. Samarbeten och möjligheterna med rollerna BRP och BSP beskrivs och följs av det sista delavsnittet som handlar om kund- och ägarperspektivet på balansaffären.

## 5.2.1 Utvärdering av affären och osäkerheter

Bristande lönsamhet har tidigare pekats ut som ett av de huvudsakliga hindren för kraftvärmeverk på balansmarknaderna (Energimyndigheten, 2023a), men i takt med att balansmarknaderna har utvecklats och fortsätter att utvecklas uppstår nya affärsmöjligheter medan andra försvinner. Kopplat till balansaffären finns det en rad osäkerheter och utmaningar som behöver hanteras.

I intervjuerna beskrivs att beräkningsmetoderna för att utvärdera affären har varierat, där de flesta har byggt egna enklare kalkyler i Excel vilka inkluderar känslighetsanalyser. En aktör har tillsammans med ett konsultbolag utvecklat en mer avancerad modell, där de kom fram till att mFRR är den mest lönsamma balansmarknaden. En annan aktör räknade inte på lönsamheten för kraftvärmeverk på mFRR, men räknade däremot på affären för batterier innan inköp. Konsulter har ibland anlåtats, särskilt i samband med investeringar som batteriprojekt eller förstudier. I flera fall har man medvetet valt att inte lägga för mycket tid på detaljerade utvärderingar av affären utan snarare gå in praktiskt på marknaden och "se vad det ger". Flera bolag framhåller att man måste "vara i marknaden" och pröva sig fram för att bygga upp kunskap, snarare än att lita på teoretiska beräkningar. Framför allt för de fall där ingen eller mycket låg investering krävs och där det främst krävs att tid från nyckelpersoner frigörs. I de fall där investeringskostnaderna är höga är det svårt att motivera dessa investeringar baserat enbart på intäkter från balansmarknaderna. Detta eftersom balansaffären till största delar baseras på osäkert underlag eftersom intäktströmmar är osäkra samtidigt som investeringar behöver genomföras i utrustning, IT-system och personalresurser.

Den största osäkerheten som samtliga bolag lyfter i intervjuerna är vilket priset kommer att vara på stödtjänstmarknaden, då det avgör vilka intäkter som kan genereras. Prognoser är svåra att göra mer än på mycket kort sikt och förändringar sker snabbt, både vad gäller prisnivåer och marknadsregler. Många beskriver intäkterna från stödtjänster som en "bonus" snarare än något man kan bygga en långsiktig affär på. Osäkerheten förstärks också av att resurser tillkommer snabbt, exempelvis har FCR-priser pressats ned när fler aktörer anslutit. En av aktörerna nämner att de tror att mFRR-marknaden riskerar att kollapsa om tillräckligt många resurser med låga kostnader kommer in. En av de största affärsmässiga riskerna som framkom i riskanalysen är just risken med överetablering på marknaden (se bilaga D). Utvecklingen av Svenska kraftnäts behov av kapacitet påverkar också marknadsförutsättningarna.

En del aktörer siktar snarare på att vara mer aktiva, och arbeta smartare, på spot- och intradagsmarknaden än vad de gör idag. Det ses som lättare att ta sig in på dessa marknader till skillnad från balansmarknaderna i och med att det inte kräver förkvalificering och extra investeringar. En följd av att vara mer aktiv på spot- och intradagsmarknaden är att det inte finns lika stor effekt kvar till frekvensmarknaden. Den lägre budstorleken om 1 MW ger en positiv effekt för möjligheten att delta på balansmarknaden då det innebär att inte lika mycket effekt behövs hållas undan från spot- och intradagsmarknaden.

Tidigare litteratur lyfter att den ekonomiska risken kommer av att investeringarna behöver genomföras innan förkvalificering till Svenska kraftnät kan göras (af Burén m.fl., 2021). Det har också varit svårt att få historisk information om volymer och prisnivåer (Energimyndigheten, 2023a), vilket dock har förbättras under de senaste åren (Svenska kraftnät, 2026b). Det är svårt att uppskatta hur förutsättningarna kommer se ut framöver i och med att produkterna och marknaderna är under utveckling (Energimyndigheten, 2023a), vilket är en svårighet som intervjuerna bekräftar. Vilka av balansmarknaderna som är mest lönsamma att agera på varierar mellan åren vilket adderar till osäkerheten (Abdollahi & Hamon, 2023). Genom att förbättra prognoser, produktionsplanerings- och optimeringsverktyg blir beslutsunderlaget för tillgänglig flexibilitet på anläggningen och de ekonomiska förutsättningarna säkrare (Andersson & Selander, 2021; Energimyndigheten, 2023a).

Att bygga upp flexibilitet i anläggningar och en flexibel organisationen som möjliggör en flexibel produktion och handel på flera marknader samtidigt lyfts av de intervjuade som särskilt viktigt för att kunna hantera marknadsförändringar och fortsatt skapa lönsamhet. Flera av aktörerna arbetar med lönsamhetsoptimering och undersöker olika produktionsplanerings- och optimeringsverktyg som kan stödja arbetet. Enligt en aktör finns dock inget optimeringsverktyg idag som är bättre än deras egenutvecklade verktyg tillsammans med en duktig analytiker. Drifts- och budläggningsstrategier arbetas fram och utvecklas kontinuerligt. I Figur 13 illustreras förutsättningar som bör beaktas vid budläggning på balansmarknaderna.



Figur 13 Illustration av förutsättningar som bör beaktas vid budläggning på balansmarknaderna.

Uppreglering är bara möjligt genom att en viss mängd elproduktion undanhålls övriga elmarknader för att kunna finnas tillgängliga på balansmarknaderna, vilket innebär en utebliven intäkt. Mindre budvolym minskar den ekonomiska risken (Energimyndigheten, 2023a). Det krävs en högre ersättning på balansmarknaderna för att undanhålla kapacitet och som i exemplet i (Eng m.fl., 2014) kunna erbjuda FCR-N med ett kraftvärmeverk. När pannan går på fullast rör det sig förmodligen bara om några timmar per år som det är aktuellt, medan om pannan går på dellast kan FCR-N erbjudas till ett konkurrenskraftigt pris (Eng m.fl., 2014), liknande resonemang håller även för övriga tjänster på balansmarknaderna (Profu, 2020). Informationen från litteraturen rörande FCR är inte längre aktuell eftersom priserna har sjunkit.

## 5.2.2 Intäkter

Intäktströmmarna utgörs både av kapacitetsersättningar och aktiveringsersättningar för mFRR. Intervjuerna visar att flera bolag upplevt perioder med högre intäkter än väntat, särskilt vid extrema prisnivåer. Samtidigt betonas osäkerheten kring hur intäkterna utvecklas när fler resurser tillkommer och när Svenska kraftnäts behov förändras. Erfarenheter från FCR lyfts som exempel där ökande konkurrens bidragit till sjunkande priser. Flera beskriver stödtjänstintäkterna som ett komplement snarare än en stabil grund och räknar inte med intäkterna på lång sikt.

### 5.2.3 Kostnader

Det finns flera kostnader kopplat till balansaffären såsom kostnader för investeringar (IT-system, utrustning mm), processutveckling, personal, kompetensutveckling och slitagekostnader, samt extra kostnader för uppföljning anläggningens skick.

Enligt intervjuerna har investeringskostnader för att anpassa anläggningen till mFRR eller aFRR generellt varit relativt låga, där viss intrimning, reglering och styrning krävts. Större kostnader är kopplat till anpassning för FCR, där styrsystem ingår vilket lett till att vissa aktörer valt att inte gå in i den marknaden. En aktör uppskattar kostnaden för förkvalificering för mFRR till ca 200 000 kr och att en omkvalificering av samma anläggning till att omfatta även nedreglering kostade ca 5000 kr av intern tid då de redan har bra system sedan tidigare. En annan aktör uppskattar att kostnaderna motsvarar ett par veckors arbete, där de i första kvalificeringsansökan anlidade en konsult men gjorde de efterkommande ansökningarna själva. En ytterligare aktör nämner ett IT-projekt för att agera på balansmarknaderna som de uppskattar ta ca 600 h eller mer, då det är svårt att få det att fungera.

Tre av aktörerna nämner att de har anställt en person till, vilket medför extra personalkostnader som uppskattades av en till ca 0.5 miljoner kronor. En av aktörerna optimerar idag med ett excelverktyg, men undersöker samtidigt vilka verktyg som finns på marknaden. Samma aktör uttrycker att det är svårt att bygga system som är lika effektiva som en duktig analytiker. Samtliga aktörer är överens om att optimeringssystem behövs, nu när de agerar på fler marknader. Kostnader relaterat till optimeringssystem är därför att vänta.

Kostnader för extra uppföljning av anläggningens skick, på grund av extra slitage eller förkortad livslängd var det ingen av de tillfrågade som hade faktiska kostnader för. En del har försökt uppskatta dessa kostnader och andra inte. De tror att slitaget är relativt försumbart, då de valt att köra på nivåer de är trygga med. Det återstår att utvärdera hur stora kostnaderna relaterat till underhåll blir. En aktör nämner att de uppskattar marginellt slitage på elpannorna, men att turbinerna får lite mer att göra, dock handlar det inte om några häftiga ändringar. Påverkan på anläggningen återstår att utvärdera och flera aktörer väntade vid tidpunkten för intervjun fortsatt på sina första revisioner av dessa.

Extra kostnader för värmeproduktion om exempelvis annan panna behöver användas för att täcka upp värmebehovet inkluderas i de alternativkostnader och de budar in för att täcka dessa kostnader.

I litteraturen ges också ett par exempel på kostnader. En aktör uppskattar att det kostar "ett par miljoner" för att ställa om verksamheten och installera nödvändig IT för att kunna agera på FCR-N och FCR-D. En annan aktör uppskattar kostnader på "cirka 1 miljon" för att kunna vara aktiv på balansmarknaderna, där kostnaderna inkluderade anpassningar i organisation, anläggning och ny utrustning. Det har varit låga kostnader primärt kopplade till personalresurser för nya rutiner och kompetensutveckling (Energimyndigheten, 2023a). Kostnadsuppskattningarna från intervjuer och litteraturen är i en liknande storleksordning där investeringskostnader för FCR är större än för mFRR.

I tidigare litteratur nämns inga kostnader för slitage mer än att det kommer finnas primärt ökade slitagekostnader kopplat till turbin och panna, som resulterar i en reducerad livslängd (Eng m.fl., 2014). Det står även att skademekanismer som uppstår till följd av aktivering på balansmarknaderna behöver identifieras och att det behövs kvalitativt uppskattas hur livslängden reduceras till följd av aktivering (Storesund, 2016). Tillfällig förlust i verkningsgrad för kraftvärmeverk som deltar på balansmarknaderna (Andersson & Selander, 2021; Eng m.fl., 2014).

Elpannor och värmepumpar för fjärrvärmeproduktion medför elskatt (~43 öre/kWh), så även om elen i sig är väldigt billig så innebär de rörliga produktionskostnaderna att incitamenten minskar för att använda dessa resurser till stödtjänster (Johansson m.fl., 2022; Unger & Holm, 2019).

## 5.2.4 Tidsåtgång för förkvalificering och implementering

Tiden för förkvalificering och implementering varierar mellan aktörer. Intervjuerna beskriver allt från ett par månader till över ett år, där osäkerhet i kravställning och långa handläggningstider historiskt varit viktiga förklaringar. Samtidigt lyfts att processen ofta blir smidigare efter första kvalificeringen och när rutiner och kompetens etablerats. Det framkommer också att tydlighet kring mätkrav och informationsstöd är centralt för att undvika onödig tidsåtgång.

Svenska kraftnät har beslutat om att prioritera ansökningar för förkvalificering av stödtjänster mFRR fram till sista juni 2026, vilket gör att förkvalificering för mFRR nu är kortare än tidigare. För övriga stödtjänster påbörjas handläggning inom 6 månader (Svenska kraftnät, 2026c). När förkvalificeringen väl är klar tar det enligt

intervjuerna ofta ytterligare några månader innan rutiner och driftpersonal är fullt inkörda.

## 5.2.5 Samarbeten och möjlighet att bli BRP/BSP

Samarbeten med andra marknadsaktörer är en viktig del av de affärsmässiga förutsättningarna. För att kunna lägga bud på Svenska Kraftnäts balansmarknader krävs att man är balansansvarig (BRP) eller samarbetar med ett företag som är BRP. Uppskattningsvis tar den balansansvariga ut ca 5–20 % av vinsten från balansmarknaderna i kostnad för att administrera och hantera buden mot Svenska Kraftnät (Energimyndigheten, 2023a).

Intervjuerna visar att de flesta fjärrvärmebolag samarbetar med etablerade balansansvariga aktörer och att endast en av de intervjuade aktörerna har tagit rollen som både BRP och BSP. För mindre bolag framstår det som för resurskrävande att själva ta balansansvar, medan större aktörer i vissa fall ser en egen BSP-roll som intressant på sikt. Samtidigt upplevs regelverket som otydligt av flera aktörer, vilket gör att många väljer att avvakta. Genom att ta BRP/BSP rollen finns möjligheter att sänka sina kostnader och få nya intäkter. Andelen av vinsten som BRP tar ut varierar enligt intervjuerna mellan 5–15 % av vinsten och beror på hur mycket BSP hjälper till, vilket är i linje med tidigare litteratur.

