



LUNDS UNIVERSITET

Lunds Tekniska Högskola

Kraftvärmens förutsättningar för flexibel
elproduktion i Sveriges elsystem
- En kvalitativ analys

Författare:
Henrik Andersson
Ylva Selander

E-mail:
henrick@live.se
yselander@gmail.com

30 mars 2021

Dokumentutgivare, Dokumentet kan erhållas från LUNDS TEKNISKA HÖGSKOLA vid Lunds universitet Institutionen för teknik och samhälle Miljö- och energisystem Box 118 221 00 Lund Telefon: 046-222 00 00 Telefax: 046-222 86 44	Dokumentnamn
	Examensarbete
	Utgivningsdatum
	30/3 2021
	Författare
	Ylva Selander och Henrik Andersson

Dokumenttitel och undertitel

Kraftvärmens förutsättningar för flexibel elproduktion i Sveriges elsystem
- En kvalitativ analys

Sammandrag

Den här studien har som syfte att utreda om Sveriges kraftvärme kan bidra till ökad flexibel elproduktion och i så fall på vilket sätt. Detta undersöks genom att kombinera analys av tekniska, marknads- och regelverksmässiga förutsättningar för Sverige. Detta gjordes med inriktning på kraftvärmeverk i Skåne, exklusive egenproducenter av el samt industrikraftvärmeverk. Dessutom analyseras erfarenheter från kraftvärmeverk i Danmark, för att appliceras på svenska förhållanden. Studien inkluderar en litteraturstudie och kvalitativa intervjuer med representanter från kraftvärmeverk, regionala myndigheter samt svenska och danska branschorganisationer. Resultatet indikerar att de tekniska förhållandena i skånska kraftvärmeverk varierar. Kraftvärmeverk kan idag agera mer flexibelt, men marknaden tillhandahåller inte tillräckligt med incitament för frekventa regleringar i elproduktionen. För att ytterligare förbättra flexibiliteten behövs investeringar i flexibel teknik. Däremot gör låga marknadsincitament att kraftvärmeverksägare funderar på att istället investera i exempelvis värmeverk. Dessa investeringar är beroende av lönsamheten på värme- och elsidan, vilket saknas för vissa kraftvärmeverk. Kraftvärmeverk är nära kopplat till dess fjärrvärmemarknad, vilket starkt påverkar driftstyrningen mot fjärrvärmeförsörjningen. Energy-only marknaden saknar incitament för vissa egenskaper som kraftvärmeverk bidrar med, exempelvis systemtjänster. Ett flertal styrmedel gällande energi påverkar kraftvärmeverk, vilket kan leda till överlappande regleringar och komplexa konsekvenser för marknadsutvecklingen. Slutligen, lönsamheten hos kraftvärmeverk skulle kunna förbättras genom ett helhetsgrepp över regelverk.

Nyckelord

Kraftvärme, flexibel elproduktion, systemtjänster, följsam värmeproduktion, Skåne, Danmark

Sidomfång	Språk	ISRN
83	Svenska	LUTFD2/TFEM-21/5165--SE + (1-83)

Organisation, The document can be obtained through LUND UNIVERSITY Department of Technology and Society Environmental and Energy Systems Studies Box 118 SE - 221 00 Lund, Sweden Telephone: int+46 46-222 00 00 Telefax: int+46 46-222 86 44	Type of document
	Master thesis
	Date of issue
	30/3 2021
	Authors
	Ylva Selander and Henrik Andersson

Title and subtitle

Conditions for Flexible Power Production in CHP Plants in Sweden
 - A Qualitative Analysis

Abstract

This master thesis aims to investigate if and how Swedish Combined Heat and Power (CHP) plants can increase its flexibility in electricity production. This is examined through a combining analysis of technical, market-oriented and regulatory conditions for Swedish and primarily Skåne CHP plants, excluding autoproducers and industrial plants. Further, Danish CHP experiences are analysed and applied onto Swedish conditions. The method included a literature study and qualitative interviews with representatives from private, public and governmental bodies. The results indicate that the technical conditions in Skåne's CHP plants vary. Today, plants can already act more flexible, however the market does not provide enough incentives for frequent adjustments in electricity production. To further improve flexibility, more investments in technology are needed. However, due to poor market incentives many CHP owners are pondering on investing in a boiler instead. These investments depend on the profitability of the heat and electricity which is lacking for some plants. CHP plants are closely connected to their district heating market, which strongly influence their operational priorities towards heat. The Energy-only market lacks incentives for certain traits already provided by CHP such as flexibility in power out-put. Numerous Swedish Energy Regulations affect CHP plants which may lead to overlapping regulations and complex consequences for the market development. Lastly, the profitability of CHP plants could improve by a combined approach to regulations.

Keywords

CHP, Combined Heat and Power, flexible electricity production, ancillary services, flexible heat production, Skåne, Denmark

Number of pages	Language	ISRN
83	Swedish	LUTFD2/TFEM-21/5165--SE + (1-83)

Förord

Denna rapport är ett examensarbete skrivet av två studenter från civilingenjörsprogrammet Ekosystemteknik vid avdelningen för Miljö- och Energisystem vid Lunds Tekniska Högskola. Examensarbetet skrevs av Henrik Andersson och Ylva Selander under vintern 2020-2021. Författarna har bidragit lika till samtliga av arbetets avsnitt.

Vi vill först rikta ett stort tack till alla intervjupersoner som ställt upp på både intervjuer samt mailkorrespondens och för att ni varit så välvilliga att dela med av insikter inom energibranschen. Utan er hade detta examensarbete inte varit möjligt och vi hoppas att vårt arbete även kan tillföra något till er.

Ett särskilt tack till våra handledare Karin Ericsson och Bengt Johansson för all hjälp med arbetet och de spännande diskussionerna. Vi har verkligen känt att ni varit deltagande och nära handledare trots att stor del av arbetet utförts på distans.

Slutligen vill vi tacka alla våra nära och kära för stöd och uppmuntran under arbetets gång. Ett extra varmt tack till Martin Ringsten och Matilda Hammarberg som nästan varit mer kollegor än våra respektive sambos under examensarbetets gång. Sist och minst, tack till hunden Ice som gett oss värdefulla promenader under arbetets gång.

Lund, 30 mars, 2021

Henrik Andersson & Ylva Selander

Innehåll

1	Inledning	6
1.1	Syfte	7
1.2	Frågeställningar	7
1.3	Avgränsningar	7
1.4	Disposition	8
2	Bakgrund	8
2.1	Elmix i Sverige och Danmark	9
2.2	Kraftvärme i ett nationellt perspektiv	10
2.3	Introduktion till kraftvärme	11
2.3.1	Drifttid	12
2.3.2	Samhällsnytta i systemtjänster	14
2.4	Översikt av Sveriges kraftvärme	15
2.5	Skånes elförsörjning	16
2.5.1	Skånes kraftvärmeverk	16
2.6	Danmarks elförsörjning	19
3	Metod	21
3.1	Litteraturstudie	21
3.2	Intervjustudie	22
3.2.1	Kriterier för val av intervjupersoner	22
3.2.2	Intervjuer	22
4	Teknik	24
4.1	Reglerbar elproduktion	24
4.2	Tekniker för flexibilitet hos kraftvärme	25
4.2.1	Driftscenarion	27
4.3	Danmarks tekniska förutsättningar	29
4.4	Skånes förutsättningar för flexibel elproduktion	31
4.4.1	Följsam värmeproduktion	32
4.4.2	Tidsaspekt	33
4.4.3	Styrning av anläggning	33
4.4.4	Syn på nyinvestering hos kraftvärmeaktörer i Skåne	34
4.5	Analys av tekniska förutsättningar	36
5	Marknad	38
5.1	Förhållande mellan el- och fjärrvärmemarknaden i Sverige	38
5.2	Fjärrvärmemarknaden i Sverige	39
5.3	Elmarknaden i Sverige	42
5.3.1	Elprisområden	43
5.3.2	Roller på elmarknaden	44
5.3.3	Energy-only	45
5.3.4	Planläggning av elproduktion efter elmarknaden	46
5.3.5	Skånska kraftvärmens möjliga bidrag i elsystemet	47
5.4	Marknad för systemtjänster och följden för kraftvärme i Skåne	48
5.5	Kostnadsallokering värme och el	49
5.6	Internationell elhandel för Sverige och Danmark	51

5.7	El- och fjärrvärmemarknad i Danmark	52
5.8	Analys av marknadsmässiga förutsättningar	53
6	Styrmedel och regelverk	55
6.1	Elcertifikat	56
6.2	Avfallsförbränningskatt	58
6.3	Utsläppshandel	59
6.4	Energi- och koldioxidkatt	60
6.5	Jämförelse av styrmedel	61
6.6	Analys av regelverksmässiga förutsättningar	62
7	Diskussion	64
7.1	Kommunens roll & lokala värden	65
7.2	Elproduktion	66
7.3	Marknadsutveckling	67
7.4	Systemtjänster	69
7.5	Lärdomar från Danmark	69
7.6	Begränsningar	71
7.6.1	Litteraturstudie	71
7.6.2	Intervjustudie	72
7.6.3	Val av kraftvärmeverk	73
8	Slutsatser	74
	Referenser	76
9	Appendix	81
9.1	Uppföljningsmail om specifika tekniska förutsättningar	81
9.2	Kort introduktion till intervju	81
9.3	Intervjumanus	82
9.4	Potentialberäkningar	84

1 Inledning

Investeringar i energi skapar momentum i omställningen till förnybar elproduktion och ökad elektrifiering, detta i linje med Sveriges miljömål. Effektbrist har på senare tid varit ett högaktuellt ämne i Sverige. Bakgrunden är mångbottnad och har bland annat resulterat i diskussion om elbrist i Sverige, lyft kärnkraftsdiskussion och rådgivning i media om dammsugarrutiner.

Effektbristen har skapat ovisshet för skånska näringslivsaktörer såsom Ecolean, Lindab, Pågen och Polykemi vilket har indikerat hur brinnande effektfrågan är för svenskt näringsliv (Magnusson, 2021). Balans i elsystemet är en förutsättning för att bjuda in näringslivet till satsningar i fortsatt elektrifiering. Väderberoende elproduktion såsom vind- och solkraft medför ökade behov av planerbar elproduktion i balanseringssyfte. Kraftvärmebranschen kan reglera sin produktion av el och stod 2018 för 9% av Sveriges elproduktion (Energimyndigheten, 2020c). I dagsläget läggs viss lokal elproduktion ned på grund av lönsamhetsproblem, exempelvis Öresundsverket i Malmö.

Profu (2020) bedömer att kraftvärmens värde för elsystemet i nuläget är lågt men att värdet ökar på längre sikt. Kraftvärme bidrar idag med upp till 30% av lokal elproduktion i flertalet svenska städer (Tidningen Energi, 2020b). Lokal elproduktion minskar behovet att abonnera på effekt från överliggande elnät. Lokal avbelastning minskar inverkan av flaskhalsar i elnätet.

I Danmark har kraftvärme en uttalad reglerande roll genom teknisk symbios med landets höga andel vindkraft (Danska Energistyrelsen, 2015a). Detta har medfört investeringar i kraftvärmeteknik för att förbättra förutsättningarna för flexibel elproduktion. Likt Sverige består Danmarks värmeförsörjning till övervägande del av fjärrvärme och huvudparten av den här värmen produceras av Danmarks åtskilliga antal kraftvärmeverk. Sveriges framtida elproduktion förväntas innehålla en högre väderberoende andel, likt Danmarks vindkraft. För att bidra med nya perspektiv till den svenska kraftvärmebranschen kan danska erfarenheter vara relevanta. Kan Sveriges kraftvärme anta en roll i flexibel elproduktion och genom detta finna nya ekonomiska incitament?

Idag medför förutsättningar i marknad och regelverk liksom historiskt låga elpriser över året att kraftvärme kämpar ekonomiskt. Investeringsbeslut för en stads värmeförsörjning väger inte sällan mellan kraftvärme och värmeverk, där sistnämnda inte kan bidra till att balansera elsystemet. Trots åtråvärda egenskaper såsom reglering av elsystemet, är kraftvärme ändå inte den givna teknik som den skulle kunna vara.

1.1 Syfte

Syftet är att utreda om Sveriges kraftvärme kan bidra till ökad flexibel elproduktion och i så fall på vilket sätt. För att bidra till detta har examensarbetet som avsikt att analysera kraftvärmens flexibilitet vad gäller elproduktion.

1.2 Frågeställningar

1. Vilka tekniska förutsättningar för flexibel elproduktion har Skånes kraftvärme?
2. Vilka marknadsmässiga förutsättningar för flexibel elproduktion har Sveriges kraftvärme?
3. Vilka regelverksmässiga förutsättningar för flexibel elproduktion har Sveriges kraftvärme?
4. Hur kan erfarenheter från kraftvärme i Danmark gynna en framtida ökande samkörning av fjärrvärme och flexibel elproduktion i Sverige?
5. Hur kan förutsättningarna förbättras för flexibel elproduktion i kraftvärmeverk i Sverige?

1.3 Avgränsningar

Studien avgränsar sig till Skåne då regionen ses som aktuellt svenskt område på grund av låg regional elproduktion samt effektbrist. Dessutom har författarna lokal förankring till Skåne vilket medför bredare kontaktnätverk till företag och intervjupersoner.

De tekniska frågeställningarna berör enbart Skåne då enbart skånska kraftvärmeägare intervjuas. Däremot anses de marknads- och regelverksmässiga förutsättningarna vara nästintill likvärdiga i hela Sverige.

Studien avgränsar sig till kraftvärmeverk som har möjlighet att producera el för försäljning till elmarknaden. Dessa anläggningar bedöms ha bättre förutsättningar för att skapa betydande skillnad i elsystemet, jämfört med de som enbart producerar för eget bruk. Däremot gjordes ett undantag för att inkludera Unipers Öresundsverket. Denna anläggning var aktuell på elmarknaden fram till år 2017 och producerar inte el längre. Deras perspektiv anses ändå vara värdefullt gällande Sveriges förutsättningar för planerbar elproduktion. Det finns även ett fåtal industrikraftvärmeverk i Skåne men dessa har exkluderats för att fokusera på förutsättningarna för kraftvärmeverk ägda av energibolag. Det kan finnas ytterligare dynamik för industrikraftvärmeverk, som ej berörs i detta examensarbetet.

Lösamheten hos kraftvärmeverk är indirekt relevant för anläggningarnas förutsättningar för flexibel elproduktion. Däremot kommer detaljer kring investeringsberäkningar, kapitalkostnader och liknande inte täckas i större omfattning

i den här studien på grund av prioriteringar inom tidsramen för examensarbetet. Generella drag av lönsamhet kommer däremot beröras.

I övrigt kommer inte tillståndprocesser och miljöprovning för kraftvärmeverk beröras. Dessa skulle kunna påverka nyetablering av nya kraftvärmeverk och på så vis påverka kraftvärmens förutsättningar.

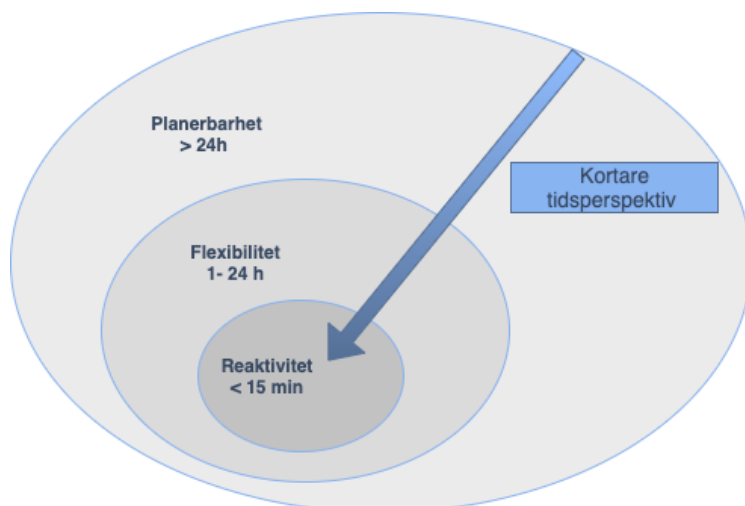
1.4 Disposition

Examensarbetets upplägg börjar med en bakgrund följt av tre resultatkapitel inklusive respektive analys. Därefter presenteras diskussion och slutsatser. De tre resultatkapitlen består av de tekniska (kapitel 4), marknadsmässiga (kapitel 5) respektive regelverksmässiga (kapitel 6) förutsättningarna för flexibel elproduktion i kraftvärmeverk. Innehållet kombinerar information från en litteraturstudie samt en intervjustudie. De tekniska, marknadsmässiga respektive regelverksmässiga förutsättningarna kommer först täckas och analyseras separat i respektive resultatkapitel, för att därefter diskuteras sammanvävt i diskussionen (kapitel 7). Detta avslutas med slutsatser (kapitel 8).

2 Bakgrund

Följande avsnitt syftar till att täcka kraftvärmens roll i Sverige. Detta är nödvändigt för att sätta de olika förutsättningarna i sitt sammanhang. Avsnittet börjar med en generell bakgrund i svensk och dansk elmix, vilket efterföljs av genomgång av kraftvärmeteknik. Olika driftstyrningar ger annorlunda roller för kraftvärmens och därför täcks även driftstider. Teknikgenomgången förklarar även djupare hur kraftvärmens planerbarhet bidrar till viktig samhällsnytta.

Begreppen planerbarhet, flexibilitet och reaktivitet kan i vissa fall användas relativt synonymt med varandra. Planerbarhet definieras som elproduktion som kan styras med en framförhållning på mer än 24 timmar. Planerbarhet innefattar flexibilitet och reaktivitet. Flexibilitet definieras som att reglera elproduktionen på ett kortare tidsintervall med 1 till 24 timmars framförhållning. Reaktivitet definierar elproduktion som kan reglera på under 15 minuters framförhållning. I ett försök att illustrera dessa begrepp visas figur 1 nedan.



Figur 1: Illustration av använda reglerbegrepp för elproduktion i examensarbetet, där fokus kommer vara på flexibilitet. Pilen visar att framförhållningen för att reglera produktionen i ett kraftslag minskar desto närmare reaktivitet man kommer.

Som syns i figur 1 krävs planerbarhet för att uppnå flexibilitet och reaktivitet. Flexibiliteten för ett planerbart kraftslag beror på hur snabbt en reglering kan ske, exempelvis för att styra mot ett varierande elpris. Ju kortare framförhållning som krävs desto mer går produktionen från planerbar, till flexibel och slutligen till att vara reaktiv.

2.1 Elmix i Sverige och Danmark

Sverige och Danmark totala elmix visas i tabell 1. Tabellen visar Sveriges höga andel elproduktion från kärnkraft och vattenkraft, två kraftslag som Danmark saknar.

Tabell 1: Här visas Sveriges respektive Danmarks elproduktion år 2018. Med fossila bränslen menas exempelvis kraftvärmeverk eller kraftverk som använder fossila bränslen. * Produktionen för övrig värmekraft har varit obefintlig de senaste åren. Datakälla: WSP, 2021; Energimyndigheten, 2020c; Danska Energistyrelsen, 2019.

Kraftslag	Sverige		Danmark	
	TWh	%	TWh	%
Kärnkraft	66	42	-	0
Vattenkraft	61	38	-	0
Vindkraft	17	11	14	50
Fossila bränslen	- *	0	9	32
Kraftvärme	15	9	5	18

Vindproduktionen i Danmark motsvarar 50% av elmixen, att jämföra med Sveriges 11%. Fossila bränslen är vanligare i Danmark än i Sverige, 32 % respektive 0%. Slutligen är kraftvärmens andel i Danmark cirka 18% vilket är det dubbla i förhållande till andelen kraftvärme i Sverige.

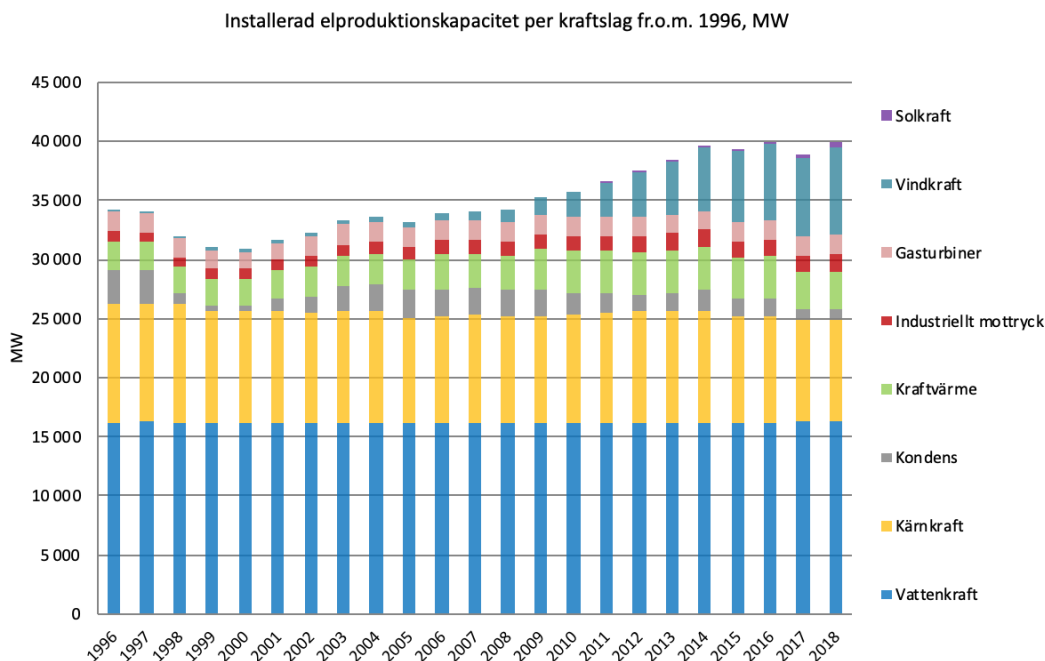
Prognoser från Energiföretagen Sverige, Svenskt Näringsliv och Kungliga Ingenjörsvetenskapsakademien (IVA) indikerar ett framtida svenskt elbehov på

cirka 200 TWh/år (Everhill, 2020, s. 42). Detta är att jämföra med svensk elanvändning på runt 132 TWh/år år 2019 (International Energy Agency, 2020b). Enligt Everhill (2020) drivs efterfrågan av bland annat fordonsflottans elektrifiering, nya serverhallar samt industrins omställning från fossila bränslen.

2.2 Kraftvärme i ett nationellt perspektiv

För att förstå kraftvärme och dess roll, är det viktigt att först se tekniken i ett nationellt perspektiv. Detta övergår till kraftvärmens nytta i det lokala perspektivet genom dess höga tillgänglighetsfaktor.

Sverige förfogade år 2018 över nära 40000 MW installerad elproduktionskapacitet, vilket figur 2 visar kommer från flera olika tekniker.



Figur 2: Diagram över olika kraftslags historik och deras respektive installerad elproduktionskapacitet i Sverige. Tillgängligheten varierar hos respektive kraftslag, då all kapacitet inte är tillgänglig samtidigt. Datakälla: Energimyndigheten, 2020c.

Det hittills högsta nationella effektuttaget på 26700 MW inträffade under en vintermorgon i februari 2018 (Energimyndigheten, 2020b). Trots att elproduktionen enbart uppnådde cirka 67% av Sveriges totala installerade elproduktionskapacitet blev effektsituationen ändå ansträngd. Den här ansträngda situationen förklaras delvis av tillgängligheten av diverse elproduktion, eftersom installerad elproduktionskapacitet inte är samma sak som tillgänglig kapacitet. Planerbar elproduktion såsom vattenkraft, kraftvärme och kärnkraft har en hög beräknad tillgänglighetsfaktor under de mest ansträngda timmarna, cirka 80-90% (Svenska kraftnät, 2019a). Dock kan även planerbar elproduktion behöva vara avställd under ansträngda situationer på grund av reparation

och underhåll. Den höga tillgänglighetsfaktorn står ut gentemot väderberoende vindkraftskapacitet som enbart förväntas leverera 9% av dess installerade effekt under toppplasttimmen (Svenska kraftnät, 2019a). Den planerbara egenskapen ger alltså kraftvärme hög tillgänglighet i ansträngda situationer.

Av installerad elproduktionskapacitet stod kraftvärme år 2018 för 3129 MW (Energimyndigheten, 2020c). Därmed står kraftslaget nationellt för runt 9% av den installerade elproduktionskapaciteten. Denna siffra indikerar att kraftvärme ensamt inte kan leverera tillräcklig planerbar elproduktion för att täcka hela Sveriges behov. Detta gäller även om samtliga svenska kraftvärmeverk skulle vara tillgängliga vid ansträngda elsituationer.

Däremot invänder Tidningen Energi (2020b) gällande att kraftvärmens skulle ha låg betydelse och syftar på vikten av den lokala elproduktionskapaciteten, där kraftvärme lokalt kan stå för upp till 30% i många städer. Den här lokala elproduktionen sker närmare elanvändningen och tillför nytta genom att avlasta ovanliggande elnät. Som tillägg har det oberoende forskningsföretaget Profu (2020) analyserat kraftvärmens bidrag gällande effekt och systemtjänster, vilken bedöms som liten idag men tydlig på längre sikt. Systemtjänster definieras som egenskaper som är nödvändiga för att balansera mot plötsliga förändringar i elsystemet och kommer täckas mer under sektion 2.3.2. Lokal elproduktion och tillhörande systemtjänster är exempel på kraftvärmens direkta elnyttor. Kraftvärme skapar tillsammans med fjärrvärme även en indirekt elnytta (Everhill, 2020). Med den indirekta elnyttan menar Everhill (2020) att ersättning av all svensk fjärrvärme mot eldrivna värmepumpar skulle innebära ökad elanvändning, även i ansträngda situationer i elsystemet. Fjärrvärmens indirekta eleffektnytta genom ersättning av värmepumpar beräknas till 7000 MW (Everhill, 2020). Detta skulle betyda att kraftvärme, trots sin ringa nationella andel, faktiskt kan underlätta ansträngda situationer i elsystemet.

För att vidare utreda kraftvärme är nu en grundläggande teknikgenomgång nödvändig. Detta efterföljs av en översyn av kraftvärmens status i Sverige.

2.3 Introduktion till kraftvärme

Kraftvärme är en process för att producera el och värme samtidigt. Förenklat uttryckt eldas olika bränslen för att värma upp en panna. Pannan värmer upp vatten och bildar trycksatt vattenånga, som leds in i en turbin för att generera el. Efter turbinmomentet är vattenångan fortfarande så pass varm att värmen kan utnyttjas för uppvärmning, till exempel av ett fjärrvärmenät. På grund av de betydande mängder varmvatten som anläggningen producerar är kraftvärme starkt kopplad till fjärrvärmeproduktion.

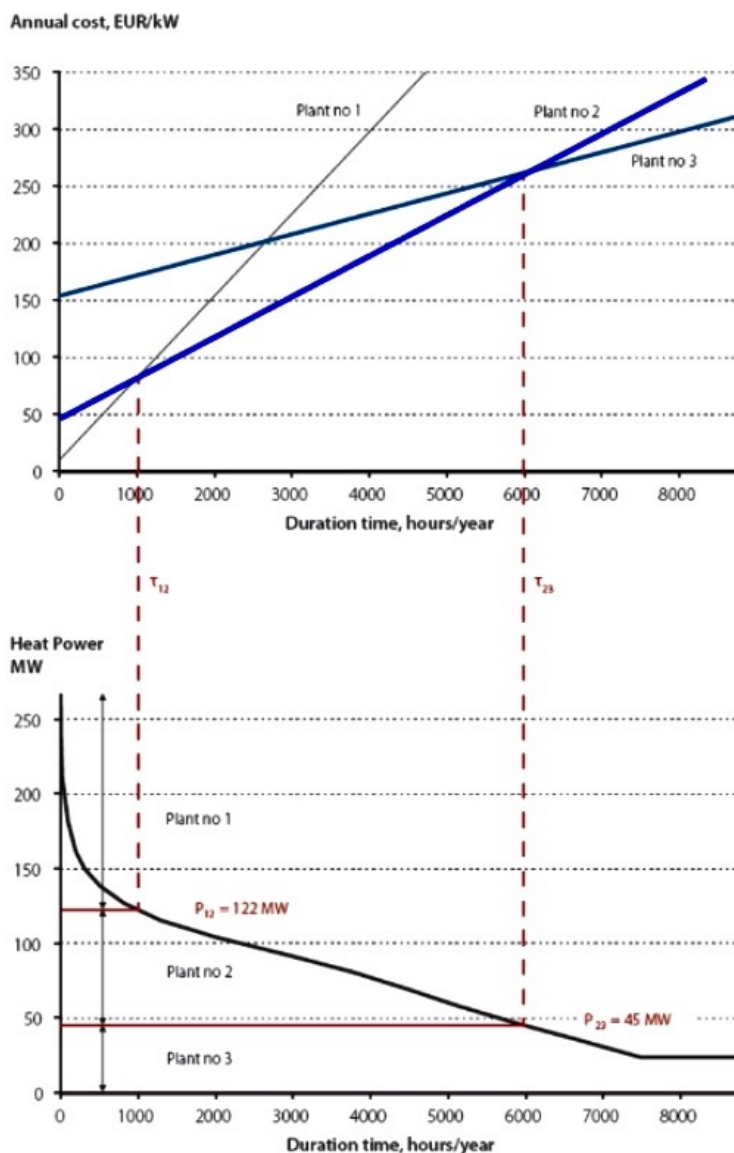
Kraftvärme är inte den enda använda tekniken för att producera el eller fjärrvärme. Däremot utmärker sig kraftvärme som en resurseffektiv teknik då den utnyttjar bränslet till både el och fjärrvärme. Detta till en verkningsgrad på 90-93% (IVA, 2015, sid 17). I fall då rökgaskondensering (återvinning av energi

ur rökgaser) används kan verkningsgrader över 100% uppnås, som ett resultat av hur verkningsgraden beräknas (Frederiksen och Werner, 2014, sid 144). Som jämförelse finns även kraftverk som producerar el till en verkningsgrad på 35-60% och kyler outnyttjat bort resterande värme (IVA, 2015, sid 17). Ren värmeproduktion ger uppskattningsvis en verkningsgrad på upp till cirka 90% men tillhandahåller ingen elproduktion (SCB, 2020b).

2.3.1 Drifftid

Kraftvärmeverk kan anta olika roller i el- och värmeförsörjningen beroende på dess avsedda ändamål i fjärrvärmenätet. Prognoser talar för att ökande andel av intäkterna för planerbar elproduktion kommer att uppstå under kortare elpristoppar i framtiden, vilket skapar en oro inför mer osäkra incitament för kraftvärmeverken som är en kapitalkrävande investering (Profu, 2020, sid 3). Med bakgrund av detta är det relevant att reda ut hur kraftvärmeverk styrs i dag och vilka möjligheter som finns att påverka detta.

En anläggning som ofta är aktiv har andra förutsättningar för flexibel elproduktion än en anläggning som sällan körs. Det finns tre generella kategorier för att dela upp kraftvärmeverkens drifftid: baslast, mellanlast och spetslast/reservlast. I det övre diagrammet i figur 3 illustreras deras olika egenskaper grafiskt. Matchning av värmeproduktion med värmeunderlag visas i det undre varaktighetsdiagrammet i figur 3.



