

Optimering av fjärrvärmeproduktionen i Luleå

Anna Hambræus

Examensarbete för civilingenjör i Teknisk nanovetenskap
Miljö- och energisystem, LTH
7 februari 2026



LUND UNIVERSITY

Detta examensarbete för civilingenjörsexamen i Teknisk Nanovetenskap motsvarande 30 högskolepoäng har genomförts vid avdelningen för miljö- och energisystem vid Lunds Tekniska Högskola. Arbetet har genomförts i samarbete med Värme och kyla-avdelningen på Luleå Energi.

Handledare på Luleå Energi var Maria Sundqvist och Mira Kagre.

Handledare vid avdelningen för miljö- och energisystem var professor Lars J Nilsson.

Examinator vid Lunds universitet var Karin Ericsson.

Omslagsfoto: Magnus Stenberg, Luleåfotograferna

© Anna Hambræus 2026

Avdelningen för miljö- och energisystem

Institutionen för teknik och samhälle

Lunds tekniska högskola

vid Lunds universitet

ISSN: 1102-3651

ISRN: LUTFD2/TFEM—26/5243—SE + (1-68)

Typeset in L^AT_EX

Lund 2026

Abstract

The industrial residual energy that covers 90 % of the district heating demand in Luleå will be discontinued in the near future. This places additional demand on the cost efficiency of the production in order to maintain low district heating prices. The purpose of this master thesis, in collaboration with Luleå Energi, is to examine the cost efficiency of the district heating production in Luleå, to learn about the strategies and tools used for production optimization in the industry and give an outlook of the future demands to maintain a cost efficient district heating production. In order to explore the industry praxis, interviews were conducted with representatives from 8 different district heating companies in Sweden. To evaluate the cost efficiency of the production in Luleå an optimization program that relies on mixed integer linear programming (MILP) was used where real costs of production were compared to those of the optimization. The results show similar trends of the utilization of the heat storage between the actual production planning and the optimized one, but that some improvements could lead to further cost reductions. Conclusions from the report include, amongst others, that MILP-modells are a good way to optimize production and that the demands of the future are largely dependent on the integration with the electricity market.

Keywords: district heating, production optimization, optimization tools, mixed integer linear programming

Sammanfattning

De industriella restenergier som står för 90 % av fjärrvärmén i Luleå kommer upphöra inom en snar framtid vilket ställer ökande krav på en kostnadseffektiv produktion för att bibehålla låga fjärrvärmepriser. Syftet med examensarbetet, som genomförts i samarbete med Luleå Energi, är att undersöka kostnadseffektiviteten av fjärrvärmeproduktionen i Luleå, att ta reda på vad standard i fjärrvärmebranschen är gällande de strategier och verktyg som används för produktionsoptimering samt ge ett perspektiv på vad som kommer krävas för en kostnadseffektiv värmeproduktion i framtiden. För att ta reda på branschpraxis genomfördes intervjuer med representanter från 8 utvalda fjärrvärmebolag i Sverige. För att utvärdera kostnadseffektiviteten i Luleås produktion användes ett optimeringsprogram som använder linjärprogrammering med blandade heltalsvariabler (MILP) och produktionskostnader från optimeringen jämfördes med verkliga kostnader under utvalda perioder. Resultaten visade att dagens produktionsplanering följer rätt trender gällande användningen av ackumulatortanken men att det går att reducera produktionskostnaderna ytterligare. Från intervjuerna framgick det att många arbetar med liknande planeringsstrategier som Luleå Energi. Slutsatser från arbetet inkluderar bland annat att MILP-modeller fungerar bra för att optimera produktionen och att framtidens krav på produktionsplaneringen främst beror av kopplingen till elmarknaden.

Nyckelord: fjärrvärme, produktionsoptimering, optimeringsverktyg, linjärprogrammering med blandade heltalsvariabler

Förord

Jag vill börja med att tacka mina handledare Maria Sundqvist och Mira Kagre på Luleå Energi. Tack Maria för vägledning genom arbetets gång och tack för alla frågor du besvarat under det senaste halvåret. Tack Mira för dina professionella kommentarer som lyft rapporten och tack för ditt stöd och generella hjälpsamhet. Sedan vill jag även tacka min handledare på LTH, Lars J Nilsson för engagemang och värdefulla insikter.

Jag vill även passa på att tacka alla medarbetare på Luleå Energi som bidragit med sin kunnighet och ett trevligt arbetsklimat. Tack även till de representanter från andra fjärrvärmebolag som ställt upp på intervjuer.

Tack Gustav för ditt eviga stöd och uppmuntran.

Detta arbete markerar slutet på min civilingenjörsutbildning vid Lunds Tekniska Högskola. Med de kunskaper, erfarenheter och vänner jag fått blickar jag nyfiket mot vad framtiden har att erbjuda.

Lund, januari 2026

Anna Hambræus

Innehåll

Abstract	i
Sammanfattning	ii
Förord	iii
Figurer	vi
Tabeller	vii
Nomenklatur	viii
Inledning	1
1.1 Bakgrund	2
1.2 Syfte och frågeställningar	2
1.3 Avgränsningar	3
1.4 Rapportens disposition	3
1.5 Användning av generativa AI-verktyg	4
Teori	5
2.1 Kort om fjärrvärme	6
2.1.1 Kraftvärme	6
2.1.2 Fjärrvärmens systemnyttor	6
2.2 Kort om elmarknader	7
2.2.1 Frekvensreglering	7
2.2.2 Energiskatt på el	7
2.3 Metoder för produktionsoptimering av fjärrvärme	8
2.3.1 Prognostisering	8
2.3.2 Optimering	9
2.4 Fjärrvärmesystemet i Luleå	11
2.4.1 Systemkomponenter	11
2.4.2 Produktionsplanering och systemoperation idag	12
Framtidens fjärrvärmesystem	15
3.1 Fjärrvärmens roll i ett framtida energisystem	16
3.1.1 Generellt i Sverige	16
3.1.2 Specifika förutsättningar i Luleå	17
3.2 Prisutveckling för bränslen	18
3.2.1 Biobränslen	18
3.2.2 Elpriser	18
Branchpraxis - strategier och verktyg för produktionsplanering	19
4.1 Metod	20
4.1.1 Intervjuer	20
4.1.2 Digitala verktyg	20

4.2	Generella strategier och arbetsmetoder	21
4.3	Egenutvecklade program för optimering och prognoser	22
4.3.1	Kalkylark	22
4.3.2	OPTiForecast	23
4.3.3	MILP-funktion	23
4.3.4	Prognostiseringsmodell	24
4.4	Program med öppen källkod	25
4.4.1	OpenSTEF	25
4.5	Kommersiella optimeringsprogram	25
4.5.1	Energy Optima 3	25
4.5.2	Aurora by Sigholm	28
4.5.3	Utilifeed	28
4.6	Lärdomar från driften och implementering av program	29
4.7	Elhandel, stödtjänster och elskatt	29
4.8	Perspektiv på utsläppsrätter och fjärrvärmens framtid	30
4.9	Slutsatser om branschens strategier och verktyg	31
	Optimeringspotential för produktionen i Luleå	34
5.1	Optimeringsprogrammet	35
5.1.1	Förenklingar och antaganden	36
5.2	Test 1 - normala vinterförhållanden, januari	37
5.3	Test 2 - låg kraftvärmeproduktion, mars	40
5.4	Test 3 - ingen kraftvärmeproduktion, augusti	42
5.5	Test 4 - månadsöversikt, januari	44
5.6	Slutsatser om dagens användning av ackumulatortanken	46
	Diskussion och slutsatser	48
6.1	Optimeringsstrategi	49
6.1.1	Energiackumulering	49
6.2	Optimeringsverktyg	49
6.2.1	Utvärdering av optimeringspotential i Luleå	49
6.2.2	Egenutveckling, öppen källkod eller kommersiell upphandling?	51
6.2.3	Prognostisering	52
6.3	Förutsättningar för framtidens fjärrvärmeproduktion	52
6.3.1	Framtidens krav på strategier för planering och optimering	53
6.3.2	Ökad konkurrens om biomassa	54
6.3.3	El, skatt och prissättningsfilosofi	54
6.4	Sammanställning av rekommendationer till Luleå Energi	55
6.5	Slutsatser	55
6.6	Förslag på vidare studier	56
	Referenser	57

Figurer

1	Energiinnehåll i ackumulatortanken för test 1. Maxeffekt på elpannorna var 20 MW respektive 60 MW.	37
2	Energiinnehåll i ackumulatortanken för test 1. Maxeffekt på elpannorna var 30 MW respektive 40 MW.	38
3	Energiinnehåll i ackumulatortanken för test 1. Maxeffekt på elpannorna var den prognostiserade tillgängliga kapaciteten.	39
4	Energiinnehåll i ackumulatortanken för test 2. Maxeffekt på elpannorna var 20 MW respektive 60 MW.	41
5	Energiinnehåll i ackumulatortanken för test 2. Maxeffekt på elpannor var den prognostierade tillgängliga effekten.	41
6	Energiinnehåll i ackumulatortanken för test 3. Maxeffekt på elpannorna var 20 MW respektive 60 MW.	43
7	Energiinnehåll i ackumulatortanken för test 4. Maxeffekt på elpannorna var 20 MW respektive 60 MW.	45
8	Energiinnehåll i ackumulatortanken för test 4. Maxeffekt på elpannor var den prognostiserade tillgängliga effekten.	45