## 5.2.6 Kund- och ägarperspektiv

I intervjuerna beskriver aktörerna att deltagande på balansmarknaderna inte påverkar värmeleveransen till kunderna. Flexibilitet i form av exempelvis ackumulatortankar och fjärrvärmenät gör att mindre förändringar i produktionen kan hanteras utan att kundernas värmeförsörjning påverkas.

Flera aktörer ser ett kommunikativt värde i att fjärrvärmen kan bidra till att stabilisera elsystemet. Några lyfter dessutom att intäkter från stödtjänster på sikt kan bidra till att mildra höjningar av fjärrvärmepriser, vilket skulle vara positivt för slutkunden. Ägarperspektivet beskrivs i huvudsak som positivt, särskilt bland kommunalt ägda bolag där ägarna uppges vara nöjda så länge verksamheten genererar intäkter.

## 5.3 Organisatoriska förutsättningar

Förutsättningar i organisationen påverkar förutsättningarna att delta på balansmarknaderna. För att underlätta deltagande på balansmarknaderna behöver fjärrvärmebolagets organisation förberedas inom flera områden. Erfarenheter från intervjuer visar att organisatoriska utmaningar ofta är minst lika avgörande som tekniska. Motstånd handlar ofta om osäkerhet kring tekniska lösningar. Det är därför viktigt att säkerställa att anläggningsansvariga såsom drift- och underhållspersonal är säkra på att nya lösningar och styrstrategier fungerar tillförlitligt i praktiken innan förändringar genomförs.

Nedan sammanfattas organisatoriska faktorer som identifierats som särskilt viktiga utifrån intervjuerna. Jämförelse till litteraturen görs i de fall det är möjligt.

### 5.3.1 Fjärrvärmebolagets storlek och tidigare erfarenheter av elmarknader

I intervjuerna framkom att de medelstora bolagen anses ha bättre förutsättningar än mindre fjärrvärmebolag att delta på balansmarknaderna. Dels på grund av att de har fler typer av anläggningar (kraftvärmeverk, värmepumpar, ackumulatortank med mera) som ger bättre tekniska förutsättningar men också därför att organisationen är större och kan ha de resurser och den organisatoriska kapacitet som krävs. De aktörer som redan är aktiva på elmarknaderna och styr produktionen för day-ahead och intradag har haft fördel av detta vid inträde på balansmarknaderna eftersom de redan har erfarenhet av att arbeta med optimering i sin planering och budläggning. Vad gäller mindre bolag kan de behöva ta extra hjälp av BRP/BSP för att komma i gång genom att exempelvis få stöd i budläggning. Tidigare litteratur bekräftar detta där anläggningar som ägs av större aktörer beskrivs i regel ha bättre organisatoriska förutsättning för att gå in på balansmarknaderna (resurser, IT-stöd, verktyg för prissättning och optimering). Verksamheter som redan är aktiva på elmarknaderna för day-ahead och intradag har också bättre initiala förutsättningar att börja agera på balansmarknaderna även om budstrategin blir mer avancerad ju fler marknader man agerar på (Energimyndigheten, 2023a).

Organisatoriska utmaningar skiljer sig mellan olika aktörer och beror delvis på aktörens storlek. De flesta aktörer menar att ingen större organisatorisk skillnad krävs. Större organisationer har redan separata kontrollrum för produktionsplanering och drift, där produktionsplanering lägger bud, medan drift hanterar aktivering. Mindre aktörer ser snarare att skiftingenjörerna lägger buden

och driften hanterar aktivering. Det finns behov av att utveckla system för hur stödtjänster ska integreras i verksamheten. Hos vissa aktörer finns redan lösningar där avrop automatiskt integreras i produktionsplaneringen, vilket ger kontrollrummet tydliga handlings signaler.

### 5.3.2 Förankring i ledningsgrupp

I intervjuerna lyfts att deltagande på balansmarknader ska betraktas som ett förändringsarbete, inte en mindre driftjustering. Projektet ska vara tydligt förankrat i ledningsgruppen och ha ett uttalat mandat. Ledningens aktiva och kontinuerliga stöd är avgörande för att säkerställa prioritet i organisationen, tillgång till resurser och att ge projektgruppen tillräckligt med beslutsutrymme, samt möjliggöra förändringar i arbetssätt och i drift. Erfarenheten är att om stödet är svagt eller uteblir från ledningen riskerar arbetet med att bli aktiv på balansmarknaderna att gå långsamt. Detta på grund av resursbrist och att osäkerheter skapas.

### 5.3.3 Bemanning, utbildning och kompetens

Deltagande på balansmarknader innebär ofta ökad arbetsbelastning och nya arbetsuppgifter. Det är därför viktigt att tidigt utreda om befintlig personalstyrka och kompetens är tillräcklig, eller om nya resurser och/eller ny kompetens behöver tillföras. Intervjuer visar att flera bolag har förstärkt med en till två tjänster, till exempel analytiker eller planerare, på grund av ökad arbetsbelastning och ökad komplexitet i arbetet. Vissa bolag har dock klarat sig på samma personalstyrka som tidigare.

Personalen behöver rätt förutsättningar för de nya arbetsuppgifterna. Bolaget måste säkerställa att relevanta utbildningar genomförs. Utbildning har oftast genomförts successivt på flera nivåer av personal såsom processingenjörer, produktionsoptimerare som lägger bud och operatörer som kör anläggningarna. Exempelvis kan kontrollrumspersonal behöva breddad kompetens för att även hantera uppgifter som traditionellt legat på processingenjörer. Kontrollrumspersonal kan även behöva utbildas av BSP/BRP i nya system som implementeras för att kunna vara aktiva på balansmarknaderna.

I stort sett finns dock den kompetens som behövs för att anpassa anläggningen, förkvalificera denna och sedan vara aktiv på balansmarknaderna. Konsulter har använts för förstudier, förkvalificeringar, tekniska utvärderingar och vid processförändringar. De flesta bolagen uttrycker att de har kompetensen internt för

mFRR, men att de nyttjat konsulter för förstudier för batterier, i vissa fall förkvalificering och för utredningar kopplat till FCR. Teknikleverantörer såsom pannleverantör har tagits in för att reda ut vad som är acceptabel drift, där vissa inte vågar ge någon rekommendation medan andra uttrycker att så länge det är säkerställt att det inte blir för stora temperaturskillnader så är acceptabelt.

Den interna kunskapen är väldigt viktigt, då ingen konsult har den systemförståelse som krävs. Den interna kompetensen är avgörande för att klara både drift och optimering, vilken byggs upp genom att verka på balansmarknaderna. Exempelvis nämnde en aktör att de får göra lite fel för att lära sig och för att förstå vad man kunde ha gjort istället. Därmed får personalen bättre koll på möjliga utfall. Många ser värdet i att ha engagerade processingenjörer och driftoptimerare som kan anpassa anläggningen till marknadens krav. En av aktörerna nämner att automationspersonal in-house är viktigt för att automatisera så att arbetet för kontrollrummet kan effektiviseras, men att det inte är lätt att hitta personal eller konsulter inom området.

Tidigare litteratur beskriver att kompetensen för deltagande på balansmarknaderna behöver utvecklas inom stora delar av organisationen. Driftpersonalen behöver nya rutiner och möjligtvis extra personal eller förbättrade processer. Resurser behöver frigöras internt eller tas in externt för att arbeta med utredningar, förkvalificering och sedan budgivning och aktivering på marknaderna (Energimyndigheten, 2023a). Detta stämmer till stora delar överens med intervjuaren. Även om kompetensen enligt intervjuerna finns för att förkvalificera, anpassa anläggningen och bli aktiv på balansmarknaderna behöver kompetensen inom organisationen, hos personal utvecklas.

### 5.3.4 Organisationsstruktur, samverkan mellan funktioner

Intervjuerna visar att goda resultat ofta uppnås när elhandel, produktionsplanering och drift är integrerade och har nära dialog. I organisationer där dessa funktioner är separerade krävs ofta extra insatser för att stärka samarbetet. Ett exempel på nytt arbetssätt från en av de intervjuade är att de låtit produktionsplaneraren som arbetar med produktionsoptimering flytta in i kontrollrummet och fått en mer operativ roll. Detta för att personen ska kunna få direkt återkoppling och se vad som händer och på så sätt se om det är möjligt att lägga fler bud. Det är dock fortsatt operatörerna som genomför förändringen i driften.

Roller och bemanning varierar mellan bolag. Vanligen lägger produktionsplanerare eller skiftingenjörer buden och kontrollrumspersonal exekverar. Det skiljer sig i bemanningsmöjligheter, där vissa har personal dygnet runt som sköter planering och lägger bud, medan vissa endast har detta på dagtid. Att ingen utanför kontorstid kan göra om planeringen vid behov var en av de största riskerna kopplat till organisation som framkom under riskworkshopen (se bilaga D). Konsekvensen av att det inte finns någon som kan göra om planering utanför kontorstider skulle kunna vara att produktionen hamnar ur balans och att man drar på sig extra kostnader i och med att lagda bud inte kunde mötas. Insatser för att minska denna risk är därför nödvändig, såsom utbildning och fungerande samarbete mellan planering och drift.

Implementering av stödtjänster påverkar flera delar av organisationen samtidigt. För att skapa förståelse och undvika konflikter bör förändringar kommuniceras brett och remitteras internt. Strukturerad kommunikation gör det möjligt att identifiera problem tidigt, medan bristande samverkan kan leda till förseningar.

Vid införande av nya arbetsätt finns risk för att vissa delar av organisationen upplever ökad arbetsbelastning eller minskat handlingsutrymme. Detta kan skapa upplevelser av "vinnare" och "förlorare" mellan avdelningar. Det är därför viktigt att tidigt synliggör och kommunicerar att intressekonflikter kan uppstå och att arbeta aktivt med att tydliggöra nyttan för helheten. Ett proaktivt förändringsarbete minskar risken för motstånd och underlättar långsiktig implementering.

### 5.3.5 Driftpersonalens engagemang och enhetligt arbetsätt

Fjärrvärmebolag är primärt fokuserade på värmeleveransen och det ökade fokuset på elmarknader kräver en förändring av kulturen inom organisationen. Arbetsmiljön för driftpersonal i kontrollrummen kan försämrans genom att de måste agera snabbt vid avrop för att genomföra aktiveringen av budet (Energimyndigheten, 2023a). Högre arbetsbelastning för driftspersonal på grund av nya och/eller fler arbetsuppgifter är just något som lyfts som en av de största riskerna av att bli aktiv på balansmarknaderna (se Bilaga D). Det är därför viktigt att på olika sätt underlätta för driftpersonalen. Driftpersonalens engagemang är enligt intervjuerna en av de viktigaste nyckelfaktorerna för att lyckas. Driftorganisationen har ofta den djupaste kunskapen om hur anläggningarna fungerar och bör därför vara delaktig i utvärdering av nya driftfall, analys av hur driften kan varieras och identifiering av praktiska begränsningar. Gemensamt för de flesta aktörer är därför

att det är viktigt att engagera och utbilda driften i hur balansmarknad och aktivering fungerar och ska hanteras.

En annan risk som identifierats är att driftspersonal och skift arbetar på olika sätt (se Bilaga D). Det är därför också viktigt att säkerställa ett enhetligt arbetssätt inom driften. Om olika skift eller individer kör anläggningen på olika sätt finns risk för ökade obalanser. Exempelvis kan felaktig hantering av ackumulatortank leda till att önskad driftprofil inte uppnås nästkommande dygn. För detta är utbildning och god kommunikation också åtgärder för att minska denna risk. En ytterligare risk och utmaning relaterat till budläggning och aktivering är att även kunna vara aktiva under helger. Lösningar på detta skulle till exempel kunna vara att ha folk på beredskap om man ska lägga bud på helger eller att ge denna uppgift till kontrollrummet under helger.

## 6 Utveckling och utvärdering av verktygsprototyp för fjärrvärmebolag

I detta kapitel presenteras resultaten från de analyser och tester som genomförts inom projektet, inklusive utveckling och utvärdering av en verktygsprototyp för analys av flexibilitet i fjärrvärmesystem. Fokus ligger på hur förändrad elproduktion eller elanvändning påverkar driftkostnaden i fjärrvärmesystemet samt hur denna typ av analys kan användas som beslutsunderlag inför budgivning på balansmarknader. Kapitlet beskriver även hur metoderna kopplats till befintliga systemstöd, hur olika analysmetoder har utvärderats samt vilka slutsatser som dragits kring praktisk användning och fortsatt utveckling av framtida beslutsstöd

### 6.1 Behov av beslutsstöd för deltagande på balansmarknader

Som tidigare kapitel har visat innebär ett ökat behov av flexibilitet i elsystemet att fler aktörer, däribland fjärrvärmebolag, förväntas bidra till stödtjänster. För dessa aktörer uppstår därmed ett behov av att kunna fatta välgrundade beslut kring om och hur de ska delta på dessa marknader.

För fjärrvärmebolag innebär deltagande på balansmarknader att den traditionella produktionsplaneringen utökas. Utöver att optimera produktionen utifrån värmebehov och bränslekostnader behöver bolagen även ta hänsyn till möjligheten att erbjuda upp- och nedreglering av elproduktion eller elanvändning.

För att kunna fatta sådana beslut krävs en löpande bedömning av:

- hur mycket reglerbar effekt som finns tillgänglig i fjärrvärmesystemet
- vilka tekniska och systemmässiga begränsningar som gäller vid varje tidpunkt
- samt vilka kostnader som uppstår vid en förändrad drift

Dessa bedömningar är i praktiken komplexa. De påverkas av ett stort antal faktorer, exempelvis aktuell driftstatus i anläggningen, tillgänglig lagringskapacitet, väderförhållanden samt prisnivåer på flera olika marknader. Förutsättningarna förändras dessutom kontinuerligt, vilket innebär att analyser snabbt blir inaktuella.