Figur 3: Illustration av tre olika sorters kategorier för driftstyrning av kraftvärmeverk. Övre figuren visar y-axel i enheten årlig kostnad i euro/kW och x-axeln visar varaktigheten i timmar/år. I övre figuren definieras anläggning 3 (ljusblått streck) som baslast, anläggning 2 (mörkblått streck) som mellanlastanläggning och anläggning 1 (grått streck) som spetslast/reservlastanläggning. I nedre figuren syns varaktighetsdiagram från anläggningarna som visades i övre figuren med y-axeln i enheten MW och x-axeln i timmar/år. Datakälla: Frederiksen och Werner, 2014, sid 503.

Baslastanläggning innebär att anläggningen ligger som en bas för all produktion (Frederiksen och Werner, 2014). Baslastanläggningar står för ett högt antal drifttimmar, är aktiva hela uppvärmningssäsongen och ofta även sommartid för att leverera värme för uppvärmning och täcka varmvattenbehov. Baslasten karakteriseras av höga kapitalkostnader på grund av dyr anläggningsteknik men har även låga rörliga kostnader eftersom bränslet är billigt. Baslastanläggningar måste ha högt antal drifttimmar för att täcka upp deras höga kapitalkostnader. Exempel på kraftvärmebaslast är avfallskraftvärme och även viss biokraftvärme. Övrig baslast kan även vara spillvärme från industri.

Mellanlastanläggning innebär drift under uppvärmningssäsongen. Dessa kör

därmed färre timmar än baslast och har något högre rörliga kostnader för bränsle. *Spetslast-* eller *reservlastanläggning* innebär att anläggningen är igång under de kallaste dagarna på året. Detta kan innebära bara några få timmars aktivitet per år. Spetslast definieras vidare av höga rörliga kostnader och lägre kapitalkostnader (Frederiksen och Werner, 2014, sid 501- 503). Driftsoperatörer använder den här informationen om anläggningskategorierna för att välja ut och bygga en anläggning som är lämplig för att täcka stadens värmebehov och samtidigt söka den lägsta totala driftskostnaden för systemet. Anläggningen som är mest ekonomiskt fördelaktig vid ett visst tillfälle väljs.

2.3.2 Samhällsnytta i systemtjänster

Väderberoende elproduktion medför ökande utmaningar i att upprätthålla balansen mellan produktion och förbrukning i elsystemet (Svenska Kraftnät, 2021). Sverige kommer få ökade framtida reglerbehov då andelen kärnkraft minskar medan andelen väderberoende elproduktion ökar. Som tidigare nämnt blir kraftvärmens bidrag gällande systemtjänster tydligt på sikt.

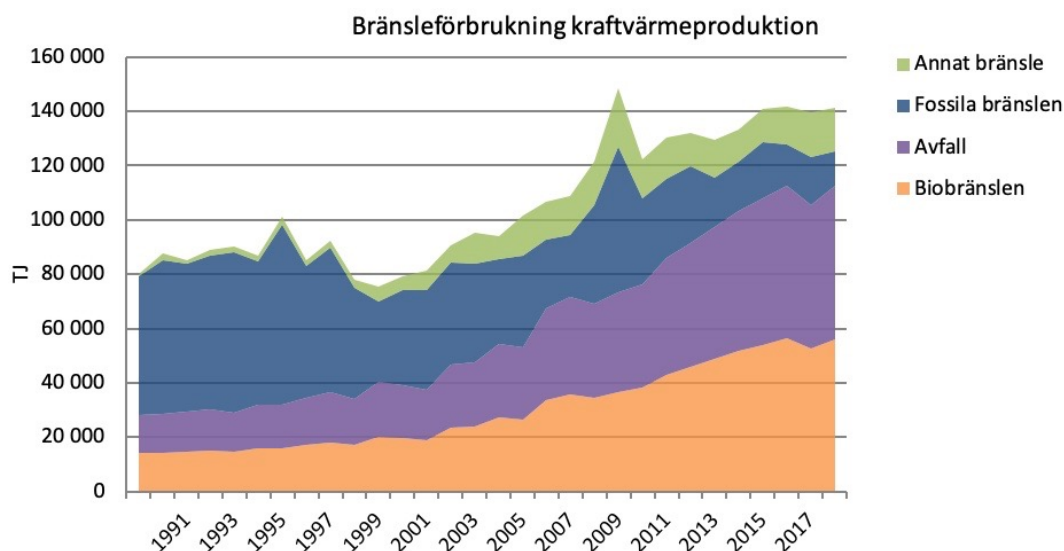
Systemtjänster krävs för stabil och säker elförsörjning. Systemtjänster innefattar elsystemets stödtjänster såsom svängmassa, frekvens- och spänningsreglering. Svängmassa kommer från den roterande massan i turbiner och generatorer, vars rörelse utgör en upplagrad rörelseenergi. Roterande maskiners naturliga tröghetsmoment har egenskapen att bidra med svängmassa vilket hjälper till att hantera frekvensvariationer i elsystemet (Svenska kraftnät, 2015). Svängmassa innebär alltså inte en systemtjänst som kan slås av eller på, utan är en inneboende egenskap hos synkrongeneratorer kopplade till elnätet (Svenska kraftnät, 2015). Att som elproducent delta i frekvensreglering innebär att kontinuerligt styra upp eller ned produktionen, med ökat slitage och driftskostnader som följd (Svenska kraftnät, 2015, s. 13). Enligt Svenska kraftnät (2015) är spänningsreglering en lokal företeelse som går ut på att producera och konsumera reaktiv effekt för att hålla spänningsnivån mellan 395 och 415 kV. Spänningsintervallet tar hänsyn till lokal driftsäkerhet och möjliggör en hög överföringskapacitet med låga förluster i elsystemet (Svenska kraftnät, 2015). Den planerbara egenskapen hos kraftvärme ger möjlighet att bidra med samhällsnytta genom dessa systemtjänster.

Detta regleras bland annat av Svenska kraftnät samt respektive regionnätägare, där Svenska kraftnät i nuläget handlar upp systemtjänster för att parera störningar i elsystemet (Svenska Kraftnät, 2021). Upphandlingen innebär att aktörer tillhandahåller systemtjänster genom att planera och anpassa sin elförbrukning eller elproduktion. Svenska kraftnät (2019a, sid 35) avslutar sin långsiktighetsanalys med att bristande lönsamhet riskerar att hindra fortsatt utbyggnad av planerbar elproduktion. Samma analys bedömer att elpriserna förblir låga fram till dess att kärnkraften läggs ned. Kärnkraftsnedläggningen leder till ökad risk för effektbrist, eftersom annan planerbar elproduktion inte hinner ersätta kärnkraften i tid (Svenska kraftnät, 2019a). Detta är ingen utmaning unik för Sverige, utan gäller för samtliga elsystem som integrerar en ökande andel väderberoende elproduktion. För ytterligare förståelse följer nedan en översikt av kraftvärmens historiska och nuvarande betydelse i Sverige.

2.4 Översikt av Sveriges kraftvärme

Sverige har 242 stycken kraftvärmeverk drivna på antingen avfall, biobränsle eller torv utspridda över landet (Tidningen Bioenergi, 2020). Kraftvärmen bidrog år 2017 med 46% av värmebehovet till fjärrvärmesystemen i Sverige (Energimyndigheten, 2019, sid 45-48). Samma år bidrog kraftvärmen med elproduktion motsvarande 11% av elanvändningen i Sverige. Sedan 80-talet har en kraftig utbyggnation av fjärrvärme skett i Sverige. Tre bidragande orsaker till ökad andel kraftvärme har varit utbyggnad av fjärrvärmenät, styrmedel för ökad kraftvärmeproduktion och stigande elpriser under 90-talet. År 2003 infördes dessutom elcertifikatsystemet, vilket har bidragit till ökad andel förnybara bränslen inom kraftvärme (Energimyndigheten, 2019).

Energiföretagen (2020b) menar att kraftvärmeverk kan köras på i princip vilket bränsle som helst. Införda bränsle i svensk kraftvärme har varierat under åren, vilket ses i figur 4 nedan. Den biobaserade delen stod år 2017 för 76% av insatt bränsle, där den biogena delen av hushållsavfall även är inräknad (Energimyndigheten, 2019). Den biogena delen av hushållsavfall innebär bland annat papper, matavfall, biogent plast och trä (Svebio, 2021). Biobränslen innebär bland annat träflis, pellets, biogas, bioolja och briketter. Vidare redovisar Energimyndigheten (2019) att den fossila andelen till stor del består av fossilt avfall, men även olja och naturgas för topplast- och reservbränsle. Kraftvärme har stadigt ökat användningen av avfall varje år och avfallsandelen motsvarade år 2017 32% av totalt insatt bränsle (Energimyndigheten, 2019).



Figur 4: Översikt över bränslen som använts för förbränning i kraftvärme i Sverige. Dessa är indelade i annat bränsle, fossila, avfall och biobränslen under perioden 1991- 2019. Annat bränsle inkluderar exempelvis slaktavfall, flygfotogenbränsle, gummidäck och lösningsmedel. Datakälla: SCB, 2020a; SCB, 2020b

Kraftvärme skulle kunna utgöra en viktig pusselbit genom flexibel elproduk-

tion. Det här examensarbetet syftar till att utforska hur väl en sådan pusselbit fungerar i Skåne. Därför berörs härnäst Skånes elförsörjning och dess problematik i produktion och användning. Detta inkluderar en beskrivning av befintliga kraftvärmeverk i Skåne.

2.5 Skånes elförsörjning

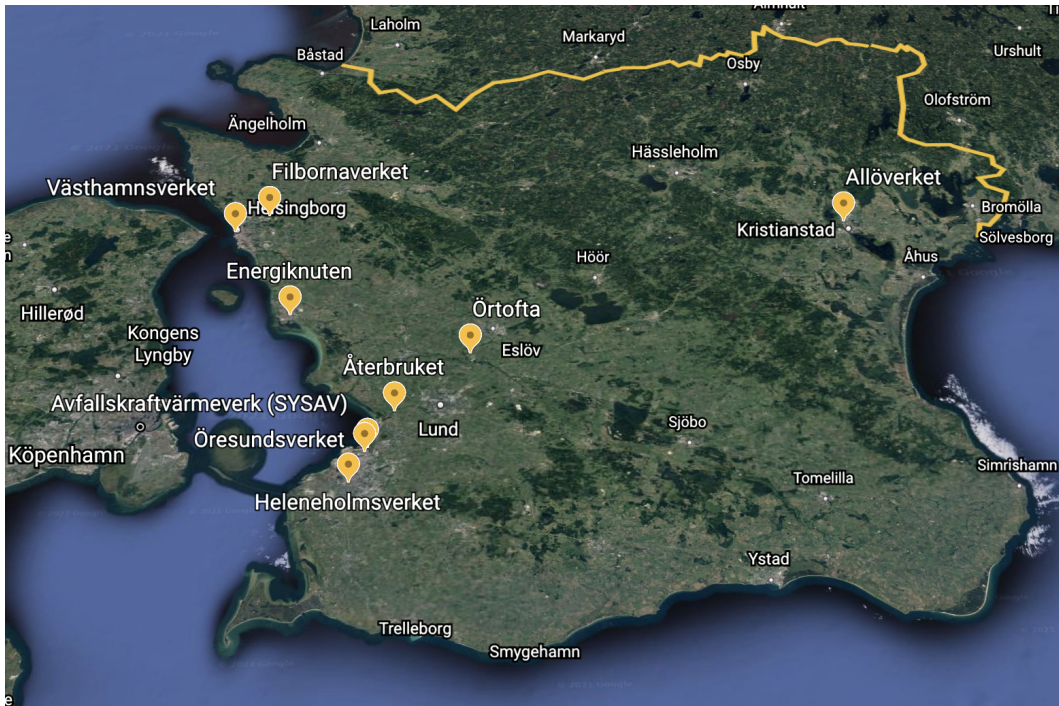
Enligt Regionfaktas (2020) senaste siffror producerades i Skåne cirka 2,6 TWh el, varav 1,2 TWh el från kraftvärme och 1,4 TWh el från vindkraft år 2018. Detta jämförs med Skånes elanvändning på cirka 12 TWh år 2019 (Regionfakta, 2020). Skånes förhållandevis låga elproduktion gör regionen helt beroende av elöverföring från andra delar av Sverige samt grannländer (Länsstyrelsen Skåne, 2019).

Länsstyrelsen Skåne (2019) publicerade rapporten *Skånes elförsörjning - en nationell angelägenhet*, i syftet att säkra Skånes framtida och nutida elförsörjning. Rapporten sammanfattade grundproblemet till att efterfrågan på el i Skåne inte stämmer överens med tillgången. Enligt Länsstyrelsen Skåne (2019) har detta skapat en situation av lokal effektbrist och underskott av elnätscapacitet, som är mycket påtagligt i Skåne och även syns på flera andra håll i Sverige. Utvecklingen mot högre elberoende har skett i snabbare takt än förväntat, samtidigt som lokal elproduktion i form av kraftvärmeproduktion har delvis upphört (Länsstyrelsen Skåne, 2019; Axelsson et al., 2020).

Detta har tvingat aktörer ansvariga för trygg elförsörjning att agera. EON lade in en begäran till Svenska kraftnät för att öka sitt grundabonnemang för Malmöområdet från 650 MW till 1000 MW, där en ökning till 750 MW kunde godkännas på kort sikt (Länsstyrelserna, 2020). Svenska kraftnät har dessutom tidigare lagt investeringsplaner för förstärkningar av transmissionsnätet för Skåne från år 2030 till 2024 (Länsstyrelserna, 2020). Vidare har EON tillgängliggjort en nätkapacitetsreserv på 95 MW via konvertering av det tidigare nedstängda Heleneholmsverket, samt även öppnat en digital marknadsplats för flexibilitet i Malmöregionen, så kallad "Switch" (Länsstyrelserna, 2020).

2.5.1 Skånes kraftvärmeverk

Skåne har nio kraftvärmeverk som har olika grad av aktivitet och går på olika bränslen. Samtliga är utmärkta i figur 5.



Figur 5: Översikt över de skånska kraftvärmeverk (i gult) som kommer behandlas i detta examensarbete. Den gula linjen i överdelen av kartan markerar Skånes ungefärliga gräns. Datakälla: Svenska kraftnät, 2021b, Bioenergi, 2020b.

I tabell 2 nedan ges ytterligare beskrivning av bland annat status och producerad mängd el för respektive kraftvärmeverk. De flesta kraftvärmeverk, med undantag för Allöverket, är placerade på västra sidan av Skåne.

Anläggningarna i tabell 2 använder sig av olika typer av bränslen. Energiknuten, Filbornaverket och Sysav:s anläggning i Malmö bränner till övervägande del avfall. Avfallsförbränning betyder ofta höga kapitalkostnader för att investera i nya anläggningar, då förbränningen ger upphov till besvärliga avgaser som kräver rening och en dyr panna. Detta gör att avfall ofta används som baslast, för att maximera drifttiden över året och därmed täcka dyra kapitalkostnader genom maximal drifttid. Avfall är däremot fördelaktigt som bränsle med avseende på det ekonomiska värdet, där kraftvärmeverk i vissa fall till och med erhåller en ersättning för att hantera och förbränna avfallet. Nackdelar med att bränna avfall är att det anses missgynna materialåtervinning. Det finns även skilda åsikter gällande ifall avfallet bör anses som koldioxidneutralt eller fossilt, eftersom avfallet kan vara både biogent och fossilt i sin sammansättning. Tekniska nackdelar med att bränna avfall gäller främst att det är svårt att få ut hög temperatur och därmed hög eleffekt (enligt intervju med Tofft, Öresundskraft). Höga temperaturer vid avfallsförbränning ökar risken för materialskador genom korrosion (enligt intervju med Bjerregaard, Sysav). Dessutom kan avfall ofta vara vått, vilket inte är optimalt för elproduktion. Berntsson et al. (2010) förklarar att ett torrare bränsle skulle innebära ökad förbränningstemperatur i pannan genom ett mer effektivt värmevärde per kilogram torrs substans. Högre förbränningstemperatur ger i sin tur mer effektivt utnyttjande av bränslet för elproduktion och möjliggör därmed ökad elproduktion (Berntsson et al., 2010).

Tabell 2: Sammanfattning av nio olika kraftvärmeverk belägna i Skåne under december 2020. Huvuddelen av datan är sammanställd av Bioenergi. Ett dataurval har skett för att enbart inkludera de kraftvärmeverk i Skåne som har möjlighet att producera el för mer än enbart eget bruk. Tabellen är dessutom kompletterad med bränsletyp för respektive anläggning, hämtad från respektive företagswebbsida. Datakälla: Bioenergi, 2020b.

Företag	Namn	Ort	Status	Normalårsele- produktion (GWh)	Anläggnings- effekt (MW)	Bränsle
C4 Energi	Allöverket	Kristianstad	Aktiv	81	24	Biobränsle
Kraftringen	Återbruket	Lomma	Aktiv	20	4,5	Biobränsle
Kraftringen	Örtoftaverket	Eslöv	Aktiv	220	39	Biobränsle
Landskrona Energi	Energiknuten	Landskrona	Aktiv	50	8,4	Avfall
Öresundskraft	Filbornaverket	Helsingborg	Aktiv	117	20	Avfall
Öresundskraft	Västhamnsverket	Helsingborg	Aktiv	300	126	Biobränsle
Sysav	Avfallskraftvärmeverket	Malmö	Aktiv	267	40	Avfall
EON	Heleneholmsverket	Malmö	Nätkapacitetsreserv	0	95	Biobränsle
Uniper	Öresundsverket	Malmö	Avvecklas	0	400	Naturgas

Allöverket, Återbruket, Örtoftaverket och Västhamnsverket bränner olika typer av biobränsle. Biobränsle har fördelen att det är förnybart och är även ett bränsle som Sverige har god tillgång till vilket ökar försörjningstryggheten (Frederiksen och Werner, 2014, sid 117-121). Det finns nackdelar gällande biologisk mångfald och huruvida biobränsle verkligen borde utnyttjas kommersiellt. En annan nackdel för fjärrvärmebranschen är om efterfrågan på biobränsle skulle öka kraftigt, då skulle priserna kunna öka (Frederiksen och Werner, 2014, sid 121). Tekniska nackdelar med fasta bränslen (vilket flertalet biobränslen är) är att uppstart av anläggningen tar längre tid jämfört med bränslen i exempelvis gasform. Både biomassa och avfall innebär fler utmaningar i konstruktionen av anläggningen även i jämförelse med kol och torv (Frederiksen och Werner, 2014, sid 124-125). Detta beror till viss del på att bränslena har högre fukthåll än vad som är optimalt men också på att vissa kemiska sammansättningar sliter mer på anläggningarna i form av korrosion från svavel (Frederiksen och Werner, 2014, sid 125). Biobränslen som är i fast form kan också vara mindre lämpade för snabba regleringar (Frederiksen och Werner, 2014, sid 136).

Öresundsverket är i dagsläget inte i drift och håller på att avvecklas. Öresundsverket byggdes med syfte att ersätta kärnkraftverket Barsebäck och var nationellt viktig för Svenska kraftnät som bidrog ekonomiskt till bygget i syfte att trygga elförsörjningen i Skåne (enligt intervju med Nilsson, Uniper). Öresundsverket drivs på naturgas, vilket har fördelar i elverkningsgrad genom dess höga energitäthet. Naturgas förbränns dessutom lätt, vilket ökar möjligheten för snabb reglering och en snabb uppstart. Naturgas ger dessutom en hög verkningsgrad för elproduktion (Frederiksen och Werner, 2014, sid 123). Heleneholmsverket är den tidigare nämnda anläggningen som EON har tillgängliggjort som nätkapacitetsreserv. Anläggningen var från början byggt för naturgas men har nu konverterat till biogasdrift, vilket ger liknande fördelar men saknar de miljömässiga nackdelarna med att använda naturgas.

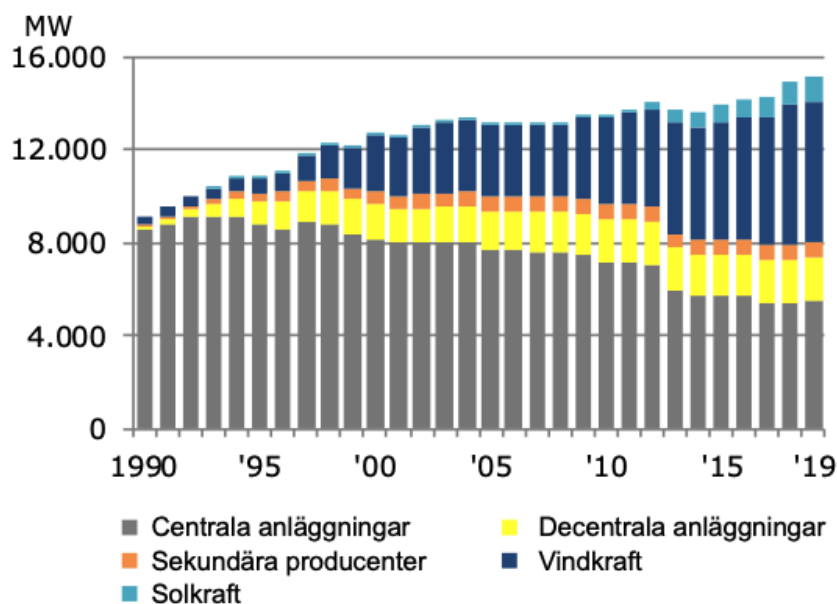
För att visa på storleken av den producerade effekten från kraftvärmens elproduktion har en uppskattning gjorts för Skåne. Skånes maximala effektbehov var knappt 2500 MW år 2019 (Axelsson et al., 2020). Från tabell 2 adderas anläggningseffekten för respektive aktivt kraftvärmeverk (exklusive Öresundsverket). Uppskattningen tar hänsyn till tillgänglighet och verkningsgrad där Svenska kraftnät (2018) beräknar sammantagen tillgänglighet på 76,5% hos kraftvärmeverk. Detta skulle betyda att cirka 11% av Skånes totala effektbehov år 2019 kan täckas av skånska kraftvärmeverk. Se beräkningar i Appendix 9.4.

2.6 Danmarks elförsörjning

Danmark hade år 2011 cirka 670 kraftvärmeverk utspridda över landet (Danska Energistyrelsen, 2012). Kraftvärme bidrog år 2019 med cirka 70% av värmebehovet till fjärrvärmesystemen i Danmark (Danska Energistyrelsen, 2020). Samma år bidrog kraftvärmens elproduktion motsvarande cirka 33% av el-

nettoproduktionen (Danska Energistyrelsen, 2020). Danska energimyndigheten delar upp landets kraftvärme i två kategorier: småskaliga, decentrala kraftvärmeverk och storskaliga, centrala kraftvärmeverk. Definitionen av småskaliga kraftvärmeverk är inte entydig. Frederiksen och Werner (2014, sid 176) pekar istället på en grov indikation där anläggningar med en eleffekt på mellan 10-20 MW kan kallas småskaliga. I Danmark körs dessa kraftvärmeverk ofta på naturgas (Everett et al., 2012).

Av total elnettoproduktion stod de småskaliga, decentrala kraftvärmeverken för 10% och de storskaliga, centrala kraftvärmeverken för 23% (Danska Energistyrelsen, 2020). Danmark har sedan 90-talet förlitat sig till stor del på de centrala kraftvärmearnläggningarna för elproduktion. Sedan dess har elproduktionen diversifierats mot framförallt decentrala anläggningar såsom småskalig kraftvärme, vind- och solkraft. Danmarks utveckling i elkapacitet ses i figur 6.



Figur 6: Historik över Danmarks elkapacitetsutveckling mellan 1990-2019. På y-axeln ses effektkapacitet i MW och årtal ges längs x-axeln. Sekundära producenter definieras enligt Danska Energistyrelsen som producenter vars primära produkt inte är energi, exempelvis industriverksamheter. Datakälla: Danska Energistyrelsen, 2020.

Frederiksen och Werner (2014, sid 121) redogör för Danmarks förutsättningar för kraft- och fjärrvärme. Danmark minskade sitt beroende av olja successivt genom en övergång till kol- och naturgaseldade kraftvärmeverk från 1980 till 2000 (Frederiksen och Werner, 2014). I större städer eldade detta även på fjärrvärmeutvecklingen som expanderade för att tillvarata större mängder värme från kraftvärmeverken. Danmark har egna olje- och gastillgångar och har ett i princip heltäckande naturgasnät som är ett viktigt bränsle för kraftvärmerna i Danmark idag. Sverige har enbart ett utbyggt gasnät i delar av Skåne och längs västkusten och använder mer sällan naturgas till kraftvärmeproduktion (Frederiksen och Werner, 2014, sid 117). På senare tid har de fossila bränslena i Danmark ersatts i större utsträckning av biobaserade bränslen såsom halm

men även importerat träd som bibränsle (Frederiksen och Werner, 2014, sid 122). År 2010 stod bibränsle för enbart en mindre andel av infört bränsle till dansk kraftvärme, som till största del bestod av storskalig, naturgaseldad kraftvärme samt avfallsförbränning (Frederiksen och Werner, 2014, sid 120).

Danmark har ökat sin förnybara elproduktion de senaste åren, till stor del genom havs- och landbaserad vindkraft. Danmarks vindkraftsproduktion hade år 2019 en installerad effekt på cirka 6 GW, varav cirka 1.5 GW är havsbaserad (Danska Energistyrelsen, 2020, sid 14). Detta motsvarade cirka 45% av Danmarks inhemska elproduktion år 2019 (Danska Energistyrelsen, 2020, sid 14). Enligt Storesund (2016) kommer stundtals 100% av använd el från vindkraft, vilket ökar reglerbehovet av planerbara produktionstekniker.

Danmark består av 2 olika elområden, som benämns som Västra och Östra. Västra Danmark använder dagligen kraftvärme till frekvensreglering såväl som flexibel drift över dygnet (Storesund, 2016). Det är främst de storskaliga centrala kraftvärmeverken som används till reglering. Östra Danmark regleras till högre grad av vattenkraft från Norge och Sverige (Storesund, 2016).

Motsvarigheten till Energimyndigheten i Danmark (2015a) har publicerat en energistrategi som kallas den ”Danska energimodellen”. Denna förklarar att Danmarks strategi att kombinera flexibilitet från den konventionella elproduktionen (kraftvärme inräknat) med stor elnätskapacitet och elhandel mellan grannländer är viktigt för att hantera utmaningar i elsystemet (Danska Energistyrelsen, 2015a, sid 8). Danska energimyndigheten ser möjligheter med ett robust elnät, då det sprider ut toppar från vindkraftselproduktion över ett större geografiskt område (Danska Energistyrelsen, 2015b). Danmark investerar även i värmelagring med syfte att kunna minska elproduktion från kraftvärme under perioder med hög tillgänglighet av el från vindkraft (Danska Energistyrelsen, 2015a, sid 10).

3 Metod

Det här examensarbetet utnyttjade både litteratur och intervjuer som faktaunderlag. Arbetsprocessens utformning beskrivs nedan.

3.1 Litteraturstudie

Litteraturstudien tillförde en kunskapsmässig grund för hur förutsättningarna ser ut för kraftvärmeverk i Sverige och Danmark. Litteratursökningen och redogörelsen av förutsättningarna utgick från syfte och frågeställningar.

Material till bakgrund i ämnet och litteraturstudie hittades via litteratursökning i Lunds universitets databaser. Sökorden i databassökningen bestod av: CHP, kraftvärme, flexibel elproduktion, Sverige, Danmark, flexibilitet, systemtjänster, elpris, styrmedel och flexibel värmeproduktion. Inläsning komplet-

terades med myndighetsbeslut (lagstiftning), rekommenderad litteratur från handledare, rapporter från statliga och regionala utredningar, branschorganisationers uttalanden samt facklitteratur.

Vid val av litteratur har en avvägning gjorts kring aktualitet och nya material har prioriterats. Till stor utsträckning har material efter år 2015 studerats. Webinarier inom energibranschen har utnyttjats för inspiration till informationssökningen, organiserade av Region Skåne, Krafteringen och Energiforsk.

3.2 Intervjustudie

Resultatet av litteraturstudien utgjorde grunden för intervjufrågor som därefter diskuterades med kraftvärmeintressenter i Sverige och Danmark.

3.2.1 Kriterier för val av intervjupersoner

Intervjupersoner har valts utifrån deras insikt och kompetens inom kraftvärmeproduktion i Skåne eller Danmark. Dessa personer har kompletterats med Region Skåne och Länsstyrelsen Skåne för det regionala systemperspektivet, samt Energiföretagen Sverige för att erhålla ett nationellt systemperspektiv. Danmark har valts ut för att ge nya perspektiv för svensk kraftvärme.

Företag, myndigheter och organisationer och dess intervjupersoner valdes utifrån följande kriterier:

1. Kraftvärmeägare i Skåne som producerar el för mer än egen förbrukning.
2. Branschorganisationer i Sverige och Danmark.
3. Representanter från Länsstyrelsen Skåne och Region Skåne.
4. Danska representanter inom kraftvärme.

Svenska kraftnät kontaktades för att ytterligare vidga det nationella perspektivet men återkopplade för sent för att inkluderas för en intervju.

3.2.2 Intervjuer

Personer och företag har intervjuats enligt tabell 3 nedan. Samtliga intervjuer har skett genom videomöte till följd av rekommendationer under Covid-19 pandemin. Intervjuerna har spelats in för att säkra förståelse samt möjliggöra transkribering av särskilda citat.

Tabell 3: Redogörelse av intervjuperson, datum, roll och företag. Samma datum och tidpunkt anger samintervju med två personer från samma företag.

Datum	Namn	Företag	Position
08-01-2021	John Tang	Dansk Fjernverme	Chefkonsulent
11-01-2021	Erik Thornström	Energiföretagen	Politik och Kommunikation
12-01-2021	Ola Solér	Region Skåne	Miljöstrateg
12-01-2021	Lina Enskog Broman	Energiföretagen	Ansvarig fjärrvärme, kraftvärme, fjärrkyla
13-01-2021	Martin Tofft	Öresundskraft	VD Öresundskraft Kraft&Värme AB/ Affärsområdeschef Produktion
13-01-2021	Sandra Johanne Selander	Länsstyrelsen Skåne	Klimat- och Energistrateg
15-01-2021	Reto Michael Hummelshøj Steen Gravenslund Olesen	COWI Danmark	Head of Section Projektledare
18-01-2021	Karin Jönsson Karl Lundström	EON	Energy Policy Manager Anläggningschef
19-01-2021	David Edsbäcker Håkan Skarrie	Kraftringen	Projektledare Affärsutvecklare
20-01-2021	Stefan Nyruud	Landskrona Energi	Produktionschef
20-01-2021	Isak Bjerregaard	Sysav	Verksamhetsutvecklare
21-01-2021	Mikael Nilsson	Uniper	Kraftverkschef
09-02-2021	Annika Sjöstrand Henrik Andersson	C4 Energi	Affärsområdeschef Värme Processingenjör

Totalt har 13 intervjuer genomförts med sammanlagt 17 intervjupersoner. Intervjuerna varade mellan 35 och 60 minuter. Detta med undantag för en intervju då tekniksvårigheter resulterade i att intervjun tog 120 minuter. Intervjufrågorna kompletterades med ett uppföljningsmail angående specifika tekniska frågor kopplat till kraftvärmeverken som ägdes av Öresundskraft, EON, Kraftringen, Landskrona Energi, Sysav, Uniper och C4 Energi. Frågorna från detta uppföljningsmail hittas i Appendix 9.1. I övrigt har muntlig kontakt skett i syfte att klargöra effektsituationen i Skåne med Hannes Sonnsjö (doktorand, avdelningen Miljö- och Energisystem, Lunds Universitet) samt diskuterat kraftvärmens tekniska förutsättningar med Magnus Genrup (professor, prefekt vid institutionen för Energivetenskaper, Lunds Universitet).