Tabeller

1	Översikt över de digitala verktyg för optimering och prognostisering som berörs i rapporten samt vart informationen om dem har hämtats.	21
2	Kostnadsbesparingar för optimeringarna i test 1. Redovisat för olika tidshorisonter och maxeffekter på elpannorna, avrundat till hela tusental.	40
3	Kostnadsbesparingar för optimeringarna i test 2. Redovisat för olika tidshorisonter och maxeffekter på elpannorna, avrundat till hela tusental.	42
4	Kostnadsbesparingar för optimeringarna i test 3 där varken kraftvärmeverket eller träpolverpannan kunde driftas. Redovisat för olika tidshorisonter och maxeffekter på elpannorna, avrundat till hela tusental.	43
5	Kostnadsbesparingar för optimeringarna i test 3 antaget att träpolverpannan kan driftas. Redovisat för olika tidshorisonter och maxeffekter på elpannorna, avrundat till hela tusental. . .	44
6	Kostnadsbesparingar för optimeringarna i test 4. Redovisat för olika tidshorisonter och maxeffekter på elpannorna, avrundat till hela tusental. Kostnadsbesparingen för 3- och 5 dagarsoptimeringen redovisas som genomsnittet per dag multiplicerat med antal dagar i månaden. . .	46
7	Sammanfattning av de för- och nackdelar med olika typer av digitala verktyg som tas upp i rapporten.	51

Nomenklatur

Acken Ackumulatortanken (syftar oftast till den som ägas av Luleå Energi)

CCS Koldioxidinfångning och lagring (eng. Carbon Capture and Storage)

EU ETS EU:s utsläppshandelssystem (eng. European Union Emission Trading System)

FCR Frekvenshållningsreserv (eng. Frequency Containment Reserve)

FFR Snabb frekvensreserv (eng. Fast Frequency Reserve)

FRR Frekvensåterställningsreserv (eng. Frequency Restoration Reserve)

GROT Grenar och toppar

KVV Kraftvärmeverk

LEAB Luleå Energi AB

LP Linjärprogrammering

LuKAB LuleKraft AB

mFRR Manuell frekvensåterställningsreserv

MILP Linjärprogrammering med blandade heltalsvariabler (eng. Mixed Integer Linear Programming)

MINLP Ickelinjär programmering med blandade heltalsvariabler (eng. Mixed Integer Non-Linear Programming)

NLP Ickelinjär programmering

SvK Svenska kraftnät

TSO Transmissionsnätsoperatör

Kapitel 1

Inledning

I detta inledande kapitel presenteras bakgrunden till arbetet tillsammans med övergripande information om fjärrvärmen i Luleå. Rapportens syfte, frågeställningar, avgränsningar och disposition redogörs för.

1.1 Bakgrund

I Luleå värms 31 000 av kommunens totalt 41 000 hushåll med fjärrvärme. Det är Luleå Energi som är kommunens fjärrvärmebolag och ansvarar för att leverera värme till kunderna. Den stora majoriteten av värmen som levereras, 90 %, kommer från SSAB:s stålproduktion på Svartöns industriområde. Det är restgaser, alltså processgaser från koks-, järn- och stålproduktion, som förbränns i kraftvärmeverket LuleKraft där hetvatten och el produceras. Det handlar om 2 TWh tillförd energi per år som går till LuleKraft, som ägs till hälften av SSAB och till hälften av Luleå Energi. Genom stadens totalt 40 mil långa fjärrvärmenät forslas sedan värmen ut från produktionssiten till kunderna i Luleå stad (Luleå Energi, 2020; LuleKraft, 2025).

De senaste två åren har präglats av historiskt höga kostnadsökningar av fjärrvärme vilket ställer ökande krav på en effektiv produktionsplanering. Mellan åren 2023 och 2024 ökade fjärrvärmepriset i svenska kommuner med i genomsnitt 15,2 % vilket är den största kostnadsökningen på 30 år, följt av den näst största ökningen året efter då priserna ökade med 9,2 %. Detta fastställs av Nils Holgersson-gruppens årliga rapport som jämför kostnader för fjärrvärme, el, vatten, avlopp och sophämtning mellan Sveriges samtliga 290 kommuner. Den totala genomsnittliga prisökningen för fjärrvärme sedan 2022 är 36 % vilket får en betydande påverkan på dess konkurrenskraft jämfört med andra uppvärmningsformer. Den totala prisökningen i Luleå sedan 2022 är 17 % och rapporten fastslår att Luleå, förutom att vara den kommun som har den lägsta totala kostnaden för samtliga undersökta avgifter, även har landets billigaste fjärrvärme (Silverfur m. fl., 2025; Persson m. fl., 2022). Att Luleå har Sveriges billigaste fjärrvärme gäller inte bara för 2025, utan varje år (med några få undantag) sedan undersökningen startade för 30 år sedan.

En avgörande faktor för de låga fjärrvärmepriserna i Luleå är den stora mängd billig restenergi som tillvaratas från SSAB:s produktion, men det är en energikälla som snart försvinner. I ljuset av den gröna omställningen och Sveriges långsiktiga klimatmål om nettonollutsläpp år 2045 behöver även stålindustrin ställas om till att bli fossilfri. Det masugnsbaserade stålverket i Luleå ska tas ur drift och ersättas av ett nytt stålverk för fossilfri stålproduktion. SSAB har i ett pressmeddelande offentliggjort att den planerade driftstarten är i slutet av 2029 (SSAB, 2025a). Tillverkningen av järnsvamp ska då ske genom direktreduktion med fossilfri vätgas och smältningen ska ske i två stycken elektriska ljusbågsugnar vilket, förutom att sänka Sveriges totala koldioxidutsläpp med hela 7 % (SSAB, 2024), innebär att restgaserna som idag värmer Luleå inte kommer att finnas. Utan masugn och koksverk utblir även den billiga energin och det blir av större vikt att hålla nere bränslekostnader för att behålla ett fortsatt lågt fjärrvärmepris för kunderna i Luleå. Nya samarbeten med industriaktörer på Svartöns industriområde planeras ersätta en del av den värmemängd som går förlorad, men många osäkerheter kvarstår gällande energimängder, priser och vilka industrier som kan leverera restvärme.

1.2 Syfte och frågeställningar

Syftet med examensarbetet är att utvärdera kostnadseffektiviteten i dagens produktionsplanering, att undersöka olika digitala verktyg som kan bistå i det dagliga planeringsarbetet samt att analysera vad som krävs för en optimal produktionsplanering givet framtidens förutsättningar.

Syftet kan delas in i följande frågeställningar:

- i. Vad är standard i fjärrvärmebranschen gällande produktionsplanering och optimering?
- ii. Vilka digitala verktyg finns på marknaden, hur används de och vilka är deras för- och nackdelar?
- iii. Hur optimal är dagens fjärrvärmeproduktion inklusive energiackumulering i Luleå med avseende på

minsta möjliga produktionskostnad?

iv. Vad krävs för produktionsoptimering av framtidens fjärrvärmesystem?

1.3 Avgränsningar

För att optimera produktionen av fjärrvärme krävs normalt olika typer av prognoser som optimeringen anpassas efter. Några prognosmetoder nämns men fokuset för arbetet har varit optimering och metoder och verktyg som kan användas för detta. Systemoptimering inklusive hänsyn till tryck, temperatur etc. tas inte i beaktning. Det program som avser utvärdera kostnadseffektiviteten är inte en färdig produkt som kan användas för produktionsoptimering utan en enklare prototyp av ett optimeringsprogram där flera väsentliga funktioner saknas (till exempel koppling till system och realtidsvärden). Specifika antaganden och avgränsningar som gjorts gällande intervjustudien och optimeringsmodellen presenteras i respektive kapitel.

1.4 Rapportens disposition

Kapitel 1: Inledning

I det här kapitlet ges en bakgrund till arbetet och rapportens syfte, frågeställningar och avgränsningar presenteras.

Kapitel 2: Teori

Kapitlet inleds med generell fakta om fjärrvärme och kraftvärme. Elmarknader och tjänster för frekvensreglering i elsystemet förklaras kort. Därefter ges en litteraturredogörelse över metoder för produktionsoptimering av fjärrvärme, följt av en beskrivning av Luleås fjärrvärmesystem och produktionsplanering.

Kapitel 3: Framtidens fjärrvärmesystem

Detta kapitel redogör för de utmaningar och förutsättningar som fjärrvärmens står inför i framtiden, både utifrån ett brett perspektiv som avser hela Sverige och de specifika förutsättningar som kommer i Luleå.

Kapitel 4: Branchpraxis - strategier och verktyg för produktionsplanering

Här beskrivs de intervjuer som genomförts med utvalda fjärrvärmebolag och resultaten presenteras och diskuteras. Resultaten handlar om branchpraxis gällande planering och optimering av värmeproduktion med fokus på användandet av prognos- och optimeringsverktyg. Diskussionen berör även energiskatt på el, perspektiv på fjärrvärmens framtid och slutsatser om de lärdomar intervjuerna bidrog till.

Kapitel 5: Optimeringspotential för produktionen i Luleå

Kapitlet handlar om en undersökning av kostnadseffektiviteten i Luleå Energis fjärrvärmeproduktion. Metod och resultat av studien redovisas och användningen av ackumulatortanken jämförs mellan den optimerade och verkliga driften. Resultaten diskuteras och en slutsats dras gällande förbättringspotentialen för produktionsplaneringen och användning av ackumulatortanken.

Kapitel 6: Diskussion och slutsatser

Kapitlet innehåller en sammanfattande diskussion som baseras på samtliga kapitel utifrån det syfte som presenterats. Slutsatser dras som ämnar svara på frågeställningarna. Till sist redogörs behovet för ytterligare undersökningar samt en rekommenderad väg framåt för Luleå Energi.