I dagsläget hanteras dessa frågeställningar ofta genom manuella analyser och förenklade beräkningsmodeller, exempelvis i kalkylblad. Detta kan vara tillräckligt i ett inledande skede, men innebär begränsningar när deltagandet ska integreras i den dagliga verksamheten. I takt med att fler marknader och fler beslutstillfällen tillkommer ökar behovet av mer strukturerade och datadrivna analyser.

En central utmaning är att kvantifiera kostnaden för att förändra elproduktion eller elanvändning vid en given tidpunkt, samtidigt som värmeleveransen säkerställs. Denna typ av analys kräver att hela fjärrvärmesystemet beaktas, eftersom förändringar i elproduktion påverkar hur övrig produktion och lagring behöver disponeras.

För att möjliggöra ett mer operativt deltagande på balansmarknaderna krävs därför systemstöd som kan:

- beräkna tillgänglig flexibilitet i systemet
- kvantifiera kostnader och konsekvenser av förändrad drift
- analysera hur förändrad elproduktion påverkar hela fjärrvärmesystemet över tid
- presentera resultaten på ett lättförståeligt sätt som beslutsunderlag för budgivning och driftplanering

Syftet med systemstödet är inte att automatiskt generera färdiga budstrategier, utan att ge användaren bättre underlag för att själv kunna väga potentiella marknadsintäkter mot kostnader, driftpåverkan och risknivå i det aktuella driftfallet.

För att undersöka hur denna typ av analys kan integreras i praktiskt beslutsstöd har arbetet genomförts med utgångspunkt i Utilifeeds befintliga optimeringstjänster. Metoden som utvecklats är dock inte knuten till ett specifikt system, utan syftar till att illustrera hur analys och beslutsstöd för budgivning kan implementeras i digitala verktyg för produktionsoptimering.

## 6.2 Befintligt systemstöd och projektets utgångspunkt

Arbetet inom projektet har genomförts med utgångspunkt i Utilifeeds befintliga systemstöd för analys och optimering av fjärrvärmesystem. Systemet används för att

samla in, strukturera och analysera data från produktionsanläggningar, fjärrvärmenät och externa datakällor såsom väderdata och energipriser.

Det befintliga systemstödet används bland annat för driftuppföljning, produktionsplanering och optimering av fjärrvärmesystem. Genom att kombinera flera datakällor skapas en samlad bild av systemets aktuella driftläge och kostnadsstruktur.

I relation till deltagande på balansmarknader innebär detta att det redan finns en etablerad struktur för att hantera den data och de optimeringsmodeller som krävs för avancerade analyser av fjärrvärmesystemet. Däremot saknades funktionalitet för att systematiskt analysera hur förändrad elproduktion eller elanvändning påverkar den totala driftkostnaden över tid.

Det arbete som genomförts inom projektet bygger därför vidare på befintliga optimeringsmodeller och systemstöd, genom att utveckla och testa metoder för att kvantifiera kostnaden för flexibilitet i fjärrvärmesystem och kunna jämföra den mot en potentiellt ökad intäkt.

## 6.3 Metod för att beräkna kostnad för flexibilitet i praktiken

För att kunna fatta beslut om deltagande på balansmarknader krävs en förståelse för vad det kostar att förändra elproduktion eller elanvändning vid en given tidpunkt. Inom projektet har därför en metod utvecklats för att kvantifiera denna kostnad, baserat på fjärrvärmesystemets befintliga produktionsoptimering.

Metoden utgår från att jämföra en referenskörning, där systemet optimeras för minimal driftkostnad, med alternativa körningar där elproduktionen förändras. Genom att analysera hur den totala driftkostnaden påverkas av denna förändring kan kostnaden för flexibilitet beräknas.

En central egenskap i metoden är att hela fjärrvärmesystemet beaktas i analysen. När elproduktionen förändras anpassas övrig produktion och lagring för att säkerställa att värmebehovet fortsatt uppfylls. Kostnaden som uppstår speglar därmed inte enbart förändringen i en enskild enhet, utan den systemövergripande konsekvensen av att ändra driftstrategin.

I praktiken innebär detta att metoden möjliggör analyser av:

- kostnaden för att öka eller minska elproduktion vid specifika tidpunkter
- hur denna kostnad varierar över tid beroende på systemets tillstånd
- hur olika sätt att förändra produktionen påverkar den totala driftkostnaden

Metoden är inte kopplad till en specifik marknad eller produkt, utan syftar till att ge ett generellt beslutsunderlag som kan användas för att utvärdera olika typer av flexibilitetstjänster. Detta är särskilt relevant i en situation där marknadsförutsättningar, priser och krav förändras över tid.

Detta angreppssätt möjliggör en mer systematisk analys av flexibilitet jämfört med enklare beräkningar baserade på enskilda produktionsenheter eller schablonantaganden.

## 6.4 Tillämpning på demonät

Den utvecklade metoden har tillämpats på ett fjärrvärmesystem inom ramen för projektets demonstrationsarbete. Syftet med tillämpningen har varit att testa hur metoden fungerar i praktiken och att analysera kostnaden för förändrad elproduktion under realistiska driftförhållanden.

Analyserna har genomförts baserat på historiska data för en utvald tidsperiod (november 2025), som valts i samarbete med deltagande fjärrvärmebolag. Perioden representerar ett driftfall med relativt hög last och variation i elpriser, vilket möjliggör analys av flexibilitet under förhållanden där både värmebehov och elmarknadsförutsättningar påverkar driften.

I tillämpningen har fokus legat på kraftvärmeproduktion, då detta är den elproducerande resurs som finns tillgänglig i det studerade systemet. Förändringar i elproduktion har analyserats i storleksordningen  $\pm 5$  MW, vilket motsvarar typiska budstorlekar för fjärrvärmebolag på balansmarknader.

Två olika angreppssätt har använts för att analysera effekten av förändrad elproduktion, där elproduktionen har justerats jämfört med grundfallet:

- I det första angreppssättet har elproduktionen förändrats under en enskild timme i taget, varefter analysen itererats över samtliga timmar i den studerade perioden. Detta möjliggör analys av hur kostnaden för flexibilitet varierar mellan olika tidpunkter.

- I det andra angreppssättet har elproduktionen förändrats över en sammanhängande tidsperiod, exempelvis över ett helt dygn. Detta ger en bild av hur systemet påverkas när förändringen sker mer kontinuerligt över tid.

Som grund för alla analyserna har Utilifeeds optimeringsverktyg används. Det beskrivs i detalj i kapitel 6.2. Där modelleras hela fjärrvärmesystemet med dess produktionsenheter för att hitta den mest optimala driftstrategin. Produktionskostnaden mellan ett basfall och ett analysfall jämförs sedan, för att utvärdera metoder och bygga beslutsstöd.

För varje analysfall har en ny optimering av fjärrvärmesystemet genomförts, där elproduktionen sätts till ett fördefinierat värde under de aktuella tidsstegen. Övriga delar av systemet, såsom värmeproduktion och lagring, tillåts anpassas för att uppfylla värmebehovet.

Körningarna har genomförts iterativt och anpassats efter respektive analysfall. Modellerna har körts i en lokal miljö med koppling till Utilifeeds befintliga datakällor och optimeringsmodeller.

## 6.5 Resultat från analyser av förändrad elproduktion

För att analysera hur känslig driftkostnaden är för förändrad elproduktion genomfördes ett antal tester med både ökad och minskad elproduktion under den studerade perioden. Resultaten visar att kostnaden för att förändra elproduktionen varierar mellan olika timmar och driftfall.

Variationerna beror på det aktuella driftläget i fjärrvärmesystemet, inklusive vilka produktionsenheter som är i drift, tillgänglig lagringskapacitet samt värmebehovets storlek. I vissa fall kan förändringar i elproduktion genomföras med begränsad påverkan på den totala driftkostnaden, medan det i andra fall medför tydligare kostnadsökningar.

### 6.5.1 Val av analysmetod för förändrad elproduktion

Inom projektet testades två olika metoder för att analysera förändrad elproduktion. Den första metoden baserades på att förändra elproduktionen för en timme i taget och därefter iterera över hela analysperioden. Den andra metoden baserades istället på att förändra elproduktionen under hela analysperioden samtidigt.

Den timvisa analysmetoden möjliggjorde mer detaljerade analyser av enskilda timmar, men medförde samtidigt ett stort antal optimeringskörningar och en ökad komplexitet vid både analys och tolkning av resultaten. De genomförda testerna visade samtidigt att den mer detaljerade metoden inte gav proportionellt mycket mer information jämfört med analyser där hela tidsperioden förändrades samtidigt.

Utifrån projektets resultat bedömdes därför analysmetoden där elproduktionen förändras över hela tidsperioden samtidigt vara mer relevant för fortsatt utveckling. Metoden gav tillräckligt detaljerade beslutsunderlag samtidigt som den var enklare att genomföra, analysera och använda i ett praktiskt beslutsstöd. Det är denna metod som använts i exemplen på minskad och ökad elproduktion nedan.

### 6.5.2 Exempel på minskad elproduktion

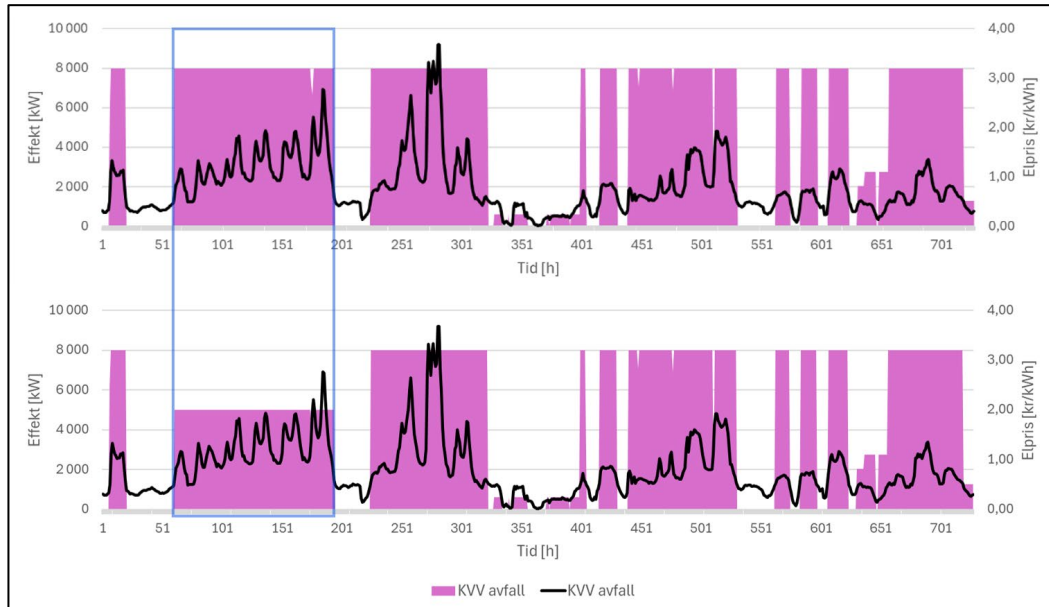
Som exempel på den utvecklade metodens tillämpning analyserades ett scenario där elproduktionen från kraftvärmeanläggningen reducerades med 3 MW under perioden 2025-11-16 12:00 till 2025-11-22 02:00, vilket visas som de inramade timmarna i Figur 14 och Figur 15. Tidsperioden valdes genom att titta på grundkörningen, och hitta ett tillfälle då det skulle vara möjligt att minska elproduktionen. Detta ger en total minskning av elproduktionen på 402 MWh.

För varje scenario genomfördes en ny optimering av hela fjärrvärmesystemet, där den reducerade elproduktionen sattes som ett krav under den aktuella perioden. I Figur 14 jämförs elproduktionen i grundscenariot (övre figur) med elproduktionen i fallet med reducerad elproduktion. I Figur 15 visas den totala värmeproduktionen för de två fallen. Värmelasten är densamma i båda körningarna, men fördelningen mellan olika produktionsenheter förändras under den markerade tidsperioden. Detta visar hur fjärrvärmesystemet anpassar produktionen för att upprätthålla samma värmeleverans trots förändrade förutsättningar för elproduktion.