Halvstrukturerade intervjuer genomfördes för att utveckla intressenternas resonemang. Därmed erhöles en kvalitativ uppfattning ifall lärdomar från den danska kraftvärmens är tillämpbara i Sverige och vilka utmaningar den svenska kraftvärmens kan stå inför. Intervjupersonerna introduceras först till ämnet genom en kortfattad introduktion, som hittas i Appendix 9.2. Hela intervju-manuset hittas i Appendix 9.3.

Intervjufrågorna utgick ifrån frågeställningarna. Frågorna gällande tekniska förutsättningar för respektive kraftvärmeverk ställdes främst till respektive kraftvärmeägare. Frågor gällande regelverk samt marknad ställdes till samtliga aktörer. En intervjuperson arbetade mer tekniskt och valde därför att avstå från de marknads- och regelverksmässiga frågorna. Detta kompletterades med mailkorrespondens med andra personer på samma företag. I vissa fall intervjuades två personer från samma företag, med syftet att intervju överlappande kompetenser gällande olika förutsättningar. Frågor angående Danmarks förutsättningar baserades på litteratursökning samt på intervjuer med danska aktörer.

4 Teknik

Kraftvärme ger idag både el och värme. De tekniska förutsättningarna för att reglera el- och värmeproduktion hos kraftvärmorna är därför grundläggande för flexibel elproduktion. Hur ser de tekniska förutsättningarna ut för skånska anläggningar? Vilka driftscenarior behöver kraftvärmeverksägare förhålla sig till?

Detta kapitel börjar övergripande gällande reglerbar elproduktion, följt av tekniker för flexibilitet och följsamhet i el- och fjärrvärmeproduktion, som kombineras med driftscenarior för att visa nyttan av teknikerna. Därefter beskrivs resultaten av litteraturstudie och intervjuer för skånska förhållanden. Sist görs en kort analys av de tekniska förutsättningarna för flexibel elproduktion i Skåne.

4.1 Reglerbar elproduktion

Som beskrivits i bakgrunden finns ett behov av reglerbar elproduktion för att balansera mot väderberoende elproduktion.

Sweco (2020) publicerade i studien *Lösningar för ökad flexibilitet i elsystemet* en tabell som indikerar reglerförmåga hos olika tekniker. Från studien togs tabellen i figur 7 fram. Tabellen visar de fyra kraftslagen som idag kan bidra med planerbar elproduktion: kraftvärme, effekthöjningar i vattenkraften, gasturbiner och kärnkraft. Enligt figuren är effekthöjningar i vattenkraft lämpligt i tidsperspektivet mellan sekund och vecka. Vattenkraft är även lämpligt för reglering på stamnätetsnivå men inte för lokalnät. Kraftvärme bedöms passa mindre bra för reglering på sekund- och timnivå men bättre över längre tidsperioder. Dessutom passar kraftvärme bra för reglering av både lokal- och stamnät. Hur ofta som kraftvärmorna kan vara med och reglera beror på förutsättningarna vid reglerbehovets tidpunkt.

Reglerförmåga:	Sekunder	Minuter	Timmar	Vecka	Säsong	Lokalnät	Stamnät	Hur ofta?
Kraftvärme								
Effekthöjning i vattenkraft								
Gasturbiner								
Kärnkraft								

	Passar bra		Ofta, i teorin kan reglering ske dagligen
	Passar mindre bra		Ibland, beror på förutsättningarna vid reglerbehovets tidpunkt
	Passar inte bra		Sällan eller aldrig, kan oftast inte reglera

Figur 7: Beskrivning av möjligheterna för olika kraftslags reglerförmåga i Sverige under olika tidsperspektiv, på olika elnätetsnivåer samt hur ofta reglering kan ske. Bearbetad av författarna från datakälla: Sweco, 2020.

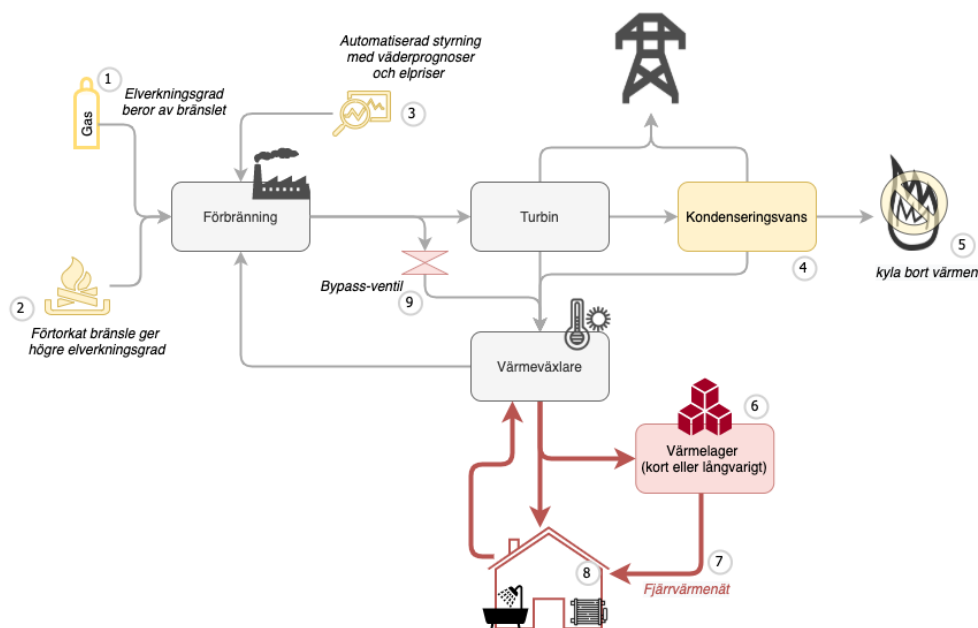
Enligt Swecos rapport (2020, sid 12) passar Sveriges kärnkraft inte bra för reglering på veckonivå eller korta tidsperioder och lämpar sig enbart för reglering på stamnätsnivå. Gasturbiner passar bra för daglig reglering på minut- och timnivå och lämpar sig bra för både lokal- och stamnätsnivå. Gasturbiner kan teoretiskt användas för reglering ofta och intensivt, även om slitaget på dem då ökar (Sweco, 2020, sid 12).

Gasturbinprocesser används sällan varken i kraftvärmeverk eller i kraftverk (Frederiksen och Werner, 2014, sid 150, 173). Det finns anläggningar med naturgas idag och sällan har dessa anläggningar kunnat använda fasta bränslen (Frederiksen och Werner, 2014, sid 173). Enligt Frederiksen och Werner (2014) har den tekniska utvecklingen mot att kunna använda fasta bränslen för gas-kraftvärmeverk inte fått ett stort genombrott trots runt 30 års utvecklingsarbete.

Kraftvärme står tillsammans med gasturbiner ut som enda planerbar teknik på lokalnätsnivå. Däremot är kraftvärme beroende av olika förutsättningar vid reglerbehovets tidpunkt. Hur kan kraftvärme förbättra sina förutsättningar för större flexibilitet? Efterföljande stycke täcker olika tekniker som hjälper kraftvärme att bli mer flexibel i sin elproduktion.

4.2 Tekniker för flexibilitet hos kraftvärme

Kraftvärmeverk utvinner normalt 30-50% av tillförd energi till elproduktion och resterande används till värmeproduktion (Energiföretagen, 2020b). Kombinerad el- och värmeproduktionen kan innebära möjlighet att producera mer värme och mindre el vid behov och vice versa. I figur 8 visas en förenklad skiss av några tekniker som kraftvärmeverk kan investera i och använda för flexibel elproduktion. Dessa tekniker är inte de enda tekniker som kraftvärmeverk kan utnyttja, utan representerar de tekniker som återkom frekvent under litteratur- och intervjustudien. De gråa symbolerna i figur 8 visar förenklat tre centrala funktioner i ett kraftvärmeverk: *Förbränning* av bränsle i en panna, *Turbin* som genererar el via en generator och *Värmeväxlare* som överför värme till fjärrvärmenätet. Gula objekt visar hur kraftvärmeverk kan optimera för reglerbar elproduktion och de röda objekten visar hur anläggningar kan uppnå mer följsam värmeproduktion. Med följsam menas att värmeproduktionen anpassar sig i högre grad till elbehovet, utan att äventyra fjärrvärmeleveranserna. Ytterligare figurbeskrivning täcks i nästa stycke.



Figur 8: Principiell skiss för att ge en snabb överblick över hur ett kraftvärmeverk kan utformas för större möjligheter för flexibel elproduktion. De gråa delarna visar förenklat hur ett kraftvärmeverk fungerar.

Till vänster i figur 8 illustreras två olika sätt där bränslet kan öka elverkningsgraden. I (1) kan elverkningsgraden ökas genom att tillsätta ett mer högvärdigt bränsle, exempelvis natur- eller biogas. Beroende på hur hög andel gastillsättning som behövs för mer flexibel elproduktion kan anläggningar behöva investera i pannrenovering och gaslager. (2) illustrerar att förtorkat bränsle ger högre andel elproduktion då förtorkning som tidigare nämnt ökar det effektiva värmevärdet per kilogram bränsle (Berntsson et al., 2010). Vid lågt värmebehov men högt elbehov, kan den producerade värmen från kraftvärme utnyttjas för att förtorka bränsle på lager, som vid ett senare tillfälle kan användas som kraftvärmebränsle.

Andra faktorer som påverkar kraftvärmens tekniska förutsättningar för flexibel elproduktion är hur väl vind-, sol- och övriga prognoser stämmer överens med verkligheten (3). Oflexibla anläggningar har behov av större framförhållning. Ju mer träffsäkra prognoserna blir, desto lättare blir det även för oflexibla anläggningar att planera för ökad produktion vid behov. För att kunna använda sig av mer träffsäkra prognoser mer systematiskt och regelbundet underlättar även ett automatiserat styrsystem för anläggningen. Manuell driftstyrning har sämre förutsättningar för flexibel elproduktion, då driften inte reagerar lika frekvent på låga eller höga elpriser.

Till höger i figur 8 syns de två resterande gulmarkerade rutorna som kan öka elproduktionen. Kondenseringsvans ger utökad möjlighet för flexibel elproduktion då en extra turbin (4) monteras efter huvudturbinen. Den här turbinen utnyttjar ytterligare lite mer vattenånga till fördel av mer elproduktion men innebär en lägre totalverkningsgrad för anläggningen då mindre värme utvinns. Ett kraftvärmeverk skulle även under tillfällen med lågt värmebehov men högt elbehov kunna kyla bort den producerade överskottsvärmen, till

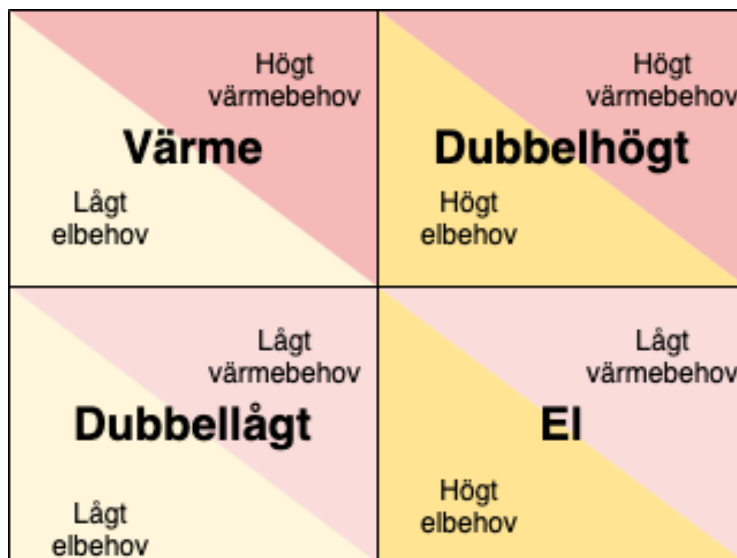
exempel mot havet (5). Det finns även fler möjligheter för att öka värmeunderlaget än att förtorka bränsle, exempelvis genom att ha någon typ av samarbete med industrier, växthus eller liknande som kan ta del av värme producerad från kraftvärme.

De rödmarkerade rutorna illustrerar hur flexibel elproduktion kan möjliggöras genom mer följsam värmeproduktion, utan att äventyra kundens rumstemperatur. Värmelager (6) kan möjliggöra flexibel elproduktion på kort sikt i form av en ackumulatortank för att jämna ut värmebehovstoppar på dygnsbasis. För att kunna använda värmelager krävs att plats finns i dem, det vill säga att de inte redan är fulla. Det krävs också att prognoser och planering används för att använda lagret på mest effektiva sätt. Värmelager kan även räcka till längre tidsperioder i form av bergslager, som kan ha betydligt större utrymme och därmed möjliggöra säsongslagring av värme. Värmeförlusterna är dock högre för långsiktiga värmelager. Dessutom kan värmelagring även ske genom att utnyttja värmetrögheten i fjärrvärmenätet (7), som också kan ses som form av ackumulatortank. Genom noggrann mätning och reglering av värmemängden i nätet kan nätet utnyttjas för att över- eller underproducera värme för att bättre passa elbehovet. På samma sätt kan även den termiska trögheten i fastigheter utnyttjas som värmelager (8). Värmetrögheten innebär att kunden inte märker skillnad i rumstemperatur under kortare tidsintervall.

Det sista rödmarkerade objektet är en bypassventil (9). Då ökad värmeproduktion är önskvärt kan en bypassventil leda det upphettade vattnet från pannan förbi turbinen och därmed enbart värma upp fjärrvärmenätet. När bypassventilen är helt öppen produceras alltså ingen el via turbinen.

4.2.1 Driftscenarion

I figur 8 ovan presenterades olika tekniska möjligheter för flexibel el- och värmeproduktion. Praktisk tillämpning av dessa olika tekniker varierar och beskrivs närmare genom fyra scenarion enligt figur 9. Dessa fyra olika scenarion representerar fyra så kallade extremutfall som kan inträffa för kraftvärmeverk då dessa är kopplade till både el- och värmemarknaden. Det finns givetvis flera andra scenarion mellan dessa extremutfall som ej behandlas i studien. Med scenariorna i figur 9 vill författarna enbart tydliggöra den praktiska tillämpningen av de tidigare presenterade teknikerna.



Figur 9: Principiell skiss som ger en snabb överblick över hur de olika scenariorna kan se ut för värme- och elbehov. *Scenario Värme* innebär lågt elbehov och högt värmebehov. *Scenario Dubbelhögt* innebär både högt värme- och elbehov. *Scenario Dubbellågt* innebär att både el- och värmebehovet är lågt. *Scenario EI* är när elbehovet är högt och värmebehovet är lågt.

Scenario Värme definieras som högt värmebehov och samtidigt lågt elbehov. Detta kan tänkas ske under uppvärmningssäsongen då det är kallt ute men stor tillgång till förnybar vindproduktion ger låga elpriser som följd. *Scenario Värme* kan lösas genom att öka driften från eldrivna centrala värmepumpar för att använda den billiga elen för värmeproduktion. Den här värmen kan vid behov även lagras i värmelager för att underlätta vid efterföljande ansträngda situationer. För vissa kraftvärmeverk är det aktuellt med bypass av elproduktionen då elpriset inte är gynnsamt. På dygnsnivå är *Scenario Värme* aktuellt de delar av dygnet då värmebehovet är som störst, vilket ofta innebär morgon och kväll. Kraftvärme kan reglera på dygnsnivå genom att använda ackumulatortankar eller annan kortsiktig värmetröghet i systemet.

Scenario Dubbelhögt anger ett utfall då både värmebehovet och elbehovet är högt. Det kan typiskt ske under de kallaste vinterveckorna då värmebehovet är högt, kombinerat med ansträngda situationer i elsystemet. Detta kan exempelvis bero på täta moln, låg vindtillgång, ansträngda elnät eller att någon typ av planerbar elproduktionsanläggning inte har möjlighet att gå för fullt. Detta scenario hanteras på flera olika sätt. En del kraftvärmeverk väljer att prioritera det höga värmebehovet genom att använda bypass och därmed minska elproduktionen och öka värmeproduktionen. Ett annat sätt är att föra in ett mer högvärdigt bränsle för att på så vis öka elproduktionen utan att minska värmeproduktionen. Värmelager kan även underlätta den här situationen och förhindra bypass av elproduktionen trots högt värmebehov. På dygnsnivå innebär *Scenario Dubbelhögt* ofta att morgonen och kvällen har högst behov. Detta kan avhjälpas genom att utnyttja värmelager och därmed jämna ut produktionen över dygnet.

Scenario Dubbellågt innebär både lågt elbehov och lågt värmebehov. Detta kan

ske sommartid då värmebehovet är lågt och elpriset också är lågt till följd av hög vind- och solkraftsproduktion samt vid låg efterfrågan på el. I det här fallet kan kraftvärmeverk stoppas helt för att exempelvis utföra underhåll. Vissa stora anläggningar stoppar inte produktionen helt utan använder istället färre produktionslinjer, det vill säga låglastdrift. Genom att ha en ackumulatortank kan driften jämnas ut och hållas på en stabil nivå även då behovet för tillfället är lågt. *Scenario Dubbellågt* kan innebära att starta upp från kallstart vilket är mer komplicerat än att enbart reglera produktionen när anläggningen är igång. Kallstarten tar längre tid för att minimera risken för materialskador på anläggningen.

Scenario El innebär att elbehovet är högt och värmebehovet är lågt. Detta skulle kunna ske sommartid då flera elproduktionsanläggningar utför underhåll kombinerat med låg vindkraftsproduktion. Detta skulle kraftvärmeverk kunna utnyttja genom att använda kondenseringsvans och kyla bort värmen som produceras. Överskottsvärmen kan också användas för att förtorka bränsle eller tillföra värme till något industrisamarbete. Att lagra överskottsvärme i en ackumulatortank eller annat värmelager är också en vanlig metod, under förutsättning att det finns mer utrymme för värme.

Härmed har funktionen av samtliga inkluderade tekniker för flexibel elproduktion i kraftvärme förklarats. Nästa underkapitel innehåller en genomgång av Danmarks tekniska förutsättningar. Detta efterföljs av skånska kraftvärmeverks tekniska förutsättningar för flexibel elproduktion. Examensarbetet kommer framöver inkludera insikter från intervjustudien.

4.3 Danmarks tekniska förutsättningar

Danmark har delvis investerat i ovan beskrivna tekniker. Enligt Storesund (2016) har danska kraftvärmeverk bland annat utvecklat funktioner för bypass, automatisk kontroll av obalanser i elsystemet, optimerat styrningen för låglastdrift samt optimerat integrationen mellan fjärrvärme och el genom ackumulatortankar. Optimering för låglastdrift innebär att anläggningens drift även optimeras för lägre effekt, så att anläggningen kan styras mer fördelaktigt vid exempelvis 40% och 70% driftsnivå. Danska kraftvärmeverk i Västra Danmark används dagligen för både primär- och sekundärreglering (Storesund, 2016, sid 86). Med primär- och sekundärreglering menas att reglera mot elsystemet på sekundnivå upp till 30 minuter. Dessutom används danska kraftvärmeverk för flexibel elproduktion över dygnet, vilket beskrivs närmare nedan.

Genom investeringar i avancerade vindprognoser kan driften av flexibla elproducenter i alla fall delvis förutses då det inräknas i Energinet:s (Danmarks transmissionsoperatör) beräkningar. Detta underlättar för att kontrollera och balansera elnätet (Danska Energistyrelsen, 2015a, sid 10). Detta har gjorts i Danmark under cirka 15 år, då den oplanerbara elproduktionen i Västra Danmark balanseras med kraftvärme (Storesund, 2016, sid 17).

I Danmark varieras kraftvärmen utifrån elmarknaden vilket möjliggör flexibel elproduktion med en snabbare och högre amplitud jämfört med andra länder (Danska Energistyrelsen, 2015a, sid 10). Elproduktionen i kraftvärmeverk kan varieras inom ett spann som är större än i andra jämförbara länder (Danska Energistyrelsen, 2015a, sid 10). Intervju med Tang från Dansk Fjernverme förtydligar att det är främst de storskaliga, centrala kraftvärmeverken som är flexibla. De småskaliga, decentrala kraftvärmeverken är snarare flexibla med avseende på start och stopp vid behov.

Danska energibolag investerar mer i större värmelager än svenska energibolag, vilket möjliggör att minska elproduktionen utifrån behov (Danska Energistyrelsen, 2015a, sid 10). Enligt intervju med Tang från Dansk Fjernverme är säsongslager på uppgång i Danmark och kan innebära värmelager i form av groplager, borrhål eller annat, där storleken är betydligt större än ackumulatortankar. Danmark har för närvarande byggt fem olika gropvärmelager i storleken mellan 60000 kubikmeter till 203000 kubikmeter (Gadd och Werner, 2021, sid 632). Flertalet säsongslager är även på något vis soldrivna, exempelvis i Dronninglund (Frederiksen och Werner, 2014, sid 231). Säsongslager är där tänkta för tidsperspektivet veckor/månader snarare än timmar/dagar. Enligt Tang behöver värmen till dessa inte nödvändigtvis komma från kraftvärme utan kan även vara från spillvärme exempelvis från större datacenter, geotermi eller något som är ökande aktuellt i Danmark - stora och centrala värmepumpar. Enligt Tang satsar Danmark på stora värmepumpar för att generera fjärrvärme och har sitt ursprung från en kraftigt ökande elproduktion av förnybar el. Denna ökning av elproduktion kommer främst från sol- och vindkraft.

Metoden att kombinera stora värmepumpar med säsongslager och vindkraft ses i Danmark som en enklare väg att gå än att konvertera kraftvärmeverk till drift på biomassa, avfall eller biogas för att på så vis nå en förnybar värmeproduktion (enligt intervjuer med Tang från Dansk Fjernverme samt Hummelshøj från COWI Danmark). Fördelen med detta är ett minskat importberoende av både fossila och förnybara bränslen, vilket ökar självförsörjandegraden för den danska el- och värmeproduktionen. Nackdelarna är att värmepumparna i sig kräver el vilket istället ökar behovet av el. Enligt intervju med Tang planerar Danmark att lösa elsituationen genom att ha en överkapacitet i sin elproduktion. Detta möjliggör att ha en större andel oplanerbar elproduktion utan att få problem med effektbrist. Riktningen i Danmark är nu alltså att kombinera överproduktion av vindkraftverksel med stora värmepumpar och energilager för att säkerställa elbehovet (Storesund, 2016). Värmepumparna kan kombineras med fjärrvärmen i Danmark genom att samköra kraftvärmeverk med större, centrala värmepumpar. Dessa kan optimeras utifrån värme- och elbehovet och möjliggör därför en hög flexibilitet (Frederiksen och Werner, 2014, sid 186).

4.4 Skånes förutsättningar för flexibel elproduktion

Flertalet intervjupersoner menar att den primära rollen idag för kraftvärmeverk är att leverera fjärrvärme till sina värmekunder. Rent tekniskt är kundavtal med fjärrvärmekunder bindande till hög grad, då värmen i många fall inte kan komma någon annanstans ifrån. Fysiska värmeledningar fram till kunden hindrar kraftvärmeverk från att sluta leverera värme till kunden under längre tidsperioder, till förmån för höga intäkter på elsidan. Flexibel elproduktion förutsätter därmed följsam värmeproduktion. Detta analyseras ytterligare i efterföljande kapitel om marknader. Tillsvidare nöjer sig författarna med denna insikt som ett argument för att både täcka de tekniska förutsättningarna för följsam värmeproduktion och inte enbart flexibel elproduktion.

I tabell 4 ges en kompletterande sammanställning av kraftvärmeverk som är inkluderade i examensarbetet. Flera av dessa egenskaper för flexibilitet kommer beröras av genom kommentarer från intervjupersoner. Detta används för att undersöka kraftvärmens tekniska förutsättningar för flexibel elproduktion i Skåne.

Tabell 4: Sammanställning av tekniska förutsättningar för flexibla kraftvärmeverk inkluderade i studien. Datan har sammanställts efter mailkontakt med respektive företag. Mailfrågorna hittas i Appendix 9.1. Styrning av anläggning visade sig svår att ge entydigt svar på. Därav gäller en automationsskala enligt Lågautomatisk, Blandat och Högautomatisk.

Namn	Bypass	Kondenserings-svans	Kyla bort värme	Akkumulator-tank	FV-nätet som ackumulator	Termisk tröghet i fastigheter	Styrning av anläggning
Allöverket	Ja	Nej	Nej	4000 m ³	Ja	Nej	Högautomatisk
Örtoftaverket	Ja	Nej	Ja	20000 m ³	Ja	Nej	Blandat
Återbruket	Ja	Nej	Ja	Ja, se ovan	Ja	Nej	Blandat
Energiknuten	Ja	Nej	Ja	6000 m ³	Nej	Nej	Högautomatisk
Filbornaverket	Ja	Nej	Nej ⁽¹⁾	40000 m ³	Nej	Nej	Högautomatisk
Västhamnsverket	Nej, men om 2 år	Nej	Nej ⁽¹⁾	Ja, men används ej	Nej	Nej	Högautomatisk
Avfalls-KVV(Sysav)	Ja	Nej	Nej	Inte nätägare	Inte nätägare	Inte nätägare	-
Heleneholmsverket	Ja ⁽²⁾	Nej	Nej	10000 m ³	Ja	Ja	Blandat
Öresundsverket	Nej	Ja	Ja	Inte nätägare	Inte nätägare	Inte nätägare	-

⁽¹⁾ Anger att spillvärmeleverantören Kemira kan kyla mot havet.

⁽²⁾ Anger direktvärmväxlare och inte bypass. Anläggningen kan därmed producera värme utan att producera el.

För Öresundsverket och Heleneholmsverket sker idag ingen elproduktion, vilket ses genom anläggningarnas respektive normalårselproduktion i tabell 2. Öresundsverket har de senaste åren legat i malpåse och avvecklas nu till följd av lönsamhetsproblem. Enligt intervju med Nilsson på Uniper har Öresundsverket de senaste åren varken producerat värme eller el och förväntas inte göra det även framöver. Heleneholmsverket har producerat el de senaste åren men enbart vid ett fåtal tillfällen per år, då samtidig elproduktion ofta inte anses lönsamt enligt intervju med Jönsson och Lundström.

Skånska kraftvärmens möjliga effektbidrag i dagsläget uppskattades enligt Appendix 9.4 till cirka 11% av Skånes maximala effektbehov år 2019. I framtiden gör Region Skåne prognosen att denna andel minskar eftersom elproduktionen från skånsk kraftvärme de senaste åren har minskat och det maximala effektbehovet i Skåne dessutom förväntas öka (Solér et al., 2020).

4.4.1 Följsam värmeproduktion

I dagsläget finns flera tekniska möjligheter för att öka värmeproduktionens följsamhet genom att bygga in buffertar i värmesystemet. Ackumulatortankar är vanliga i Sverige och används bland annat i fjärrvärmenätet mellan Landskrona, Helsingborg och Lund för att balansera lasterna vid toppförbrukning, exempelvis på morgonen enligt intervju med Thornström från Energiföretagen och Tofft från Öresundskraft. Ett annat vanligt sätt att balansera värmen är att utnyttja fjärrvärmenätet som en ackumulatortank, en funktion som utnyttjas av Krafringen, EON och C4 Energi. I förlängningen kan även fastigheter som är uppkopplade på nätet användas som ackumulator, genom att utnyttja deras termiska tröghet, vilket bland annat EON i Malmö gör (enligt intervju med Lundström). Detta ökar förutsättningarna för mer flexibel värmeproduktion och därmed ökar flexibiliteten hos elproduktionen.

Sysav är inte ägare av fjärrvärmenätet i Malmö, utan agerar i sammanhanget enbart som värmeproducent. Bjerregaard förklarar i intervju att el inte är en biprodukt men som baslastanläggning kör Sysav redan så mycket som möjligt. Sysav kan inte producera mer el eftersom anläggningen nästan alltid kör fullt. Bjerregaard tillägger att deras anläggning potentiellt kan producera mer el under sommartid eftersom lasten på Sysav:s anläggning då begränsas av värmebehovet.

Ingen intervjuperson nämnde förtorkning av bränsle som en metod för att periodvis öka värmeproduktionen och därmed uppnå mer följsam värmeproduktion. Detta uppfattas inte ha utbredd användning i Skåne idag. Däremot förklarade Edsbäcker från Krafringen i intervju att en viktig framtida möjlighet för fjärrvärmebolag är att skapa synergier med andra industrier. Detta skulle innebära ett sätt att öka efterfrågan på värme och el. Solér från Region Skåne är i intervju inne på samma spår och uppfattar kraftvärmens nuvarande roll som "ganska svår". Solér utvecklar med att kraftvärmeverk kanske borde utvecklas till att göra något mer, exempelvis samarbete med närliggande industri som har värmebehov alternativt producera elektrobränslen såsom vätgas.

Den sista möjligheten som nämnts under intervjuerna kopplat till följsam värmeproduktion är att investera i säsongslager, vilket skulle innebära energilager i tidsperspektivet veckor/månader snarare än timmar/dagar. Detta är något som exempelvis Danmark har investerat i men inget av de intervjuade skånska företagen har investerat i säsongslager. Värt att nämna är att värmen inte måste komma från kraftvärme utan även kan tillföras från spillvärme, geotermi eller centrala värmepumpar.

Anläggningar kan även låta bli att utnyttja producerad värme genom kylning. Enligt Nyruud kan detta delvis göras hos Landskrona Energi som har möjlighet att kyla bort ungefär hälften av sin värmeproduktion även om detta görs ytterst sällan. Enligt Nilsson har även Öresundsverket förutsättningar att kyla både mot havet och som ånga i luften. Nilsson förklarar vidare att detta sällan gjorts i praktiken. För att kunna producera el krävs att värmen används eller kyls bort. Kraftvärme måste hantera den producerade värmen för att undvi-

ka materialskador i det tekniska systemet. Bortkyllning av värme innebär alltid en lägre totalverkningsgrad men kan ske till fördel av en högre elverkningsgrad.

4.4.2 Tidsaspekt

Gällande tekniska förutsättningar är tidsaspekten viktig. Här inkluderas uppstartstid och även tiden det tar att reglera upp och ned. Generellt gäller att kall uppstart (start av anläggning som inte körs för tillfället) av kraftvärmeverk tar alltifrån 15 minuter till timmar eller veckor. Enligt intervjuer med Edsbäcker och Skarrie från Kraftringen tar Återbruket ett par timmar att starta upp och gör detta när prognoserna visar kyliga dagar framöver. Nyrud från Landskrona Energi menar i intervju att anläggningarna som står för baslast generellt har bättre förutsättningar att reglera upp och ned då dessa är i drift större delen av året.

Tidsaspekten för reglering av elproduktion är annorlunda då anläggningen redan är i drift. Detta beror främst på att anläggningar av hållfasthetsskäl inte kan kallstarta snabbt då detta kan leda till skador på anläggningen. Ett fast bränsle som exempelvis träflis, avfall eller liknande innebär längre uppstartstid och ett gasformigt bränsle som naturgas eller biogas går snabbare. Hur snabbt en gasanläggning kan starta upp beror dock delvis på hur anläggningen är utformad, exempelvis kan Öresundsverket starta upp från kallstart på 14 timmar (efter några dagar eller månaders förberedelser) men är maskinen redan varm tar detta snarare 2 timmar vilket anses långsamt för en gasturbin, enligt intervju med Nilsson.