1.5 Användning av generativa AI-verktyg

ChatGPT har använts för att formatera tabeller och till LateX-format, för att kontrollera den grammatiska korrektheten hos enskilda meningar samt att inspirera till svenska översättningar av vissa engelska begrepp.

Matlabs CoPilot har använts (i mycket begränsad utsträckning) till att felsöka Matlab-kod.

Ingen text i rapporten är AI-genererad och ingen kod i Matlab-programmet är AI-genererad.

Kapitel 2

Teori

För att kunna besvara frågeställningarna krävs en teoretisk bakgrund och inblick i relevant litteratur. Detta kapitel inleds med en beskrivning av vad fjärrvärme är och hur det fungerar, samt dess sammankoppling med elmarknaden. Därefter följer en litteraturundersökning om vanliga metoder för optimering av fjärrvärmeproduktion samt en introduktion till lastprognostisering. I kapitlets sista del beskrivs fjärrvärmesystemet i Luleå och vilka strategier som används för produktionsplanering idag.

2.1 Kort om fjärrvärme

I Sverige är fjärrvärme den vanligaste uppvärmningsformen och värmer mer än hälften av alla lokaler och bostäder. Uppvärmningsformen är vanligast för flerfamiljshus och värmer 90 % av dessa, andelen är lite lägre för lokaler och minst är den för småhus. Det finns cirka 200 fjärrvärmebolag i Sverige. De är ofta kommunalt ägda och ansvarar för de lokala näten där de har monopol på fjärrvärmeleverans och endast konkurrerar med andra uppvärmningsalternativ. Hetvatten värms upp eller 'produceras' i centrala anläggningar och leds sedan ut till bostäder och lokaler genom isolerade ledningar i marken. Både element och kranvatten värms med fjärrvärme. Temperaturen på hetvattnet, framledningstemperaturen, kan variera beroende på årstid och värmebehov men ligger oftast mellan 70 och 120 grader. Då vattnet använts för uppvärmning leds det tillbaka med en lägre temperatur, så kallad returtemperatur, till värmeverket där det kan värmas upp igen. Returvattnet kan även användas för att värma trottoarer eller fotbollsplaner och hålla dessa isfria (Konsumenternas Energimarknadsbyrå, 2025; Rydegran, u.å.).

Centralt i fjärrvärmesystem finns ofta ett värmeverk som producerar hetvatten, eller ett kraftvärmeverk (KVV) som producerar värme och el. Energin kommer vanligtvis från förbränning av hushållsavfall, returträ, grenar och toppar (GROT) och andra rester från skogs- och pappersmassaindustrin. Restvärme från industrier och datacenter kan också tas tillvara på av fjärrvärmenätet (Rydegran, u.å.). Kraftvärme utgör vanligtvis en basproduktion som är i drift under i princip hela året. Under kallare perioder och då efterfrågan är hög behövs ytterligare anläggningar för att tillgodose behovet. Spetsproduktion består vanligtvis av pannor med låg investeringskostnad som kan eldas med dyrare bränsle, ofta olja eller gas (både fossil och biobaserad) eftersom de endast driftas några få timmar per år.

2.1.1 Kraftvärme

Det finns cirka 170 kraftvärmeverk i Sverige. År 2021 producerade dessa totalt 26,5 TWh värme och 15,4 TWh el vilket motsvarar 46,9 % av landets fjärrvärmeproduktion och 9,1 % av elproduktionen. Bränslet består främst utav biobränslen (till 67,5 %), då huvudsakligen rester från skogs- och pappersindustrin, samt avfall- och restprodukter (18,9 %). Kraftvärme har en mycket hög verkningsgrad tack vare kombinationen av värme- och elproduktion där 90 % - 93 % av energin i bränslet utnyttjas, vilket kan ökas ytterligare om rökgaskondensering används. Den ånga som bildas då vatten hettas upp förs genom den turbinen som driver generatormen där energin omvandlas till el, vilket normalt är 30 % - 40 % av den energi som finns i bränslet. Med hjälp av en värmeväxlare leds resterande värme ut på fjärrvärmenätet. I ett kraftvärmeverk går det att styra om andelen el respektive värme som produceras ska ökas eller minska, även om högst effektivitet nås när både el och värme produceras samtidigt (Öljemark, 2024).

2.1.2 Fjärrvärmens systemnyttor

Fjärrvärme som uppvärmningsform bidrar till flera nyttor i energisystemet i stort. Att använda fjärrvärme (eller värmepumpar) innebär att mindre uppvärmning sker med direktverkande el vilket minskar det totala elbehovet. Kraftvärme- och värmeproduktionen är störst under vintern då elsystemet är som mest ansträngt. Att elproduktionen är lokal, planerbar och reglerbar gör kraftvärmens till en viktig del i att balansera elsystemet då en allt större andel av produktionen är intermitterant, samtidigt som elanvändningen förväntas öka. Förutom att bidra med energi bidrar även kraftvärmens med en produktionskapacitet av effekt som avlastar det överliggande elnätet och hjälper mot lokal kapacitetsbrist. Fjärrvärme kan balansera elsystemet vid överproduktion, då vind- och solförhållandena är goda och förbrukningen är låg, genom att öka användningen av

elpannor och värmepumpar samt minska elproduktionen i kraftvärmeverk. Genom användandet av värmelager ökar fjärrvärmens balanseringsförmåga ytterligare eftersom värmeanvändningen kan flyttas i tid och inte behöver sammanfalla med el- och värmeproduktion (Energimyndigheten, 2023, s. 15–16).

2.2 Kort om elmarknader

Eftersom fjärrvärme både konsumerar och producerar el finns en viktig koppling till elmarknader och elkraftsystemet. Elhandel är konkurrensutsatt och marknaden är uppdelad i olika delmarknader: prissäkringsmarknad, dagenföremarknad, intradagsmarknad och balansmarknad. På prissäkringsmarknaden handlas långsiktiga kontrakt som gäller flera dagar upp till flera år fram i tiden. På dagenföremarknaden matchas köp- och säljbud för att uppnå en balans mellan utbud och efterfrågan. Buden kan läggas fram till klockan 12:00 dagen innan drift. Spotpriserna fastställs på börserna och publiceras 13:00 varje dag, ett dygn i förväg för varje kvart och elområde. På intradagsmarknaden kan aktörer handla sig i balans upp till en timme innan drifttimmen, vilket kan vara nödvändigt om produktions- eller konsumtionsvillkoren ändrats sedan avtalen på dagenföremarknaden tecknats. Ett typiskt exempel är avvikelser i den prognostiserade utomhustemperaturen vilket påverkar uppvärmningsbehovet - intradagsmarknaden är alltså särskilt relevant för fjärrvärmebolag även om det främst är balansansvariga som deltar på marknaden. Balansansvarig part är företag som tar den ekonomiska risken som marknadsobalanser innebär. Balansmarknaden är en samling marknader där Europas transmissionsnätoperatörer (TSO:er) kan köpa tjänster för frekvensreglering av sina aktörer. Svenska kraftnät (SvK) är TSO i Sverige och ansvarar för att upprätthålla balansen mellan produktion och konsumtion i elnätet samt drift, underhåll och utveckling av transmissionsnätet (Energimarknadsinspektionen, 2021).

2.2.1 Frekvensreglering

Frekvensen på elnätet måste hållas mellan 49,9 Hz och 50,1 Hz i varje ögonblick och detta är Svenska kraftnäts ansvar. För att kunna hantera störningar i elkraftsystemet upphandlar de avhjälpande åtgärder och stödtjänster. Avhjälpande åtgärder kan upphandlas med eller utan konkurrens och genom direkt beordring av SvK. Snabb frekvensreserv (FFR) är en avhjälpande åtgärd. Svenska kraftnät har rätt att automatiskt eller manuellt fränkoppla viss elförbrukning för att undvika skador på kraftsystemet och längre elavbrott. Stödtjänsterna kan kategoriseras i frekvensåterställningsreserver (FRR) och frekvenshållningsreserver (FCR). FRR kan vara automatiskt (aFRR) eller manuellt (mFRR) och FCR delas upp i normaldrift (FCR-N) och störningar (FCR-D) (Svenska kraftnät, 2025; Svenska kraftnät, 2024).

Manuell frekvensåterställningsreserv (mFRR) aktiveras automatiskt för att återställa frekvensen i elnätet till 50,00 Hz. Aktiveringen baseras på förutspådda obalanser mellan konsumtion och produktion i varje elområde. Det finns två marknader för mFRR, kapacitetsmarknaden och energiaktiveringsmarknaden, som är sammanlänkade så att ett avrop på kapacitetsmarknaden medför ett krav på att lägga ett bud på energiaktiveringsmarknaden som motsvarar det avropade budet. Den minsta budstorleken är 1 MW och aktiveringstiden är (100 % på) 15 minuter, därefter ska schemalagda aktiveringar vara i 15 minuter och direktaktiveringar ska hålla ut i 30 minuter. Aktiveringsmarknaden har avrop under driftskvarten och för kapacitetsmarknaden gäller upphandling dagen före (Svenska kraftnät, u.å.).

2.2.2 Energiskatt på el

Från och med den 1:a januari 2026 är energiskatten på el sänkt från 43,9 öre/kWh till 36,0 öre/kWh. Skattesänkningen ämnar underlätta elektrifieringen (främst inom transportsektorn) samt reducera energitgifter för

hushåll och företag. Skattesänkningen välkomnas av Energiföretagen som en mer balanserad energibesättning inom transportsektorn i ljuset av de riktade bensinskattesänkningar som genomförts under de senaste åren. När åtgärder genomförs för att minska elkundernas kostnader saknas en motsvarande kompensation för fjärrvärmesektorn. En tillfälligt sänkt energiskatt på el för fjärrvärmens elpannor och värmepumpar skulle stärka elsystemets stabilitet genom att frigöra flexibilitetspotential som redan finns i systemet (Rydegran, 2025; Energiföretagen, 2025).