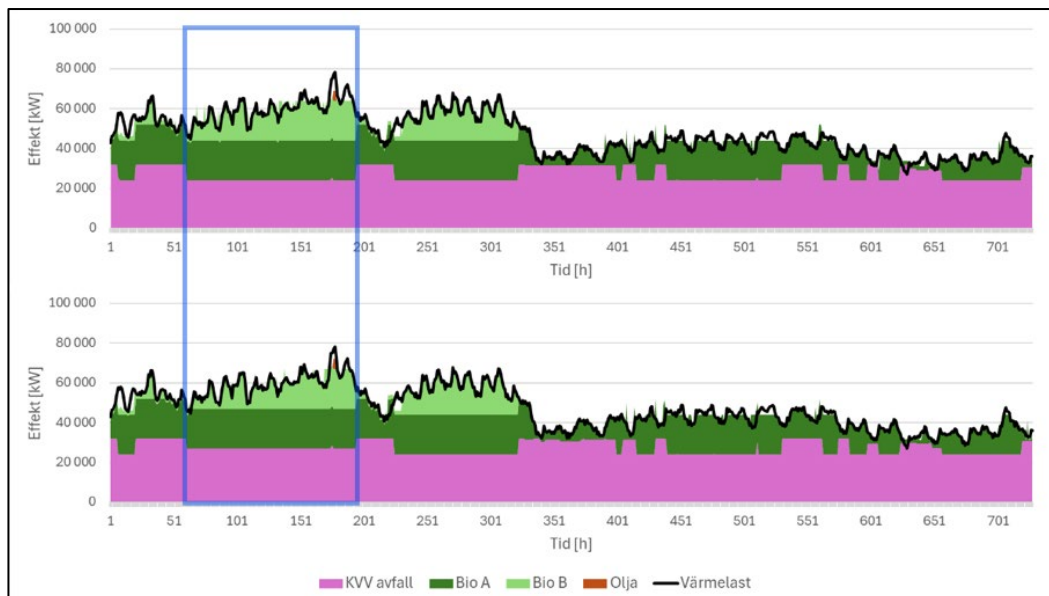
**FLEXIBEL FJÄRRVÄRME**

Ökade möjligheter för fjärrvärmebolag att agera på balansmarknaderna

Juni 2026



Figur 14 Jämförelse mellan grundkörning (övre figur) och alternativ körning med minskad elproduktion (nedre figur) under den markerade tidsperioden.



Figur 15 Jämförelse mellan grundkörning (övre figur) och alternativ körning med minskad elproduktion (nedre figur) under den markerade tidsperioden. Figuren visar hur värmeproduktionen omfördelas mellan olika produktionsenheter medan värmelasten är konstant.

Resultaten visar att den totala driftkostnaden ökade med cirka 398 tSEK jämfört med grundoptimeringen. Samtidigt var påverkan på den totala värmeproduktionen

relativt begränsad. I stället skedde anpassningen främst genom förändrad fördelning mellan olika produktionsenheter och förändrad användning av lagringskapacitet.

Analyserna visar därmed hur förändringar i elproduktion påverkar hela fjärrvärmesystemet, snarare än enbart den aktuella produktionsenheten. Kostnaden för reducerad elproduktion uppstår genom systemets samlade behov av omDispositionering av produktion och lagring för att fortsatt uppfylla värmebehovet. Resultatet används här främst som ett exempel på hur metoden kan användas för att kvantifiera kostnaden för förändrad elproduktion och analysera systemeffekter över en sammanhängande tidsperiod.

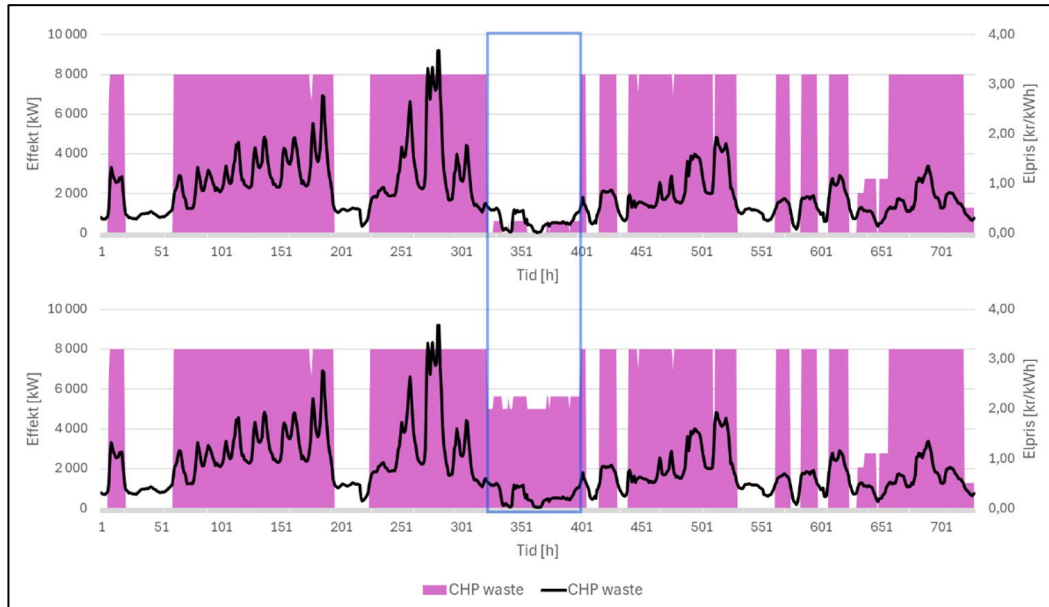
### 6.5.3 Exempel på ökad elproduktion

Som ett kompletterande scenario analyserades även ett fall där elproduktionen från kraftvärmeanläggningen ökades med cirka 5 MW under perioden 2025-11-27 10:00 till 2025-11-30 15:00. Vilket resulterade i en total ökad elproduktion med 385 MWh.

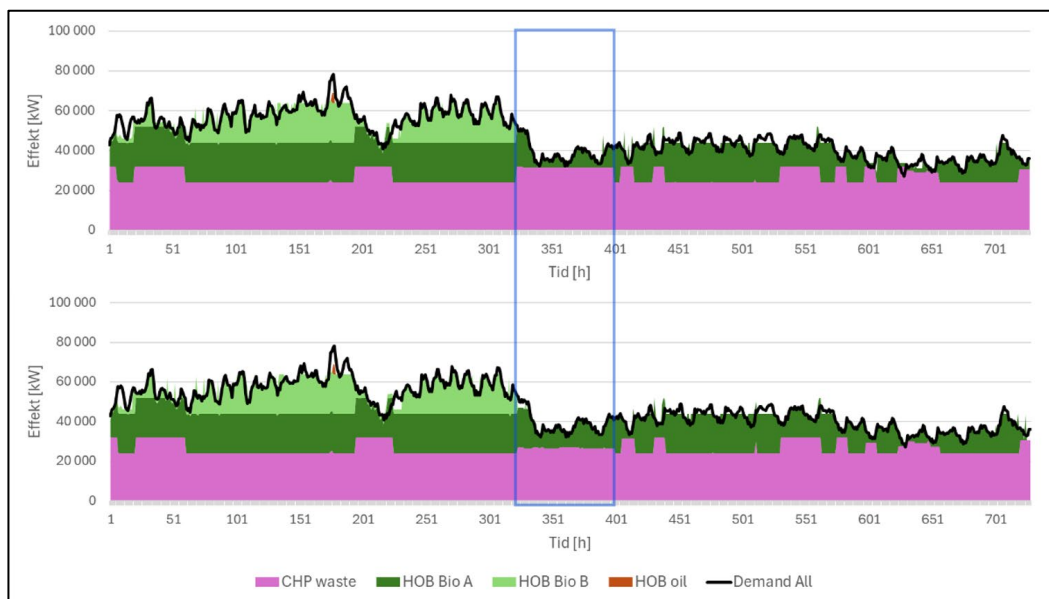
Även i detta fall genomfördes en ny optimering av hela fjärrvärmesystemet, där den ökade elproduktionen sattes som ett krav under den aktuella perioden. Resultaten jämfördes därefter med grundoptimeringen för att analysera hur systemets drift och totala driftkostnad påverkades. Den totala driftkostnaden ökade med 204 tSEK.

Figur visar skillnaden i elproduktion mellan grundscenariot och fallet med ökad elproduktion. Figur visar skillnaden i värmeproduktion mellan samma fall.

Precis som i scenariot med reducerad elproduktion kunde systemet anpassas till den förändrade driften utan några större förändringar i den totala värmeproduktionen. Anpassningen skedde istället genom omfördelning mellan olika produktionsenheter samt förändrad användning av lagringskapacitet. Resultatet visar därmed att konsekvenserna av förändrad elproduktion behöver analyseras på systemnivå, där samspelet mellan produktion, lagring och värmebehov över tid beaktas.



Figur 16 Jämförelse mellan grundkörning (övre figur) och alternativ körning med ökad elproduktion (nedre figur) under den markerade tidsperioden.



Figur 17 Jämförelse mellan grundkörning (övre figur) och alternativ körning med ökad elproduktion (nedre figur) under den markerade tidsperioden. Figuren visar hur värmeproduktionen omfördelas mellan olika produktionsenheter medan värmelasten är konstant.

De genomförda analyserna visar sammantaget att metoden kan användas för att kvantifiera kostnaden för förändrad elproduktion och analysera hur olika driftstrategier påverkar hela fjärrvärmesystemet. Resultaten visar även att konsekvenserna av förändrad elproduktion behöver analyseras ur ett systemperspektiv, där samspelet mellan produktion, lagring och värmebehov över tid beaktas.

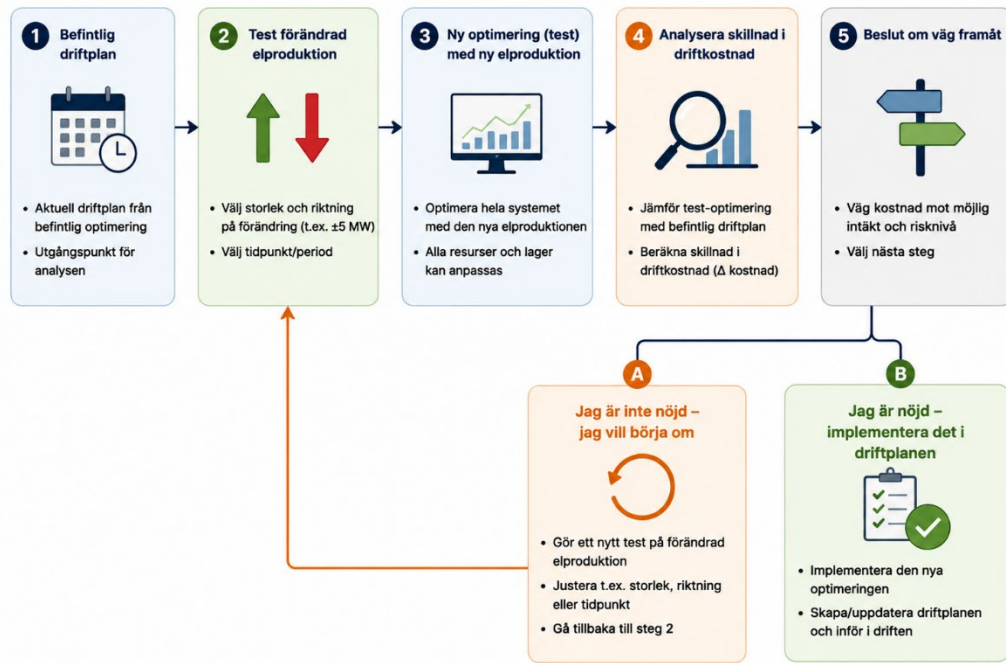
## 6.6 Praktisk användning och vidareutveckling

Resultaten från projektet visar att analyser av flexibilitet i fjärrvärmesystem inte enbart handlar om att kvantifiera kostnader för förändrad elproduktion, utan även om hur dessa analyser kan omsättas till praktiska arbetssätt och beslutsprocesser. För att möjliggöra ett effektivt deltagande på balansmarknader krävs därför systemstöd som inte bara kan genomföra tekniska analyser, utan även presentera resultaten på ett sätt som stödjer operativa beslut under varierande marknads- och driftförhållanden.

Följande avsnitt beskriver därför dels ett tänkt användarflöde för hur analyser av flexibilitet kan genomföras i praktiken, dels vilka krav och implikationer arbetet medför för framtida systemstöd riktade mot fjärrvärmebolag.

### 6.6.1 Tänkt användarflöde för analys av flexibilitet

Baserat på det arbete som genomförts inom projektet har ett tänkt användarflöde för analys av flexibilitet tagits fram. Flödet beskriver hur analyser av förändrad elproduktion kan genomföras som en iterativ process, där olika scenarier testas och utvärderas innan beslut fattas om förändrad drift. Flödet kan ses i Figur .



Figur 18 Schematisk beskrivning av det iterativa användarflödet för analys av förändrad elproduktion, kostnadsutvärdering och beslut kring budgetering och driftplanering.

I steg 1 utgår användaren från en befintlig driftplan för fjärrvärmesystemet. Därefter genomförs i steg 2 ett test där elproduktionen förändras under den studerade perioden. Systemet genomför sedan en ny optimering av produktionssystemet (steg 3), varefter skillnaden i driftkostnad analyseras (steg 4).

Baserat på denna analys kan användaren i steg 5 väga kostnader mot potentiella intäkter och risknivå innan nästa beslut tas. Om resultatet bedöms vara relevant kan den nya driftplanen implementeras. Alternativt kan ett nytt scenario testas genom ytterligare iterationer.

Flödet är därmed inte primärt tänkt som en helt automatiserad process, utan som ett beslutsstöd där användaren iterativt kan utvärdera olika handlingsalternativ och väga potentiella marknadsintäkter mot påverkan på drift, osäkerhet och risknivå. Resultaten från projektet indikerar att värdet främst ligger i att skapa bättre och mer systematiska beslutsunderlag, snarare än att automatisera hela beslutsprocessen.

## 6.6.2 Krav på framtida systemstöd

Det arbete som genomförts inom projektet visar att analyser av flexibilitet i fjärrvärmesystem behöver utgå från ett systemperspektiv. Förändringar i elproduktion påverkar inte enbart den enskilda produktionsenheten, utan hela systemets drift, inklusive andra produktionsenheter och lagringslösningar. För att kunna kvantifiera kostnaden för flexibilitet på ett tillförlitligt sätt krävs därför analyser som beaktar hur produktionskostnaden utvecklas över en sammanhängande tidsperiod, till exempel kommande dygn.