Tiden för reglering beror som tidigare nämnt även delvis på bränsletypen. Andra saker som påverkar är snabbheten och flexibiliteten hos anläggningen. Flera av anläggningarna har möjlighet att gå upp eller ner i last, vilket påverkar både el- och värmeproduktionen. Slitaget ökar något för anläggningar som ofta reglerar upp och ner vilket innebär att anläggningen får en kortare livslängd eller ökade underhållskostnader. Enligt intervju med Nilsson är detta problemet något mindre hos en gasturbin. Problematik i reglering lyftes under intervju med Andersson på C4 Energi, som menade att Allöverket skulle få negativa konsekvenserna vid kraftig reglering, bland annat genom kristallbildning som skadar utrustning. Detta gäller för funktionen av Allöverkets fluidiserade bädd men även att det skulle ge för höga utsläpp från förbränningen. Vissa anläggningar kan därför inte anses teknisk lämpliga för frekvent reglering.

4.4.3 Styrning av anläggning

Bland tekniker för att reglera upp elproduktionen nämndes tidigare bypassventil vilket ger en lägre elverkningsgrad till fördel för mer värmeproduktion. Enligt intervju med Tofft från Öresundskraft använder deras kraftvärmeverk ibland bypass för att gå ned i elproduktion då värmebehovet är stort. Sjöstrand på C4 Energi använder stundtals även bypassfunktionen för att pannan annars skulle behöva spetsas med bioolja för ökad värmeproduktion, vilket då skulle ge

högre produktionskostnad. Enligt Bjerregaard har Sysav möjlighet till bypass men kör inte bypassdrift då värmebehovet är stort utan kan snarare använda bypass vid exempelvis låga elpriser. Alltså reglerar vissa kraftvärmeverk ned sin elproduktion då marknadsmässiga förhållanden inte ger incitament för fortsatt elproduktion.

För att kunna följa elpriset krävs även en effektiv styrning av anläggningen. I styrningen av anläggningen underlättar det om exempelvis vindprognoser ger en elprisprognos som kombineras med ett beräknat värmebehov som kan ge en indikation på hur anläggningen körs mest optimalt ur ett ekonomiskt perspektiv. Den relativt nybyggda anläggningen Energiknuten gjorde cirka 20-25 regleringar mot elpriset enbart under december enligt intervju med Nyrud. Enligt intervju med Edsbäcker och Skarrie skulle Örtoftaverket kunna köras mer flexibelt än vad som görs idag utan att anläggningens konstruktion skulle ställa till bekymmer. De menar att det som hindrar flexibel elproduktion är att anläggningen inte styrs helt automatiserat och därför inte är snabbt reglerad.

Storesund (2016) påpekar i en förstudie gällande flexibel drift av kraftvärme hur dessa anläggningar normalt har sin bästa verkningsgrad vid maximal uteffekt. Storesund menar detta som ett motargument till snabb reglering av kraftvärmeverk, då det skulle inskränka på produktionsekonomin och energieffektiviteten.

Vissa anläggningar är fortsatt relativt långsamma i att reglera upp och ner vilket i vissa fall kräver större investeringar. Återbruket fungerar idag mer enligt ”start/stopp”, alltså som en lågautomatisk anläggning. Enligt intervju med Hummelshøj har Danmark generellt varit duktiga på snabb reglering, vilket även beror på utbredd användning av naturgaspannor som körs utifrån timbehov för att sedan parera med värmelager.

4.4.4 Syn på nyinvestering hos kraftvärmeaktörer i Skåne

För att ge indikation gällande kraftvärmens förutsättningar ombads intervjupersonerna att tydliggöra deras syn på nyinvestering i dagsläget. I ett framtida scenario där kraftvärmeverksägare istället investerar i värmeverk eller annan teknik så skulle den lokala elproduktionen från kraftvärme minska. Detta skulle försämra kraftvärmens förutsättningar för flexibel elproduktion.

Vad gäller framtida investeringar för kraftvärmeverk i Skåne är den sammanvägda bilden efter intervjuer att nyinvesteringar i kraftvärme inte är självklart. De kraftvärmeverk som är inkluderade i studien har varierande förutsättningar. Vissa är relativt nybyggda och andra är betydligt äldre vilket innebär varierande behov av investeringar till följd av den tekniska livslängden. För vissa kraftvärmeägare är behovet av ökad produktion av kraftvärme litet, exempelvis för Kraftringen. Kraftringens fjärrvärmenät är ihopbyggt med flera andra skånska producenter och i dagsläget finns ett visst överskott på värme vilket innebär att investeringar i ett nytt kraftvärmeverk är osannolikt i dagsläget (enligt intervju med Skarrie). Enligt intervju med Skarrie och Edsbäcker från

Krafteringen är det troligaste att ersätta baslast som idag är kraftvärme med ny kraftvärme.

Enligt Lundström lutar en mellanlastanläggning idag relativt starkt mot värmeverk och inte kraftvärmeverk för EON. I dagsläget är elproduktion alltså inte aktuellt. Baslastförsörjningen är däremot en annan diskussion, där EON enligt Lundström idag studerar flertalet olika tekniker för värmeproduktion. Bland annat djupgeotermi är ett konkurrerande alternativ till ny kraftvärme. En ny förbränningsanläggning, varesig kraftvärme eller värme, är alltså inte självklart utan det kan bli andra tekniker, enligt intervju med Jönsson på EON.

Sysav:s avfallskraftvärmeverk fungerar som baslastanläggning för Malmös fjärrvärmenät, kompletterat med industrispillvärme och värmeverk (enligt intervju med Lundström, EON). Sysav förbränner avfall och bidrar därmed med funktionerna värme, el och avfallshantering. Bjerregaard från Sysav förklarar i intervju att ett framtida investeringsbeslut handlar bland annat om en lönsamhetsbedömning. Bjerregaard fortsätter med att inget är definitivt i dagsläget, utan Sysav strävar efter att förstå flexibel elproduktion bättre när en framtida investering är aktuell.

Öresundskrafts Filbornaverket är också en baslastanläggning som bränner avfall. Detta kombineras med flera andra produktionsenheter och spillvärme för värmeförsörjningen (enligt intervju med Tofft, Öresundskraft). Även om Öresundskraft i dagsläget inte överväger nyinvesteringar i sin produktionsanläggning ser Tofft det som troligt att återinvestera i kraftvärme, även om det inte anses vara helt säkert då investeringen är stor.

C4 Energi kommer sannolikt inom det närmaste året ta beslut om en större investering i sitt fjärrvärmenät, enligt intervju med Sjöstrand och Andersson. Enligt Sjöstrand överväger C4 Energi idag att bygga ett värmeverk för spets- och reservlast. Vid perioder med låga elpriser utnyttjar Allöverket idag ofta bypassfunktionen. Enligt Sjöstrand behöver C4 Energi inte använda bypass till förmån av hög värmeproduktion men väljer ofta att göra det numera på grund av den bristande lönsamheten på elsidan eftersom dyra spetslastbränslen såsom bioolja annars behöver utnyttjas. Flispanna är ett alternativ till att undvika bioolja, vilket skulle kräva en högre investeringskostnad än en bioolja och är i nuläget svårt att motivera enbart genom ökade elintäkter. Sjöstrand sammanfattar att C4 Energi idag "inte kan räkna hem investeringar i ökad elproduktion". Sjöstrand bedömer också att kraftvärme inte hade byggts idag under nuvarande förutsättningar.

Energiknuten driftsattes år 2012 och är därmed en av studiens mest nybyggda kraftvärmeverk. Nyrud på Landskrona Energi bedömer att en nyinvestering i kraftvärmeverk under nuvarande förutsättningar skulle vara svår. Nyrud pekar främst på den stora investeringen om runt 70-80 miljoner kronor för turbinen. Nyrud förklarar vidare att nuvarande elpriser sannolikt inte skulle motiverat investering i kraftvärme.

Unipers kraftvärmeverk Öresundsverket är till försäljning och kommer att läggas ner. Nilsson har förhoppningar om en ny förbränningsanläggning på det område som Öresundsverket ligger på idag, även om formen för denna nyinvestering är osäker.

Enligt intervju med Enskog Broman från Energiföretagen syns redan idag tecken på osäkerhet i valet mellan kraftvärmeverk och värmeverk. Enskog Broman pekar på hur turbin är en väldigt stor investering som inte är helt självklar för flertalet aktörer. Enligt Enskog Broman är ett mellanläge som syns på vissa håll att energibolag väljer att investera i en panna men samtidigt reservera plats för en eventuell framtida investering i en ångturbin för att möjliggöra elproduktion vid ett senare tillfälle.

Solér från Region Skåne tror inte att ett nytt kraftvärmeverk likt Örtoftaverket byggs idag med de förutsättningar som finns och menar att kraftvärmens nuvarande roll kommer fortsätta konkurreras ut. Däremot ser Solér möjligheter för att mer flexibla kraftvärmeverk byggs med funktionen att bidra med flexibel elproduktion såsom spänningsreglering. Solér ser en sådan utveckling där mer volatila elpriser i kombination med ersättning för systemtjänster gör att kraftvärmebranschen styr mot ökade investeringar i flexibel elproduktion.

4.5 Analys av tekniska förutsättningar

De tekniska förutsättningarna för skånska kraftvärmeverk varierar. Den tekniska möjligheten för att reglera elproduktionen finns på många håll. I avseende på reglerförmåga på sekund- och minutnivå är kraftvärme mer begränsad jämfört med vattenkraftens reglerförmåga. Kraftvärmens fördelaktighet i att den kan bidra med elproduktion samt diverse systemtjänster på lokal- och regionalnätetsnivå. Flertalet kraftvärmeverk är redan etablerade i Skåne, en region med högre elanvändning än elproduktion. Kraftvärmens kan troligen ge ett gott bidrag till reglerbarheten på tim-, dag- och säsongsnivå.

Vattenkraft fungerar idag som reglerkraft på daglig basis i Sverige. En jämförelse med kraftvärmens reglerförmåga är därför relevant för att ge perspektiv. Kan kraftvärmens i Sverige få liknande reglerförmåga som vattenkraften? Det är en komplex fråga. Kraftvärmens skulle kunna reglera på kortare tidsintervall som sekund eller minut men det är troligen inte fördelaktigt då anläggningen kan riskera att gå sönder om den inte är anpassad för detta. Kraftvärmens är beroende av sitt värmeunderlag för att möjliggöra elproduktion vilket innebär att kraftvärme i nuläget enbart skulle kunna reglera då det finns ett värmebehov. Sommartid är det exempelvis mindre aktuellt för kraftvärmens att bidra med flexibel elproduktion, då värmeunderlaget är lågt och anläggningen kan vara stängd för service.

Kraftvärmens kan delvis öka sin flexibilitet genom mer effektiv styrning och mer följsam värmeproduktion. Detta skulle kunna leda till mer flexibel elproduktion men kanske inte till kraftigt ökande intäkter. Reglering i elproduktionen

kan ske med några dagars eller någon veckas framförhållning för i stort sett alla kraftvärmeverken som intervjuats redan idag men kräver i de flesta fall att även värmebehovet möjliggör elproduktionen. Ett värmebehov behöver finnas men också inte nå kraftiga effekttoppar där värmeproduktionen behöver prioriteras över elproduktionen. Vissa anläggningar som kan regleras på timbasis gör upp- och nedregleringar över några timmar då elpriset motiverar detta. De flesta kraftvärmeverk som har beskrivits här har inte möjlighet att reglera på minut- eller sekundbasis även om exempelvis Energiknuten har möjlighet till frekventa regleringar. Snabb uppstart är i de flesta fall inte möjlig för anläggningar som inte är i drift eftersom de inte anses hålla för den påfrestningen.

Mer flexibel elproduktion skulle ur teknisk synvinkel vara möjligt genom exempelvis bättre prognoser för elpriset och mer automatiserad styrning. Vissa anläggningar kan även komplettera med kylmöjligheter eller ackumulatortank för ett mer följsamt värmebehov. Investeringar i reglerteknik anses av författarna som mindre investeringar jämfört med andra investeringar. Däremot sker ingen utbredd styrning mot specifikt elproduktionen i Skåne idag, utan kraftvärme styr till stor del mot värmeunderlaget.

Andra investeringar skulle kunna vara att bygga om anläggningar för att möjliggöra exempelvis ökade kondensmöjligheter, snabbare uppstart eller stora värmelager. Författarna uppfattade inte att investeringsviljan hos kraftvärmeverksägare möjliggjorde stora ekonomiska investeringar för mer flexibel elproduktion, även om detta inte kan sägas med säkerhet. Vissa kraftvärmeverk är tekniskt redo för mer flexibel elproduktion redan idag, medan andra anläggningar kräver ombyggnationer eller konverteringar för att uppnå detta. En viss flexibilitet har de flesta anläggningarna redan idag.

Danmark har till skillnad från Sverige ingen vattenkraft och hög andel vindkraft, vilket resulterat i att Danmark använder kraftvärmeverk mer flexibelt än Sverige. Danska kraftvärmeverk gör regleringar mot elsystemet på sekundnivå. Svenska kraftvärmeverk passar idag inte bra för detta, vilket syns i figur 7 ovan. Danska kraftvärmeverk är mer lämpade för den här typen av reglering, tack vare tekniska reglerfordelar, bland annat genom naturgas som är mer lämpad för reglering. Dessutom integreras värmeförsörjningen med stora värmelager, vilket möjliggör för danska kraftvärmeverk att söka efter mer gynnsamma driftstrategier för elproduktionen. Dessutom spelar låglastoptimering en viktig roll, då danska anläggningar inte strävar efter en kontinuerligt hög produktion utan en mer reglerande roll jämfört med Sveriges.

Danmark satsar på bättre förutsättningar i elöverföringen, då det bedöms möjliggöra hög grad av väderberoende elproduktion i landet. Enligt intervjuer är det troligt att Danmark framöver styr mot ökad elproduktion i vindkraft, kombinerat med värmepumpar och värmelager, vilket kan komma att minska den reglerande rollen som danska kraftvärmeverk har idag.

Utvecklingen mot färre kraftvärmeverk skulle även kunna ske i Sverige. Den här utvecklingen beror snarare på ekonomiska förutsättningar och kommer

därför enbart beröras kort under denna tekniska analys. Elproduktion från kraftvärme kan minska framöver, trots att tekniska möjligheter för mer flexibel elproduktion finns att tillgå. Detta både eftersom producenter idag ofta nedreglerar elproduktionen då det inte anses lönsamt att göra el och eftersom investeringsviljan i branschen är låg. Då anläggningar nedreglerar elproduktionen kan effekten teoretiskt bli en ökad flexibilitet mot elproduktionen, då den kan ökas vid högt elbehov. I praktiken kan fallet vara att framtida investeringar styr mer mot mindre elproduktion och att denna flexibilitet på längre sikt minskar. Detta sker exempelvis på Heleneholmsverket där det skett investeringar för att möjliggöra enbart värmeproduktion.

Intervjuer och litteraturstudie pekar på risken med färre nyinvesteringar och fler nedläggningar. Investeringar kan fortfarande tänkas bli i kraftvärme, men kan också bli i annan typ av värmeproduktion såsom värmeverk, geotermi eller decentrala värmepumpar. Kraftvärmeaktörer som äger anläggningar med färre drifttimmar, det vill säga spets- eller mellanlast, är troligen mer benägna att undersöka andra värmeproduktionstekniker än kraftvärme, då detta kräver relativt osäkra och dyra investeringar. I vissa fall kan anläggningar tänkas bygga ångpanna istället för hetvattenpanna (för värmeverk) men inte turbin. Detta innebär att anläggningarna i framtiden något enklare skulle kunna gå från att vara värmeverk till kraftvärmeverk. Sådan utveckling skulle höja tröskeln för mer framtida elproduktion från kraftvärmens, till skillnad från direkt investering i ett komplett kraftvärmeverk från start. Detta beror på att turbinen innebär en dyr investering och därmed hög kapitalkostnad. Investeringen är svår att räkna hem i ett scenario då intäkterna från el är låga.

5 Marknad

Enligt teknikdelen ovan menar flertalet aktörer att tekniken existerar för flexibel elproduktion i kraftvärmeverk. Däremot sker inte regleringar på daglig basis för att stabilisera mot elsystemet i skånska kraftvärmeverk. Varför är det så? Saknas det incitament? Hädanefter studeras det marknadsmässiga förutsättningarna för att reda ut vilka incitament som existerar.

Detta kapitel börjar med att täcka förutsättningar på fjärrvärmemarknaden och därefter elmarknaden i Sverige. Potentialen för en framtida marknad för systemtjänster berörs, följt av grunder i kostnadsallokering vid kombinerad värme- och elproduktion och internationell elhandel. Därefter täcks Danmarks förutsättningar på marknaden, innan kapitlet avslutar med en analys av de marknadsmässiga förutsättningarna för flexibel elproduktion i Sverige.

5.1 Förhållande mellan el- och fjärrvärmemarknaden i Sverige

El- och värmemarknaderna kan både möjliggöra och försvåra framtida investeringar i kraftvärme. Enligt intervju med Enskog Broman har kraftvärmeverk

historiskt sett prioriterat elproduktion men fokus har sedan dess flyttat mot värmeproduktionen. Enskog Broman menar att kraftvärmeaktörer numera ser värmeleveransen som sitt åtagande och elleveransen som en biprodukt. Nyrud från Landskrona Energi instämmer i intervju att de ser sig främst som värmeproducent, med elen som en bisyssla. Tofft från Öresundskraft förklarar i intervju att omsättningen på värmesidan är cirka tio gånger större än elsidan och därför styr anläggningen efter värmeintäkterna och i förlängningen då efter värmeunderlaget. Goda möjligheter till flexibel värmeproduktion skulle därmed möjliggöra flexibel elproduktion.

Innan fjärrvärme- och elmarknaden studeras är det viktigt att sätta storleken av de två marknaderna i perspektiv. För att visa på det nationella förhållandet mellan värme- och elproduktion i Sverige lyfter Unger och Holm (2019, sid 62-63) fram en central insikt efter att ha studerat möjlig samverkan mellan el- och värmemarknaden. Sveriges fjärrvärmesystem är små i förhållande till den omgivande elmarknaden med avseende på effekt och energi (Unger och Holm, 2019). För att illustrera förhållandet används elproduktion från vindkraft som jämförelse. Vindtillgången avgör effektvariationerna från vindkraft, som kan variera från maxeffekt till mycket lite under typiskt några dygn och i extremfall bara några timmar (Unger och Holm, 2019). Unger och Holm pekar på ett beräknat framtida scenario där andelen installerad effekt i svensk vindkraft uppgår till 10 GW. I bakgrunden (del 2.2) noterades kraftvärmens installerade elproduktionskapacitet år 2018 till 3,1 GW. De kortsiktiga effektvariationerna i det framtida elsystemet beräknas bli avsevärt större än vad fjärrvärmesystem möjligen kan absorbera genom centrala värmepumpar, elpannor eller vad som kan hanteras med elproduktion från kraftvärme (Unger och Holm, 2019). Beräkningarna visar att Sverige behöver fortsatt förlita sig på import av el då vindkraft levererar lite. Unger och Holm poängterar dock att detta inte innebär att fjärrvärmesystem saknar betydelse för att hantera den framtida elbalansen. Unger och Holm menar att kraftvärme, värmepumpar, elpannor tillsammans med ackumulatortankar kommer ha en viktig roll, tillsammans med annan reglerbar kraftproduktion.

5.2 Fjärrvärmemarknaden i Sverige

Försäljning av fjärrvärme sker direkt mellan fjärrvärmekund och fjärrvärmeproducent. Samma aktör äger oftast både den producerande anläggningen och distributionsledningarna till kunden. Oftast äger kunden själv undercentralen i fastigheten, men i vissa fall äger fjärrvärmeföretaget även undercentralen. Eftersom kunden inte fritt kan byta fjärrvärmeleverantör och på så sätt påverka sitt fjärrvärmepris regleras marknaden delvis genom lagar, branschöverenskomelser samt initiativ för transparens mellan olika städer såsom initiativet Nils Holgersson huset där jämförelser kan göras.

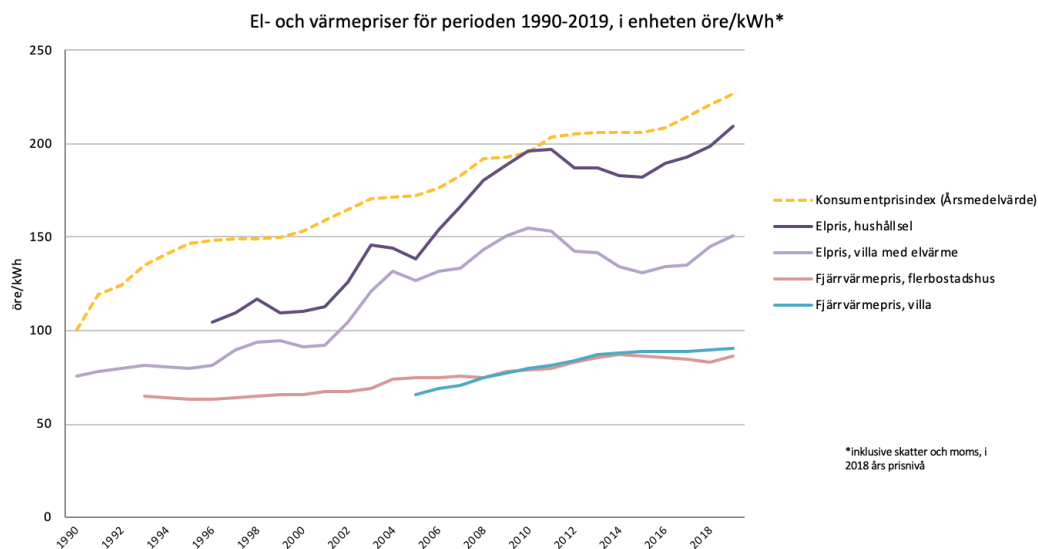
Fjärrvärmepriset i Sverige varierar mellan olika orter och beror främst på respektive Orts lokala förutsättningar, där bränslepriset är den faktor som har störst inverkan på prissättningen (Energiföretagen, 2020a). Vidare förklarar

Energiföretagen (2020a) att fjärrvärmenätet påverkar priset, där nät med långa avstånd mellan husen (lägre linjetäthet) generellt sett har högre priser. Ännu en faktor som nämns är möjligheten till spillvärme från exempelvis industrier, som kan bidra till att hålla låga produktionskostnader (Energimarknadsbyrå, 2020). Behovet av fjärrvärme är inte konstant utan styrs till stor del av utetemperatur. Behovet under sommartid är oftast enbart värme för varmvatten och förluster i fjärrvärmenätet. Sommartid är de rörliga driftskostnaderna lägre eftersom enbart den billigaste baslasten används jämfört med vintertid då även spetslast med högre produktionskostnader utnyttjas.

Fjärrvärmebolagens prismodeller varierar men flertalet modeller innehåller pris-komponenterna säsongsuppdelning, effektpris, flödespris och fast pris (Energimarknadsbyrå, 2020). Enligt Konsumenternas Energimarknadsbyrå (2020) utformar alltför många fjärrvärmeföretag prismodeller som strävar efter att bättre återspegla produktions- och leveranskostnaderna av värmen vid varje tidpunkt. Detta sker främst för att bibehålla sin konkurrenskraft gentemot decentrala värmepumpar, eftersom priserna inte kan pressas ytterligare då det skulle riskera sämre lönsamhet.

Den säsongsvariande priskomponenten används som ett sätt att bibehålla lönsamheten för fjärrvärmen och skicka rätt prissignaler även under vintertid, då bränslekostnaden oftast är högre eftersom en högre andel spetslast behöver användas. Fjärrvärmebolagen kan inte debitera vilka priser som helst av kunden, då kunden kan byta värmeförsörjning till bland annat värmepumpar. Konkurrensen från värmepumpar ökar incitamenten för fjärrvärmebranschen att differentiera prissättningen säsongsvis. Kunder med egna värmepumpar kan fortfarande behöva ytterligare uppvärmning de kallaste vinterdagarna. Kunder som enbart efterfrågar kapacitetsberedskap för dyr spetslast är inte lönsamt för fjärrvärmeföretag med konventionell prissättning.

Fjärrvärmeprisutvecklingen för flerbostadshus och flerfamiljshus hittas i figur 10, där fjärrvärmepriset har ökat stabilt de senaste åren. Som syns i figur 10 finns inget klart samband mellan värme- och elprisutvecklingen och elpriset har haft lägre utveckling sedan år 2009.



Figur 10: Grafen visar el- och värmepriser på årsbasis för perioden 1990-2019 i enheten öre/kWh. För jämförelse har även konsumentprisindex inkluderats med värdet 100 som startvärde för index år 1990. Datakälla: Energimyndigheten, 2020c och SCB, 2020c.

Eftersom kraftvärme behöver ett värmeunderlag kopplas den till fjärrvärmenätet. Jönsson och Lundström från EON förklarar att deras kraftvärmeverks driftsoptimeringar tar i beaktande nuvarande elpriser men alltid prioriterar värmeproduktionen främst. Kraftvärmebranschen är därmed nära kopplad till utvecklingen i fjärrvärmebranschen. Hushåll påkopplade på fjärrvärmenätet är beroende av fjärrvärmens värmetillförsel och därför krävs det att de värmeproduktionsenheter som är kopplade till fjärrvärmenätet kontinuerligt levererar värme. Kraftvärmeverk kan därför inte ignorera sina kundernas värmebehov under längre perioder utan måste prioritera värmetillgång i fjärrvärmenätet framför produktion av mer flexibel elproduktion om det uppstår en intressekonflikt. För kraftvärmens del skapar detta en prioritering mot värmemarknaden, tillsammans med att värmeproduktionen är mer lönsam än elproduktion. Fjärrvärmebolaget måste leverera värme i ett värmemonopol.

Ett fjärrvärmebolag måste, som tidigare nämnt, leverera värme till fjärrvärmenätet. Däremot måste inte värmen komma från ett kraftvärmeverk. Exempel på andra potentiella värmeproducenter är spillvärme, geovärme, gasvärme och centrala värmepumpar. Värmen produceras alltså inte enbart i kraftvärmeverk, utan från flera olika, diversifierade produktionsanläggningar. En diversifierad värmeproducentflotta har större möjlighet att öppna upp för flexibel elproduktion från kraftvärmeverk.

Jonas Ottosson från IVL (2021) förklarar i ett webinarie med Energiforsk hur fjärrvärmebolag kan öppna upp för nya affärsmöjligheter genom att skifta värmeförsörjningen från ett produktperspektiv till ett tjänsteperspektiv. Detta kallas Energy-as-a-Service. Genom att energibolag integrerar ett tjänstesynsätt möjliggörs så kallade komfortavtal med kunden, exempelvis genom löftet att leverera rumstemperatur på 22 °C, enligt Ottosson. Detta skulle kunna innebära att fjärrvärmebolaget styr hela omkringliggande energisystemet för att

åstadkomma detta, vilket kan inkludera styrning av decentrala värmepumpar tillsammans med kraftvärmeverk för lägsta möjliga kostnad. Här skulle kraftvärme kunna hitta en ny roll i energiförsörjningen. Detta täcktes inte nämnvärt under intervjuer, utan uppenbarade sig enbart som ytterligare en aspekt i kraftvärmens framtid.

Kraftvärmens utveckling är, som konstaterat i bakgrunden, starkt kopplad till fjärrvärmens utveckling. Det kom fram under intervjuer (Enskog Broman från Energiföretagen, Tofft från Öresundskraft, samt Johanne Selander från Länsstyrelsen) att Boverkets byggregler har sänkt fjärrvärmens konkurrenskraft gentemot värmepumpar genom utformningen av energikraven i byggreglerna. Tofft från Öresundskraft förklarar att energikraven går på inköpt kilowattimme och ej på förbrukad kilowattimme. Inköp av 1 kWh el för en värmepump kan exempelvis motsvara 4 kWh värme, medan förhållandet istället är 1:1 för fjärrvärme. Detta kvalificerade värmepumpar som mer energimässigt fördelaktiga. Tofft förklarar dock att den senaste uppdateringen av Boverkets byggregler (med start år 2021) inkluderar en korrigeringsfaktor och att utformningen av reglerna numera är bättre. Trots justeringen har teknikutvecklingen för värmepumpar kommit långt vilket bidrar till att enskilda värmepumpar många gånger är ett konkurrenskraftigt alternativ till fjärrvärme för den enskilda konsumenten.

Tofft ser kraftvärmens största hinder i att fjärrvärme inte växer. Anledningen till att fjärrvärmebranschen inte växer är delvis för att den redan har en hög marknadsandel i områden där fjärrvärme är lämpligt. Dessa områden är tätbebyggda och har hög linjetäthet. En annan anledning är att trots viss expansion av stadsområden sker stora energieffektiviseringar för både varmvattenanvändning i form av duschmunstycken men framförallt isoleras hus bättre vilket ger ett lägre behov av värmeförsörjning. Kraftvärmens är beroende av en efterfrågan på fjärrvärme och det här behovet väntas inte stiga lika mycket som efterfrågan på el i framtiden (Everhill, 2020, sid 42).

5.3 Elmarknaden i Sverige

En kraftvärmeverksägare säljer inte el på samma sätt som fjärrvärme. Elen ingår inte i det naturliga monopol som värmen gör, utan styrs istället av konkurrens på elmarknaden. Kundens elpriser kan vara både rörliga och fasta och detta påverkar egentligen bara indirekt hur elförsäljningen för en kraftvärmeägare sker. Förenklat kan man uttrycka det som att fjärrvärme är en produkt som ingen annan aktör enkelt kan ersätta medan elen är en produkt där många aktörer kan leverera.

Energiföretagen (2020c) målar upp en komplex bild av elprisbildningen, där elpriset summeras ihop på den centrala handelsplatsen Nord Pool för Norden och Balticum och ett börspris sätts varje timme. Likt alla konkurrensutsatta marknader påverkas elpriserna av elproduktion och elanvändning (Energiföretagen, 2020c). Vidare beror elanvändningen av konjunkturläge och temperatur

och elproduktionen påverkas av produktionskostnader. Slutkonsumenten kan påverka sin elkostnad genom minskad användning och genom att förändra sitt elavtal eller byta elleverantör. Elpriset på marknaden varierar hela tiden beroende av produktion och konsumtion. Cirka 55% av kundens totala kostnader beror på relativt fasta kostnader såsom skatter, moms, avgifter och utsläppshandel (Energiföretagen, 2020c). Elpriset för konsument kan som sagt vara rörligt men påverkan på en enskild kunds efterfrågefleksibilitet är relativt låg.

Från år 2010 har elprisutvecklingen varit låg gentemot konsumentprisindex, vilket sågs ovan i figur 10. Thornström på Energiföretagen noterar hur låga elpriser inneburit tuffare marknadsläge för kraftvärmebranschen. Thornström förklarar vidare hur detta ger marknadseffekter emot fjärrvärme, då lägre elpriser och teknikutveckling ger decentrala värmepumpar en ökande konkurrensfördel.