För den el som förbrukas i tillverkningsprocesser inom industriell verksamhet har förbrukaren rätt till avdrag eller återbetalning på den skatt som betalas. Detta gäller bland annat för bearbetning av råvaror och andra insatsvaror, uppvärmning, belysning, varmhållning och drift av utrustning. I praktiken kan skattesatsen på el bli sänkt ned till 0,6 öre/kWh (Skatteverket, u.å.).

2.3 Metoder för produktionsoptimering av fjärrvärme

För att koppla ihop de olika energisektorerna el och värme behövs integrerade system och modelleringar som inkluderar olika typer av energibärare och energimarknader. För att optimera fjärrvärmeproduktionen krävs en prognos av den mängd värme som behöver produceras för att tillgodose behovet. Eftersom denna rapport fokuserar på optimering ges endast en kort introduktion av några metoder för prognostisering, följt av en litteraturundersökning gällande vanliga metoder för produktionsoptimering.

2.3.1 Prognostisering

En intern rapport på Luleå Energi nämner tre olika metoder för prognostisering av lastdata: tidsserier, regressionsmodeller och maskininlärning. **Tidsserier** är en statistisk teknik som analyserar tidsordnade datapunkter och historiska data, med hänsyn till trender och säsongsmönster. Det finns många modeller att använda med enkel implementering och tolkning, dock antas datan vara stationär vilket ofta leder till fel och de har en begränsad förmåga eftersom endast en variabel hanteras. Metoden förlitar sig på tidigare värden vilket gör den känslig för variationer. Det resulterar i en bra kortsiktig träffsäkerhet men sämre långsiktig samt ett beroende av färsk kvalitativ data. **Regressionsmodeller** är en statistisk teknik för att förstå relationen mellan en beroende variabel och flera oberoende. Linjära regressioner och icke-linjära segmenterade regressioner används. Denna metod har fördelen att den är lätt att förstå och tolka, ger en kvantitativ ram samt att olika typer av data kan användas (linjär, polynom, multipel regression). Nackdelarna är att många modeller antar linjäritet, att den är avvikelsekänslig och blir för komplex med många variabler. Prognosen anpassas efter avvikande trender som egentligen är brus. Statiska relationer mellan variablerna antas och träffsäkerheten är bra för kortsiktiga prognoser med stabila relationer mellan variablerna. **Maskininlärningsmodeller** baserar prognoserna på mönster i historisk lastdata. Det som är fördelaktigt med maskininlärningsmodeller är att de anpassar sig till föränderliga mönster i datan, något som lämpar sig för dynamiska miljöer. Neurala nätverk kan modellera komplexa icke-linjära relationer samt hantera stora datamängder. Nackdelarna är att de kräver högkvalitativ data och stor datakraft för inlärning, det finns en risk för överanpassning till träningsdata, resultaten kan vara svårtolkade och djupinlärningsmodeller är beräkningskrävande. Träffsäkerheten varierar men har en hög potential.

Rapporten lyfter att modeller behöver ha en hög komplexitet då energisystemet har det, och att det kan uppnås genom att integrera icke-linjära modeller och fler påverkande faktorer samt att ha en hög tids- och sektionell upplösning. Om modellen har en högre komplexitet än systemet finns det en risk för överanpassning vilket ger fel i prognosen.

2.3.2 Optimering

Generellt sätt finns det fyra olika sätt att formulera optimeringsproblemet med att schemalägga fjärrvärmeproduktion till lägsta möjliga kostnad. Dessa är linjärprogrammering (LP), linjärprogrammering med blandade heltalsvariabler (MILP), ickelinjär programmering (NLP) och ickelinjär programmering med blandade heltalsvariabler (MINLP). Skillnaden mellan dem, förutom (o)lineariteten, är huruvida variablerna är kontinuerliga (LP, NLP) eller en blandning av kontinuerliga och binära (MILP, MINLP). Fördelen med linjära modeller är att de kräver mindre avancerade program för att lösa problemet och att sådana program finns kommersiellt tillgängliga. Eftersom de fysiska fjärrvärmesystemet, innehållandes både värme- och elproduktion, är olinjärt kan linjära modeller aldrig bli helt i linje med verklighetens förutsättningar. Icke-konvexa olinjära problem är särskilt svårlösta då, till skillnad från konvexa problem, ett lokalt minima inte kan garanteras vara densamma som det globala optimat. Den vanligaste metoden är därför att linearisera problemet till en MILP formulering där lösningen kan garanteras vara det globala minimat till en rimlig datorkraftskostnad. MILP modeller används ofta för kortsiktig produktionsplanering. Approximeringens noggrannhet beror av antal segment; fler segment ger större noggrannhet men fler variabler vilket ger en större och komplexare modell (Bjørnskov m. fl., 2021; Christidis m. fl., 2012).

Gemensamt för metoderna är att det finns en objektfunktion som ska minimeras eller maximeras samt att de begränsningar som det fysiska systemet sätter ska modelleras korrekt och beaktas i beräkningen. Oftast ämnas att minimera kostnader men minskade utsläpp förekommer även som mål för optimeringen. Tekniker för optimering kan delas in i två huvudsakliga kategorier: deterministisk optimering och stokastisk optimering. Deterministiska tekniker förlitar sig på att beräkna lösningen på objektfunktionen medan stokastiska tekniker baseras på explorativa sökmetoder som utnyttjar slumpen för att nå utanför lokala minima. Stokastiska metoder anses bättre lämpade för komplexa problem medan deterministiska tekniker ofta används inom optimering av fjärrvärmesystem. Matlab och Python är några av de programmeringsspråk som vanligen används för LP, NLP, MILP och MINLP problem. GAMS och AMPL/CPLEX är exempel på verktyg som kan användas för att generera lösningar (Abdelghhani m. fl., 2025).

Den främsta nyttan i att använda värmeackumulatorer i ett system kommer från att tillfälligt frikoppla värmeproduktion från elproduktionen (Christidis m. fl., 2012). Då MILP används för att lösa optimeringsproblemet med att minimera produktionskostnader inom en given tidsram kommer all tillgänglig energi i ackumulatortanken att användas. Detta är inte optimalt vid en kontinuerlig drift och för att undkomma problemet används ett glidande tidsfönster där en ny optimering görs en bit in i den föregående (Turunen m. fl., 2020). Vid längre tidshorisonter (större fönster) kan värmelager användas mer effektivt genom att utnyttja variationer i elpriser och värmebehov, vilket synliggörs i att den totala kostnadsbesparingen ökar parallellt med fönsterstorleken (Bjørnskov m. fl., 2021). Dock innebär en längre tidshorizont ökade osäkerheter i last- och elprisprognoser.

I en rapport publicerad i Nature 2024 beskrivs en metod för produktionsoptimering i fjärrvärmesystem. Metoden är av typen MILP där den föreslagna optimeringsmodellen är generisk och baseras på att fjärrvärmesystemet representeras i noder och bågar. En mängd noder, \mathcal{V} representerar produktionsenheter \mathcal{U} , energikällor \mathcal{E} , laster \mathcal{D} , energilager \mathcal{S} och kopplingar i nätet \mathcal{I} enligt

$$\mathcal{V} = \mathcal{U} \cup \mathcal{E} \cup \mathcal{D} \cup \mathcal{I} \cup \mathcal{S}.$$

Bågar representerar nätet som kopplar ihop noderna. På så sätt skräddarsys modellen till det aktuella fjärr-

värmesystemet och nätverksstrukturen kan ändras utan att justera modellformuleringen. För att hantera osäkerheter används två-steps stokastisk programmering där en mängd scenarier, Ω , konstrueras så att varje scenario, ω , har sannolikheten π_ω och $\sum_{\omega \in \Omega} \pi_\omega = 1$ gäller. In och utflöden från noderna begränsas av definierade värden och dessa gränser kan variera över tid och i olika scenarion för att inkludera osäkerheter i tillgångar såsom restenergiflöden från industrier. Lastpunkter \mathcal{D} är noder där energi konsumeras och utflödet alltså är mindre än inflödet. Utefter den beskrivna nätverksstrukturen definieras den huvudsakliga delen av optimeringsproblemet som ett flödesproblem (Guericke m. fl., 2024).

En energi-hubb är en enhet där olika energibärare kan omvandlas och lagras. För varje energi-hubb erhålls en kopplingsmatris (eng. coupling matrix) som innehåller transformationsfaktorn mellan olika energibärare. Samtliga produktionsenheter ses som en enda energi-hubb. En transformationsmatris som liknar kopplingsmatrisen konstrueras för varje enhet och definierar energiomvandlingarna i dem. Modellen använder ett rullande optimeringsfönster. Det innebär att den gör en optimering för en vecka (168 h) som körs en gång per dygn så att tidshorizonten hela tiden flyttas fram en bestämd tidsenhet. Modellen kan användas till kortsiktig produktionsplanering, optimering av budgivning på dagen-före marknaden samt till långsiktiga analyser och scenariestudier av energisystemet, detta genom att ändra indata och de begränsningar som sätts på systemet i det stokastiska programmet (Guericke m. fl., 2024).