En central implikation är att ett systemstöd för denna typ av analys behöver kunna hantera hela fjärrvärmesystemet och dess dynamik över tid. Det innebär att verktyget behöver kunna genomföra optimeringar där alternativa driftfall jämförs, snarare än att baseras på förenklade beräkningar eller enskilda driftpunkter.

Arbetet visar även att det inte finns ett entydigt optimalt sätt att agera på balansmarknaderna. Val av strategi innebär i praktiken en avvägning mellan potentiella intäkter och risknivå, vilket ställer krav på att användaren ges möjlighet att analysera olika scenarier. Ett framtida systemstöd bör därför möjliggöra flexibla scenariobaserade analyser, där olika nivåer av förändrad elproduktion kan utvärderas.

Jämfört med dagens arbetssätt, som i stor utsträckning bygger på manuella analyser och schablonantaganden, ger den utvecklade metoden ett mer systematiskt och konsistent beslutsunderlag. Samtidigt visar resultaten att denna typ av analys inte nödvändigtvis behöver genomföras kontinuerligt i den dagliga driften, utan kan användas selektivt som stöd inför budgivning på balansmarknader eller vid utvärdering av olika drift- och budstrategier.

En ytterligare insikt från arbetet är att val av analysupplägg påverkar både komplexitet och informationsvärde. De tester som genomförts indikerar att mer detaljerade analyser, där förändringar i elproduktion appliceras timme för timme, inte nödvändigtvis tillför tillräckligt mycket ytterligare information i förhållande till den ökade komplexiteten. Detta har implikationer för hur ett framtida systemstöd bör utformas, där balans mellan analysdjup och användbarhet blir central.

Sammanfattningsvis pekar resultaten på behovet av systemstöd som kombinerar systemövergripande optimering, scenariobaserad analys och en användarnivå som möjliggör praktisk tillämpning utan onödig komplexitet. Dessa aspekter utgör

viktiga utgångspunkter för vidare utveckling av verktyg för stöd till fjärrvärmebolag som vill delta på balansmarknaderna.

## 6.7 Resultat från kompletterande studie av marknadsdeltagande (examensarbete)

Inom projektet genomfördes även examensarbetet *“Optimizing Market Engagement: Strategic Models for District Heating Companies’ Participation in Electricity Markets”*, utfört av Jacob Burman vid Chalmers tekniska högskola (Burman, 2025). Arbetet kompletterade projektets övriga analyser genom att studera hur fjärrvärmebolag kan optimera sitt deltagande på flera elmarknader samtidigt, inklusive spotmarknad, intradagmarknad och balansmarknader.

Inom examensarbetet utvecklades en matematisk optimeringsmodell baserad på mixed-integer linear programming (MILP). Modellen användes för att analysera strategier som maximerar lönsamheten vid deltagande på flera marknader parallellt, samtidigt som marknadsregler och tekniska begränsningar kopplade till exempelvis produktionskapacitet, rampning och reglerkapacitet beaktades.

För att utvärdera modellen genomfördes simuleringar med historiska marknadsdata från mars, juni, september och december 2024. Perioderna valdes för att representera olika säsongs- och driftförhållanden under året, med variationer i värmebehov, elpriser och marknadsförutsättningar. I analyserna jämfördes olika kombinationer av marknadsdeltagande, där deltagande på spotmarknaden kombinerades med olika balansmarknader. Arbetet omfattade även känslighetsanalyser för att studera hur förändringar i exempelvis produktionskostnader och aktiveringsnivåer påverkade resultaten.

Resultaten från examensarbetet visade att deltagande på flera elmarknader samtidigt i många fall kan ge högre lönsamhet för fjärrvärmebolag jämfört med deltagande enbart på spotmarknaden. Analyserna visade också att vilka marknader som var mest lönsamma varierade mellan olika perioder och driftfall. Detta indikerar att det inte finns en enskild optimal strategi för hur ett fjärrvärmebolag ska delta på elmarknaderna, utan att beslut behöver anpassas efter aktuella marknadsförutsättningar och fjärrvärmesystemets tillstånd.

Analyserna indikerade även att den ekonomiska nyttan successivt avtog efter deltagande på ungefär två till tre ytterligare marknader, medan komplexiteten i

driftplanering och budhantering fortsatte att öka. Resultaten pekar därmed på vikten av systemstöd som kan användas för att analysera olika marknadskombinationer och stödja fjärrvärmebolag i analys och beslut kring deltagande på elmarknader.

## 7 Diskussion / Analys

---

I detta kapitel analyseras resultaten i förhållande till rapportens syfte och mål. Först beskrivs hur fjärrvärmesystem kan bidra till flexibilitet i elsystemet och därmed skapa värde både på systemnivå och för enskilda aktörer. Studien visar att detta värde beror på ett antal faktorer såsom tekniska förutsättningar, marknadsutveckling och organisatorisk kapacitet. Detta beskrivs i det följande avsnittet. Slutsatsen är att ett deltagande på balansmarknaderna inte bör betraktas som en isolerad affär, utan som en del av en bredare strategi för flexibilitet och marknadsdeltagande. Möjligheten att agera på flera marknader, såsom spot-, intradag- och balansmarknader, bidrar till riskspridning och att skapa långsiktig lönsamhet.

Studien visar också att det finns ett tydligt behov av förbättrade beslutsstöd och analysverktyg som kan hantera komplexiteten i fjärrvärmesystem och elmarknader. Detta beskrivs i det sista avsnittet.

### 7.1 Fjärrvärmens framtida roll och värde för balansmarknaderna ur ett energisystemperspektiv

Energisystemmodelleringen som utfördes i detta projekt visade att fjärrvärmesystem kan bidra till att tillhandahålla stödtjänster för energisystemet på ett kostnadseffektivt sätt. Resultaten från modelleringen visade att kraftvärmeverk och värmepumpar kan ta en betydande roll i att tillgodose behovet för den långsammaste uppregleringen mFRR upp. För SE4, det sydligaste elprisområdet med högst behov av mFRR upp och lägst mängd vattenkraft, blir det i alla undersökta fall kostnadseffektivt att fjärrvärmesystem tillhandahåller mellan 60 och 70% av behovet av mFRR upp på vintern 2030, och över 50% år 2040. På sommaren, där det är antaget att majoriteten av kraftvärmens är avstängd, så är det knappt 40% år 2030, och drygt 30% år 2040 av behovet av mFRR upp i SE4 som tillhandahålls av fjärrvärmesystem. Dessa resultat visar att fjärrvärmens kan bidra till att upprätthålla stabiliteten i elsystemet på ett kostnadseffektivt sätt.

Modelleringsresultaten visar därmed på att det finns ett betydande värde för elsystemet att aktörer inom fjärrvärme bidrar till att tillhandahålla stödtjänster. Det kan därför finnas möjligheter för aktörer inom fjärrvärmesystem att hitta nya affärsmöjligheter genom att tillhandahålla stödtjänster.

Vidare pekar resultaten på att det inte är kostnadseffektivt att anpassa storleken eller typ av nya fjärrvärmeanläggningar för att tillhandahålla stödtjänster för elsystemet, utformningen bör istället göras för att tillgodose el- och värmebehoven. Detta innebär att det främst är driften av anläggningar som kan komma att påverkas av att tillhandahålla stödtjänster. Därmed kan fjärrvärmesystem bidra till att öka flexibiliteten i elsystemet utan att kräva omfattande ytterligare investeringar, vilket gör dem till en kostnadseffektiv flexibilitetsresurs.

## 7.2 Kunskapssammanställning och erfarenheter från fjärrvärmebolag

Denna del av studien syftade till att öka kunskapen kring möjligheter, utmaningar och risker kopplat till deltagande på balansmarknaderna. Genom att kombinera litteraturstudier med intervjuer och workshop har arbetet sammanställt både etablerad kunskap och mer aktuell, erfarenhetsbaserad information.

En central iakttagelse är att intervjuerna i stor utsträckning bekräftar tidigare studier, men också kompletterar den med mer aktuell information om marknadsutvecklingen. Detta är särskilt relevant eftersom balansmarknaderna befinner sig i snabb förändring, vilket innebär att delar av den tidigare litteraturen redan är inaktuell eller endast delvis tillämpbar i dagens situation.

Resultaten visar att deltagande på balansmarknaderna skapar nya intäktsmöjligheter, men att dessa präglas av betydande osäkerheter och risker. Den största osäkerheten rör framtida prisnivåer och marknadsutveckling, vilket påverkar möjligheten att fatta långsiktiga investeringsbeslut. Detta innebär att balansmarknaderna i dagsläget ofta betraktas som en kompletterande intäktskälla snarare än en stabil affär. Större investeringar kan därför inte motiveras enbart av balansaffären.

Vidare framkommer att tekniska förutsättningar, såsom anläggningstyp, styrsystem och flexibilitet i värmesystemet, är avgörande för vilka marknader ett bolag kan delta på. Samtidigt är de organisatoriska förutsättningarna minst lika viktiga. Resultaten visar att deltagande på balansmarknaderna innebär ett förändringsarbete som påverkar hela organisationen, inklusive drift, planering och ledning.

En viktig slutsats är att framgångsrikt deltagande inte enbart handlar om teknik eller ekonomi, utan om förmågan att utveckla en organisation som kan hantera ökad

komplexitet, osäkerhet och snabbare beslutsprocesser. Detta inkluderar behov av kompetensutveckling, förändrade arbetssätt och ökad samverkan mellan funktioner. Både en flexibel produktion och en flexibel organisation är nödvändig för att lyckas på balansmarknaderna och för att på sikt hantera kommande marknadsförändringar.

## 7.3 Utveckling och utvärdering av verktygsprotyp

Projektet har visat att fjärrvärmesystem har potential att bidra med flexibilitet på flera elmarknader, såsom spot-, intradag- och balansmarknader, men att detta samtidigt medför ökade krav på analys, arbetssätt och beslutsstöd. Att agera på flera marknader parallellt innebär att produktionsplaneringen blir mer komplex och att konsekvenserna av förändrad elproduktion behöver analyseras ur ett systemperspektiv.

Inom projektet har en metod utvecklats för att kvantifiera kostnaden för att öka eller minska elproduktion under specifika tidsperioder. Genom att utgå från en befintlig driftplan och därefter genomföra en ny systemoptimering med förändrad elproduktion som krav, blir det möjligt att analysera hur hela fjärrvärmenätet påverkas. Resultaten visar att kostnaden för förändrad elproduktion inte enbart uppstår i den aktuella produktionsenheten, utan genom samspelet mellan flera produktionsresurser, lagring och värmebehov över tid.

De genomförda analyserna visar även att detaljerade systemanalyser kan ge ett mer systematiskt och robust beslutsunderlag jämfört med arbetssätt som i högre grad bygger på schabloner och erfarenhetsbaserade bedömningar. Samtidigt visar projektet att värdet av den utvecklade metoden främst ligger i att stödja operativa beslut och scenarioanalyser, snarare än i att fullt ut automatisera beslutsprocessen. Möjligheten att iterativt testa olika scenarier och analysera konsekvenserna av olika handlingsalternativ bedöms vara central för ett praktiskt användbart systemstöd.

Projektet visar också att det inte finns en enskild optimal strategi för deltagande på elmarknader. Vilka marknader som är mest relevanta varierar över tid beroende på marknadsförutsättningar, lokala driftförhållanden samt vilken risknivå bolaget är villig att acceptera, exempelvis kopplat till osäkerheter i marknadspriser, tillgänglig produktionskapacitet och påverkan på den ordinarie driften. Detta stärker behovet av flexibla analysverktyg som inte är anpassade för en specifik marknad, utan som

kan användas för att utvärdera flera olika typer av marknadsdeltagande och budstrategier över tid.

Det utvecklade arbetssättet och de genomförda testerna utgör därmed en grund för fortsatt utveckling av beslutsstöd för flexibilitet i fjärrvärmesystem. Fortsatt arbete bedöms framför allt behövas inom områden såsom användargränssnitt, visualisering av resultat, integration i produktionsmiljö samt vidare analys av hur resultaten kan omsättas till praktiska budstrategier på olika elmarknader.

## 8 Referensförteckning

---

- Abdollahi, E., & Hamon, C. (2023). *Potential profits from ancillary service markets* (2023:3Energiforsk. (2021). *El från nya anläggningar*.
- Energimyndigheten. (2023a). *Förslag till en fjärrvärme- och kraftvärmestrategi: Del 1*.
- Energimyndigheten. (2023b). *Scenarier över Sveriges energisystem 2023 – Med fokus på elektrifieringen 2050* (ER 2023:07).
- Eng, M., Johansson, B., & Dahlström, P. (2014). *Undersökning av möjligheter för svenska kraftvärmeverk att leverera primär frekvensreglering, FCR-N*.
- Hamon, C., Nasri, A., & Paulrud, S. (2021). *Bio-based CHP as efficient and profitable technology for balancing the energy system* (2021:24). RISE.
- Hamon, C., Vardanyan, Y., & Abdollahi, E. (2023). *Review of current and future heat- and electricity-related products and their relevance for district heating companies* (2023:30). RISE.
- Iov, F., Khatibi, M., & Bendtsen, J. (2020). *On the Participation of Power-To-Heat Assets in Frequency Regulation Markets – A Danish Case Study*. *Energies*, 13, 4608. <https://doi.org/10.3390/en13184608>
- Johansson, M., Djuric Ilic, D., & Cruz, I. (2022). *Flexibelt energisystem genom samverkan mellan fjärrvärmesystem, elsystem och industri*. Linköpings universitet.
- Johnsson, J., & Unger, T. (2023). *Fjärrvärmesektorns bidrag till ett leveranssäkert elsystem* (Nos. 2023–977). Energiforsk.
- Normann, F. (2021). *Kraftvärmeverk för elsystem med volatila elpriser* (2021:752). Energiforsk.
- Power Circle. (2022). *Flexibilitet för ett mer stabilt och driftsäkert elsystem – En kartläggning av flexibilitetsresurser*.
- Profu. (2016). *Reglering av kraftsystemet med stort inslag av variabel produktion*.
- Profu. (2020). *Värdet av elproduktion kopplad till fjärrvärmeproduktion – Idag och i framtiden*.