5.3.1 Elprisområden

Sverige är indelat i fyra elprisområden inom vilka olika priser gäller. Elpriserna varierar inom områdena eftersom en avgift tas ut för överföringen mellan dessa samt att tillgång och efterfrågan regionalt påverkar priset. Prisskillnaden är menad att signalera rådande förhållande mellan produktion och användning av el inom dessa elprisområden. Energimarknadsinspektionen har tillsammans med Svenska Kraftnät sammanställt nuvarande läget av elproduktion och användning, vilket ses i tabell 11. Tabellen illustrerar att elproduktion och elanvändning inte alltid sker inom samma elprisområde.

Elprisområde	Produktion [TWh]	Användning [TWh]
1	21.2	10.3
2	42.5	15.9
3	87.6	83.0
4	6.9	23.0

(a) Tabellen visar elanvändning samt elproduktion för de olika elprisområdena år 2019. Datakälla: Tidningen Energi, 2020a.



(b) Elprisområden i Sverige. Bearbetad från datakälla: WSP, 2021.

Figur 11: Tabellen till vänster visar skillnaden mellan produktion och användning i TWh för respektive elprisområde. Figuren till höger visar övergripande gränsdragningen mellan de olika elprisområdena. Med start i norr finns elprisområde 1, elprisområde 2, elprisområde 3 och längst söderut elprisområde 4.

I elprisområde 4, där Skåne befinner sig, är elpriserna ofta något högre än övriga elprisområden enligt Region Skånes rapport *Scenario för det Skånska Elsystemet – Elanvändning och effektbehov idag, 2030 och 2040* (2020). Detta kan tänkas ge bättre förutsättningar för skånska kraftvärmeverk jämfört med kraftvärmeverk i övriga Sverige, sett till intäkter från elförsäljning. Trots det har den planerbara elproduktionen från skånska kraftvärmeverk minskat de senaste åren (Axelsson et al., 2020). Energimyndigheten förklarar i en rapport

hur stora prisskillnader mellan två angränsande elområden signalerar behov av någon av följande lösningar (Energimyndigheten, 2020b, sid 17):

- Ökad nätöverföringskapacitet mellan elområdena
- Ökad elproduktion inom elområdet
- Minskad elanvändning inom elområdet

Av dessa tre lösningar, kan kraftvärme direkt bidra till att få bot med prisskillnaderna inom landet då mer produktion sker inom elområdet.

5.3.2 Roller på elmarknaden

Till skillnad från fjärrvärmemarknaden har elmarknaden många fler inblandade aktörer. Under intervju med Selander (Länsstyrelsen Skåne) påtalades att kommunikationen mellan elmarknadens aktörer är viktigt för att förebygga effektbristsituationer såsom sommaren år 2020 då reservkraft i form av Karlshamnsverket behövde startas upp. Elmarknadens aktörer och deras respektive roller kommer därför kortfattat beröras, utifrån de delar av deras roller som anses relevanta för studiens syfte.

Energimarknadsinspektionen (Ei) är en svensk myndighet som har som uppdrag att utföra tillsyn på företag, informera elkunder samt tillse att Sverige har en fungerande elmarknad (WSP, 2021, sid 40). Ei ska även vidareutveckla marknaden vid behov och utreder bland annat handlingsplaner för detta (WSP, 2021, sid 40).

Energimyndighetens uppdrag är att agera som förvaltningsmyndighet och verka för att på kort och lång sikt säkerhetsställa att el och annan energi finns i tillräckliga mängder i Sverige (WSP, 2021, sid 40).

Svenska kraftnät är elberedskapsmyndighet och har ansvaret för att besluta om regler, avgifter och åtgärder gällande elberedskap i Sverige (Svenska kraftnät, 2019b). Varje företag som verkar inom elbranschen har ett ansvar för sin verksamhet. Samverkan mellan både företag och myndigheter sker inom elsamverkansorganisationer där elföretag bland annat kan hjälpas åt vid behov (Svenska kraftnät, 2014). Elsamverkansorganisationerna inkluderar även myndigheter, länsstyrelser och kommuner. Kommunerna har det yttersta ansvaret för kommunmedborgarna vid ett elavbrott och har dessutom i uppgift att informera Länsstyrelsen om situationer som påverkar samhället (Svenska kraftnät, 2014, sid 37).

Kommunerna, myndigheterna och Länsstyrelserna ska identifiera vilka verksamheter med elbehov som är samhällsviktiga och som ska prioriteras vid ett kritiskt läge (Svenska kraftnät, 2014, sid 19). Den samhällsviktiga verksamheten kan behöva reservkraft eller möjligheter för ödrift, det vill säga att ha kraftförsörjning på delar av nätet när hela nätet inte fungerar. Exempel på reservkraft är idag batterier, dieselaggregat eller gasturbiner (Svenska kraftnät,

2014, sid 22). Elberedskap är bara ytterligare en möjlig aspekt i kraftvärmens framtida roll men är inget den här studien fokuserar på vidare då beredskapsläge inte passar i studiens definition för flexibel elproduktion.

Kommunerna har ytterligare en viktig roll i el och energifrågorna. Detta är att främja energieffektiviseringar, utbyggnad av förnybar elproduktion samt distribution av el inom sin översiktsplan (WSP, 2021, sid 40). Detta regleras bland annat i Lagen om kommunal energiplanering (1977: 439). Dessutom finns även en eller flera elnätsägare, vilket kan vara kommunal eller privat aktör. På regional nivå är dessa färre och på transmissionsnivå är staten ägare. Nätägaren kan vara delvis samma part som producerar lokal el (och eventuellt fjärrvärme) men är av lagskäl alltid uppdelade i två bolag. Det kan inte vara samma bolag som säljer och producerar el. I Landskrona äger kommunala Landskrona Energi kraftvärmeverk och elnät. I Kristianstad gäller samma princip då C4 Energi består av de tre bolagen C4 Energi AB, C4 Elnät AB och Kristianstads Biogas AB (C4 Energi, u. å).

Enligt WSP (2021) finns en problematik i hur ansvaret för de olika delarna av elsystemet ska fördelas praktiskt. Exempelvis kan ett ökat elbehov i ett regionnät lösas antingen genom ökad elproduktion eller ökad överföringskapacitet. När elbehovet ökar i ett område kan nätägare tacka nej till nya anslutningar (WSP, 2021). Samtidigt som det sker kan energibolag lägga ned lokal elproduktion till följd av affärsmässiga beslut. Detta leder i förlängningen till att effektuttaget på stamnätet och överföringskapaciteten behöver öka vilket är Svenska kraftnäts uppgift. Den som i teorin är ansvarig för att lösa en sådan situation har enligt WSP:s rapport inte prövats enligt regelverken eftersom situationen inte tidigare uppkommit (WSP, 2021). Utöver ovan nämnda aktörer är även Regionerna i Sverige, näringslivet och privatpersoner direkt eller indirekt inblandade i elmarknaden. Denna inblandning kan vara både som aktörer som kan lägga upp strategier och som konsumenterna men även som prosumenter (producerande konsument). Det kan alltså vara aktuellt att tydliggöra roller och ansvarsområden framöver när marknaden blir mer komplex.

5.3.3 Energy-only

”Energy-only” innebär att producenter enbart får ersättning för levererad mängd el. En genomgång av elmarknaden är nödvändig för att förstå de olika incitament som elproducenter erhåller från den befintliga elmarknaden Energy-only. När marknaden för elproduktion öppnades upp för konkurrens inom EU år 1996, påbörjades en omstrukturering av marknaden. I Sverige blev flera mindre, kommunalt ägda företag uppköpta av privata och statliga producenter såsom Fortum, EON och Vattenfall redan i början av 90-talet då Sverige föregick EU:s avreglerade marknad med några år (Konkurrensverket, 2018, sid 266; Kaijser och Högselius, 2007). Den nationella överkapaciteten för elproduktion sjönk då anläggningar med höga produktionskostnader stängdes ner på grund av den ökade konkurrensen.

Utvecklingen mot ökad andel variabel elproduktion såsom ökad andel vind- och solkraft innebär samtidigt utmaningar för den befintliga Energy-only mo-

dellen. I den fria, avreglerade marknaden bestämmer investerare själva vilka kraftslag de vill investera i. Sverige har kompletterat marknadsmodellen med bland annat elcertifikatsystemet samt en tillfällig effektreserv för att begränsa risken för effektbrist vid extremt kallt väder (Konkurrensverket, 2018, sid 268).

Enskog Broman menar i intervju att elsystemet ser annorlunda ut idag och att Energy-only därmed inte är lika lämpligt längre. Everhill (2020) förklarar att övriga nyttigheter som krävs för ett fungerande elsystem levereras ”på köpet”. Everhill exemplifierar nyttigheterna med effekt och svängmassa och att nuvarande elmarknadsdesign inte gör distinktion mellan att investera i kraftvärme och att investera i kraftslag som ej bidrar till dessa systemtjänster. Enskog Broman meddelar att Svenska Kraftnät har fått i uppdrag att undersöka systemtjänster och väntas publicera en rapport i september 2021. Rapporten kan medföra viktig utveckling för kraftvärme och annan planerbar effekt.

Teknikutveckling har gjort att vind- och solkraft producerar el till extremt låga rörliga kostnader samt en minskande investeringskostnad (Konkurrensverket, 2018, sid 268). Konkurrensverket förklarar att detta är positivt för konsumentkollektivet, eftersom det innebär prispress främst mot det marginalkostnadsbaserade elbörspriset. Vidare förklaras att detta ger upphov till elsystemutmaningar då soliga och blåsiga dagar gör att få andra kraftslag blir konkurrenskraftiga. På lång sikt riskerar konventionell elproduktion med högre rörliga kostnader och mindre subventioner att slås ut från marknaden. Högre andel variabel och förnybar elproduktion riskerar därmed att medföra effektbrist under perioder med låg tillgång i förhållande till hög efterfrågan.

Detta har skapat en oro om elen räcker till under pressade situationer. Denna oro kopplas bland annat till hur svensk kärnkraft börjat avvecklas. Vissa pressade elsystemsituationer kan ge upphov till låg spänningsstabilitet när el överförs från norr till syd. Ett resultat blev som tidigare nämnt att oljeeldade Karlshamnsverket fick startas upp sommaren år 2020 för att stabilisera systemet. Solér et al. (2020) ser detta som ett tydligt exempel på vad som händer när planerbar elproduktion i form av kärnkraft försvinner. Konkurrensverket (2018) förtydligar situationen med att utmaningen är inte om det totalt kommer produceras tillräckligt med elenergi, utan om el alltid finns vid de tillfällen som den mest behövs. Det är inte bara elen som är viktig. Elsystemet behöver också den balanserande egenskapen.

5.3.4 Planläggning av elproduktion efter elmarknaden

Kraftvärmeintressenter tillfrågades under intervju om de reagerar på kortsiktiga toppar i elpriset. Enskog Broman på Energiföretagen förklarar att elproducenter inte kan kasta sig in på elmarknaden hur som helst. Enskog Broman tydliggör att det handlar mer om dygnsplanering än sekundsnabba förändringar för kraftvärmens del. Denna dygnsplanering kommer bland annat från elmarknadens utformning. För att säkra balans i Nord Pools elsystem präglas elmarknaden av en ”Day-ahead” och ”Intraday” marknad.

Day-ahead marknaden innebär kortfattat att kunder köper och säljer el för de kommande 24 timmarna (Nord Pool, 2021a). Elproduktionen auktioneras ut och bestäms dagen innan den sker (Nord Pool, 2021a). Intraday marknaden arbetar tillsammans med Day-ahead och erbjuder istället auktionering för kortare tidsperioder än 24 timmar (Nord Pool, 2021b). Tofft på Öresundskraft menar att deras kraftvärmeverk inte reagerar på kortsiktiga toppar i elpriset, utan ”fokuserar istället på att leverera det man lovar 24 timmar i förväg”. Edsbäcker och Skarrie på Krafringen förklarar att Örtoftaverket skulle kunna köras mer flexibelt än i dagsläget genom mer planering. Idag läggs anläggningens körplan 24 timmar innan men skulle kunna optimera för mindre framförhållning. Andersson förklarar att Allöverket inte reagerar på kortsiktiga toppar i elpris via Day-ahead marknaden. Vidare förklarar Andersson att C4 Energi just nu provtestar Intraday marknaden för att öka elproduktionen. Stabil drift är fortfarande viktigt för Allöverket och därför lämnar C4 Energi så kallat blockbud till elmarknaden. Är medelpriset över en viss brytpunkt under sex timmar så producerar de el under hela tidsperioden. Detta är för tillfället under utvärdering, för att se om det bidrar till mer lönsamhet på elsidan. Detta är ett sätt att söka incitament i flexibilitet på elmarknaden. Däremot uppfattar författarna att vissa aktörer ser Day-head marknaden som ett hinder att reagera på toppar i elpriset. Detta på grund av att deras elproduktion inte kan kasta sig in på elmarknaden hur som helst.

5.3.5 Skånska kraftvärmens möjliga bidrag i elsystemet

Som del av försörjningstrygghet har Svenska kraftnät upphandlat en effektreserv under vinterhalvåret (Svenska kraftnät, 2021a). Elproducenter som ingår i avtalet åtar sig därmed att bidra med effekt vid behov. Bland annat ingår det oljedrivna Karlshamnsverket i effektreserven och får därmed betalt för kapacitetsberedskap. Region Skåne (2020) förklarar ambitionen att avveckla denna effektreserv till 2025, med hänvisning till att den stör elmarknadens funktion då den minskar toppar i elpriset. Toppar i elpriset skulle istället kunna delfinansiera utbyggnad av olika typer av planerbar elproduktion (Solér et al., 2020). Sjöstrand på C4 Energi menar i intervju att flera kraftvärmeverk hade kunnat bidra som biobaserad effektreserv, om anläggningarna bara hade fått något incitament för denna reglering: ”Utnyttja vår reservkraft istället, innan man startar de där stora fossila drakarna”.

Nilsson på Uniper förklarar i intervju att deras anläggningar skulle kunna ta en större roll som flexibel elproducent, bland annat genom kapacitetsmarknader. Nilsson exemplifierar med Storbritanniens kapacitetsmarknad, som genomför kapacitetsupphandling för 1, 4 och 15 år framåt. Nilsson menar att detta erbjuder en bindande frivillighet för kraftvärmeverk som kan få intäkter för att säkra upp kapacitet framåt. I intervju invänder Solér från Region Skåne, både gällande kapacitetsmarknader och kapacitetsberedskap och pekar på andra möjligheter för att lösa framtida elsystem. Solér argumenterar för att kapacitetsmarknad ger ett system som är överdimensionerat och att samhället kan spendera sina pengar mer effektivt.

Ytterligare möjlighet för att bidra till balans i elsystemet nämndes i bakgrunden, så kallade digitala marknadsplatser för flexibilitet. I Skåne finns ett exempel på detta som kallas "Switch" och berör i dagsläget vissa kraftvärmeägare, främst då vissa aktörer även äger centrala värmepumpar. Enligt intervju med Tofft är Öresundskraft med i Switch. Centrala värmepumpar hos Öresundskraft styrs därmed mot ännu en marknadsplats för effekt och kan bidra genom efterfrågeflexibilitet. Detta kan ske genom att antingen reglera upp elproduktionen alternativt minska fjärrvärmebolagets egna elförbrukning, exempelvis genom att tillfälligt minska värmeproduktion från värmepumpar.

Genom Switch kan på sikt effekttoppar hanteras effektivare vilket då skulle gynna producenter såväl som kunder som då möjligen får ett lägre elpris. Tofft förklarar att elintäkterna kan komma från varsomhelst, Switch är därför ännu en variabel i anläggningens driftstyrning. Enligt intervju med Skarrie deltar även Krafringens centrala värmepumpar i Switch. Däremot förklarar Skarrie att det inte finns ett tydligt marknadspris än, då det sker relativt lite handel idag. Enligt Skarrie är förhoppningen att marknaden befäster sig och fortsätter vara ännu en marknad vid sidan om de nuvarande el- och värmemarknaden. Vidare ser Skarrie möjligheterna för flexibel produktion men menar att incitamenten ännu inte riktigt finns där än. Skarrie menar att det är inga problem med de tekniska förutsättningarna för flexibel elproduktion, utan att problemet snarare är att marknaden inte styr åt det hållet just nu.

5.4 Marknad för systemtjänster och följden för kraftvärme i Skåne

Energiforsk:s rapport *El och fjärrvärme-samverkan mellan marknaderna, etapp III* drog slutsatsen att kraftvärmens elproduktion gör direkt systemnytta i mån av tillgänglig effekt, frekvensreglering, svängmassa och spänningsreglering (Unger och Holm, 2019). Däremot får Unger och Holm (2019) i samtliga beräkningsfall elpriser som sannolikt inte motiverar större framtida nyinvesteringar för kraftvärme. Energy-only marknaden ger alltså inte elpriser som resulterar i nya stora investeringar i kraftvärme. Kan kraftvärmens istället hitta nya marknadsincitament i systemtjänster?

Kraftvärmens planerbara elproduktion skulle kunna hitta framtida incitament i ett ersättningssystem för systemtjänster. Detta inkluderar värdering av spänningsreglering, frekvensreglering eller svängmassa. I intervju tror Selander från Länsstyrelsen Skåne att samhället kommer se färre kraftvärmelösningar om kraftvärme inte hittar någon som vill betala för de systemtjänster som kraftvärme bidrar med. Selander beskriver situationen som "Ingen som vill att kraftvärme ska försvinna men heller ingen som vill betala för det". Solér från Region Skåne tror i intervju att kraftvärmens roll om 10 år beror på huruvida ett ersättningssystem införs eller inte och tror i tillägg att ett ersättningssystem för systemtjänster kan vara aktuellt. Tofft från Öresundskraft uppskattar i intervju idén med effekttaxa för flexibel elproduktion. Nilsson från Uniper förklarar hur enbart energiintäkten för el inte täcker kostnaden för ett kraftvärmeverk

på långa vägar. Nilsson instämmer därför gällande ersättningsystem i form av antingen effekt, planerbarhet eller övriga systemtjänster. Edsbäcker och Skarrie från Kraftringen är på samma spår och menar att värdet av planerbar produktion borde växa på sikt och då borde även dess intäkter öka.

Kritiker till införande av nya funktioner på elmarknaden pekar på risken att funktionerna favoriserar vissa tekniker. Enskog Broman från Energiföretagen menar dock i intervju att ett ersättningsystem för systemtjänster faktiskt skulle vara teknikneutralt, då vilken teknik som helst får samma förutsättningar att tillhandahålla effekt. Därmed menar Enskog Broman att alla fortfarande konkurrerar under lika förutsättningar, eftersom likväl kraftvärme som vindkraft kan tillhandahålla effekt. Nilsson från Uniper förklarar i intervju hur vindkraft också kan bidra till systemtjänster genom att reglera sin drift. Nilsson pekar även på en Polluter Pays-princip gällande systemtjänster. Detta skulle kunna innebära en kravställning på vindkraftsutbyggnad att samtidigt bidra med eller köpa upp systemtjänster annanstans. En typ av "System Destabilizer Pays-princip".

Ökande andel väderberoende elproduktion resulterar i ett mer varierande elpris, så kallat mer volatila elpriser. Sveriges klimatmål fasar ut fossil elproduktion och ersätter detta till stor del med väderberoende produktion. Solér och Nyrud från Region Skåne respektive Landskrona Energi är överens om att en utveckling mot mer volatila elpriser och ersättning för systemtjänster skulle styra kraftvärmebranschen i riktning mot mer flexibel elproduktion.

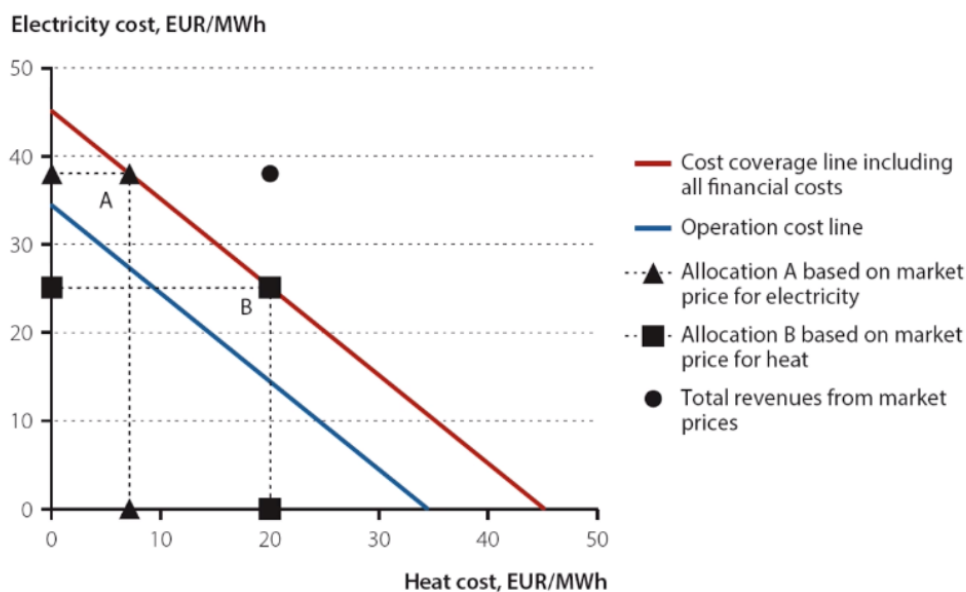
5.5 Kostnadsallokering värme och el

Mot bakgrund av att lönsamheten för kraftvärmeverk anses central för att möjliggöra fortsatta investeringar och optimeringar är en analys av kostnadsallokeringen viktig. Kostnadsallokering i en kraftvärmeanläggning har speciella omständigheter då dessa ofta samägs av värmedistributör och elproducent. Eftersom kraftvärme genererar två produkter i form av el och värme förklarar Frederiksen & Werner (2014, sid 495-500) att det blir en fråga om kostnadsallokering för att täcka anläggningens totala kostnader. Värme och el verkar på två olika marknader och därför gäller olika marknadspriser. El prisregleras på ett sätt, med dess unika marknad, kostnader, skatter och subventioner. Värme prisregleras på ett annat sätt, med andra typer av unika marknad, kostnader, skatter och subventioner.

Intäkter för värme- och elproducenter såsom kraftvärmeverk måste täcka kostnaderna och mer därtill för att generera vinst och skapa nya möjligheter. Detta skapar frågetecken gällande kostnadsallokeringen i ett kraftvärmeverk, eftersom både el och värme dessutom genererar kostnader. Då intäkterna för kraftvärmeverk bland annat beror av kostnaderna för produktion, är det relevant att gå igenom principerna för kostnadsallokering. Kan kraftvärmens lönsamhet öka genom förändrade kostnadsallokeringar, det vill säga genom interna förändringar i kraftvärmebolag?

För att visa på problematiken gällande kostnadsallokering, visar figur 12 två olika allokeringar. I allokering A allokeras kostnaderna till elsidan enligt marknadspriset på el. För att täcka totala kostnaderna för kraftvärmeverket kan då värmekostnaderna sättas lägre än marknadspriset för värme. Hela synerginyttan av kraftvärme allokeras då till värmesidan. Enligt Frederiksen & Werner (2014, sid 495-500) är denna allokeringssättning vad värmepartnern i ett kraftvärmesamarbete brukar föredra.

Omvänt gäller i allokering B, där värmekostnaden sätts lika med värmemarknadspriset. Då kan hela synerginyttan från kraftvärme allokeras till elsidan. Denna metod föredras av elpartnern. Normalt brukar en marknadsbaserad allokeringssättning ligga mellan de två extrema metoderna A och B. Det finns även tydliga gränserna för prissättning i att både värme och el måste vara konkurrenskraftiga på respektive marknader. Det är inte möjligt att sälja el och värme till högre priser än deras marknadspriser. I praktiken gäller därför att kraftvärme har ett förhandlingsintervall mellan allokering A och B längs linjen för full kostnadstäckning i figur 12 (Frederiksen och Werner, 2014, sid 495-500).



Figur 12: Figuren illustrerar en marknadsbaserad kostnadsallokering av el och värme. Den röda linjen representerar samtliga kostnader för gemensam produktionen av el och värme, där budgeterad avkastning för investeringar ingår. Den blå linjen representerar driftkostnaderna. Gällande enheter är euro/MWh för el på y-axeln och euro/MWh för värme på x-axeln. Datakälla: Frederiksen och Werner, 2014, sid 497.

Kraftvärmeverk kan under perioder med högt elutbyte och höga elpriser kostnadstäckta produktion från enbart elintäkterna (Frederiksen och Werner, 2014, sid 495-500). Därför kan det bli lönsamt att köra ett kraftvärmeverk likt ett kondenskraftverk, det vill säga en anläggning som enbart producerar el, och frigöra överskottsvärme till omgivningen.

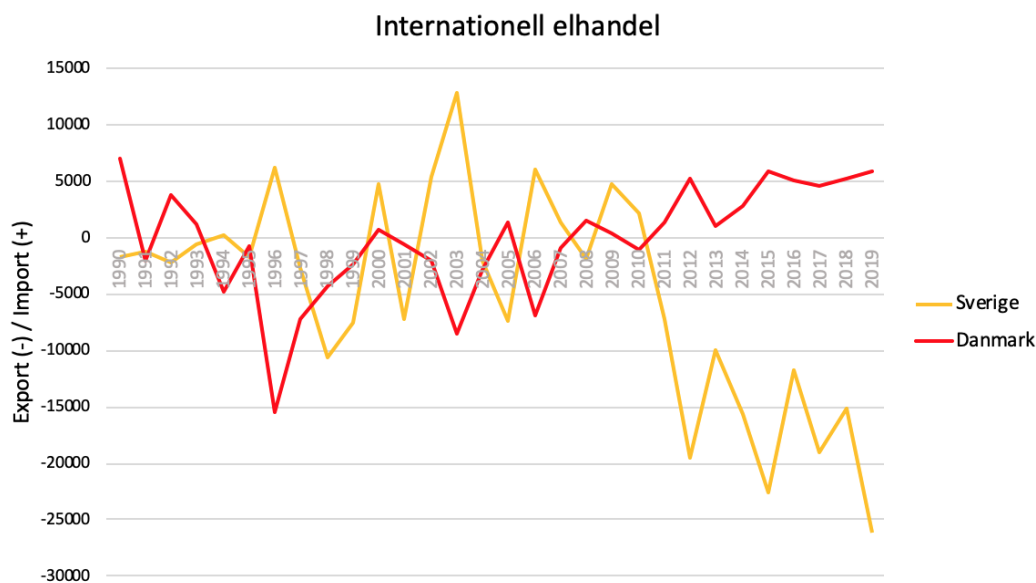
Kostnadsallokering för kraftvärme kan även innehålla en avfallsdimension. Frederiksen & Werner (2014, sid 495) nämner den tredimensionella kostnadsallokeringen gällande avfallskraftvärme. Här gäller då kostnader för värme, el samt mottagningsavgifter för avfall. Av de intervjuade parterna använder Sysav, Öresundskraft och Landskrona Energi avfall. Bjerregaard från Sysav tydliggjorde att produktionen av värme och el samt förbränningen av avfall alla är viktiga driftsfaktorer men att driften till stor del avgörs av värmebehovet. Bjerregaard förklarar vidare att fokus ligger även i att bibehålla så hög last som möjligt under förutsättning att det tillfredsställer värmebehovet. Nyrud från Landskrona Energi beskriver istället att deras investering i kraftvärme främst berodde på viljan att elda avfall och inte utifrån viljan att producera el.

Sammanfattningsvis, finns det enligt Frederiksen & Werner (2014, sid 500) inte en objektiv metod för kostnadsallokering för kraftvärmeverk. En metod är inte mer rättvis än den andra. Aktiva allokeringmetoder härstammar från strategiska och marknadsmässiga villkor som bygger på ägarens egna motiveringar och val. Bolagen som producerar både el och värme kommer, liksom många andra bolag, ständigt sträva efter lönsamhet. Undantaget är eventuellt de kommunalt ägda kraftvärmeverk, där även andra syften kan tänkas möjliga.

5.6 Internationell elhandel för Sverige och Danmark

Både Sverige och Danmark är ihopbyggda med andra länders elnät. Nätöverföringskapacitet som lösning på skillnader i elpris mellan elområden gäller även över internationella gränser. Underskott eller överskott i landets egna elproduktion kan regleras genom anslutning till närliggande länder genom internationell elhandel.

I vissa lägen importeras el eftersom det är ekonomiskt mer fördelaktigt än att starta upp dyrare produktionsenheter vid höga elbehov (Svenska kraftnät, 2019a, sid 21). Sverige exporterar och importerar vid behov och har de senaste åren varit en nettoexportör enligt figur 13 nedan. Sveriges elanvändning (exklusive överföringsförluster) var år 2019 cirka 132 TWh (International Energy Agency, 2020b). År 2019 nettoexporterade Sverige 26 TWh. Detta motsvarar ett elöverskott på 20% som exporteras utomlands. Danmarks elanvändning uppnådde 33 TWh år 2019 (International Energy Agency, 2020a). Enligt figur 13 nettoimporterade Danmark 5 TWh. Detta motsvarar ett elunderskott på 15%, som istället importeras genom internationell elhandel.



Figur 13: Y-axeln visar årlig elhandel för perioden 1990-2019 i enheten GWh. Nettoexport anges av negativa värden i grafen och nettoimport är positiva värden. Gula linjen visar beräknad nettoelhandel för Sverige och röda linjen visar motsvarande för Danmark. Data är hämtad från International Energy Agency och konverterad till GWh. Datakälla: International Energy Agency, 2020c.

5.7 El- och fjärrvärmemarknad i Danmark

Danmark ser stor nytta med hög nätöverföringskapacitet och har gjort stora investeringar i att få bort flaskhalsar ur systemet, särskilt i Västra Danmark enligt intervju med Hummelshøj (COWI Danmark). Danmark kan ses som en elmotorväg, som transporterar el mellan dess olika grannländer. Hummelshøj från COWI Danmark ser det som ett gammalt tankesätt att behöva vara självförsörjande som land, vilket har fått Danmark att bry sig mindre om gränser idag.

I Danmark kan i vissa fall geografiska områden på laglig väg tvångsanslutas till fjärrvärme, vilket skapar konkurrensfördel för dansk fjärrvärme (Frederiksen och Werner, 2014, sid 186). Värmemarknaden i Danmark har till skillnad från Sverige även ett mer utbyggt gasnät. På grund av detta kan Danmark ses som uppdelat i lokala områden med gas och lokala områden med fjärrvärme. I områdena som idag har gas för uppvärmning är en trolig utveckling enligt intervju med Hummelshøj att ersätta naturgas med decentrala värmepumpar.

Danmarks lagstiftning har även fått stor effekt på utformningen av elproduktionen genom en typ av betalningslösning kallad ”feed-in tariffs” (Frederiksen och Werner, 2014, sid 175). Feed-in tariffs innebär att nätägare erbjuder fördelaktig betalning för elproduktion från småskaliga elproduktionsanläggningar, exempelvis småskalig kraftvärme och vindkraft (Frederiksen och Werner, 2014). Den småskaliga kraftvärmeutbyggnaden har i huvudsak skett i form av naturgaseldade anläggningar. Enligt Frederiksen och Werner (2014) har följden av lagstiftningen varit att betydande mängder decentraliserad produktion har tillkommit under de senaste 30 åren som ett komplement till centrala pro-

duktionsanläggningar. Detta har framförallt skett i form av vindkraftverk följt av småskalig kraftvärme (Frederiksen och Werner, 2014, sid 175).