Modellerna implementeras med Python och PuLP och löstes med Gurobi. Metoden testades på tre olika ställen i Danmark; Brønderslev, Hillerød och Middelfart där historisk data mellan åren 2019 till 2021 användes för att undersöka modellens effektivitet och jämföra denna med hur systemet faktiskt driftades. Bränslepannor i systemet som kan köras i olika driftlägen representerades som flera olika noder. Stokastisk optimering användes främst för den kortsiktiga produktionsplaneringen och deterministisk optimering för längre planeringshorisonter. Fördelar med den stokastiska metoden kunde påvisas och programmet gav en lägre total produktionskostnad samt en lägre kostnad per MWh producerad värme jämfört med de faktiska kostnaderna. I fjärrvärmesystem med endast liten interaktion med elmarknaden och ingen eller låg osäkerhet i produktionsmängd kan en deterministisk modell och enkla punktprognoser duga. I andra fall bör den stokastiska modellen användas. Metodens styrkor ligger alltså i att den kan hantera olika energibärare, produktionsenheter, osäkerheter och lastpunkter samtidigt som den kan sammankopplas med energimarknader och att dess generiska natur ger en nätstruktur som enkelt kan anpassas efter relevant fjärrvärmesystem (Guericke m. fl., 2024).

För att minimera värmeproduktionskostnader och maximera intäkter från elproduktion genomfördes en fallstudie på ett kraftvärmeverk i Finland med en närliggande ackumulatortank om 4 000 m³ där problemet formulerades i en MILP modell. Studien motiveras av den förändring i energimarknaden som kommer av en ökad andel vind- och solkraft och de utmaningar detta innebär för kraftvärmens. Värde av att ha en flexibel elproduktion ökar och då 30 % av Finlands elproduktion kommer från kraftvärmeverk ämnar studien att undersöka hur intäkterna påverkas av en optimerad produktion. Ett glidande optimeringsfönster användes i studien. Det innebär att en ny optimering beräknas halvvägs igenom den befintliga. En längre tidshorizont för optimeringen ger fler möjligheter att nyttja energilager men medför större fel i lastprognosen. För att hitta den optimala tidshorizonten undersöktes vilken optimeringstid som gav den lägsta driftkostnaden. De fann att 24 h var för kort tid för att kunna utnyttja ackumulatorn i systemet och att den optimala tiden är specifik till systemet och beror av lastprognosens träffsäkerhet, systemets kapacitet, begränsningar och karaktär. För den aktuella studien användes en optimeringshorizont på tre dagar (Turunen m. fl., 2020).

Optimeringssystemet utvärderades genom att jämföra dess produktionsschema med den faktiska produktio-

nen under ett års tid. Problemet formulerades i programmeringsspråket R och löstes med CPLEX. Resultatet blev att den årliga produktionskostnaden reducerades med 2,3 % där den största skillnaden kom från att flytta elproduktionen till tider med höga elpriser. Den näst största förbättringen kom av en minskad användning av spetslastpannan. Kraftvärmeverket körde maximalt på 50 MW under det studerade året. Under några veckor på året ökade driftskostnaderna markant i optimeringen. Det var en konsekvens av att den dagliga variationen av värmebehovet var lägre jämfört med tidigare veckor vilket orsakade stora fel i lastprognosen. Resultatet blev en för stor urladdning av energilagret och för att undvika balansproblem behövde reservkondensorn användas vilket resulterade i dyrare driftkostnader än nödvändigt. Slutsatser som presenterades var att metoden med ett glidande tidsfönster fungerade bra, särskilt för att kapa effekttoppar. De största felen i optimeringen kom från fel i lastprognosen och dessa överskuggade systemets begränsningar. Systemets begränsningar förutspås dock spela en större roll i framtiden då elmarknaden övergår från timpriser till kvartspriser. Till sist betonas att hela systemet bör optimeras för att utnyttja hela potentialen av ackumulatortanken, inte bara kraftvärmeproduktionen. Detta ökar dock komplexiteten, kraven på modelleringen och den mängd datakraft som krävs (Turunen m. fl., 2020).

2.4 Fjärrvärmesystemet i Luleå

I Luleå kommun finns tre fjärrvärmenät som inte är sammanlänkade: centrala Luleå, Råneå och Antnäs. Denna rapport berör endast det centrala fjärrvärmenätet i Luleå. Information om det befintliga systemet samt befintlig produktion har hämtats från luleaenergi.se, lulekraft.se, avtal, miljörapporter samt samtal och intervjuer med anställda på Luleå Energi AB (LEAB) och LuleKraft AB (LuKAB).

Fjärrvärmebehovet i Luleå varierar normalt mellan 20 MW en varm sommardag och 250 MW en kall vinterdag. Vid extremt låga utomhustemperaturer som $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ krävs en högre värmeeffekt på 350 MW.

2.4.1 Systemkomponenter

Majoriteten av fjärrvärmen, cirka 90 %, produceras i kraftvärmeverket LuleKraft som har en kapacitet på drygt 200 MW värme och 100 MW el (Luleå Energi, 2020). Där förbränns masugns gas, koksgas och LD-gas från SSAB vilket ger 1,5 TWh levererad energi under ett normalt år (LuleKraft, 2025). Majoriteten av gasen som förbränns i kraftvärmeverket är masugns gas. Då dess värmevärde oftast ligger under miniminivån på $2,9\text{ MJ/m}^3$ behöver den blandas med annan mer högvärdig gas eller olja för att säkerställa antändning i blandgasbrännaren. Det är främst LD-gas från stålverket med ett värmevärde runt $9,2\text{ MJ/m}^3$ och koksgas från koksverket med ett värmevärde på 17 MJ/m^3 som blandas in med masugns gasen i gasklockan.

Gasen förbränns i en ångpanna som hettar upp vatten till ånga. Ångan är mättad, trycksatt och överhettad när den förs till turbinen som har en generator där elkraft produceras. Ånga förs även ner till fjärrvärmeväxlarna där värmeenergin överförs till det vatten som pumpas ut i fjärrvärmenätet, medan kondensatet pumpas tillbaka till pannan och används igen. Systemet kan köras på olika sätt: så kallad kombinationsdrift och ren dump-drift. Vid låga utomhustemperaturer och högt värmebehov kan en mindre andel ånga köras genom turbinen och mer ånga kan då gå till fjärrvärmeväxlarna vilket resulterar i mindre elproduktion och mer värme. Detta kan göras i olika grad beroende på värmebehov och elpriser. Dump-drift innebär att turbinen är helt stoppad och all ånga ”dumpas” till fjärrvärmekondensorn för att producera maximalt med värme. Ner till mellan $-8\text{ }^{\circ}\text{C}$ och $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ kan kraftvärmeverket tillgodose stadens fjärrvärmebehov förutsatt stabila gasleveranser från SSAB.

Utöver kraftvärmeverket finns fyra hetvattencentraler och en panncentral placerade på olika ställen i Luleå med en total installerad effekt på 410 MW. Där finns elpannor samt bränslepannor som kan drivas på fossil olja, gas, träpulver och bioolja. Bränslet som köps in till träpulverpannan är träpellets som mals till pulver vid anläggningen. Luleå Energi har ett flexabonnemang för elpannorna som innebär att de i praktiken alltid har tillgång till 20 MW med möjlighet att ta ut en större effekt, upp till 60 MW, när det finns tillgänglig kapacitet i elnätet. Det uppvärmda vattnet leds ut på distributionsnätet som har ett tryck på 3-4 bar. Framledningstemperaturen på vattnet har sänkts kontinuerligt under de senaste åren från att ha legat kring 120 °C som högst till att idag hållas mellan 74 °C och 99 °C.

Akkumulatortanken "acken" är Luleå Energis energilagring för fjärrvärme som togs i bruk år 2022. Den rymmer 30 000 m³ och har en maxtemperatur för varmvattnet på 99 °C eftersom den inte är trycksatt och kokande vatten inte är önskvärt. Då acken är fulladdad innehåller den 1600-1800 MWh beroende på framledningstemperatur och det går att pumpa ut en effekt på 160 MW med några minuters uppstartningstid. 200 MW är maxeffekten för in- och utflöden ur energilagret.

2.4.2 Produktionsplanering och systemoperation idag

LuleKraft har driftansvar för fjärrvärmeproduktionen och styr samtliga produktionsanläggningar. Produktionen planeras normalt ett dygn fram i tiden på ett morgonmöte som äger rum kl 8 på LuKAB. Där går processingenjören och driftansvariga igenom vilka anläggningar som är aktiva och skriver en driftordning för kommande dygn. Olika faktorer såsom väder, utomhustemperatur, veckodag och elpriser påverkar körstrategin för de olika anläggningarna. Personalen på LuKAB har tillgång till SSAB:s produktionsplanering som sträcker sig ett år fram i tiden och inkluderar tidpunkter för deras planerade stopp (vanligtvis 6 st/år). Det förekommer även oplanerade stopp med kort varsel där SSAB exempelvis kan meddela att masugnen kommer stängas om 3 h. De har liveuppdateringar om produktionen på SSAB som visar hur många ugnar som är i drift, produktionstakt samt tryckning av gasklocka, alltså när det förutspås komma en puff med gaserna som har högvärdigt värmevärde (koksgas eller LD-gas). Detta ger inga exakta gasmängder utan driftspersonalen kan förvänta sig det vanliga spannet av gas då de ser att produktionen är igång. Produktionsingenjören får även ta del av en elprisprognos som sträcker sig en vecka framåt i tiden, men den används endast i begränsad utsträckning för produktionsplanering och verkar inte vara tillgänglig för all driftpersonal på LuKAB.