Storesund, J. (2016). *Flexibel drift av kraftvärmeverk*. Energiforsk.

Svenska kraftnät. (2020, oktober 20). *Aktörsmöte FFR*.

<https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/ffr/aktorsmote-ffr-20201020.pdf>

Svenska kraftnät. (2025a, mars 24). *Översiktlig kravbild för reserver*. Om olika reserver. <https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/>

Svenska kraftnät. (2025b, november 25). *Ny nordisk balanseringsmodell (NBM)*. Ny nordisk balanseringsmodell (NBM). <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar--elmarknad/ny-nordisk-balanseringsmodell-nbm/>

Svenska kraftnät. (2025c, november 26). *Elmarknadens olika delmarknader*. Om elmarknaden. <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-elmarknaden/>

Svenska kraftnät. (2026a, februari 17). *Utveckling av elmarknaden*. Utveckling av elmarknaden. <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar--elmarknad/utveckling-av-elmarknaden/>

Svenska kraftnät. (2026b, mars 1). *Handel och prissättning*.

<https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/handel-prissattning/>

Svenska kraftnät. (2026c, april 20). *Förkvalificering*.

<https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/forkvalificering/>

Svenska kraftnät. (2026d, april 29). *Utbud på marknaderna för reserver*.

<https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/behov-av-reserver-nu-och-i-framtiden/utbud-pa-marknaderna-for-reserver/>

Unger, T., & Holm, J. (2019). *El och fjärrvärme – Samverkan mellan marknaderna, etapp III*.

Åberg, M., Monie, S., Widén, J., Luthander, R., Lingfors, D., & Nilsson, A. (2019). *Regional och lokal integration av el- och värmesystem via energilagring*.

## Bilagor

---

# Bilaga A Intervjuguide – 1a demosite: Utvärderingsfasen, förutsättningar att agera på balansmarknaderna

---

### Introduktion

Vår preliminära tanke är att ha era anläggningar som "case studies" i handboken. Utöver den aggregerade datainsamlingen där även referensgruppen ingår. Format och innehåll kommer att diskuteras längre fram – säkerställa att ni är bekväma med informationen som sprids.

Tema: Utvärderingsfasen, förutsättningar att agera på balansmarknaderna.

### Intervju

Varför började ni intressera er för balansmarknaderna? När?

Vilka balansmarknader agerar ni på i dag/är ni förkvalificerade på? Sedan hur länge är ni aktiva på dessa marknader? Vilka marknader är under utredning (för vilka resurser)?

Finns det några marknader (och/eller resurser) som ni har haft under utredning tidigare men uteslutit?

Hur utvärderade ni anläggningen för att se vilka marknader ni skulle kunna agera på? Kriterier för att bestämma go/no-go?

Lärdomar från utvärderingsprocessen?

Osäkerheter/Utmaningar/Risken identifierade under utvärderingsprocessen?

Anläggningens/organisationens förutsättningar att bidra med stödtjänster. Vad finns på anläggningen idag? Vad skulle ni vara intresserad av att utreda vidare?

Hur har ni tänkt kring dessa aspekter?

- Anläggningen/resursen
- Vad, panntyp, bränsle, kapacitet och ålder?
- Budstorlek (anläggning för liten)

- Aktiveringstid
- Upprampningstid/hastighet
- Uthållighet
- Krav på automatisk styrning
- Bypassventil
- Installera en extra turbin (kondenssvans/elkondenskraft)
- Installera batterier i anslutning till anläggningen (t.ex. för att göra anläggningen "snabbare")
- Optimera styrningen för låglastdrift så att anläggningen kan styras mer fördelaktigt (vanligt i Danmark)
- Hinder i anläggningen som försvårar längre eller upprepade aktiveringar på marknaderna?
- Öka elverkningsgraden genom att tillsätta mer högvärdigt eller förtorkat bränsle

#### Systemet:

- Värmelager (e.g. acktank, säsongslager)
- Arbete med distributionsnätet som värmelager
- Arbete med byggnaderna som värmelager
- Kylkapacitet (e.g. fläktning eller dumpning i vattendrag)
- Andra sätt att frikoppla värme/el-produktion?
- Energikombinatsystem (produktion av andra bränslen)?

#### Organisationen:

- Större aktörer kan ha lättare (organisation, IT-stöd, verktyg för prissättning och optimering)
- Saknas/låg kompetens internt (vilken kompetens?)

Något annat ni arbetar med för att förbättra förutsättningarna att agera på balansmarknaderna?

Vad är den begränsande faktorn för er på balansmarknaderna?

#### Avslutande

Något att tillägga på dagens tema?

Jan/Feb intervjuer med referensgruppen – är det något särskilt du vill att vi frågar dem?

Hur känns det med projektet? Formatet på referensgruppsmötet?

## Bilaga B Intervjuguide – 1a referensgrupp: Status på balansmarknaderna, förutsättningar och risker/osäkerheter

---

Tema: Status på balansmarknaderna, förutsättningar, risker/osäkerheter

Syfte: Samla in information till handboken.

Intro: Presentation + Förtydliga balansmarknader i fokus

### Introduktion

Vilka balansmarknader agerar ni på i dag/är ni förkvalificerade på? Sedan hur länge är ni aktiva på dessa marknader?

Om KVV, reglerar ni genom att ändra effekt i pannan eller leda ånga förbi turbinen?

För- och nackdelar med valet? Om elpanna, vilken typ, hur gammal?

Finns det något som begränsar er till dessa marknader?

*Exempelvis:*

- *Aktiveringstid*
- *Upprampningshastighet*
- *Uthållighet*
- *Repeterbarhet*

Varför började ni intressera er för balansmarknaderna? Drivkrafter?

Fler marknader/resurser som är under utredning?

Finns det några marknader/resurser som ni har haft under utredning tidigare men uteslutit?

Finns det andra potentiella resurser på anläggningen som skulle kunna agera på balansmarknaderna? (t.ex. KVV, VP, elpannor, reserv/nödgenerator, ORC, elmotorer)

### Anläggningens/organisationens förutsättningar

Systemet:

- Värmelager (e.g. acktank, säsongslager)
- Arbete med distributionsnätet som värmelager
- Arbete med byggnaderna som värmelager
- Kylkapacitet (e.g. fläktning, RKG eller dumpning i vattendrag)
- Andra sätt att frikoppla värme/el-produktion?

Organisationen:

- Större aktörer kan ha lättare (organisation, IT-stöd, verktyg för prissättning och optimering)
- Saknas/låg kompetens internt
- Vilka lägger buden? Kontrollrum (drift, ekonomiskt)

### Risker/Osäkerheter

Vilka risker/osäkerheter ser ni med att agera på balansmarknaderna?

*Exempelvis:*

- *Ökat slitage*
- *Risk för affären*
- *Risk för värmeleveransen*
- *Arbetsmiljö*
- *Säkerhetsaspekter*
- *Osäker marknadsutveckling*
- *Osäker lönsamhetskalkyl*
- *Ökade miljöutsläpp*

#### Avslutande

Installera batterier i anslutning till anläggningen? T.ex. för att göra anläggningen "snabbare"

Vad arbetar ni med just nu kopplat till att agera på balansmarknaderna?

Vad är den begränsande faktorn för er på balansmarknaderna? Största utmaningen?

## Bilaga C Intervjuguide – 2a/2b

### Kostnadseffektivitet/Business case

---

Tema: Kostnadseffektivitet / Business case

Syfte: Avgöra om det är kostnadseffektivt att som fjärrvärmebolag vara en aktiv aktör på balansmarknaderna. Underlag till handboken.

Intervjun inleds med frågor kring uppdateringar från sist:

Har ni kommit framåt i arbetet? Nya utredningar? Nya kvalificeringar? Mer aktiva på marknaden? Nygjorda investeringar kopplade till balansmarknaderna?

Nya lärdomar/utmaningar/risker identifierade?

Har de senaste årets förändringar på balansmarknaderna påverkat ert arbete med dessa?

Intervjufrågor temat: Kostnadseffektivitet / Business case

(Beskriv kort ert business case för att verka på vald/valda stödtjänstemarknader.)

Business case

- Vilka osäkerheter råder när ni ska beräkna ert business case?
- Använde ni något stöd för att beräkna business case, exempel från SvK? Eller hur gick ni tillväga? Lärdomar?
- Är ni balansansvariga eller samarbetar ni med balansansvariga? Hur stor andel av vinsten tar BRP<sup>1</sup>? Skulle ni vara intresserade av att ta en BSP<sup>2</sup>-roll när denna införs?
- Har ni haft några organisatoriska förändringar kopplat till stödtjänstemarknaden (mer personal, utbildning av befintlig personal, nya processer)?
- Uppskattad tidsåtgång för undersökningar/tester/kvalificering/implementering?
- Behövs särskild kompetens hos eventuella konsulter och teknikleverantörer? Har de den kompetens som behövs?
- Påverkas relationen med värmekunder? Hur?
- Påverkas relation med ägare/investerare? Hur?
- Behöver ni ändra i ert tillstånd för anläggningarna, ex köra kraftvärmeanläggning på sommaren?

Intäkter

- Vilka tillkommande kassaflöden har ni? Hur har ni beräknat dessa? Stämmer era beräkningar med verkligt utfall (om aktuellt)?
- Hur ser ni på långsiktigheten i säkrade intäktströmmar (hur många år?), Idag otydligt med SvKs framtida behov och utvecklingen av produkter på stödtjänstemarknaden? Hur hanterar ni detta?

Kostnader, både opex och capex

- Har ni behövt modifiera anläggningen för att klara de tekniska kraven?

- Uppskattad kostnad för förkvalificering (ex. investeringskostnader, personal, IT-system)?
- Uppskattad kostnad externa resurser/konsulter (t.ex. för hjälp med teknisk eller ekonomisk utvärdering av anläggningen, hjälp med förkvalificering?)
- Uppskattad kostnad för att kunna delta (ex. extra personal, uppdatering av optimeringssystem)?
- Uppskattad kostnad för extra uppföljning av anläggningens skick? (map slitage etc)
- Uppskattad kostnad för extra slitage, förkortad livslängd av utrustning?
- Uppskattad tidsåtgång för implementering?
- Extra kostnader för värmeproduktion? Om annan panna behöver användas för att täcka upp värmebehovet.
- Övriga processer, kostnader som vi har missat?
- Hur går ni tillväga för att uppskatta kostnaderna?

Är det något vi har missat att fråga kopplat till kostnadseffektivitet /business case?

## Bilaga D Resultat från riskworkshop - Risker och osäkerheter samt åtgärder

---

Under intervjuer med aktörer inom referensgruppen identifierades 15 risker relaterade till deltagande på balansmarknaden. Dessa 15 risker delades sedan in i fem riskkategorier. En workshop genomfördes därefter där riskerna diskuterades. Riskkategorier som identifierades genom intervjuerna var:

- Arbetsmiljö- och organisationsrisker
- Tekniska risker
- Affärsmässiga risker
- Miljömässiga risker
- Övriga risker

Följande avsnitt beskriver identifierade risker i varje kategori, samt konsekvenser och möjliga åtgärder för varje risk.

### Arbetsmiljö och organisation

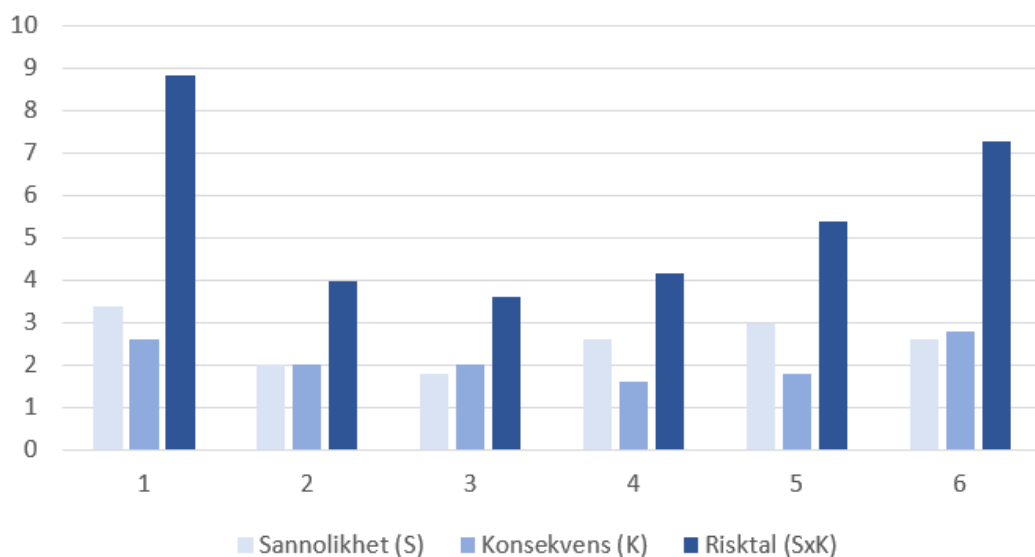
Inom kategorin *arbetsmiljö och organisation* identifierades 6 risker. Dessa risker var:

1. Högre belastning på driftpersonal på grund av nya och/eller fler arbetsuppgifter
2. Omorganisation
3. Processen kan, eller vill, inte bli automatiserad
4. Mycket information som behöver överföras under alla tider på dygnet
5. Driftpersonal och olika skift arbetar på olika sätt
6. Ingen utanför kontorstid kan göra om planering vid behov

Konsekvenserna om dessa risker skulle realiseras skulle kunna vara försämrad arbetsmiljö i och med ökad arbetsbelastning och stress som ett resultat av fler/nya arbetsuppgifter och att personal kan komma att behöva agera snabbt på signaler från en mer automatiserad process. Utöver detta skulle konsekvensen av att det inte finns någon som kan göra om planering utanför kontorstider kunna vara att man hamnar ur balans och att man drar på sig extra kostnader i och med att lagda bud inte kunde mötas.