Just Västra Danmark har upplevt en stor utbyggnad i vindkraft. Denna utbyggnad har, förutom exemplen som nämndes ovan, möjliggjorts genom den höga nätöverföringskapaciteten, som gör att stora nät i Norge, Sverige och Tyskland kan absorbera variationerna i vindkraftselproduktion (Sharman, 2005). Detta särskilt med tanke på Norges och Sveriges snabbverkande vattenkraft (Sharman, 2005).

Frederiksen & Werner (2014, sid 495-500) förklarar hur förändrade marknads-situationer kan medföra att kostnaderna för värme eller el blir högre än motsvarande marknadspris. Detta fick effekter för Danmark. Efter avregleringen av elmarknaden år 1999, medförde hög kostnadsallokering mot elsidan att värme från kraftvärmeverk fick fördelaktig kostnadsallokering. Dessa låga värmekostnader möjliggjorde en omfattande utbyggnad i fjärrvärmenät. Följt av ökad exponering mot den internationella elmarknaden, ökade fjärrvärmepriserna i den nya kostnadsallokeringen igen (Frederiksen och Werner, 2014).

Elpriset för hushåll i Danmark för en genomsnittlig konsument (2-20 GWh årligen) ligger enligt Energistyrelsen relativt lågt. Det svenska elpriset ligger på cirka 53 euro/MWh år 2015 medan Danmark ligger på cirka 90 euro/MWh, att jämföra med EU 28 genomsnittet som samma år låg på 108 uro/MWh. Trenden för perioden år 2007 till 2015 var att Danmarks elpris ungefärligt följde EU-genomsnittets uppgång medan Sveriges elpris i samma jämförelse istället sjunkit något (Danska Energistyrelsen, 2015a, sid 14). Det slutliga elpriset för kunden i Danmark är till stora delar bestående av skatt (Danska Energistyrelsen, 2019).

Storesund (2016) förklarar hur flexibel drift av danska kraftvärmeverk beskrivs som essentiellt för anläggningarnas lönsamhet. Andelen vindkraft är planerad att öka, vilket skulle innebära ännu hårdare konkurrens för kraftvärmen på Energy-only. Målet med flexibel drift är alltså att maximera vinsten på nuvarande marknad och att bibehålla lönsamheten i anläggningarna (Storesund, 2016).

5.8 Analys av marknadsmässiga förutsättningar

Elmarknaden är uppkopplad för internationell konkurrens. Fjärrvärme beror istället på lokala förutsättningar och har lägre konkurrens genom sitt monopol, men kan ha möjlighet att avbelasta ansträngda situationer i elsystem lokalt. Sådan avbelastning understödjer det nationella elsystemet och kan bli en viktig förutsättning för fortsatt integrering av förnybar energi.

Kraftvärmebranschen är starkt sammankopplad med dess fjärrvärmeproduktion och detta får konsekvenser. Flertalet intervjupersoner uppger att elen är en bisyssla men att den ingår i deras driftskalkyl. Utveckling i fjärrvär-

mebranschen styr därmed kraftvärmebranschen. Till följd av energieffektivisering minskar expansionen av fjärrvärmemarknaden och fjärrvärmebranschen kan framöver behöva leta bredare efter nya intäktskällor och eventuellt även nya marknader. Ökade möjligheter för flexibelt värmeunderlag innebär goda möjligheter för flexibel elproduktion. Som tidigare nämnt i bakgrunden pekar prognoser på att Sverige kommer genomgå en elektrifiering av olika branscher vilket kommer öka elbehovet. Elektrifiering kan öppna upp för tekniker som kan bidra med flexibel elproduktion. Då värmemarknaden framöver kan tänkas minska till följd av energieffektiviseringar krävs nya vägar till intäkter för kraftvärmens.

En annan väg för kraftvärmebranschen är en elmarknad som värdesätter systemtjänster. Många intervjupersoner ställer sig positiva till ett ersättningssystem för systemtjänster och vissa pekar på att Energy-only marknaden kan vara förlegad. Energy-only marknaden gör ingen skillnad på planerbara tekniker gentemot väderberoende tekniker. Ersättningssystem för systemtjänster kan utformas på flera olika sätt och hade kunnat gynna kraftvärme genom dess stabiliserande egenskaper. Många kraftvärmeaktörer önskar nya incitament på elmarknaden för att bibehålla deras roll i elproduktionen. Dessa nya incitament verkar vara avgörande för kraftvärmens framtida roll i flexibel elproduktion, då elproduktionen uppfattas ha en affärsmässig biroll i nuläget.

Ytterligare en väg för kraftvärme skulle kunna vara regionala flexibilitetsmarknader, kapacitetsmarknad och effektberedskap. Om kraftvärme får incitament till beredskap skulle dess planerbara förmåga värdesättas mer än idag. Det är dock oklart hur mycket incitament som behövs för att kraftvärmeaktörer ska investera i kraftvärme över exempelvis renodlad värmeproduktion. Däremot skulle ovan nämnda marknader inte nödvändigtvis ge mer flexibel elproduktion, utan kan istället resultera i att fler kraftvärmeverk inte går på full effekt på grund av beredskap. Framtida elproduktion i kraftvärmeverk kan innebära ett scenario med kontinuerlig marknadsmässig styrning mot elpriset, men även ett annat scenario i form av elberedskapsläge syftat till att aktivera anläggningarnas elproduktion under ansträngda situationer.

De låga elpriserna ger skakig grund för nyinvesteringar i kraftvärme. Detta ger andra marknadseffekter då lägre elpriser resulterar i fler decentraliserade värmepumpar och minskad konkurrensfördel för fjärrvärme. Elpriserna är periodvis volatila men det sammantagna intrycket från intervjuer är att kraftvärmeverk inte ökar elproduktionen för enstaka timmar av höga elpriser. Bland annat på grund av Day-ahead och Intraday marknaden som nämndes tidigare, där elproducenter just nu styr med hjälp av viss framförhållning och planering i sin produktion. Elprisincitamenten är alltså för låga. Framtida elmarknad kommer se ett ökat behov av flexibel elproduktion men kraftvärmebranschen levererar inte här idag.

Mer flexibel elproduktion skulle kunna uppfattas som mer fördelaktigt för ett kraftvärmeverk genom en annorlunda kostnadsallokering, där mer kostnader helt enkelt allokeras över till värmesidan. Dock uppfattas hela kraftvärmebran-

schens lönsamhet som låg och en annorlunda kostnadsallokering kommer inte ha direkta effekter för att förbättra lönsamheten. Det uppfattas som mer troligt att bättre total lönsamhet uppnås via förändrade styrmedel och regelverk, som i sin tur påverkar de marknadsmässiga förutsättningarna.

Danmark satsar på elektrifiering genom bland annat kraftig vindkraftsutbyggnad, centrala värmepumpar och hög elnätskapacitet. Elnätet mellan Sverige och Danmark gör att dansk vindkraftsel i framtiden konkurrerar med el från svenska producenter i högre grad. Kraftvärmens roll i den danska elektrifieringen ser inga tydliga tecken på expansion.

En viktig insikt är även att den omgivande elmarknadens storlek är avsevärt större än av Sveriges sammanlagda fjärrvärmesystem med avseende på effekt och energi. För att kunna hantera det nationella elsystemet kommer elnätets roll fortsatt vara centralt.

6 Styrmedel och regelverk

Styrmedel och regelverk syftar till att styra marknaden för el och fjärrvärme i rätt riktning utifrån hur politiken anser att utvecklingen ska bli. Det är sedan upp till marknaden vilket den bästa vägen för att nå målet är. Investeringar i elproduktion är beroende av viss avkastning för att väga upp för den risk som investeringen innebär. Kraftvärmeverk innefattas av styrmedel genom skatt på både värme och el som särskiljs i många fall. Skatterna är inte likadant utformade för värmeproduktion och elproduktion i ett kraftvärmeverk. Detta ökar komplexiteten i hur styrmedel på el- och fjärrvärmesidan påverkar kraftvärmens. Därför är det relevant att studera förutsättningar i styrmedel och regelverk som påverkar svenska kraftvärmeverk och dess möjligheter för flexibel elproduktion.

Stora kraftvärmeverk i både Malmö och Uppsala avvecklas i dagsläget till följd av bristande lönsamhet trots att de bidrar till att minska lokal effektbrist (Bioenergi, 2020b, sid 3). Till följd av detta har vissa provisoriska lösningar utformats genom regionala överenskommelser i både Malmö och Stockholm för att kortsiktigt minska problemen (Profu, 2020). Tidningen Bioenergis chefredaktör, Anders Haaker (2020b) ifrågasätter varför provisoriska lösningar gjordes: ”Dessa krislösningar visar att det behövs ett förändrat regelverk. Här måste politiker göra en bättre analys och ha en långsiktig plan som ser till utvecklingen för hela samhället”. Även i *Kraftvärmeskriften* (2020) skrivs att kraftvärmens står inför många utmaningar där de främsta är relaterade till regleringar och styrmedel.

Detta kapitel börjar med att täcka fyra styrmedel som berör kraftvärmeverk: elcertifikat, avfallsförbränningskatt, utsläppshandel samt energi- och koldioxidkatt. Därefter jämförs de olika styrmedlen för att sätta dem i perspektiv. Kapitlet avslutar med en analys av de regelverksmässiga förutsättningarna för flexibel elproduktion i Sverige.

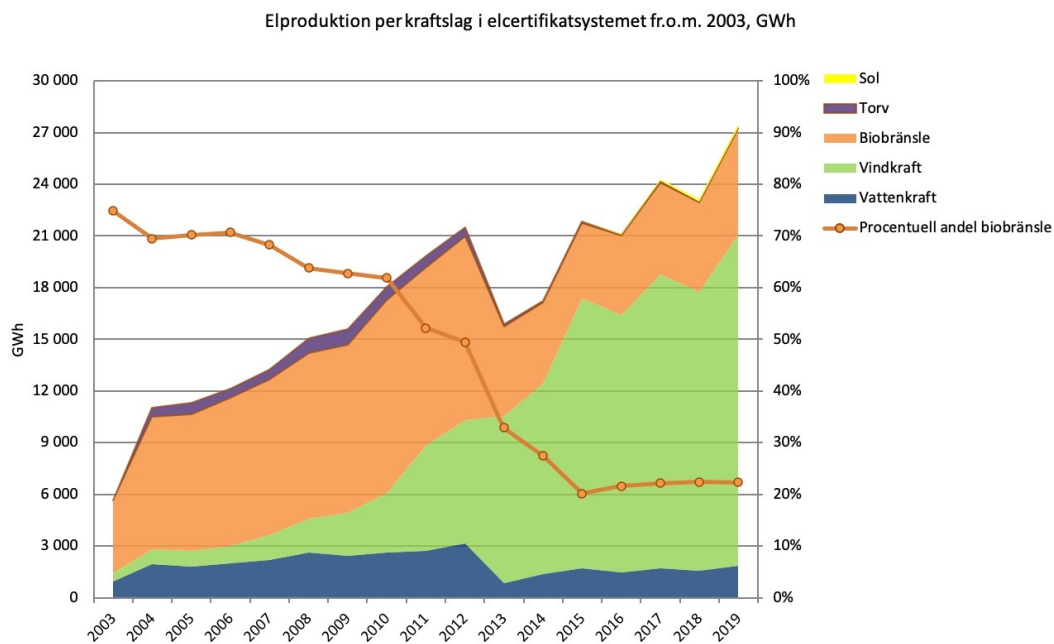
6.1 Elcertifikat

Sverige införde år 2003 ett elcertifikatsystem med syfte att öka mängden förnybar elproduktion (Energimyndigheten, 2017b). Sedan 2012 är även Norge en del av elcertifikatsystemet som Sverige använder. I dagsläget (början av år 2021) är planerna att lägga ner elcertifikatsystemet i förväg då målet i snabb utbyggnad av förnybar elproduktion i Sverige anses vara uppfyllt (Sveriges Regering, 2020). Det bedöms även att priset på elcertifikat numera är väldigt lågt och att den administrativa kostnaden för att behålla systemet fram till år 2045 är högre än den faktiska subventionen till elproducenterna (Sveriges Regering, 2020, sid 27).

Målet för Sverige år 2020 uppnåddes redan under år 2019 då det tillkommit 20 TWh förnybar el. Därför godkändes regeringens proposition *Elcertifikat - stoppregel och kontrollstation 2019* i september 2020 med avsikt att avsluta elcertifikatsystemet redan år 2035 och att inte tilldela nya elcertifikat efter år 2021 (Sveriges Regering, 2020). Dessa ändringar träder i kraft den 1 januari år 2021 och har alltså när detta examensarbete skrivs precis förändrats, vilket innebär att konsekvenserna av beslutet inte kan analyseras i detalj. Elcertifikatsystemet kommer trots det beskrivas nedan då det har varit och fortfarande är en del av de styrmedel som berör kraftvärmens.

Elcertifikatsystemet är uppbyggt så att varje godkänd anläggning som producerar förnybar el får ett elcertifikat per MWh i 15 år från tidpunkten för godkännande av nybyggnation eller ombyggnation (Energimyndigheten, 2020b; Energimyndigheten, 2020d). Förnybar el kan exempelvis vara solkraft, biobränsle, vindkraft, vågkraft, geotermi eller vattenkraft. Torv syns i figur 14 och kan anses vara både ett fossilt och förnybart bränsle men berörs inte ytterligare i studien. Elcertifikatet erhåller ett marknadsvärde då andra aktörer som kallas kvotpliktiga företag, ofta elleverantörer, är skyldiga att köpa en viss kvot av elcertifikat (Energimyndigheten, 2020b).

För kraftvärmens del, har viss andel elcertifikat tilldelats för produktion baserat på biobränsle. Denna andel har varierat under åren och utvecklingen visas i figur 14 nedan. I Sverige hanteras en utökad elproduktion till följd av omfattande ombyggnad som en ny anläggning och inkluderas i elcertifikatsystemet i 15 år (Energimyndigheten, 2020d; Energimyndigheten, 2017a). Detta är relevant för Skåne eftersom många kraftvärmeanläggningar är äldre men under åren har förnyats delvis genom större investeringar där delar av anläggningen bytts ut. För kraftvärmeverk är det inte enbart mängden MWh som är till grund för tilldelningen av elcertifikat. Även andelen förnybart bränsle räknas in och tilldelningen sker därmed utifrån faktiskt producerad förnybar el (Energimyndigheten, 2020d).



Figur 14: Vänstra y-axeln visar årlig produktion per kraftslag i elcertifikatsystemet för perioden 2003-2019 (maj-december 2003) i enheten GWh. Högra y-axeln och orange linje visar procentuell årlig andel för biobränsle inom elcertifikatsystemet. Datakälla: Energimyndigheten, 2020c.

Andelen elcertifikat till kraftvärme i Sverige har alltså minskat från 75% år 2003 till cirka 22% år 2019. Den stora andelen elcertifikat går numera till vindkraft. Örtoftaverket är ett biokraftvärmeverk som är så pass nybyggt att det fortfarande tilldelas elcertifikat. Det är en marginell del jämfört med resten av verksamheten enligt intervju med Skarrie. Skarrie förklarar att all utfasning av elcertifikatsystemet gör att Krafringen styr mer mot värmesidan som en del av sin optimering. Energiknuten förbränner till stor del avfall och är med i elcertifikatsystemet, men räknar inte stora intäkter från elcertifikaten då dessa är värda så lite i nuläget enligt Nyrud. Även Öresundskraft räknar med låga intäkter från elcertifikatssystemet numera, enligt intervju med Toftt.

Toftt från Öresundskraft ser det som otydligt om elcertifikat påverkar deras kraftvärmeverk mot mer flexibel elproduktion. Elcertifikatsystemet gynnar inte primärt flexibel elproduktion utan förnybar elproduktion och kan därför enbart indirekt påverka flexibel elproduktion då det kan öka lönsamheten hos kraftvärme. Utan lönsamheten kommer inga nya investeringar eller ombyggnationer ske som skulle kunna öka mängden flexibel elproduktion.

I Danmark finns initiativ för att bygga ut den förnybara elproduktionen genom lagstiftningen om förnybar energi, den så kallade "VE-loven" (Tillväxtanalys, 2014, sid 13). Stöden berör bland annat vindkraft och solceller. Vad gäller biobränsle i elproduktion har det i Danmark lett till en debatt (Tillväxtanalys, 2014, sid 14). Alla biobränslen anses inte som positiva, då exempelvis trä i form av flis eller pellets anses kunna utnyttjas bättre för bebyggelse än för förbränning (Tillväxtanalys, 2014). Däremot är de flesta positiva till att ut-

nyttja halm och andra restprodukter (Tillväxtanalys, 2014). Danmark är som tidigare nämnt starkt beroende av naturgas i sin el- och värmeproduktion. Det innebär att biogas som substitut blivit ett prioriterat område som omfattas av statliga investeringsstöd men som trots det gått långsamt framåt (Tillväxtanalys, 2014, sid 14). Enligt intervju med Hummelshøj och Gravenslund Olesen (COWI Danmark) är en anledning till en långsam utveckling att Danmarks el- och värmemarknad är hårdare reglerat och styrt än i Sverige vilket ger en längre tid för omställning.

6.2 Avfallsförbränningskatt

År 2019 fattade riksdagen ett beslut om att införa en avfallsförbränningskatt som trädde i kraft år 2020 (Energiföretagen, 2019). Skatten syftar till att på längre sikt skapa en mer resurseffektiv och giftfri avfallshantering och förväntas minska Sveriges territoriella fossila växthusgasutsläpp genom att avfallsförbränningskapaciteten minskar (Finansdepartementet, 2020; Energimyndigheten, 2020b). Enligt finansmarknad- och bostadsminister, biträdande finansminister Per Bolund: ”En skatt på avfallsförbränning kommer att gynna återvinning och gynna de företag som satsar på cirkulära affärsmodeller” (Finansdepartementet, 2020). Sedan tidigare har både Sverige och Danmark (enligt intervju med Tang, Dansk Fjernverme) förbud mot deponering av brännbart avfall vilket resulterat i minskad deponering i båda länderna.

Avfallsförbränningskatten i Sverige kommer införas med en stegvis upptrappning som visas nedan i tabell 5.

Tabell 5: Tabellen sammanfattar utvecklingen av avfallsförbränningskatten för varje år i enheten kr/ton avfall. Med ”Uppräkning med hjälp av KPI” menas att en årlig omräkning av skattesatsen för avfallsförbränningskatten görs baserat på faktiska förändringar i KPI. Tabellen är skapad från datakälla: Finansdepartementet, 2019b.

År	Avfallsförbränningskatt
2020	75 kr/ton avfall
2021	100 kr/ton avfall
2022	125 kr/ton avfall
2023-	Uppräkning mha KPI

Avfallsförbränningskatten medför en ekonomisk påverkan på alla avfallskraftvärmeverk. Då skatten i skrivande stund är nyinförd har den inte blivit utvärderad till fullo. Trots det menar branschorganisationen Energiföretagen att den har tillämpningsproblem (Energiföretagen, 2020d). Kritiken gäller att lagen inte gynnar tillvaratagande av resurser som kan bidra med el och värme, samt att den inte bedöms styra mot ökad materialåtervinning (Energiföretagen, 2019). Pernilla Winnhed, dåvarande VD för Energiföretagen Sverige uttrycker i intervju att avfallsförbränningskatten tappar helhetsperspektivet. Det drabbar kraftvärmeanläggningar som bidrar till att leverera el och värme vilket bland annat minskar problematik med kapacitetsbrist (Energistrategipodden, 2020, min 20-22).

Situationen i Sverige kan jämföras med situationen i Danmark. I Danmark är avfallsförbränningskatten betydligt högre än i Sverige men har inte fått större kritik medialt. Skatten leder enligt intervju med Hummelshøj till export av avfall från Danmark till Sverige.

Historiskt sett har en liknande avfallsförbränningskatt introducerats i Sverige år 2006. För att undvika otydligheter kallas den här för AVS06. AVS06 hade likheter med avfallsförbränningskatten som finns idag men AVS06 stimulerade då kraftvärmeproduktionen genom skattelättnader baserade på deras elverkningsgrad (Finansdepartementet, 2019a). AVS06 avskaffades 2010 efter att utredning visat att den indirekt ledde till att omedvetet skattesubventionera avfallstransporter (Finansdepartementet, 2019a).

Magnus Pettersson från Sysav tydliggör att deras verksamhet drivs mot mindre vinstmarginaler för deras avfallsförbränning, främst på grund av ökade kostnader för utsläppsrätter och avfallsförbränningskatt men även på grund av andra ändringar av skatter och styrmedel inom energiområdet. För att visa på storleksordningen förklarar Pettersson att avfallsförbränningskatten kostar Sysav runt 6 Mkr/år.

6.3 Utsläppshandel

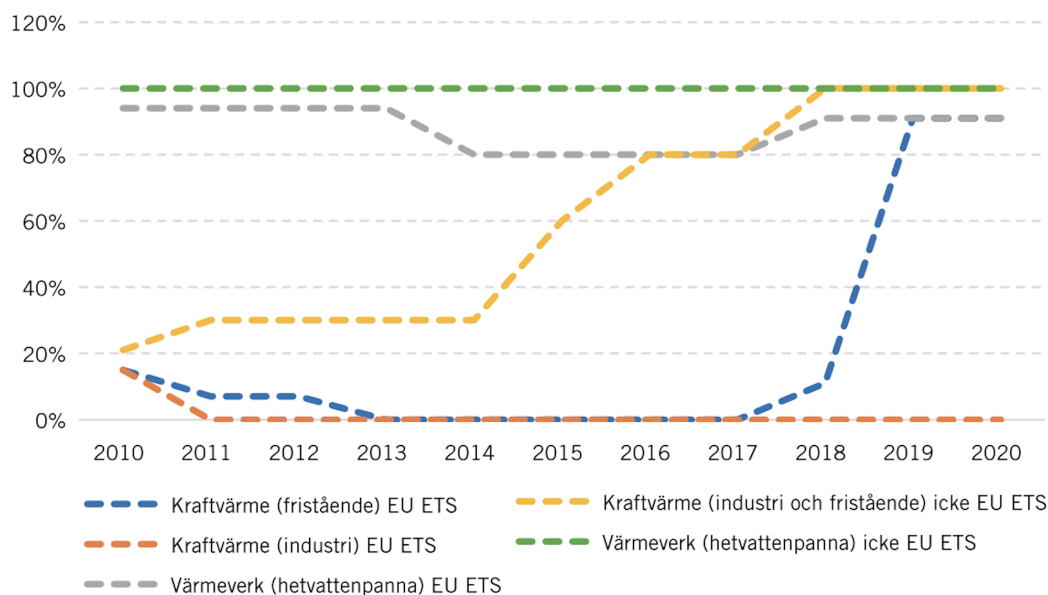
Utsläppshandel är ett EU-gemensamt styrmedel som bland annat inkluderar el- och fjärrvärmeproduktion, med syftet att minska utsläppen av växthusgaser (Naturvårdsverket, 2020). Systemet innebär en handel, där ett tak sätts för total mängd utsläpp under året. Innehavaren av en utsläppsrätt får rätten att släppa ut 1 ton koldioxid. Företag som inte har tillräckligt med utsläppsrätter för sin verksamhet betalar en straffavgift för sina överskridna utsläpp. Tilldelning av utsläppsrätter sker enligt bestämda regler och är oftast gratis (Naturvårdsverket, u. å). Företagen kan sedan välja att sälja eller spara sina utsläppsrätter (Naturvårdsverket, u. å). Säljer företaget utsläppsrätter innebär detta en intäkt från att vara en anläggning med låga utsläpp. Ett företag kan också välja att köpa fler utsläppsrätter av ett annat företag vid behov (Naturvårdsverket, u. å). Syftet är att företag ska vidta åtgärder för utsläppsminskning om utsläppsrätterna kostar mer än vad det kostar att minska sina utsläpp (Naturvårdsverket, 2020).

Utsläppsrätterna minskas kontinuerligt vilket ska leda till mindre utsläpp och därigenom att EU når sina klimatmål (Energimyndigheten, 2020b). Pettersson från Sysav klarlägger i mailkorrespondens att tilldelning av utsläppsrätter kommer att bli betydligt lägre för kommande handelsperiod, 2021-2030, än för föregående handelsperiod. För kraftvärmeverk kan utsläppsrätter både gynna och missgynna deras lönsamhet, där lönsamhet är en förutsättning för att de ska kunna bidra med flexibel elproduktion. Pettersson förklarar att Sysav:s avfallskraftvärmeverk påverkas kraftigt av ökat pris på utsläppsrätter som ger betydligt ökade kostnader, cirka 50-80 Mkr/år.

6.4 Energi- och koldioxidskatt

Under energiskatter inkluderas ofta energi-, koldioxid- och svavelskatt på bland annat bränslen för diverse olika användningsområden som uppvärmning, diesel i jordbruk, industriell tillverkning, fartyg och andra områden. I det här examensarbetet ligger fokus på kraftvärmeverk och därför kommer enbart skatternas påverkan på dessa beröras.

Både koldioxidskatt och energiskatt påverkar kraftvärmens. Innan augusti år 2019 var kraftvärmens skatt endast 11% koldioxidskatt och 30% energiskatt (Energimyndigheten, 2020b, sid 27). Koldioxidskatten har sedan augusti 2019 höjts för kraftvärmeverk och övriga värmeverk, på delen av produktionen som berör produktion av värme. Detta gäller för bränslen som inte är biobränslen eller torv (Energimyndigheten, 2020b, sid 27). Kraftvärmeverken hade tidigare undantagsbestämmelser som innebar lägre koldioxidskatt vilket har ändrats relativt snabbt senaste åren. I figur 15 nedan syns historiken gällande kraftvärme och koldioxidskatt. Figuren visar att skattenivån har höjts för flertalet anläggningstyper sedan år 2014.



Figur 15: Figuren visar aktuell skattenivå för koldioxidskatt för respektive anläggningstyp. 100% skatt innebär att full skatt betalas och 0% skatt innebär att ingen skatt betalas. Datakälla: Energimyndigheten, 2020a.

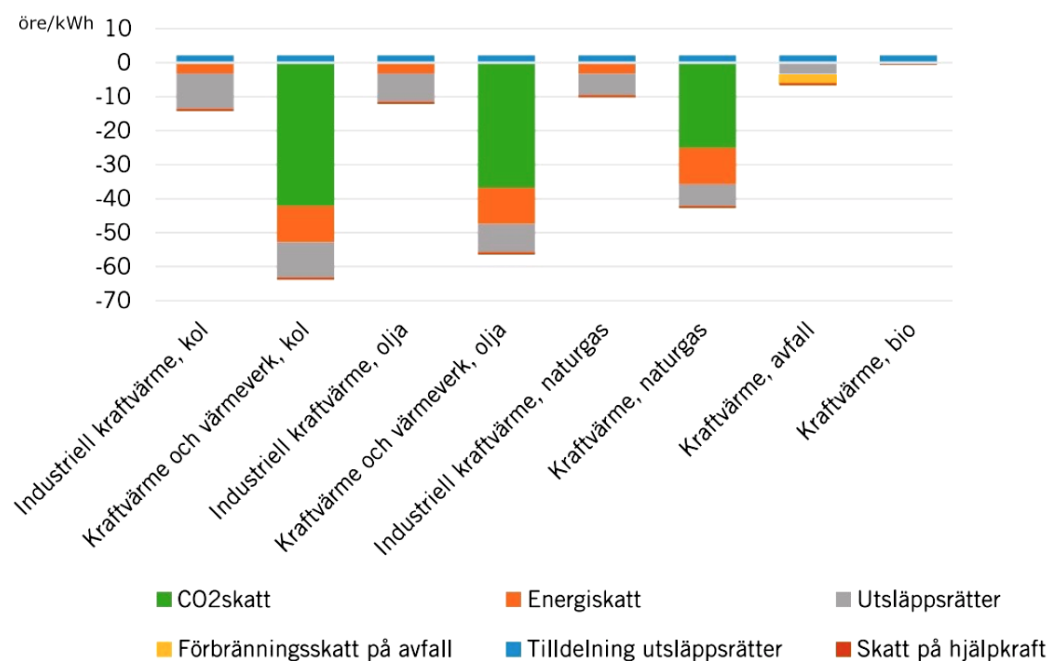
Energiskatten kan lite förenklat sägas gå hand i hand med koldioxidskatten och har även den förändrats de senaste 30 åren för just kraftvärme. Energi- och koldioxidskatten infördes på 1990-talet delvis för att gynna biobränslen vilket är väldigt relevant för kraftvärme (Energimyndigheten, 2020b). De undantagsbestämmelser som gällde då syftade till att underlätta att uppnå konkurrenskraft för kraftvärme jämfört med enbart värmeproduktion (Energimyndigheten, 2020b, sid 48). Med den nya lagstiftningen kommer beskattningen för el- och värmeproducenter innebära att kraftvärmeverk får samma beskattning som rena värmeproducenter. Det politiska målet med skatteändringen är

att minska koldioxidutsläppen från kraftvärmeverk och på längre sikt att nå nettonollutsläppsmålet till 2045 (Energimyndigheten, 2020b, sid 48).

I det som lite slarvigt kan kallas energi- och koldioxidskatt ingår ofta även svavelskatt. Svavelskatten kan vara relevant för kraftvärmeverk om eldningsolja med något högre andel svavel används eller kol eldas (Energimyndigheten, 2020b, sid 95). Detta är inte speciellt vanligt i Sverige eller Skåne idag så detta kommer inte beröras närmare. Dessa skatteregler är komplexa och många undantag finns. Generellt kan man säga att elproduktionen har undantagits från energiskatten men elförbrukning beskattas (Energimyndigheten, 2020b, sid 93-94).

6.5 Jämförelse av styrmedel

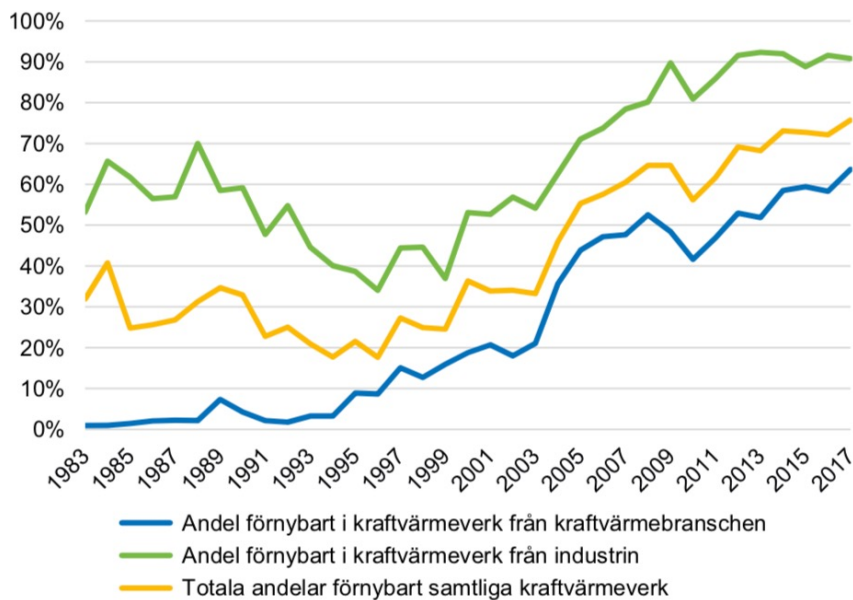
För att indikera storleksordningen på de hittills genomgångna styrmedlen, visar figur 16 skatter, avgifter och subventioner som berör kraftvärmeverk på värmesidan.