Det finns en flaskhals i distributionssystemet ut till Bergnäset som begränsar flödesmängden. Konsekvensen blir att den produktionsenhet som är placerad i Bergnäset (träpulverpannan) kan behöva startas även om det finns tillgänglig effekt. En annan begränsning i nätet är ut till Sunderbyn. Eftersom det är många kunder mellan den huvudsakliga produktionen och Sunderbyn blir det stora värmeförluster och systemet klarar inte av att pumpa ut tillräckligt med värme dit om utomhustemperaturen är låg, cirka -30 °C. Då kan den panncentral som ligger mellan Sunderbyn och centrum behöva startas. Snödjupet har en betydande påverkan på förlusterna i ledningarna eftersom snö isolerar. Den effekt som krävs vid -20 °C i november är alltså ofta högre än vad samma temperatur kräver i februari och detta är något som behöver beaktas i produktionsplaneringen.

Värmelasten är generellt stor under morgonen på vardagar, då många stiger upp och gör sig i ordning för dagen, samt på eftermiddagen när många kommer hem från jobbet och ska duscha, laga mat etc. Vid dessa tillfällen används ofta acken för att tillgodose det tillfälligt höga behovet utan att behöva starta någon ny panna. En annan trend som produktionsplanerare behöver ta hänsyn till är att många kontor effektbegränsar sin uppvärmning under helgerna. Det innebär att framledningstemperaturen till radiatorerna, och således

inomhustemperaturen, sänks något för att spara energi utanför kontorstid vilket resulterar i att efterfrågan blir extra hög måndag morgon då inomhustemperaturen i lokalerna ska höjas igen.

Det är under vanliga vinterdagar, då temperaturen ligger runt $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$, som optimering av produktionen är mest aktuell. Det är då kallt nog att fler anläggningar behövs än kraftvärmeverket medan det inte är så pass kallt att samtliga anläggningar är i drift. Anläggningar som drifas av träpellets tenderar att vara det mest kostnadseffektiva alternativet (förutom acken) beroende på vad spotpriset på elmarknaden är och olja är alltid dyrast, med undantag för höga elpriser. Elpriserna läses av timme för timme (numera varje 15 minuter) varje dygn för att veta när det är lönt att prioritera mer elproduktion respektive driftsätta elpannorna. Vid låga elpriser prioriterar LuKAB värmeproduktion och elpannorna startas. Vid höga elpriser prioriteras elproduktionen på kraftvärmeverket och värme tas i större utsträckning från acken eller andra produktionsanläggningar.

Strategin för hur ackumulatortanken används på det effektivaste sättet varierar med yttre förutsättningar. Normalt sett är ackumulatortanken halvfull under eldningsssäsong för att både kunna ta ut energi vid underskott och ladda vid överskott. Strävan är att ladda med 99 gradigt-vatten, om framledningstemperaturen är högre än vattentemperaturen i acken går det inte att använda utan temperaturhöjande åtgärder eftersom det då skulle få en kylande effekt. Produktionsplanerarna tittar på väderprognosen för att uppskatta värmebehovet inför den kommande veckan och de närmaste dagarna. Inför kalla dagar eller produktionsstopp med masugnen laddas acken. Det billigaste är att ladda med värmen producerad från processgaserna från SSAB. Näst bäst är att ladda med värme producerad från pellets (eller el beroende på spotpris). Det finns ingen ekonomisk vinning i att ladda med olja men det kan göras i undantagsfall om det ska bli riktigt kallt. Acken är bra för att ta toppar och dalar i efterfrågan, det blir som en extra anläggning med billigt pris och momentan start- och stopptid. Därför används acken i första hand om energin producerad i LuKAB inte räcker till. Det finns olika prisnivåer för uttag ur acken som regleras i ett avtal mellan LuKAB och LEAB där ett högre effektuttag innebär dyrare pris, vilket innebär att höga effektuttag undviks. En annan fördel med acken som anläggning kontra bränslepannor är att det inte finns någon minimigräns för hur mycket effekt som kan tas ut.

Planerade stopp på LuleKraft görs främst under sensommaren och sammanfaller med SSAB:s stopp för underhåll. Då går de igenom alla saker de inte kan göra under drift, och genomför underhållsarbete. Detta kan vara att till exempel byta gamla elkablar i förebyggande syfte eller att göra underhåll på turbinen, systemets känsligaste del. Normalt är revisionen 3 veckor lång.

LuKAB har ett avtal med SSAB att alltid ta emot gas oavsett behovet av fjärrvärme. Detta innebär att det finns ett överskott under sommarmånaderna då värmebehovet är lågt. Då används en lågtrycksdel av systemet för att producera mer el och mindre värme där ångan kyls med vatten från Arontorpsviken. För att inte sjön ska bli för varm pumpas vatten från älvsidan till sjön precis intill där LuKAB tar sitt kylvatten. Lågtryckssteget har en låg verkningsgrad, ca 8-10 % och det kan vara upp till 100 MW som kyls bort.

Vad gäller digitala verktyg så finns inget inköpt program men driftplanerarna använder främst trender. De kan ta fram kurvor över olika delar av systemet, exempelvis pannlasten, gasflöden, elproduktion och sedan göra analyser av datan, till exempel hur det såg ut vid en viss tidpunkt olika dagar och hur värden vid avvikelser förhåller sig till de vid normaldrift. Acken har temperaturmätare vid varje höjdmeter och beräknar energimängden utefter det. Då acken laddas visas hur långt tid i timmar det kommer att ta tills den är full förutsatt konstant in-effekt, och då den töms visas hur många timmar tills den är tom vid aktuellt

effektuttag. Om produktionen i kraftvärmeverket trippar (snabbstoppas) tar acken över automatiskt. Luleå Energis egenutvecklade verktyg OPTiForecast används i begränsad utsträckning för driftplanering men enligt uppgift med stora variationer mellan skiftlag.

Kapitel 3

Framtidens fjärrvärmesystem

Givet rapportens syfte är det intressant att även inkludera framtidsutsikterna för fjärrvärmerna, både generellt i Sverige och specifikt i Luleå. De generella förutsättningarna påverkas av globalisering, miljöhänsyn och prisutvecklingar, medan fjärrvärmesystemet i Luleå påverkas av industrins gröna omställning. År 2040 anses de stora förändringar som väntas av Luleås fjärrvärmeproduktion vara fullbordade.

3.1 Fjärrvärmens roll i ett framtida energisystem

Förutsättningarna för en lönsam och kostnadseffektiv fjärrvärmeproduktion påverkas av såväl politiska beslut som omvärldsläget och prisutvecklingar av bränslen och el.

3.1.1 Generellt i Sverige

Energimyndigheten publicerade en rapport under våren 2025 med analys av olika möjliga framtida scenarier för Sveriges energisystem beroende på grad av globalisering och miljöhänsyn med förutsättningen att EU:s mål om netto-noll utsläpp 2050 nås (Energimyndigheten, 2025). Dessa scenarier utgör inte någon prognos men ger en bra analys av hur olika faktorer kan påverka utvecklingen av Sveriges energisystem i olika riktningar samtidigt som de spänner upp en ram för möjliga framtida utfall.

En generell trend för samtliga scenarier är att värmebehovet i befintliga byggnader och den totala energianvändningen för tappvarmvatten och uppvärmning minskar, men hur stor minskningen är beror av ett antal faktorer. Energieffektiviseringsåtgärder i byggnader såsom fönsterbyten, tilläggsisoleringar, förbättrade reglersystem och en effektivare användning av ventilation och vatten bidrar till en minskad energianvändning. Mängden effektiviseringsåtgärder som genomförs beror på om de endast drivs utav kostnadseffektiviseringar eller om det även finns krav från EU, till exempel genom energiprestandadirektivet EPBD. Klimatförändringar bidrar också till det minskade värmebehovet eftersom uppvärmningssäsongen blir kortare och mildare. Uppvärmningsbehovet påverkas av mängden nybyggnationer, som i sin tur styrs av ekonomisk tillväxt. En högre grad av globalisering och frihandelsavtal leder till kraftfullare ekonomisk tillväxt och därigenom en högre byggtakt. Ökad hänsyn till miljö kan hämma byggtakten men oavsett scenario förväntas nyttig energi för varmvatten och uppvärmning stabiliseras mot år 2040 på en nivå av dryga 80 TWh per år (jmf. med 90 TWh år 2020) (Energimyndigheten, 2025, s. 61-64).

Utöver det minskade värmeunderlaget som ger kraftvärmen en lägre ekonomisk potential så minskar även dess konkurrenskraft. Detta beror främst på en ökad efterfrågan på biomassa vilket driver upp priserna. Biomassan används i större utsträckning för drivmedelsproduktion, huvudsakligen för flyg- och sjöfart där EU-förordningarna ReFuelEU Aviation och FuelEU Maritime är drivande. Tillgången på biobränslen är ett resultat av skogsbrukets utveckling där ökad miljöhänsyn resulterar i en minskad tillgång. År 2040 beräknas tillgången på fasta inhemska biobränslen vara mellan 40 och 68 TWh beroende på grad av miljöhänsyn och globalisering (jmf. med dagens 53 TWh). Tillgången på avfall följer samma trend och minskar med ökat fokus på resurseffektivitet och miljöhänsyn. Fjärrvärmens konkurrenskraft gynnas av en högre tillgång på avfall och biobränslen men oavsett scenario ses en övergång från den förbränningsbaserade produktionen, som idag (2023) står för 83%, till en förbränningsfri fjärrvärme som i större grad nyttjar spillvärme och värmepumpar (Energimyndigheten, 2025, s. 43, 51, 64-65).