Under workshoppen kvantifierades riskerna genom att deltagarna gav dem ett värde mellan 1–4 för sannolikhet respektive konsekvens för varje risk. Sannolikhet och konsekvens multiplicerades för att ta fram risktalet för varje risk. Resultatet för riskkategorin *arbetsmiljö och organisation* visas **Figur 1**.

### Arbetsmiljö och organisation



**Figur 1.** Sannolikhet (S), konsekvens (K) och risk (SxK) för identifierade risker i riskkategorin 'arbetsmiljö och organisation'. Värdena som visas i diagrammet är medelvärden från alla svar genomförd workshop. Siffrorna 1-6 hänvisar till identifierade arbetsmiljö och organisatoriska risker 1-6.

Från **Figur 1** kan det utläsas att risk 1 (högre belastning på driftpersonal på grund av nya och/eller fler arbetsuppgifter) och risk 6 (ingen utanför kontorstid kan göra om planering vid behov) är de risker med högst risktal (8.8 och 7.3). Även risk 5 (driftpersonal och olika skift arbetar på olika sätt) har ett förhållandevis högt risktal (5.4).

För att hantera dessa risker föreslås en förstärkning av driftorganisation och utbildning av personal i hantering av avrop. Utbildning och kommunikation i god tid är även viktigt för att säkerställa att alla arbetar på samma sätt och känner sig bekväma med arbetsuppgifterna. Utöver detta kan även ökat systemstöd för operatörer, samt förtydligad arbetsgång och skriftliga rutiner hjälpa till. Flera aktörer nämner även att den stora utmaningen förmodligen kommer att vara vid uppstart och att när de väl är i gång så kommer allt förbättras eftersom.

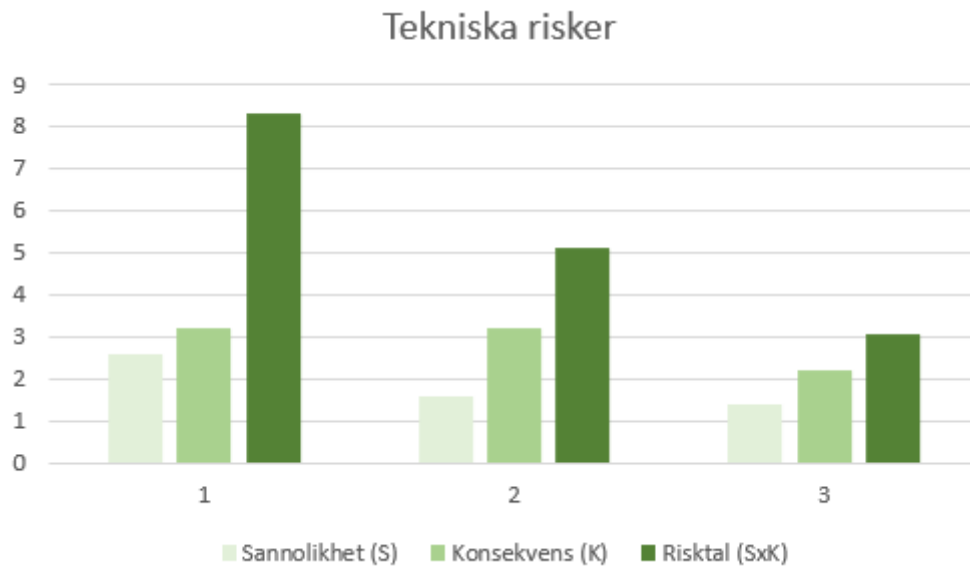
## Tekniska risker

Inom kategorin *Tekniska risker* identifierades 3 risker:

1. Utrustning är ej gjord för den flexibla drift som krävs för att delta på balansmarknaderna
2. Det finns inte tillgängliga lösningar för den automatisering som krävs
3. Digitala risker relaterat till ökad automatisk styrning

Konsekvenserna av dessa risker skulle kunna vara ökat/oväntat högt slitage på turbin och panna, vilket i sin tur resulterar i sänkt livslängd på anläggning och ökade underhållskostnader. Pannan och turbiner är dyra komponenter i anläggningen och slitage på denna utrustning kan därför resultera i höga kostnader. Förutom slitage på turbin och panna kan även kringutrustning som till exempel ventiler komma att påverkas.

Om det dessutom inte finns tillgängliga lösningar för automatisering finns risken att en ingång på balansmarknaden skulle ta för mycket resurser i anspråk i form av driftpersonal. Automatisering är alltså viktigt för att deltagande på balansmarknaderna ska lyckas. Resultatet för kvantifiering av riskkategorin *Tekniska risker* visas i **Figur 2**.



Figur 2. Sannolikhet (S), konsekvens (K) och risk (SxK) för identifierade risker i riskkategorin 'tekniska risker'. Värdena som visas i diagrammet är medelvärden från alla svar från genomförd workshop. Siffrorna 1–3 hänvisar till identifierade tekniska risker 1–3.

Från Figur 2 kan det utläsas att risk 1 (utrustning är ej gjord för den flexibla drift som krävs för att delta på balansmarknaderna) och risk 2 (det finns inte tillgängliga lösningar för den automatisering som krävs) är de risker med högst risktal (8.3 och 5.1).

För att hantera dessa risker föreslås bland annat att ta med kostnader för slitage på grund av lastförändring när man lägger bud. Det kan dock vara svårt att veta hur stora kostnader den flexibla driften kan leda till och det ses därför som viktigt med kunskapsdelning mellan olika bolag för att kunna utvärdera hur mycket slitage som orsakas av att delta på balansmarknaderna. Ett alternativ är att ta hänsyn till slitage när bud läggs så att upp- och nedregleringsbud inte följer precis efter varandra. Utöver detta kan ett batteri användas för att ta delar av regleringen för att komplettera anläggningen.

Gällande risken att det inte finns digitala lösningar, skulle lösningar kunna vara att antingen anställa fler resurser eller genomföra egen utveckling av systemen. En del aktörer nämner även att om det krävs en stor förstärkning av organisationen kan beslutet vara att avstå från att gå in på balansmarknaden. Sannolikheten att det inte finns tillgång till automatiserade lösningar ses dock som förhållandevis låg. Som det ser ut idag finns det programvaror för att lägga bud, men färre för aktivering.

Kommentarer från workshoppen är att de tekniska riskerna främst gäller för kraftvärmeverk, elpannor påverkas inte av detta på samma sätt, och att de stora slitage förmodligen främst förekommer vid start och stopp snarare än lastökning på marginalen. Dessutom påpekades det att förkvalificering krävs för att visa på att utrustningen klarar balansmarknaden, men att slitage dock ändå kan komma efter ett tag. Det beror också på vilken marknad aktören vill delta i. Till exempel krävs automatisering av turbiner vid

deltagande på FCR-N. För att lösa detta kan turbinerna ha en inbyggd modul som kan aktiveras. Detta kan dock resultera i stort slitage på turbinerna.

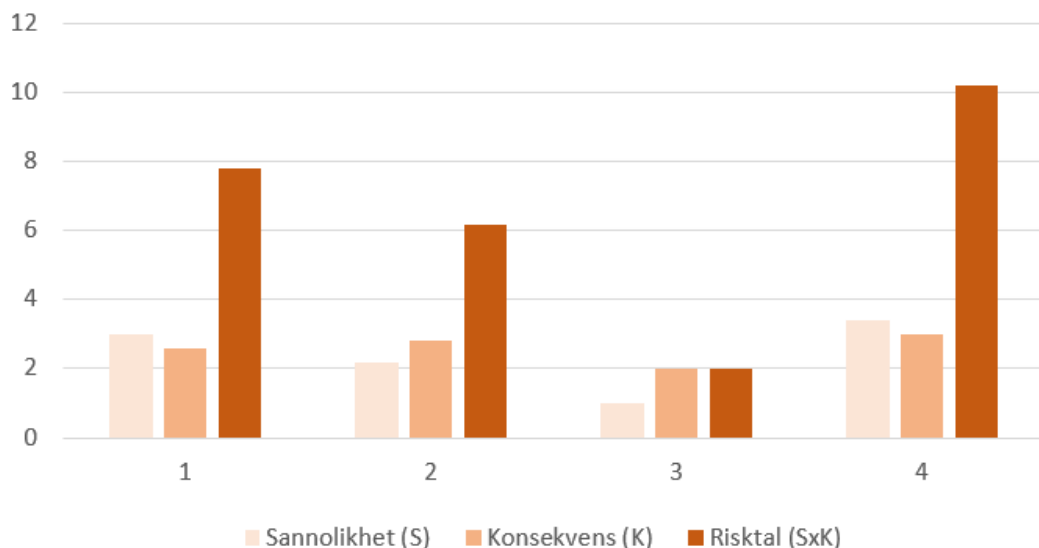
## Affärsmässiga risker

Inom kategorin *Affärsmässiga risker* identifierades 4 risker:

1. Överetablering på marknaden.
2. Lång investeringsprocess
3. Företagets primärkunder (värmekonsumenter) påverkas negativt av aktörens deltagande på balansmarknaden.
4. Ökad elprisvariation

Överetablering på marknaden leder främst till stora konsekvenser om långa och stora investeringsprocesser krävs. Om endast kvalificering och mindre investeringar i system och reglersystem krävs resulterar inte överetablering på marknaden i en lika stor konsekvens. En ökad elprisvariation är i flesta fall en ökad möjlighet snarare än en risk i och med att elprisvariation skapar lönsamhetspotential. Sannolikheten och konsekvensen av detta är mycket stor, men konsekvensen är positiv. Resultatet för kvantifiering av riskkategorin *Affärsmässiga risker* visas i [Figur 3](#).

### Affärsmässiga risker



*Figur 3. Sannolikhet (S), konsekvens (K) och risk (SxK) för identifierade risker i riskkategorin 'affärsmässiga risker'. Värdena som visas i diagrammet är medelvärden från alla svar från genomförd workshop. Siffrorna 1–4 hänvisar till identifierade affärsmässiga risker 1–4.*

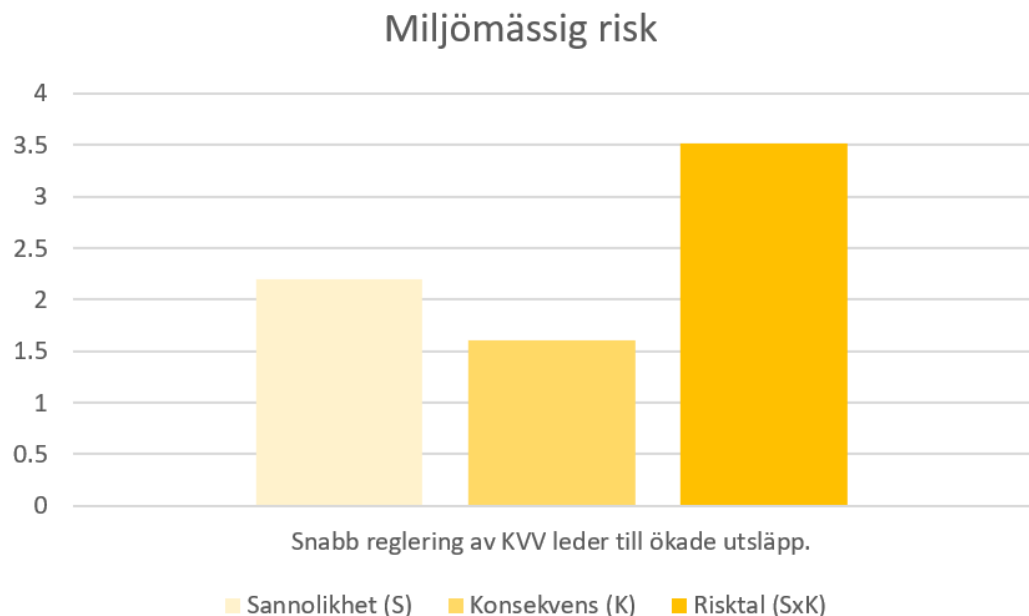
Från [Figur 3](#) kan det utläsas att risk 4 (ökad elprisvariation) och risk 1 (överetablering på marknaden) är de risker med högst risktal (10.2 och 7.8). Även risk 2 (lång

investeringsprocess) har ett förhållandevis högt risktal (6.2). I och med att en förutsättning för att delta är att värmekunderna inte ska påverkas, är sannolikheten för att företagets primärkunder skulle påverkas negativt mycket låg.