Figur 16: Skatter, avgifter och subventioner som berör olika typer av kraftvärmeverk på värmesidan, från och med 1 augusti 2019. Positiva värden innebär en subvention och negativa värden en skatt eller avgift. Tabelldata har redigerats för att enbart inkludera data för kraftvärme. Datakälla: Energimyndigheten, 2020a.

I figur 16 ovan syns att skatter och subventioner påverkar fossila och biobränslebaserade anläggningar olika. Biobaserade anläggningar får ett ekonomiskt tillskott av nuvarande styrmedel medan koldrivna kraftvärmeverk betalar cirka 65 öre/kWh. Detta förhållande speglar den politik som förts i Sverige och på EU-nivå, där utvecklingen går mot förnybar elproduktion och en energiomställning.

För att indikera effekten av de olika styrmedlen som berör kraftvärmens bränsle visas figur 17 nedan. Införandet av koldioxidskatten 1991 resulterade i en ökande andel förnybart bränsle. Elcertifikatsystemet infördes 2003 och gav ytterligare en expansion av biokraftvärme.



Figur 17: Illustration av kraftvärmens förnybara andel i elproduktionen mellan 1983-2017. Datakälla: Energimyndigheten, 2019.

Utvecklingen i figur 17 ovan kan användas för att visa att den politiskt önskvärda riktningen att göra en energiomställning har gett effekt. På vissa sätt kan därför politiken anses vara positiv för Sveriges långsiktiga klimatmål.

Viss kritik mot styrmedel som berör kraftvärme har trots det lyfts från fjärrvärmebranschens håll. Detta gäller bland annat den sammanvägda effekten av skatter, avgifter och subventioner som kunde ses i figur 16. Winnhed på Energiföretagen (2020a) menar att kraftvärmeverk redan betalar för sina utsläpp via utsläppshandeln, med andra ord resulterar kombinationen av energi- och koldioxidskatt tillsammans med utsläppsrätter i dubbelbeskattning. Winnhed menar vidare att dubbelbeskattning riskerar att förvärpa redan akuta effektbristsituationer i Sverige, eftersom eldrivna värmepumpar får ökad konkurrenskraft, samtidigt som elproduktionen i kraftvärme minskar eftersom lönsamheten utarmas (Bioenergi, 2020a).

6.6 Analys av regelverksmässiga förutsättningar

Alla regelverk och styrmedel har som mål och syfte att påverka marknaden i någon riktning. Vilken den riktningen är kan variera. I Sverige idag är den viktigaste målbilden, eller riktningen, att nå Sveriges klimatmål, vilket även innefattar EU:s klimatmål. Vägen till ett mål behöver inte vara likadan för olika länder och i exempelvis Danmark har debatten om biobränsle uppfattats

som mer kritisk än i Sverige.

Elcertifikatsystemet har haft stor effekt på utbyggnaden av biokraftvärmeverk men bland många aktörer som har intervjuats finns trots detta ingen stor oro för att elcertifikatets tidiga utfasning skulle leda till något större problem. De flesta anläggningar i Skåne är inte berörda av elcertifikatsystemet på grund av sitt bränsle eller ålder. Det fåtal anläggningar som delvis fick certifikat till följd av biobränsle bedömde intäkten som mycket låg.

Avfallsförbränningsskatten har fått mycket kritik medialt från branschen och är intressant att titta på ur flera perspektiv. I Danmark är avfallsskatten högre än i Sverige utan att det har uppmärksammats lika mycket medialt. Varför är det då ett problem i Sverige när avfallsförbränningsskatten återinförs? Sverige har länge varit ledande i att elda avfall och importerar betydande mängder avfall, en verksamhet som kan minska på sikt då avfallsförbränningsskatten höjs. Det kan innebära högre produktionspriser för avfallskraftvärme och då i förlängningen sämre förutsättningar för den här typen av anläggningar. Avfallskraftvärmeverk i Sverige har en mycket låg bränslekostnad och avfallsförbränningsskatten är idag inte på en hög nivå. Det anses inte troligt efter intervjuer och litteraturstudie att avfallsförbränningsskatten ensamt leder till att kraftvärmeverk läggs ner i förväg. Det är snarare summan av alla skatter som innebär en kraftig försämring i lönsamhet och i förlängningen i investeringsviljan för både nyinvesteringar och återinvesteringar.

Den kortfattade analysen av utsläppsrätter är att de är en del av EU:s klimatarbetet, det vill säga inget som Sverige direkt kan påverka. Utsläppshandel är det styrmedel som anses viktigast för att nå EU:s klimatmål. Det är viktigt att säkra att så kallad dubbelstyrning, det vill säga att flera styrmedel berör liknande saker, inte leder till oförutsedda konsekvenser. Utsläppsrätterna gynnar idag kraftvärmeverk som har låga koldioxidutsläpp medan de med höga utsläpp får bekosta systemet. Anläggningar som använder fossila bränslen, så som olja och kol påverkas även mycket av energi- och koldioxidskatten. De flesta anläggningar i Skåne använder inte primärt fossila bränslen men det förekommer. Därför skulle utsläppshandeln kunna gynna svensk kraftproduktion som är relativt förnybar jämfört med andra delar av den europeiska elproduktionen.

Att flera styrmedel påverkar driften av kraftvärmeverk, däribland utsläppshandel och energi- och koldioxidskatten, leder till en ökad risk för dubbelreglering och mer komplexa konsekvensanalyser som följd. Energi- och koldioxidskatt visar hur politiker förhåller sig till nationella och internationella miljömål. När skatter höjs som de gjordes år 2019, påverkas både anläggningar som är i drift och framtida investeringar. En höjd skatt kan leda till en förändrad inställning i branschen och uppfattningen att kraftvärme inte är i enlighet med klimatmålen. I vissa fall är detta troligen målet, särskilt för kraftvärmeverk som använder fossila bränslen. Detta försvårar ekonomiska kalkyler för kraftvärme. Däremot är det viktigt att hålla i åtanke att biokraftvärme inte berörs nämnvärt av ovannämnda skatter då utsläppen är låga och inte beskattas. Avfallskraftvärme och fossil kraftvärme trycks mot fortsatt tajtare marginaler och

det är viktigt att denna bild inte målas över på biokraftvärme.

Sammanfattningsvis innebär ”dubbelreglering” av kraftvärme med många olika styrmedel och regelverk att investeringsvilja försämras och lönsamheten minskar. Snabba förändringar i en långsam bransch skapar också stora problem för aktörerna. Långsiktighet och tydliga styrmedel är viktiga grundbultar i framtida lagstiftningsarbete. Styrmedel är ett sätt att utveckla marknaden och skattehöjning för kraftvärme riskerar att ge svag investeringsvilja och snabba nedläggningsbeslut. Ökad flexibel elproduktion hos kraftvärme kommer enbart under förutsättningen att kraftvärmeverkens totala verksamhet är lönsam. Det är därför viktigt att se över samtliga styrmedel och regelverk som berör kraftvärme. Det finns i dagsläget inga styrmedel som specifikt gynnar flexibel elproduktion hos kraftvärme.

7 Diskussion

Här kommer en diskussion av de tekniska, marknadsmässiga och regelverksmässiga förutsättningarna för skånsk kraftvärme. Detta efterföljs av begränsningar för studien där även framtida förbättringar presenteras.

För att möjliggöra ökande flexibel elproduktion krävs att den kraftvärmens grundläggande förutsättning för fortsatt drift uppfylls - lönsamhet. För att säkra att lönsamheten finns behövs troligen andra incitament än de som idag finns att tillgå. Teorier från både litteratur och intervjupersoner pekar på att värdet av balanserande kraftslag kommer öka framöver då kärnkraft väntas minska samtidigt som väderberoende kraftslag ökar. Kraftvärmens har idag svårt att utnyttja tillfällena med temporärt högre elpriserna för högre elproduktion. Eftersom detta är fallet idag är författarna tveksamma till att kraftvärmeverken kommer kunna få högre intäkter av sin flexibla el- och fjärrvärmeproduktion inom en snar framtid. Det här examensarbetet har inte som primärt mål att analysera kapitalkostnader, risker vid investeringar och liknande frågor direkt kopplade till lönsamhet. Trots det kvarstår att kraftvärmens lönsamhet är grundläggande för samtliga resonemang som presenteras härnäst i diskussionen.

Kostnadsallokeringen för kraftvärmeverk är komplex. Värme- och elmarknaden har olika spelregler. Större intäkter från värmemarknaden leder till att elproduktionen ses som en biprodukt. Det finns ingen objektiv metod för hur allokering ska ske mellan el och värme. Detta lyfter frågan om kraftvärmeverksägare skulle kunna förändra sin driftsfilosofi genom en annorlunda kostnadsallokering. Värmemarknaden har mindre konkurrens än elmarknaden och detta är något som kraftvärmeägare vill utnyttja. Att konkurrera på värmemarknaden är fördelaktigt och kan ge viss lutning för kraftvärmeägare att allokera synerginyttan av samtidig el- och värmeproduktion till värmesidan. Kostnadsallokering är viktigt för verksamheten och ägarnas preferenser spelar roll. Men totala lönsamheten kan inte antas bli bättre av att allokera mer synerginytta till elsidan. Kostnadskalkylerna styr idag inte mot mer elproduktion eftersom

incitamenten på Energy-only marknaden är för låga för kraftvärme.

Brist på lönsamhet i elproduktionen leder till konsekvenser för hur kraftvärmeverk styr idag. Fjärrvärmemarknaden knyter kraftvärmeverk starkt till fjärrvärmeproduktion eftersom det är en direkt kontakt med kunden till skillnad från försäljning av el som inte sker direkt till kund. I dagsläget verkar kraftvärmeverk använda funktioner som bypass till förmån av värmeproduktionen, snarare än att öka elproduktionen. Minskningen av elproduktion görs under perioder då elpriserna anses låga eller värmebehovet är stort. Att reglera ned elproduktionen är under perioder med lågt elbehov i sig en reglerande egenskap som balanserar systemet. Däremot reglerade vissa kraftvärmeverk ned elproduktionen till förmån av värmebehovet, trots att det samtidigt fanns elbehov. Under *Scenario Dubbelhögt* var alltså värmebehovet mer prioriterat och elsystemet fick istället balansera genom ökad elnätsöverföring. Den här typen av åtgärder minskar rollen för kraftvärme som reglerkraft och ökar påfrestningarna i elnätsöverföringen men är i dagsläget kortsiktigt lönsamma för kraftvärmeverksägarna. I ett långsiktigt perspektiv kan kraftvärmens roll i elsystemet minska då kraftvärmeverksägare nedprioriterar elproduktionen till den grad att de väljer att investera i värmeverk istället.

7.1 Kommunens roll & lokala värden

Författarnas bild är att Svenska kraftnät och regionnätsägarnas nuvarande ansvarsfördelning resulterar i otydligheter för den lokala elproduktionen. Därför vill författarna gärna lyfta kommunens roll i lokal elproduktion. Författarna ser gärna att kommunen antar en mer proaktiv roll i den lokala elplaneringen. Lika väl som att stadsplanering utförs strategiskt och undviker mark som riskerar att översvämmas, bör effektbehovet tas i beaktande. Detta kan exempelvis ske genom att förespråka anslutning till fjärrvärme vid detaljplanering av nya områden. Kommunen skulle även kunna gynna fjärrvärmen genom att aktivt ansluta kommunala fastigheter och undvika installation av decentrala värmepumpar. Kommunen kan ta ett större helhetsgrepp på strategier och planering för lokal elproduktion och därigenom förtydligat rollfördelningen gällande den lokala elproduktionen.

Det finns idag ett dilemma i kommunens roll, där vissa kommuner å ena sidan driver fjärrvärmebolag men å andra sidan energieffektiviserar kommunala fastigheter genom att byta ut fjärrvärmen mot decentrala värmepumpar. Den här utvecklingen kommer delvis från Boverkets byggregler som tidigare har missgynnat fjärrvärme. Fjärrvärmen missgynnades då byggreglerna angav inköpt energi som mått på energieffektiviteten. Sådana energieffektiviseringar kan leda till en minskad energiförbrukning i fastigheten men ger ett ökat elbehov då värmepumpar ersätter fjärrvärme. Dessutom minskar elproduktionen om kraftvärme från fjärrvärmen läggs ner. Författarna ser gärna att kommunerna antar en mer aktiv roll genom att beakta helheten i energifrågorna på kommunal nivå. Detta kan komplettera regionnätsägarens och Svenska kraftnäts roll.

Värdet i kraft- och fjärrvärme kan komma att öka framöver. Ett helhetsperspektiv på kommunnivå skulle kunna tydliggöra de värden som förbränningsanläggningar för fjärrvärme bidrar med. Exempel på dessa värden är avgiftning av samhället, effektiv resursanvändning, utnyttjande av spillvärme samt lokal, planerbar elproduktion. Kraftvärmens kan dessutom hitta nya värden i elberedskap på kommunal nivå. Vindkraft kan bidra till lokal elproduktion men inte till de övriga ovan nämnda lokala värdena. Vindkraft har trots det starka marknadsmässiga förutsättningar på internationella Energy-only marknaden. Författarna hade gärna sett utredning kring kommunens möjligheter till ett helhetsgrepp i lokala värden. Detta skulle kunna gynna kraftvärme och fjärrvärme som är präglad av lokala förutsättningar.

7.2 Elproduktion

Att lägga ner Öresundsverket tar cirka 1-2 år medan tillståndsprocesser och dylikt för uppförande av en ny liknande anläggning kan ta upp 10 år. Det här tidsperspektivet är viktigt då nya tekniker kan innebära att kraftvärmens roll minskar. Att sätta hög tillit till storskaligt obeprövade tekniker skulle medföra osäkerhet. Denna utveckling kan vara positiv på lång sikt genom teknikutveckling men tills dess krävs en övergångsfas. Kraftvärmeverk är redan utbyggda och tillförlitliga och kan bidra i energiomställningen och till att nå Sveriges klimatmål 2040.

Kraftvärmens lönsamhetsproblem i Skåne riskerar att leda till lägre andel elproduktion och snabbare nedläggningstakt i vissa fall. Detta kan leda till en minskande elproduktion i Skåne eftersom utbyggnadstakten av aktuella kraftslag såsom vind- och solkraft inte med säkerhet kommer kompensera för detta. Nyinvesteringar av större storleksordningar såsom Sydvästlänken tar idag lång tid och riskerar förseningar. Långa ledtider i elnätsinvesteringar och kort tid för nedstängning av kärnkraft måste balanseras med nuvarande elproduktion. Det är viktigt att överlapp finns mellan nya och gamla produktionsanläggningar för att säkra elproduktionen. Den sammanlagda bilden är därför att elsituationen i Skåne på kort sikt kan komma att bli ansträngd. Författarna menar detta som ett argument för kraftvärmens, då det finns befintliga anläggningar och infrastruktur på plats idag.

Samtliga intervjuade kraftvärmeverksägare kan bidra med lokal elproduktion, men vissa anläggningarna kanske är mer flexibla än andra? I bakgrunden (stycke 2.3.1) täcktes innebörden av drifttid och hur baslast-, mellanlast- och spetslastanläggningar har olika roller i värmeförsörjningen. Samtliga bidrar med lokal elproduktion, särskilt under de delar av uppvärmingssäsongen då även elbehovet är stort. Däremot menade vissa intervjuade personer att baslast generellt kan ha bättre förutsättningar för flexibel elproduktion då dessa är igång under större delen av året. Baslast innebär ofta förbränning av avfall, vilket i bakgrunden (stycke 2.5.1) konstaterades inte vara lika optimalt som exempelvis gasbränslen vad gäller flexibel elproduktion. Kraftvärme som baslast kan alltså både vara lämplig för flexibel elproduktion men det frekvent använda avfalls-

bränslet är inte optimalt för flexibiliteten. Detta pekar på att all kraftvärme inte har optimala tekniska förutsättningar gällande ökad flexibel elproduktion.

Ovan stycke berör reglerförmåga under uppvärmningssäsong. Ett framtida scenario med ökad andel sol- och vindkraft skulle även öka reglerbehovet under sommaren. Här framstår kraftvärme i nuläget inte som lämplig för flexibel elproduktion under sommartid, då flertalet anläggningar är nedstängda för service. Här kan uppstart ta flera timmar eller till och med dygn och kraftvärme riskerar då att missa tillfällena att balansera elsystemet.

I ett fungerande elsystem ska den maximalt tillgängliga effekten under årets kallaste timmar vara högre än det maximala behovet av effekt. Elen kan komma från inhemsk produktion eller import. Troligen kommer import även framöver vara en fortsatt viktig del av Sveriges elförsörjning. Detta anses troligt eftersom Sverige kan antas fortsätta vara en del av EU och därmed ha betydande handel med andra länder även för elektricitet. Det är därför osannolikt att handeln och överföringen mellan närliggande länder skulle minska. För att säkra tillräckligt med tillgänglig effekt vid maximalt behov krävs en viss överkapacitet. Storleken på överkapaciteten är en balansgång mellan elförsörjningstrygghet och kostnadseffektivisering. För en kostnadseffektiv och trygg elförsörjning söks den billigaste lösningen som även kan hantera de få dagar i Skåne varje år då elsituationen är ansträngd. Den här utmaningen har många olika lösningar och inget på förhand givet svar. Däremot kan kraftvärme ge tydligt bidrag genom lokal elproduktion och därmed avbelasta transmissionsnätet. Den reglerade elmarknaden präglades av överdimensionering, vilket idag inte skulle vara en kostnadseffektiv metod för att uppnå trygg elförsörjning. Ska samhället alltid kunna tacka ja till förfrågningar om ökat effektuttag från näringslivsaktörer som Ecolan, Lindab, Pågen och Polykemi, eller framtida infrastrukturprojekt som utbyggd järnväg? Om det *alltid* ska vara möjligt att öka effektuttaget, ingår det att även betala för överkapaciteten.

7.3 Marknadsutveckling

Författarnas intryck från intervjuerna är att kraftvärmeverk idag generellt inte reagerar på kortsiktiga toppar i elpriset. Detta kan indikera att kraftvärmeverk är konventionella anläggningar som inte är redo för en elmarknad med högre andel väderberoende och därigenom ett mer flexibelt elproduktionsbehov. Alternativt är anläggningarna tekniskt redo men saknar marknadsincitament. För att möjliggöra mer flexibel elproduktion, är det därför relevant att fråga sig: Vad kommer först, de tekniska eller de marknadsmässiga förutsättningar? Många aktörer anser att tekniken för flexibel elproduktion finns men ändå reglerar de inte dagligen mot höga elpriser. Detta tyder på att främst de marknadsmässiga förutsättningarna saknas. Ytterligare investering i tekniker för mer flexibel elproduktion sker enbart om de marknadsmässiga förutsättningarna är goda. I vissa fall kan el produceras mer flexibelt redan nu, ofta med högre produktionskostnader som följd. Författarnas uppfattning är att detta inte görs då marknadsincitamenten är för låga. Alternativ elproduktion såsom

vindkraft är kostnadseffektiv. Är kraftvärmens helt enkelt för dyr i jämförelse?

Under teknikkapitlet konstaterades att kraftvärmeverk har bäst verkningsgrad vid maximal effekt. Detta talar emot flexibel drift av kraftvärmeverk då flexibilitet skulle innebära plötslig reglering av produktionen, med sämre verkningsgrad och högre utsläpp som följd. Flertalet aktörer pekade även på Day-ahead marknaden där elproduktionen planeras 24 timmar i förväg, vilket möjliggör planerbar och jämn produktion över dygnet. Genom att styra mot Day-ahead marknaden optimeras driften för mest ekonomiska intäkter 24 timmar i förväg. Genom Day-ahead marknaden lovar elproducenten att leverera en viss mängd el och riskerar vite som påföljd vid misslyckande att leverera utlovad mängd el. Författarna uppfattade Day-ahead marknaden som ett hinder för ökad flexibel elproduktion i kraftvärmeverk då det skapar en styrning som är beroende av framförhållning. Elpriserna ändras även med kortare varsel än 24 timmar av exempelvis oförutsedda driftstopp samt oväntade utfall av vindprognoser. Kraftvärmeverk går miste om dessa toppar i elpriset på grund av anläggningarnas nuvarande Day-ahead-styrning som skapar framförhållning. Skånska kraftvärmeaktörer styr idag enligt Day-ahead marknaden med längre framförhållning jämfört med danska kraftvärmeverk.

Elsystem kan utnyttja efterfrågeflexibilitet för att följa elproduktion bättre. Detta kan ses som en effektiviseringsåtgärd likväl som en ransoneringsåtgärd. Exempel på efterfrågeflexibilitet i Skåne är Switch, vilket kan avlasta elnätet vid behov. Från intervjuerna fick författarna intrycket att Switch idag inte är en betydande ekonomisk faktor för kraftvärmeägare. Däremot kan Switch på sikt få större betydelse för elsystemet samt höja lönsamheten hos kraftvärmeverk. Aktörer skulle kunna både bidra genom att producera mer el från kraftvärmeverk men även genom att använda mindre el från centrala värmepumpar. Det återstår att se om kraftvärmeaktörer ser en ny roll genom Switch, eller om deras produktion inte passar flexibiliteten.

Ett annat sätt är att utöka Energy-as-a-Service som avtalskoncept och öppna upp för komfortavtal och liknande. Detta skulle kunna innebära utökade möjligheter för följsam värmeproduktion för flexibel elproduktion. Utökning av fjärrvärmebolagens tekniska möjligheter såsom styrning av kundernas värmecentraler kan medföra fördelar. Fjärrvärmebolagen kan i större utsträckning nyttja den termiska trögheten i fastigheter för att öka möjligheterna till flexibel elproduktion. Bolagen kan exempelvis inkorporera fastigheternas eventuella värmepumpar i sina styrsystem och söka den mest kostnadseffektiva produktionsformen vid varje tidpunkt. Med detta kan även kraftvärmens stärka sin konkurrenskraft och genom ett mer kostnadseffektivt system samtidigt som kunderna får praktiska och ekonomiska fördelar. Det här konceptet är som tidigare nämnt under utveckling, bland annat av IVL.

7.4 Systemtjänster

Den förändring som lyfts mest i både studerade artiklar och intervjuer är ett införande av marknader för effekt och andra systemtjänster. En utökad elmarknad där även systemtjänster värdesätts skulle göra att kraftvärme kan agera genom nya marknadsvärden. Detta är systemtjänster som kraftvärme idag bidrar med gratis så som balansreglering, spänningsreglering, frekvenshållning och mekanisk svängmassa. Flera intervjupersoner förespråkar sådana system och önskar att detta finansieras genom att krav ställs på att elproducenter ska leverera systemtjänster. Genom kravställning kan destabiliserande kraftslag subventionera stabiliserande kraftslag såsom kraftvärme och på så vis både gynna elnätets stabilitet och lönsamheten hos kraftvärmerna. Dock är författarna inte övertygade om att fler systemtjänster skulle premiera mer flexibel elproduktion i kraftvärmeverk. Beroende på vilken nivå ersättningssystemet hamnar på kommer utfallet variera. Författarna anser däremot att ersättningssystem skulle kunna få kraftvärmeverksägare att värna mer om den lokala planerbara elproduktionen. Detta är något som skulle kunna motivera framtida investeringar i kraftvärmeverk, istället för värmeverk.

Energy-only marknaden tar inte hänsyn till egenskapen att ha säker tillgång på effekt. Sol- och vindkraft är konkurrenskraftiga på Energy-only marknaden medan kraftvärme och andra planerbara kraftslag är fördelaktiga ur systemtjänstsynpunkt. En ökad andel väderberoende elproduktion innebär inte automatiskt att systemtjänster tillförs till elnätet. Om exempelvis vindkraften ska leverera systemtjänster krävs ytterligare tekniska lösningar vilket kommer ge investerings- och produktionskostnader. Om tekniker såsom vindkraft krävstills att bidra med systemtjänster, ökar teknikens kostnader och med minskad konkurrensfördel som följd. Det är en svår balansgång mellan att främja ny förnybar elproduktion och att skapa balans i elsystemet.

Att kraftvärmeaktörer förespråkar ersättningssystem för systemtjänster är inte oväntat. Högre ersättning för deras tjänster medför starkare konkurrenskraft och bättre total lönsamhet. Det är viktigt att vara medveten om subjektiviteten hos intervjupersonerna. Därför intervjuades även representanter med ett bredare systemperspektiv. Dessa gav en liknande bild för ersättningssystem av systemtjänster. Intervjupersonerna med systemperspektiv syftade inte primärt till att kraftvärmeverk skulle blomstra av en sådan marknadsutveckling, utan förespråkade snarare en teknikneutral lösning för att värdesätta systemtjänster. Utfallet av ett teknikneutralt styrmedel kan bli att konkurrensen mellan olika kraftslag förändras. Förhoppningen är att detta leder till en kostnadseffektiv lösning där kraftslaget som levererar systemtjänster billigast står starkast. Författarna delar därför synen att detta måste utföras teknikneutralt och i konkurrens mellan olika kraftslag.

7.5 Lärdomar från Danmark

Danmark har på vissa sätt annorlunda grundförutsättningar än Sverige, så som mer naturgas och vindkraft samt ingen egen tillgång av vatten- och kärnkraft.

På andra sätt är Sverige och Danmark lika då båda ingår i EU:s utsläppshandel och har väl utbyggda fjärrvärmesystem.

Danska kraftvärmeverk har automatisk reglering mot obalanser i elsystemet som verkar på sekundnivå. Detta sker främst i Västra Danmark och har integrerats med vindkraften sedan flertalet år tillbaka. I Sverige görs inte detta på sekundnivå men viss utveckling mot mer automatiserad styrning kan underlätta mer flexibilitet. Enligt intervju med vissa skånska kraftvärmeägare hade deras anläggningar kunnat bli mer flexibla genom ett mer automatiserat styrsystem. Jämfört med turbininvestering ser författarna investeringar i ett mer automatiserat styrsystem som billigt. Generella intrycket från intervjuer är att kraftvärmeverk i Skåne styrs till stor del mer manuellt än i danska kraftvärmeverk som styr på sekundnivå. Svenska kraftvärmeverk skulle därmed kunna öka den flexibla elproduktion genom relativt små investeringar.

Då delar av Danmark inte använder vattenkraft som reglerbar elproduktion får kraftvärmens en större roll än i Sverige. Danmarks kraftvärme är bättre på flexibel elproduktion och här kan Sverige hämta tekniklärdomar. En av Danmarks grundförutsättningar till flexibla kraftvärmeverk är dock att högre andel naturgas används. Som konstaterat i bakgrunden är naturgas mer snabbreglerat som bränsle. Det är osannolikt att Sverige skulle förlita sig till lika stor del på naturgas som Danmark, eftersom naturgas är fossilt och Sveriges gasnät är inte lika utbyggt.

Författarna ser en trolig utveckling i att Danmark minskar andelen elproduktion från kraftvärmeverk samt att andelen el från vindkraft ökar. El från vindkraft i kombination med värmepumpar och värmelager kan komma att reducera kraftvärmens roll i fjärrvärmesystemet i Danmark framöver. Danmarks satsningar på större värmelager och en överproduktion av el från oplanerbara kraftslag är en strategi som även skulle kunna prövas i Sverige. Trots att Sverige har reglerbar elproduktion i form av vattenkraft kan scenarion finnas då Sverige framöver har tillfälligt betydande elöverskott, framförallt genom ökad utbyggnad av vindkraft.

Genom en överproduktion av el i Danmark krävs även en god överföringskapacitet för att kunna exportera el till bland annat Sverige eller Tyskland vid överskott. Detta är något danska aktörer kan utnyttja till sin fördel och på så vis möjliggöra överproduktion sett till enbart det danska behovet. Dessutom antas en överproduktion av el från vindkraft i Danmark kunna utnyttjas på olika sätt. Bland annat planeras produktion av vätgas genom billig överskottsel. Vätgasen kan senare omvandlas tillbaka till elproduktion genom en vätgasturbin och på så vis fungera som ett energilagring. Det finns idag många alternativa strategier och el- och värmemarknaden kommer genomgå stora förändringar och tekniskiften under den närmaste tiden.

Gällande elöverskott är det också värt att nämna efterfrågefleksibilitet. Att kunna utnyttja överskottsel till billig värmeproduktion möjliggör också att minska elförbrukningen vid behov genom att stänga av centrala värmepumpar, exem-

pelvis vid ogynnsamma väderförhållanden. Även detta är något Sverige kan undersöka närmare, exempelvis i form av Switch.

Slutligen, om Danmark tros gå ifrån kraftvärmens och titta mycket på andra tekniker för fjärrvärmeproduktion, är det något även svenska aktörer bör göra? Den frågan är inte enkel att besvara och beror till viss del på den politiska utvecklingen av styrmedel och regelverk på EU-nivå och i respektive länder. Styrmedel och regelverk lägger grunden för marknaden och därmed även ett produktionslags konkurrenskraft. Danmark har inte samma förutsättningar som Sverige. Tanken på att vara importberoende kan tänkas göra biobränsle mindre attraktivt i Danmark och inte ge samma utveckling som i Sverige. Avfallsförbränningskatten som har återinförts i Sverige kan tänkas resultera i minskade nyinvesteringar i denna produktionsform. Vad gäller fossila kraftvärmeverk kommer de troligen ersättas av andra produktionsformer eller konverteras i både Sverige och Danmark, då de inte ligger i linje med varken nationella eller internationella klimatmål.

7.6 Begränsningar

Nedan presenteras begränsningar i studien och möjliga felkällor som kan ha haft inverkan på resultatet. Här redovisas också möjliga förbättringsåtgärder vid framtida studier.

7.6.1 Litteraturstudie

Litteraturstudien gjordes för att lägga en grund för fortsatt undersökning genom intervjuer. Litteratursökningen gör inte anspråk på att vara fullständigt täckande. Ytterligare granskning av teknik, marknad och regelverk är fullt möjligt. Den här studien har istället haft ambitionen att finna ett systemperspektiv utifrån de tekniska, marknadsmässiga samt regelverksmässiga förutsättningarna. Detta har utgått ifrån de mest aktuella källorna då lagstiftning och andra förutsättningar ändras snabbt.

För framtida studier hade det varit givande att studera Switch och andra regionala kapacitetsmarknader för att se hur detta kan inverka på framtida Energy-only marknaden. Switch har inte varit en stor del av detta examensarbete då intervjuer indikerat att Switch var i sin uppstart och för närvarande innebär en relativt liten intäkt för kraftvärmeverk i Skåne. För framtida studier skulle författarna gärna se mer utredning kring hur dynamiken för kraftvärmeverk kan utvecklas med ökande kapacitetsmarknader.

För att illustrera kraftvärmens kapacitet i flexibel elproduktion hade kvantifiering av potentialen kunnat stödja olika argument och höja värdet av studien. Författarna visade på kraftvärmens nuvarande storlek i Sverige och Skåne i förhållande till producerad värme, el och effekt. Däremot är det inte klart hur stort kraftvärmens bidrag genom flexibel elproduktion skulle kunna bli. Potentialberäkningar i både upp- och nedreglering från kraftvärme kan därför vara ett ämne för framtida studier. Detta kan inkludera kvantifiering av bland annat

möjligt effektbidrag från kondenseringssvansar, grad av följsamhet i värmeproduktionen samt ökad användning av bypass. Detta hade hjälpt att uppskatta hur mycket flexibel elproduktion som kraftvärme kan bidra i olika situationer.