Både fjärrvärmens generellt och kraftvärme specifikt beräknas ha en minskad produktion i framtiden. Kraftvärmens roll minskar kraftigt i samtliga av rapportens framtidsscenarier. År 2050 beräknas elproduktionen i kraftvärmeverk uppgå till endast en halv GW, en betydande minskning från dagens nästan tre GW. Den största minskningen av elproduktionen (och följaktligen även värmeproduktionen) har skett redan till år 2040. Fjärrvärmens roll i det framtida energisystemet beräknas också minska. Potentialbedömningen för framtida fjärrvärmeleveranser år 2040 ligger i spannet 36-44 TWh, en minskning oavsett scenario jämfört med dagens 46 TWh men med stor variation beroende på graden av miljöhänsyn och globalisering (Energimyndigheten, 2025, s. 46, 61, 65).

Värmepumpar ersätter inte bara fjärrvärme utan även uppvärmning med direktverkande el. Eftersom värmepumpar producerar mer värmeenergi än de konsumerar elenergi så minskar den totala tillförda energin för uppvärmning så pass kraftigt att det överträffar effekter av nybyggnation och befolkningsökning. Valet av värmeproduktion påverkar energisystemet i stort eftersom uppvärmningsmarknaden är en integrerad del av detta. Elproduktionen från kraftvärme minskar i samtliga scenarier och ersätts av andra kraftslag som sannolikt inte är geografiskt placerade i närheten av effektbehovet, vilket kan resultera i effektproblematik i det lokala elnätet. De systemnyttor som fjärrvärmens bidrar med fångas inte fullt ut av Energimyndighetens scenarier men rapporten betonar vikten av att dessa nyttor uppmärksammas och kvantifieras för att ge en korrekt bild av fjärrvärmens konkurrenskraft samt att säkerställa att nyttorna finns kvar (Energimyndigheten, 2025, s. 60, 64, 72).

Det är inte bara fjärrvärmebolagens egna kostnader som påverkar priserna för uppvärmning, utan deras prissättningsfilosofi spelar en stor roll i sammanhanget. Detta innebär att resonemanget om produktionskostnader tappar lite av sin relevans. Vanligast är att marknadsprissättning eller självkostnadsprissättning används och ägarbyten kan ha en stor påverkan på hur företagen styrs och vilken avkastning som krävs av företagets investerade kapital. Den ekonomiska kapaciteten och marknadssituationen hos fjärrvärmebolagen spelar även roll i hur priserna sätts och hur mycket de baseras på produktionskostnader och bränslepriser (Silverfur m. fl., 2025).

3.1.2 Specifika förutsättningar i Luleå

Masugnen och koksverket ska läggas ner då SSAB:s stålproduktion blir fossilfri. Istället ska två elektriska ljusbågsugnar användas för att smälta järnråvara (skrot och järnsvamp) och satsningen inkluderar även ”avancerad sekundärmetallurgi, integrerad varmvalsning samt ett kallvalsverk med galvanisering och glödning” (SSAB, 2025b). De flesta ljusbågsugnar producerar dygnet runt hela veckan i ett så kallat femskift. Att köra femskift kommer vara standard för SSAB:s produktion med eventuell nedbemanning under lågkonjunkturer och perioder med låg ordergång. I Luleå har de investerat i en ljusbågsugn med kontinuerlig matning av skrot. Matningssystemet inkluderar en förvärmning av skrotet vilket ger en jämn belastning under i princip hela perioden: 40 minuter med ’power on’ följt av 10 minuter med ’power off’ innan nästa cykel startar (Görnerup, 2025). SSAB och LEAB har tecknat ett avtal om ett fortsatt samarbete för att ta tillvara på restenergi från industrin till stadens framtida fjärrvärmesystem (SSAB, 2023). Sannolikt kommer restvärme från SSAB utgöra den nya basproduktionen för fjärrvärme, men med en mycket lägre effekt än idag.

Utöver restvärme från stålproduktionen så finns det andra industrier med planerade etableringar på Svarstön i Luleå som skrivit avsiktsförklaringar med LEAB. LKAB ska etablera en industripark där sällsynta jordartsmetaller och fosfor ska utvinnas ur gruvavfall från järnmalmsbrytningen. Där kommer stora mängder restvärme och ånga bildas som kan användas i fjärrvärmenätet. LKAB och LEAB har skrivit under ett avtal om att restenergierna ska tas tillvara på i fjärrvärmenätet men exakta mängder och priser är inte förhandlat ännu (LKAB, 2024). Uniper är en av de aktörer som samarbetar i projektet BotnialinkH2 som bland annat ämnar att producera fossilfritt bränsle till fartyg. Uniper planerar att etablera en anläggning i industriparken och har tecknat avtal med LEAB om tillvarata restenergi från anläggningen i fjärrvärmesystemet (Luleå Energi, 2023). Omfattning och tidsplan för samarbetet är inte offentliggjort.

Ett alternativ för LEAB är att investera i värmepumpar för att höja temperaturen i lågvärdig spillvärme från industrierna. Det skulle innebära att mer restenergi kan utnyttjas för fjärrvärme och att värmeproduktionen blir ännu mer integrerad i elsystemet. Ett annat alternativ är att investera i ett kraftvärmeverk med

förbränning av biobränslen. Oavset vad basproduktionen kommer bestå av så blir de spetslastanläggningar som finns idag kvar i systemet, med undantag för de fossilbaserade produktionsenheterna som ska ställas om till fossilfria bränslen till år 2030.

3.2 Prisutveckling för bränslen

Produktionskostnader för den förbränningsbaserade fjärrvärmens beror påfallande av priset på de bränslen som används vilket idag främst är biobränslen, se delkapitel 2.1.

3.2.1 Biobränslen

De senaste årens historiskt höga prisökningar av fjärrvärme, se bakgrunden 1.1, är till viss del en konsekvens av de kraftiga höjningar av biobränslepriser som varit (Silverfur m. fl., 2025).

Fasta trädbränslen utgör den största andelen biobränslen och den totala tillförseln av biobränslen har ökat från 1970 fram till idag. Tillgången på inhemska fasta trädbränslen beror av de scenarier som nämns ovan och varierar mellan 40 TWh och knappa 60 TWh årligen, vilket kan jämföras med dagens tillgång på ungefär 53 TWh. En högre miljöhänsyn innebär en mer begränsad tillgång vilket driver en kostnadsökning av de fasta trädbränslena. Dyrare trädbränslen leder till en minskad användning av dem i industri och kraftvärmeproduktion (bland annat resulterande i en minskad elproduktion från kraftvärmens) och mer av bränslet går istället till framställningen av förädlade biobränslen (Energimyndigheten, 2025, s. 50-51, 58).

3.2.2 Elpriser

Det är sannolikt att en kraftig elektrifiering kommer ske på lång sikt. I samtliga scenarier ökar elanvändningen men det innebär inte nödvändigtvis högre elpriser. Under de kommande 20 - 30 åren kommer elsystemet troligt genomgå en omfattande förändring då en stor andel av Sveriges elproduktion (cirka 100 TWh) når sin ekonomiska livslängd. Detta sker samtidigt som den framtida användningen av el förändras, både i mängd och användningsområden vilket gör det svårt att förutsäga hur priserna kommer utvecklas. Elanvändningen år 2040 skiljer sig i Energimyndighetens scenarier och varierar mellan knappa 200 TWh och 275 TWh. Till år 2050 förutses elanvändningen uppgå till mellan 223 TWh och 357 TWh per år i Sverige, jämfört med dagens 134 TWh el (år 2023). Användning av el till elektrolys för vätegasproduktion inom industrisektorn skiljer sig också mellan scenarierna och varierar mellan ungefär 10 TWh till 55 TWh per år vid 2040 (Energimyndigheten, 2025, s. 35, 37-40).

Vindkraft står för den största kapacitetsutbyggnaden och elproduktionen i samtliga scenarier. Den realiserbara potentialen spelar en stor roll för utbyggnaden av ny elproduktion; om potentialen, och därmed utbyggnaden, är låg relativt behovet blir resultatet en nettoimport av el. Sett till den historiska prissituationen mellan Sverige och dess grannländer blir konsekvensen dyrare el. Elpriserna stiger i samtliga scenarier till ett spann mellan 50 öre/kWh och 64 öre/kWh (idag är ett genomsnittligt elpris cirka 33 öre/kWh) (Energimyndigheten, 2025, s. 35, 41, 47-48).

Kapitel 4

Branchpraxis - strategier och verktyg för produktionsplanering

Nu har du som läsare fått en introduktion till ämnet, en överblick över systemet i Luleå samt tagit del av fjärrvärmens framtidsutsikter. För en utökad insikt i hur branschen arbetar med frågor om planering och optimering presenteras i detta kapitel en sammanställning av de intervjuer som genomförts med representanter från andra fjärrvärmebolag i Sverige. Kapitlet tar upp olika verktyg som används för planering och prognostisering samt bolagens perspektiv på framtidens förutsättningar.

4.1 Metod

För att undersöka vad som är standard inom fjärrvärmebranschen vad gäller strategier och verktyg för produktionsplanering och produktionsoptimering genomfördes intervjuer med ett antal fjärrvärmebolag. Det gjordes även en kartläggning av vanligt förekommande verktyg som dels bygger på intervjuerna, och dels på information från företagens demonstrationer och hemsidor samt en rapport från projektet EFFLEX.

4.1.1 Intervjuer

Totalt valdes 8 fjärrvärmebolag ut för intervjuer. Dessa är Umeå Energi, Sundsvall Energi, Gävle Energi, Borlänge Energi, Stockholm Exergi, Tekniska Verken i Linköping, Göteborg Energi och Öresundskraft. Bolagen valdes ut baserat på komplexiteten i deras fjärrvärmesystem. Samtliga bolag har ett eller flera energilagrar, flera olika bränslen och värmekällor i sin produktionsmix samt större eller motsvarande distributionsnät relativt det i Luleå. Mindre fjärrvärmenät med endast en värmekälla ger inte ett lika komplext optimeringsproblem och har såldes valts bort.