För att minimera konsekvensen av överetablering på marknaden är det viktigt att se till så att investeringar möjliggör att kunna agera på flera marknader och på detta sätt minimera skadan av överetablering. Det är även viktigt att underbygga beslut givet olika scenarier och bevaka efterfrågan och utbud av nya resurser så att investeringsbeslut är väl underbyggda. Detta kan bidra till att minimera risken av de långa investeringsprocesser som kan komma att krävas.

## Miljömässiga risker

Inom kategorin *Miljömässiga risker* identifierades risken att snabb reglering av kraftvärmeverk kan leda till förhöjda utsläpp (risktal 3.52). Resultat från workshop visas i [Figur 4](#).

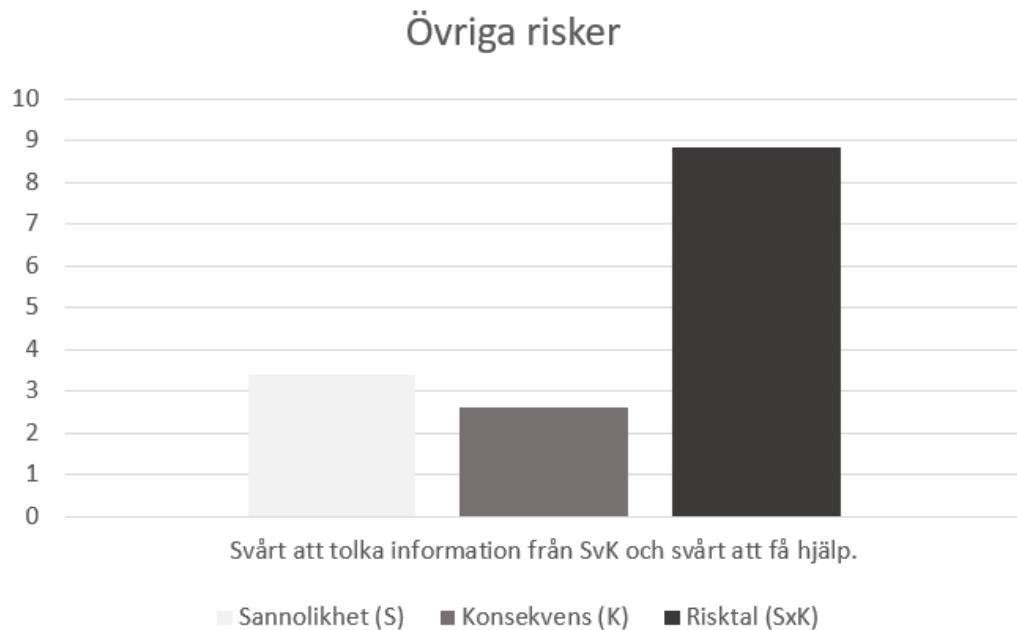


Figur 4. Sannolikhet (S), konsekvens (K) och risk (SxK) för identifierade risker i riskkategorin 'miljömässiga risker'. Värdena som visas i diagrammet är medelvärden från alla svar från genomförd workshop.

Störst sannolikhet är det att miljövärden påverkas om pannan ligger på mycket höga eller låg kapacitet, snarare än vid vanlig drift. Till exempel kan minskad rökgaskondensering vid aktivering av uppreglning ge ökade utsläpp. Problem med försämrade miljövärden är förmodligen något som kan komma att uppstå inledningsvis på grund av misstag, men som efter en inlärningsperiod inte längre kommer att vara något större problem.

## Övriga risker

Inom kategorin *Övriga risker* identifierades risken att det är svårt att tolka information från SvK och svårt att få hjälp (risktal 8.8). Resultat från workshop visas i [Figur 5](#).



*Figur 5. Sannolikhet (S), konsekvens (K) och risk (SxK) för identifierade risker i riskkategorin 'övriga risker'. Värdena som visas i diagrammet är medelvärden från alla svar från genomförd workshop.*

Under intervjuer och workshops har det framkommit att det kan vara mycket svårt att få tag på rätt information från SvK om många olika detaljer och att de ofta kan ta lång tid på sig att svara. Som kan ses från [Figur 5](#) anses sannolikheten för att detta sker vara mycket hög och enligt aktörer har problem redan uppstått i och med svårtolkad och sen kommunikation.

Konsekvenser av svårigheter att tolka information kan vara att en aktör som trodde sig ha gjort en investering för att kunna kvalificera in sig på balansmarknaden, inte kvalificeras och därför inte kan delta på balansmarknaden. I och med att det är många aktörer som deltar och marknaden förändras snabbt är det även viktigt att SvK är beslutsamma och tydliga.

För att hantera denna risk måste det bli lättare att hitta information om hur man kommer in på marknader. Standarder som är lätta att följa hade till exempel varit användbart. Det är även viktigt med bevakning av hemsida och informationsutskick, samt att balansansvarig får ta ett större ansvar med att förmedla vidare information.

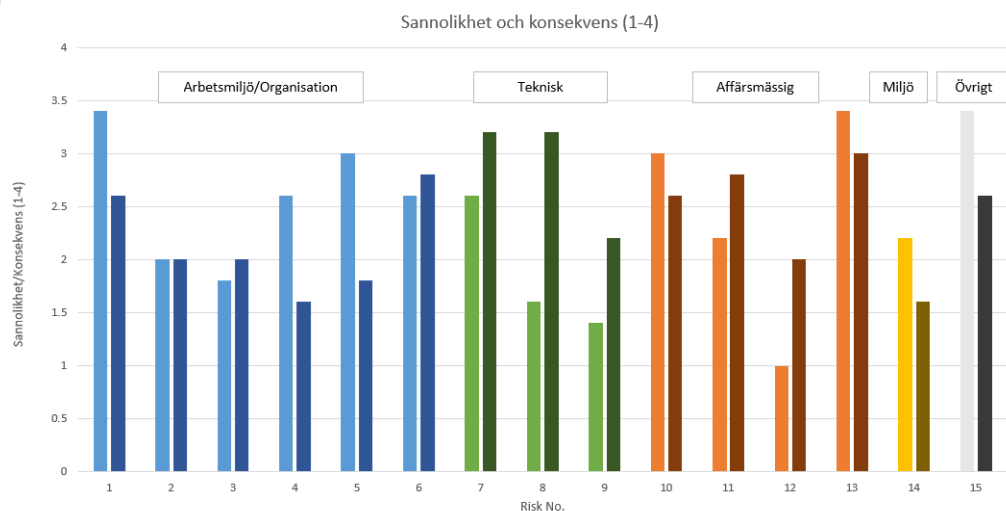
## Sammanfattning – Risker och osäkerheter

Samtliga risker identifierade under intervjuer och workshop är listade i [Tabell 1](#).

Tabell 1. Risker relaterade till deltagande på balansmarknader.

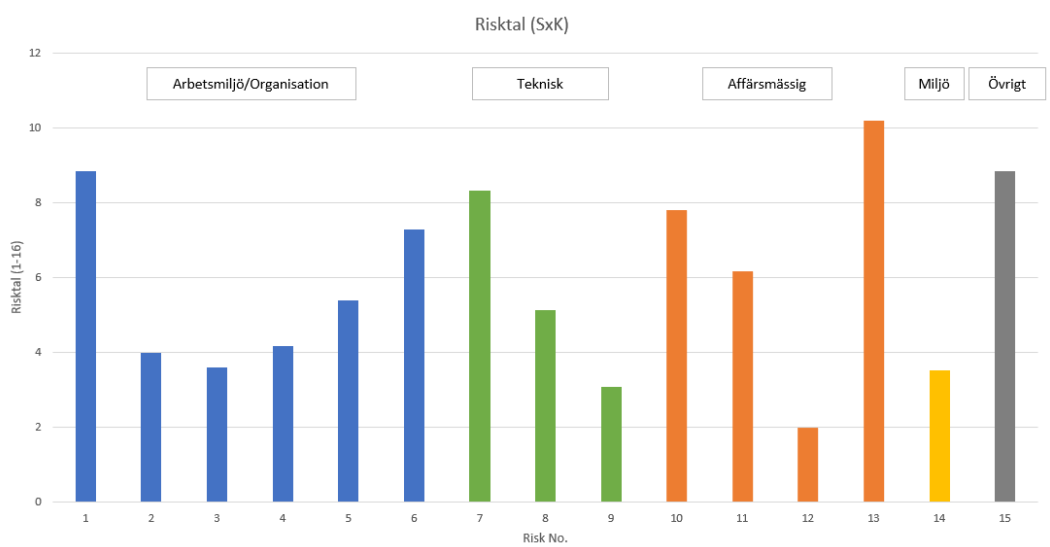
Nr.	Risktyp	Risk
1	Arbetsmiljö/ Organisatorisk	Högre belastning på driftpersonalen på grund av nya/ fler arbetsuppgifter och/eller fler arbetsuppgifter.
2		Omorganisation
3		Processen kan inte, eller vill inte bli automatiserad
4		Mycket information som ska överföras under alla tider på dygnet.
5		Driftpersonal och olika skift arbetar på olika sätt
6		Ingen utanför kontorstider kan göra om planeringen vid behov
7	Teknisk	Utrustning ej gjord för flexibel drift som krävs för balansmarknad
8		Ej tillgängliga lösningar för automatisering som krävs
9		Digital risk om mer automatiserad styrning
10	Affärsmässig	Överetablering på marknaden
11		Lång investeringsprocess
12		Företagets primärkunder (värmekonsumenter) påverkas negativt av aktörens deltagande på balansmarknaden.
13		Ökad elprisvariation
14	Miljö	Snabb reglering av kraftvärmeverk leder till förhöjda utsläpp
15	Övrigt	Svårt att tolka information från SvK och svårt att få hjälp

Kvantifiering av samtliga riskers sannolikhet och konsekvens är sammanfattade i Figur 6.



Figur 6. Diagrammet visar sannolikhet (ljus) och konsekvens (mörk) för de 15 identifierade riskerna. Risk 1–15 refererar till siffrorna i Tabell 1. Värdena som visas i diagrammet är medelvärden från alla svar från genomförd workshop

Rishtalet för varje risk visas i **Figur 7**.



**Figur 7.** Risktal för risker 1–15 (se **Tabell 1**) beräknat genom att multiplicera sannolikhet med konsekvens (se **Figur 6**).

Den risk med störst risktal är risk 13 (ökad elprisvariation), men i och med att denna risk under workshop snarare identifierats som en möjlighet för ökad lönsamhet, ses det inte längre som en risk. Risker med ett risktal över 6, bortsett från risk 13, är följande, (riskerna är ordnade i sjunkande ordning, med risken med högst risktal först):

1. **Risk 1:** Högre belastning på driftpersonalen på grund av nya/ fler arbetsuppgifter.
2. **Risk 15:** Svårt att tolka information från SvK och svårt att få hjälp.
3. **Risk 7:** Utrustning ej gjord för flexibel drift som krävs för balansmarknad.
4. **Risk 10:** Överetablering på marknaden.
5. **Risk 6:** Ingen utanför kontorstider kan göra om planeringen vid behov.
6. **Risk 11:** Lång investeringsprocess.

De stora riskerna är relaterade till hur omorganisation och nya arbetsuppgifter ska hanteras och hur de kan komma att påverka driftpersonal. Tekniska risker är främst relaterade till den flexibla drift som balansmarknaden innebär, och om utrustning kan klara den nödvändiga flexibla driften. Risker kopplat till långa investeringsprocesser, svårtolkad information och svårigheter att få hjälp från SvK, samt möjlig överetablering på marknaden resulterar även i osäkerhet när beslut ska tas.

Utbildning, information och skriftliga rutiner, samt förstärkning av driftorganisation har tagits upp som viktiga åtgärder. För att hantera tekniska risker så som slitage i och med flexibel drift har det föreslagits att kostnader för slitage skulle kunna tas hänsyn till i budgivningen, samt att planera budgivningen på ett sådant sätt så att slitage undviks. Vikten av kunskapsutbyte mellan olika aktörer och uppföljning av slitagekostnader har

även nämnts som viktigt för att kunna hantera tekniska risker som kan komma att uppstå.

För att hantera osäkerheten som uppstår i och med förändringar i marknaden, otydlig information och långa investeringsprocesser har det föreslagits att det är viktigt att göra investeringar med välunderbyggda beslut, samt att agera på flera marknader än bara en. Det är även viktigt att SvK, i god tid, tillhandahåller värmeproducenter med tydlig information som är lätta att hitta. Även standarder som är lätta att följa hade varit användbart för fjärrvärmeproducenter som vill delta på balansmarknaden.

**STOCKHOLM**

Box 21060, 100 31 Stockholm

**GÖTEBORG**

Box 53021, 400 14 Göteborg

**MALMÖ**

Nordenskiöldsgatan 24  
211 19 Malmö

**KRISTINEBERG**

**(Center för marin forskning och innovation)**

Kristineberg 566  
451 78 Fiskebäckskil

**SKELLEFTEÅ**

Kanalgatan 59  
931 32 Skellefteå

**BEIJING, CHINA**

Room 612A  
InterChina Commercial Building No.33  
Dengshikou Dajie  
Dongcheng District  
Beijing 100006  
China

© IVL SVENSKA MILJÖINSTITUTET AB | Tel: 010-788 65 00 | [www.ivl.se](http://www.ivl.se)