7.6.2 Intervjustudie

Kontakt av intervjupersoner skedde utifrån kontaktvägar såsom via personliga kontakter samt rekommendationer från handledare. Det finns därför en risk att inte den mest passande personen inom företaget kontaktades. Detta anses inte troligt då de personliga företagskontakterna i många fall hänvisade vidare till en kollega som de bedömde hade mer lämplig bakgrund för studien. Dessutom skedde fyra intervjuer med två representanter för att säkra att två representanter kunde komplettera varandra i intervjun. Företagens vilja att förmedla insikter får därför anses vara mycket hög. I ett fall ansågs sig intervjupersonen ha svårt att svara på frågor rörande marknadsförutsättningar. Denna intervju kompletterades därför med efterföljande mailkontakt gällande återstående marknadsfrågor. Intervjuerna täckte samtliga inkluderade kraftvärmeverk i Skåne och därför får intervjumaterialet betraktas ge en representativ bild av Skånes kraftvärme.

Däremot representerar inte en intervjupersons åsikter hela företaget i fråga. Intervju med en annan företagsrepresentant som har annan bakgrund och position hade kanske resulterat i annorlunda utfall. Det är viktigt att hålla det i tanke. Som sagt skedde fyra intervjuer med dubbla representanter, för att täcka större kunskaps- och åsiktsbredd. Därmed minskade risken för ensidigt utfall av intervjuerna och fler perspektiv kunde täckas.

Intervjuerna genomfördes digitalt till följd av pandemin men detta anses inte ha minskat kvaliteten i intervjuerna. I en intervju strulade tekniken, vilket resulterade i att intervjutiden dubblerades. Däremot anses detta inte ha lett till missad information, då samtliga intervjufrågor fortfarande täcktes. Viljan hos både intervjupersoner och författarna att få tekniken att fungera bra var god och bidrog till att videointervjuerna fungerade väl. Författarna ser fördelar med att hålla intervjuerna digitalt då det har möjliggjort att kunna välja intervjupersoner helt utifrån kompetens och relevans för det här examensarbetet utan att behöva ta i beaktande de praktiska förutsättningarna som kan krävas för en fysisk intervju. Intervju med representanter i Danmark och Stockholm hade annars blivit mer tidskrävande och då inte möjliggjort lika många intervjuer. Författarna tror också tröskeln för att tacka ja till en digital intervju är lägre än fysisk intervju, vilket bidragit till den höga uppslutningen intervjupersoner. Författarna syftade även till intervju Svenska kraftnät för att ta del av ytterligare nationella perspektiv men tyvärr besvarades intervjufrågan inte inom rimlig tid för examensarbetets planering. Det nationella perspektivet anses trots det ha uppnåtts genom intervjuer med den nationella branschorganisationen Energiföretagen men även Länsstyrelsen Skåne som företräder staten.

Sammantaget bedöms valet av företag och intervjupersoner ha bidragit till goda förutsättningar för kvalitativa insikter i kraftvärmebranschen och svar på de frågeställningar som var målet för det här examensarbetet. Svagheten med urvalet är att resultatet av studien inte kan extrapoleras rakt av till att gälla hela Sverige. Detta följer naturligt av kvalitativa studier. Insikterna kan däremot bidra till en bild av förutsättningarna i Skåne och med välavvägda argument kan det appliceras på Sverige i sin helhet, även om olika förutsättningar gäller för olika regioner. De största skillnaderna mellan Skåne och övriga Sverige är troligen de tekniska förutsättningarna som gäller för de kraftvärmeverk som beskrivits i examensarbetet samt att elprisområde 4, där Skåne ingår generellt har något högre elpriser.

Intervjuformatet gällde halvstrukturerade intervjuer. Detta format valdes för att intervjupersonerna fritt skulle få resonera kring branschfrågorna. Valet av intervjufrågor spelar betydande roll för intervjuresultatet. Intervjuformatet spelar betydande roll för slutresultatet och andra frågor hade kunnat bidra till ett annorlunda nyanserat resultat. För att försäkra förståelse under intervjuerna ställdes följdfrågor för att bekräfta innebörden. Liknande frågor ställdes flera gånger om, för att möjliggöra förtydliganden och nyansering från intervjupersonerna. Intervjumanuset togs dessutom fram i samarbete med handledare för att ta del av deras erfarenhet. Författarna kände sig trygga med intervjuformatet då flertalet åsikter och uttalanden var återkommande under de sista intervjuerna.

7.6.3 Val av kraftvärmeverk

Kraftvärmeverken som valts ut finns i Skåne och har möjlighet att producera el utöver egen förbrukning. Anläggningarna är av varierande ålder och byggda med olika tekniker och använder olika bränslen. Detta har medfört en bredd i intervjusvaren. Urvalet som gjordes i det här examensarbetet grundade sig i intresse för Skånes situation och vad kraftvärmeverk kan åstadkomma här. Även Stockholm hade varit intressant att undersöka men den lokala förankringen avgjorde. En annan metodik hade kunnat vara att välja kraftvärmeverk utifrån annat kriterium än geografisk allokering och elproduktion. För framtida studier hade det varit intressant att fokusera på exempelvis biokraftvärmeverk eller avfallskraftvärme för att mer noggrant studera dynamiken i teknik, marknad och regelverk. En annan metodik hade kunnat vara att välja kraftvärmeverk utifrån ålder. Hur skiljer sig förutsättningarna i flexibel elproduktion för äldre respektive nya kraftvärmeverk?

8 Slutsatser

Kraftvärmens tekniska förutsättningar för flexibel elproduktion i Skåne varierar. På sekund- och minutnivå är det idag mindre troligt att kraftvärme i Skåne kan anta en viktig roll i elsystemet. Däremot kan kraftvärmens utöka sin roll i flexibel elproduktion genom åtgärder för att minska sin framförhållning. En följsam värmeproduktion möjliggör mer flexibel elproduktion och flertalet kraftvärmeverk i Skåne har tekniska förutsättningar för att upprepade gånger variera sin produktion några timmar till följd av ett ändrat elpris. I teorin är de tekniska möjligheterna för ökad flexibilitet i elproduktionen goda. Detta kräver investeringar som kraftvärmeverksägare inte anser lönsamma idag.

Kraftvärmens har inte goda marknadsmässiga förutsättningar för flexibel elproduktion idag. Detta beror bland annat på att kraftvärmeverksägare ser sitt huvudsakliga syfte som att leverera fjärrvärme. Elproduktionen anses ofärsmässigt vara en biprodukt. Kraftslag med lägre kostnader sänker elpriserna och höjer konkurrensen på elmarknaden. Elpriserna är delvis volatila och kraftvärmens har idag svårt att utnyttja de stundtals höga elpriserna till sin fördel. Detta till följd av tekniska förutsättningar och elproduktionens reducerade roll för kraftvärmens intäkter. Energy-only marknaden innebär även att kraftvärmens inte får mer betalt för systemtjänster som är nödvändiga för elsystemets funktion. Ersättning för detta hade förbättrat lönsamheten. Det är dock oklart hur hög ersättning som krävs för att börja agera mer flexibelt mot elmarknaden. Lönsamhetsproblematik för kraftvärme bidrar till att kraftvärmeverksägare tittar mer mot investering i värmeverk, vilket i förlängningen skulle leda till mindre lokal elproduktion.

De regelverks- och styrmedelsmässiga förutsättningarna för flexibel elproduktion i Sverige är inte fördelaktiga för kraftvärme. Det finns inga regelverk som direkt uppmuntrar till flexibel elproduktion i kraftvärmeverk. Kraftvärmens berörs dessutom av olika styrmedel där vissa ger ”dubbelstyrning”. Såväl fossila som biobränslebaserade kraftvärmeverk påverkas av detta men på olika sätt. I kombination med snabba förändringar för kraftvärmens förutsättningar leder detta till risker i aktörernas kort- och långsiktiga investeringar. Då kraftvärmeverk innebär förhållandevis stora investeringar jämfört med värmeverk, uppfattas därför det sistnämnda som ett ekonomiskt säkrare alternativ.

Danska kraftvärmens förutsättningar för flexibel elproduktion anses goda men inte direkt tillämpbara i Sverige. Danmark har präglats av annorlunda politisk utveckling i form av lagkrav som gynnat vindkraft och småskaliga kraftvärmeverk. Kraftvärmeverken har framförallt varit naturgaseldade genom inhemsk tillgång av naturgas. Detta har gjort att Danmark investerat mer i vindkraft och kraftvärmeverk och i sin tur i stora värmelager och hög elöverföringsförmåga. Detta medför stor skillnad i grundförutsättningarna. Danska kraftvärmeverk har snabbare reglerförmåga och flexibilitet än de svenska på grund av naturgaspannor och mer investeringar i flexibel elproduktion. Framförallt i Västra Danmark reglerar kraftvärmeverk dagligen mot elbehovet. Svenska kraftvärmeverksägare kan lära av Danmarks tekniska förutsättningar för att

gynna mer flexibel elproduktion. Däremot skiljer sig de marknadsmässiga förutsättningar åt och det skulle krävas nya politiska beslut om syftet är att följa Danmarks riktning.

Kraftvärmeverksägare har visst utrymme att förbättra förutsättningarna för flexibel elproduktion. Framförallt behöver kraftvärmeverk möjliggöra följsam värmeproduktion då detta är en prioriterad del av verksamheten. Det går även att investera i automatisering av styrsystem. Dessa förutsättningar kräver i sin tur att regelverk och i dess förlängning marknadsmässiga förutsättningar skapar ett ekonomiskt incitament till detta och en långsiktig stabilitet för branschen. Ökat samarbete mellan kraftvärmeverksägare, myndigheter, kommuner och andra aktörer är ytterligare en möjlighet som kan gynna kraftvärmens framtida lönsamhet. Dock skulle inte detta nödvändigtvis resultera i ökande flexibilitet i den lokala elproduktionen.

Sammantaget är förutsättningarna för flexibel elproduktion hos kraftvärmeverk i Skåne relativt dåliga. Den grundläggande lönsamheten för kraftvärmeverk i Sverige är svag. Detta leder till att nyinvesteringar anses riskabla, vilket riskerar framöver att resultera i ett minskande antal anläggningar. Kanske är kraftvärmens roll framöver inte att bidra med flexibel elproduktion, utan snarare att fortsätta med betydelsefull lokal elproduktion.

Referenser

- Axelsson, A., Lundström, J. & Solér, O. (2020). *Scenario för det Skånska Elsystemet – Elanvändning och effektbehov idag, 2030 och 2040*. Region Skåne.
- Berntsson, M., Thorson, O. & Wennberg, O. (2010). *Ökat elutbyte i biobränsleeldade kraftvärmeanläggningar med hjälp av förtorkning*. Värmeforsk, Systemteknik 1151.
- Bioenergi. (2020a). Regeringen utarmar kraftvärmen och riskerar ökad effektbrist. Hämtad 28 januari 2021, från <https://bioenergitidningen.se/biokraft/regeringen-utarmar-kraftvarmen-och-riskerar-okad-effektbrist>
- Bioenergi. (2020b). Tema: Fjärr- och kraftvärme. Hämtad 2020, från <https://bioenergitidningen.se/biokraft/209-biokraftvarmeverk-i-sverige>
- C4 Energi. (u. å). Hämtad 22 februari 2021, från <https://www.c4energi.se/om-oss/>
- Danska Energistyrelsen. (2012). *District heating – Danish and Chinese experience*. Hämtad 20 februari 2021, från https://ens.dk/sites/ens.dk/files/energistyrelsen/Nyheder/district_heating_danish-chinese_experiences.pdf
- Danska Energistyrelsen. (2015a). *The Danish Energy Model- Innovative, efficient and sustainable*.
- Danska Energistyrelsen. (2015b). *Flexibility in the Power System - Danish and European experiences*.
- Danska Energistyrelsen. (2019). *Figurer 2019*. <https://ens.dk/en/our-services/statistics-data-key-figures-and-energy-maps/annual-and-monthly-statistics>
- Danska Energistyrelsen. (2020). Annual and monthly statistics. Hämtad 10 februari 2021, från <https://ens.dk/en/our-services/statistics-data-key-figures-and-energy-maps/annual-and-monthly-statistics>
- Energiföretagen. (2019). Obegripligt beslut om avfallsförbränningskatt. Hämtad 25 november 2020, från <https://www.energiforetagen.se/pressrum/nyheter/2019/december/obegripligt-beslut-om-avfallsforbranningskatt/>
- Energiföretagen. (2020a). Fjärrvärmepriser. Hämtad 10 december 2020, från <https://www.energiforetagen.se/statistik/fjarrvarmestatistik/fjarrvarmepriser/>
- Energiföretagen. (2020b). Kraftvärme. Hämtad 1 februari 2021, från <https://www.energiforetagen.se/energifakta/kraftvarme/>
- Energiföretagen. (2020c). Kundens elkostnader. Hämtad 11 december 2020, från https://www.energiforetagen.se/globalassets/energiforetagen/bilder-gamla/kundens-elkostnader_a3_april2017.pdf
- Energiföretagen. (2020d). Många tillämpningsproblem när avfallsförbränningskatten införs. Hämtad 25 november 2020, från <https://www.energiforetagen.se/pressrum/nyheter/2020/mars/manga-tillampningsproblem-nar-avfallsforbranningskatten-infors/>
- Energimarknadsbyrå, K. (2020). Fjärrvärme - pris och kostnad. Hämtad 10 december 2020, från <https://www.energimarknadsbyran.se/fjarrvarme/fjarrvarmeavtal-och-kostnader/fjarrvarme-pris-och-kostnad/>
- Energimyndigheten. (2017a). *En svensk-norsk elcertifikatsmarknad- Årsrapport för 2017*.

- Energimyndigheten. (2017b). Om elcertifikatsystemet. Hämtad 17 november 2020, från <https://www.energimyndigheten.se/fornybart/elcertifikatsystemet/om-elcertifikatsystemet/>
- Energimyndigheten. (2019). Energiindikatorer 2019 -Uppföljning av Sveriges Energpolitiska mål.
- Energimyndigheten. (2020a). Energiindikatorer 2020.
- Energimyndigheten. (2020b). Energiläget 2020. *Statens energimyndighet, maj 2020 ET 2020:1*.
- Energimyndigheten. (2020c). Energiläget i siffror. Hämtad 17 november 2020, från <http://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2020/energilaget-2020---en-samlad-bild-pa-energiomradet-i-sverige/>
- Energimyndigheten. (2020d). *Fakta om elcertifikatsystemet*.
- Energistrategipodden. (2020). Hämtad 25 november 2020, från <https://www.sigholm.se/energistrategipodden/4#casts>
- Everett, B., Boyle, G., Peake, S. & Ramage, J. (2012). *Energy Systems and Sustainability, Power for a Sustainable Future*. Oxford University Press.
- Everhill, P. (2020). *Kraftvärmeskriften*. Hämtad 9 februari 2021, från <https://www.soderenergi.se/wp-content/uploads/2020/10/Kraftv%5C%C3%5C%A4rmeskriften-2020.pdf>
- Finansdepartementet. (2019a). *Lagrådsremiss, Skatt på avfallsförbränning*. Hämtad 30 november 2020, från <https://www.regeringen.se/4a6496/contentassets/aaca028eb936437ea2da078de381faf1/skatt-pa-avfallsforbranning.pdf>
- Finansdepartementet. (2019b). *Skatteutskottets betänkande 2019/20:SkU12, Skatt på avfallsförbränning*. Finansdepartementet. Hämtad 27 november 2020, från https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/arende/betankande/skatt-pa-avfallsforbranning_H701SkU12/html
- Finansdepartementet. (2020). Hämtad 25 november 2020, från <https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2019/09/skatt-pa-avfallsforbranning-infors-under-2020/>
- Frederiksen, S. & Werner, S. (2014). *Fjärrvärme och fjärrkyla*. Studentlitteratur AB.
- Gadd, H. & Werner, S. (2021). *Thermal energy storage systems for district heating and cooling*.
- International Energy Agency. (2020a). *Electricity consumption in Denmark*. Hämtad 2020, från <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=DENMARK&fuel=Energy%5C%20consumption&indicator=TotElecCons>
- International Energy Agency. (2020b). *Electricity consumption in Sweden*. Hämtad 2020, från <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=SWEDEN&fuel=Energy%5C%20consumption&indicator=TotElecCons>
- International Energy Agency. (2020c). Electricity imports vs. exports in Denmark and Sweden. Hämtad 2020, från <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=DENMARK&fuel=Imports%5C%2Fexports&indicator=ElecImportsExports>
- IVA. (2015). *Elproduktion Tekniker för produktion av el*. Kungl. Ingenjörskademin (IVA), IVA-projektet Vägval el.
- IVL Svenska Miljöinstitutet. (2021). Affärsmodeller för fjärrvärme och värmepumpar i fastigheter. Hämtad 3 februari 2021, från <https://energiforsk>

- se/konferenser/genomforda/system-kundlosningar-och-underhall-av-fjarrvarme/program/
- Kajiser, A. & Högselius, P. (2007). Elavregleringen är ett skräckexempel. *DN Debatt*, 19 juni 2007.
- Konkurrensverket. (2018). *Konkurrensen i Sverige*. Hämtad 2018, från https://www.konkurrensverket.se/globalassets/publikationer/rapporter/rapport_2018-1_kap27-elmarknaden.pdf
- Länsstyrelsen Skåne. (2019). *Skånes elförsörjning – en nationell angelägenhet*. Länsstyrelsen Skåne, Dnr 457-29355-2019.
- Länsstyrelserna. (2020). *Förutsättningar för en trygg elförsörjning - Slutrapport till regeringen avseende ärende I2019/01614/E*. Länsstyrelserna.
- Magnusson, E. (2021). Ny larmrapport Skånes kommuner illa förberedda för framtida effektbrist. *Sydsvenskan*.
- Naturvårdsverket. (u. å). *Handel med utsläppsrätter- för lägre utsläpp av koldioxid*. Naturvårdsverket, Energimyndigheten.
- Naturvårdsverket. (2020). Utsläppshandel. Hämtad 28 januari 2021, från <https://www.naturvardsverket.se/Miljoarbete-i-samhallet/Miljoarbete-i-Sverige/Uppdelat-efter-omrade/Utslappshandel/>
- Nord Pool. (2021a). Day-ahead market. Hämtad 23 februari 2021, från <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Day-ahead-market/>
- Nord Pool. (2021b). Intraday market. Hämtad 23 februari 2021, från <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Intraday-market/>
- Profu. (2020). *Värdet av elproduktion kopplad till fjärrvärmeproduktion - idag och i framtiden*. Hämtad 4 februari 2021, från https://www.profu.se/pdf/Vardet_av_elproduktion.pdf
- Regionfakta. (2020). Elproduktion efter produktionssätt. Hämtad 2021, från <https://www.regionfakta.com/skane-lan/energi/elproduktion-efter-produktionssatt/>
- SCB. (2020a). *Bränsleförbrukning för produktion av ånga och hetvatten, TJ efter produktionsslag, bränsletyp och år, matris EN0105A7*. Hämtad 26 november 2020, från https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START__EN__EN0105/BrforangaAR/table/tableViewLayout1/
- SCB. (2020b). El-, gas- och fjärrvärmeförsörjningen 2019 Slutliga uppgifter. Hämtad 26 januari 2021, från https://www.scb.se/contentassets/f3fea1fd8f6040e8b78b9408f49adbc8/en0105_2019a01_sm_en11sm2001.pdf
- SCB. (2020c). Konsumentprisindex (1980=100), fastställda tal. Hämtad 3 december 2020, från <https://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/priser-och-konsumtion/konsumentprisindex/konsumentprisindex-kpi/pong/tabell-och-diagram/konsumentprisindex-kpi/kpi-faststallda-tal-1980100/>
- Sharman, H. (2005). *Why Windpower Works in Denmark*. Hämtad 2021, från <https://www.icevirtuallibrary.com/doi/10.1680/cien.2005.158.2.66>
- Solér, O., Lundström, J., Axelsson, A., Ragosnig, C. & Rasmus, J. (2020). *Scenario för det skånska elsystemet – Elproduktion idag, 2030 och 2040*. Region Skåne.
- Storesund, J. (2016). *Flexibel drift av kraftvärmeverk*. Energiforsk.

- Svebio. (2021). Bioenergi – ord och begrepp. Hämtad 8 februari 2021, från <https://www.svebio.se/om-bioenergi/bioenergi-ord-och-begrepp/>
- Sweco. (2020). *Lösningar för ökad flexibilitet i elsystemet- möjligheter och utmaningar*. En rapport till Svenskt Näringsliv.
- Svenska Kraftnät. (2021). Marknaden för stödtjänster till kraftsystemet växer kraftigt. Hämtad 2 februari 2021, från <https://www.svk.se/press-och-nyheter/press/marknaden-for-stodtjanster-till-kraftsystemet-vaxer-kraftigt---3292104/>
- Svenska kraftnät. (2014). *Vägledning för krishantering inom elförsörjning*. Ärendenummer: 2014/2278.
- Svenska kraftnät. (2015). *Underlagsrapport - Överföring*. En redovisning från Svenska kraftnät.
- Svenska kraftnät. (2018). *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, en rapport till Miljö- och energidepartementet, Ärendenummer 2018/587*.
- Svenska kraftnät. (2019a). *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden rapport 2019, rapport till infrastrukturdepartementet, Ärendenummer 2019/432*.
- Svenska kraftnät. (2019b). Regelverk för elberedskapsverksamheten. Hämtad 15 februari 2021, från <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/ny-pa-elmarknaden/forfattningar-elbranschen/>
- Svenska kraftnät. (2021a). Effektreserv. Hämtad 23 februari 2021, från <https://www.svk.se/drift-av-transmissionsnatet/drift-och-elmarknad/effektreserv/>
- Svenska kraftnät. (2021b). Nätområden.se. Hämtad 25 januari 2021, från <https://www.natomraden.se/>
- Sveriges Regering. (2020). *Elcertifikat – stoppregel och kontrollstation 2019*.
- Tidningen Bioenergi. (2020). Biokraft i Sverige. Hämtad 10 februari 2021, från <https://bioenergitudningen.se/e-tidning-kartor/biokraft-i-sverige>
- Tidningen Energi. (2020a). Så kan elmarknaden lösa utmaningarna. Hämtad 11 december 2020, från <https://www.energi.se/artiklar/sa-kan-elmarknaden-losa-utmaningarna/>
- Tidningen Energi. (2020b). Värmebolag tvekar inför investeringar. Hämtad 2 december 2020, från <https://www.energi.se/artiklar/varmebolag-tvekar/>
- Tillväxtanalys. (2014). *Politik för ett hållbart energisystem i Danmark*. Myndigheten för tillväxtpolitiska utvärderingar och analyser, Underlagsrapport till PM 2014:05.
- Unger, T. & Holm, J. (2019). *El och fjärrvärme- samverkan mellan marknaderna, etapp III*. Energiforsk, rapport 2019:570.
- WSP. (2021). *Brister, beslut och balans i elsystemet- så kan ekvationen gå ihop*.

Intervjuer

Tang, John, Dansk Fjernverme, 08-01-2021
Thornström, Erik, Energiföretagen, 11-01-2021
Solér, Ola, Region Skåne, 12-01-2021
Enskog Broman, Lina, Energiföretagen, 12-01-2021
Tofft, Martin, Öresundskraft, 13-01-2021
Selander, Sandra Johanne, 13-01-2021
Hummelshøj, Reto Michael, COWI Danmark, 15-01-2021
Gravenslund Olesen, Steen, COWI Danmark, 15-01-2021
Jönsson, Karin, EON, 18-01-2021
Lundström, Karl, EON, 18-01-2021
Edsbäcker, David, Kraftringen, 19-01-2021
Skarrie, Håkan, Kraftringen, 19-01-2021
Nyrud, Stefan, Landskrona Energi, 20-01-2021
Bjerregaard, Isak, Sysav, 20-01-2021
Nilsson, Mikael Uniper, 01-21-2021
Sjöstrand, Annika, C4 Energi, 09-02-2021
Andersson, Henrik, C4 Energi, 09-02-2021

Muntliga kontakter

Genrup, Magnus, professor, prefekt vid Institutionen för Energivetenskaper, Lunds universitet, 04-12-2020
Sonnsjö, Hannes, doktorand, Avdelningen Miljö- och energisystem, Lunds universitet, 01-10-2020

Skriftliga kontakter

Pettersson, Magnus, Miljö- och Hållbarhetschef, Sysav, 12-02-2021

9 Appendix

Nedan visas respektive delar av appendix.

9.1 Uppföljningsmail om specifika tekniska förutsättningar

Vi skulle gärna vilja komplettera med några korta frågor om ert kraftvärmeverk. Borde bara ta några minuter. Stort tack på förhand.

Har ni möjlighet att köra förbi turbinen och enbart fokusera på värmeförsörjning? (Har ni bypassventil?)

Ja/Nej

Har ni en kondenseringsvans? (mindre turbin som efterföljer huvudturbinen)

Ja/Nej

Har ni möjlighet att kyla bort värmen? (mot havet, luften, geotermi eller kylaggregat)

Ja/Nej

Har ni en eller flera ackumulatortankar påkopplade till ert nät? Om ja, vad är storleken på dessa?

Ja/Nej

Utnyttjar ni fjärrvärmenätet som ackumulatortank? (föra in mer energi för mer fördelaktig produktion)

Ja/Nej

Utnyttjar ni termisk tröghet i fastigheter?

Ja/Nej

Skulle du säga att ni har en högautomatisk anläggning eller styrs driften mycket på start eller stopp?

Högautomatisk/Start eller stopp

9.2 Kort introduktion till intervju

Vi skriver ett examensarbete om kraftvärmeverk och dess förutsättningar för att ge flexibel elproduktion i syfte att balansera mot icke-planerbar elproduktion. Med flexibel elproduktion menar vi att anpassa elproduktionen efter nuvarande elmarknadspriser.

Vi har i vårt exjobb fokuserat på Skåne och vi gör vissa utblickar på Danmark. Vi har delat in våra frågor i tre områden: tekniska, marknadsmässiga och regelverksmässiga förutsättningar för flexibel elproduktion som Sveriges

kraftvärme har. Vi undrar också hur inspel från dansk kraftvärme skulle kunna gynna framtida ökande samkörning av kraftvärme och flexibel elproduktion. Mer om Danmark kommer sen i samband med frågorna om Danmark.

Syftet med dessa intervjuer är att utveckla synen kring hur aktörer inom kraftvärme och fjärrvärmebranschen resonerar kring dessa frågor. Nu till våra frågor.

9.3 Intervjumanus

Informellt intro. Småsnack om väder.

Här startar inspelning...

Först kommer lite formalia av det torrare slaget. Vi skulle gärna vilja spela in denna intervjun för att underlätta vårt arbete med exjobbet, är det okej? Vi kommer inte dela vår inspelning med andra. Är det även okej att vi nämner dig vid namn och företag i vårt examensarbete då vi integrerar dina tankar och insikter? Dvs exempelvis som [namn] och [företag]?

Fråga om de jobbar övergripande eller på ett specifikt verk (vill veta deras tekniska kompetens och vad de är nischade på). Vad är din roll och vad gör ditt företag?

Uppläsning för kort introduktion, se manus i Appendix 9.2

Teknik (enbart till kraftverksägare och branschorganisationer):

- Hur ser driften ut för ert kraftvärmeverk idag? Vilken roll skulle anläggningen fylla i Malmö/Helsingborg/Landskrona/Lund/Kristianstad? Värmebas? El-/Balansreserv? Bara för att ge oss lite inblick.
 - Hur många driftstimmar?
 - Vilken pannteknik använder ni idag?
 - Har ni tillgång till ackumulatortank?
- En måndagskväll blåser det inte och vindkraften producerar då inte el. Agerar ni på detta? Kör ni flexibelt mot elpriset? Hur ofta? Varför/Varför inte?
- På vilket sätt är ert kraftvärmeverk lämpligt för flexibel elproduktion? Hur snabba reglerar kunde ni göra? (både på kort och lång sikt)
- Att delta i frekvensreglering innebär att produktionen kontinuerligt regleras upp eller ned med ökat slitage och ökade driftskostnader som följd. Är ert kraftvärmeverk beredd på detta?
- Vad behöver ni göra från er sida för att möjliggöra mer flexibel elproduktion?

- Följdfrågor som berör: Kondenssvans, ackumulatortank, ny driftfilosofi, affärsmodell, mer väderprognoser osv?
- Arbetar ni mot detta? Att utöka er roll?

Marknad:

- Hur ser ni på er roll på värmemarknaden jämfört med elmarknaden idag?
- Elmarknaden har som mål att skicka prissignaler/incitament till elproducenter/elanvändare. Känner ni att kraftvärmebranschen har marknadsmissiga förutsättningar för flexibel elproduktion i Sverige? Varför/Varför inte?
- Vad skulle krävas från marknaden för att ni skulle köra ert kraftvärmeverk mer flexibelt mot elmarknaden?
- För att den flexibla elproduktionen i kraftvärmeverk ska öka, vad tycker ni borde värdesättas mer på elmarknaden?

Styrmedel:

Nu går vi in på det som vi lite slarvigt benämner regelverk. Med detta menar vi även ekonomiska styrmedel såsom skatter, elcertifikat mm men också etableringsförutsättningar (tillståndsprocesser)

- Hur tänker du kring de styrmedel som påverkar kraftvärmens idag? Ev uppföljande frågor?
- Känner ni att kraftvärmebranschen har styrmedelsmissiga förutsättningar med avseende på flexibel elproduktion i Sverige? Varför/Varför inte?
- För att den flexibla elproduktionen i kraftvärmeverk ska öka, vad tycker du borde ses över gällande styrmedel?

Utblick på Danmark (ställdes efter de danska intervjuerna, ej till danska aktörer):

- Östra Danmark har till viss del kapacitetsbrist. Här har dem infört ett regionalt styrmedel där kraftvärmeaktörer får ersättning för kapacitetsberedskap. Hade detta kunnat appliceras i Sverige?
- Danmark har flertalet (600+) små, decentraliserade kraftvärmeverk som styrs på start/stopp mot efterfrågan. Hade detta kunnat appliceras i Sverige?
- Danmark fortsätter med system liknande elcertifikat där biokraftvärmeaktörer får 15 DKK öre /kWh el i 15 år. Hade detta kunnat fortsätta i Sverige? Långsiktig förutsägbarhet.

Avslutande fråga:

- Om ni stod inför investeringsbeslut idag, hur hade ni då resonerat?
- Tror du att ni hade ni då valt värmepanna eller kraftvärmeverk? Värmepump, spillvärmekälla? Varför/Varför inte?
- Om du skulle göra en åtgärd för att förbättra förutsättningarna för kraftvärmebranschen, vad skulle den åtgärden vara?
- Hur tror du att mängden flexibel elproduktion inom kraftvärmeverk ser ut om 10 år? Ökad/Minskad/Oförändrad? Varför?

9.4 Potentialberäkningar

Här visas potentialberäkningen för skånska kraftvärmeverk. Siffrorna anges i MW och betecknar anläggningseffekten för respektive anläggning.

Anläggning	MW	Tillgänglighetsfaktorn
Allöverket	24	0,765
Återbruket	4,5	
Örtoftaverket	39	
Energiknuten	8,4	
Filbornaverket	20	
Västhamsverket	126	
Avfallsv. Sysav	40	
Heleneholmsverket	95	
	Totalt	273,03 MW
		10,92 % av max
Max effektuttag Skåne [MW]		2500

Figur 18: Beskrivning av utförda beräkningar. Siffrorna anges i MW och betecknar anläggningseffekten för respektive anläggning.