Intervjuerna genomfördes över Teams och var strukturerade så att intervjupersonerna fick svara på frågor gällande bolagens fjärrvärmesystem, produktion och energilagrar, samt vilka strategier och verktyg de använder för planering, optimering och prognoser. Det förekom även frågor om frekvensregleringsmarknader, elhandel och hur de ser på fjärrvärmens framtid i respektive stad. Frågorna anpassades något inför varje intervju. I de fall där intervjupersonen själv reflekterat över dessa frågor innan kunde hen dela med sig av insiktsfulla och väl underbyggda reflektioner vilket ledde till ingående diskussioner.

Intervjupersonerna på de olika energiföretagen hade olika roller; vissa arbetade i driften, andra var driftplanerare, dataingenjörer, utvecklare eller systemoptimerare. Skillnaden i erfarenheter och arbetsuppgifter ger olika perspektiv på frågor om planering, optimering och digitala verktyg, vilket innebär att svaren inte kan jämföras rakt av mellan bolagen. Istället används intervjurest resultaten för att föra en generell diskussion kring olika verktyg och arbetsmetoder.

4.1.2 Digitala verktyg

De verktyg som inkluderas i kartläggningen baseras främst på vad de intervjuade bolagen använder för produktionsoptimering. Dock finns även prognosverktyg och optimeringsverktyg med som inte används hos något av bolagen. Urvalet representerar inte marknaden och är inte heller kopplat till vilka som är ledande inom branschen utan reflekterar intressen hos LEAB. En översikt över de verktyg som inkluderas i kapitlet visas i tabell 1 och programmen kategoriseras utifrån om de är egenutvecklade, har öppen källkod eller finns kommersiellt tillgängliga. Utöver intervjuerna har information om prognos- och optimeringsverktygen hämtats från företagens respektive hemsidor samt deras egna genomgångar av programmen och ur beställningsrapporten från Sweco. Information om Luleå Energis egenutvecklade verktyg kommer från samtal och intervjuer med personal på Luleå Energi och på LuleKraft.

Rapporten *Kartläggning prognosmodeller EFFLEX (2025)* skriven av Sweco är en beställningsrapport från Luleå Energi AB och Umeå Energi Elnät AB som en del i deras gemensamma utvecklingsprojekt EFFLEX som ska gynna flexibilitet och därigenom en effektivare användning av elnätet. Rapporten går igenom olika modeller och verktyg för prognostisering av elnätet, men flera synergier med fjärrvärme finns. Rapporten är semiintern och finns inte tillgänglig offentligt.

Tabell 1: Översikt över de digitala verktyg för optimering och prognostisering som berörs i rapporten samt vart informationen om dem har hämtats.

Typ	Program	Funktion	Information från
Egenutvecklade	Kalkylark	Prognos	Intervju
	OPTiForecast	Prognos	LEAB & LuKAB
	MILP-funktion	Optimering & prognos	Intervju
	Prognostiseringsmodell	Prognos	Intervju
Öppen källkod	OpenSTEF	Prognos	Demo
Kommersiella	Energy Optima 3	Optimering & prognos	Intervju & demo
	Aurora by Sigholm	Optimering & prognos	Intervju
	Utilifeed	Optimering & prognos	Demo

4.2 Generella strategier och arbetsmetoder

Gemensamt för samtliga program oavsett om de är kommersiella eller egenutvecklade är att de ger en rekommenderad körordning som ett beslutsunderlag, men att driftpersonalen är de som fattar besluten och styr produktionen. Informationen till programmen är alltså envägskommunikation från sensorer i produktionsenheter, energilagrar och distributionsnät till ett optimeringsprogram - inga signaler går från programmet ut till systemen.

Den principiella driftstrategin för värmeproduktion är liknande för samtliga bolag; ett kraftvärmeverk som basproduktion och därefter en startordning på resterande värmekällor enligt billigast pris först. En del företag har beslutat att bioolja ska köras innan fossil olja oavsett vilket som är billigast för att ha en minskad klimatpåverkan, medan andra utgår från antagandet att lägsta möjliga produktionskostnad även innebär lägst utsläpp av fossilt koldioxid. Strategier och antaganden som dessa bör anpassas efter det avsedda systemets uppbyggnad och produktionsmix. För att kunna planera produktionen framåt i tiden krävs en prognos för lasten på nätet. Prognosmodellerna som används har stora variationer i komplexitet och utformning men gemensamt för dem är att ta hänsyn till väderprognoser och historisk förbrukningsdata. Flera bolag övergår nu från en upplösning på en timme till värden för varje kvart för att matcha elmarknaden då denna är en integrerad del i uppvärmningssektorn. Vanligen sker ett morgonmöte med produktionsplanerare och driften där de går igenom aktuella driftlägen, läser prognoser och lägger upp en preliminär körplan för dagen.

Samtliga intervjuade bolag har en eller flera ackumulatortankar, "ackar", i sitt system som används för att kapa effekttoppar och för att bibehålla trycket i distributionsnätet. Ackar som är trycksatta kan laddas med vattentemperaturer över 99 °C och det vanligaste är att ladda med samma temperatur som framledningstemperaturen. Det är flertalet företag som dimensionerat sina energilagrar till att rymma ungefär samma volym som distributionsnätet. För att kunna använda den lagrade energin måste temperaturen motsvara framledningstemperaturen då energin tas ut, annars får urladdningen en kylande effekt. Att energin in i acken ska komma från basproduktionen är en etablerad strategi (med undantag för extrem kyla). Vanligast är att hålla en förutbestämd miniminivå i acken under eldningsssäsong för att ha en trygghet om efterfrågan blir högre än förväntat eller om en enhet trippar, då har driften tid att starta en ny produktionsenhet. Inför kalla dagar med höga effekttoppar, såsom måndag morgon, laddas energilagren upp. Flera företag jobbar eller har jobbat med nätaackumulering. Det innebär att distributionsnätet "laddas upp" inför kommande effekttoppar genom att höja framledningstemperaturen flera timmar innan. Det är även många som vittnar om att de jobbar mindre med nätaackumulering sedan införskaffandet av ett energilager, nätaackumulering sliter på komponenter i nätet, ger höga förluster och har oftast en lägre energilagringsskapacitet jämfört med en ackumulatortank.

Då acken används för tryckhållning laddas den om trycket är över en förutbestämd nivå och laddas ur om trycket är lägre än denna nivå, i dessa fall sker laddningen med framledningstemperaturen.

Arbetet med optimering skiljer sig mellan de olika bolagen, där omsättning, antal anställda och mängd producerad energi spelar roll. Förutsättningarna för mindre bolag att arbeta med optimering är inte desamma som för de stora som har resurser nog för ett helt team som arbetar heltid med optimering och planering i olika tidshorisonter. Andra bolag har endast en person som ansvarar för att optimera fjärrvärmeproduktionen. Vad dessa personer har för befattning beror på om bolaget i fråga valt att köpa in ett optimerings/prognosprogram, då fokuserar arbetet på att köra optimeringar samt justera systembeskrivningen, eller om de utvecklat något själva, då inkluderas även underhåll av programmet i deras tjänst. Mindre bolag har ofta en enklare fjärrvärmeproduktion som ställer lägre krav på optimering.

Vissa kommuner har flera fjärrvärmenät som är helt separata medan andra har nät som är ihopkopplade med andra städer och kommuner. Här spelar geografiska förutsättningar stor roll eftersom fjärrvärme kräver korta avstånd mellan produktion och konsumtion. Luleå Energi och Sundsvall Energi äger flera mindre separata nät utanför staden medan Stockholm, Göteborg, Borlänge och Öresund har fjärrvärmenät som är ihopkopplade med andra städer. Umeå Energi levererar värme till fyra andra tätorter (både inom och utanför kommunens gränser). En del bolag kör samoptimering av samtliga nät som är ihopkopplade medan andra har separata optimeringar för dem.

4.3 Egenutvecklade program för optimering och prognoser

De flesta bolag har någon gång använt en egenutvecklad kalkylarksberäkning för att underlätta arbetet i den dagliga produktionsplaneringen. Vissa har sedan valt att vidareutveckla detta till mer avancerade modeller medan andra upphandlat kommersiellt tillgängliga optimeringsprogram. Nedan beskrivs och diskuteras några olika varianter på prognos- och optimeringsprogram som utvecklats av fjärrvärmebolag.

4.3.1 Kalkylark

Att göra beräkningar och prognoser i kalkylark är en vanlig metod inom branchen och har använts av flera av de intervjuade bolagen. I dagsläget använder ett av de 8 intervjuade bolagen kalkylark som sitt huvudsakliga stöd i produktionsplaneringen. Bolaget i fråga har en basproduktion med avfallskraftvärme som täcker värmebehovet helt från april till november, därutöver kan de starta kraftvärme med träbränslen som mellanproduktion. Huvudfokuset för produktionsplaneringen är nästkommande dag eftersom de behöver leverera en elhandelsplan en dag innan, men det finns även ett längre tidsperspektiv för planering av stopp samt uppladdning av acken inför kalla dagar och nätter. Trots en stor lagringskapacitet används även nätaackumulering.

Bolaget känner sig trygga i att de inte förlorar stora mängder pengar på överproduktion och de förlitar sig på kompetent personal snarare än ett digitalt verktyg. De har erfaren driftpersonal och ingenjörer som räknar på kostnader där de jobbar i Excel med den dagligen planeringen av morgondagens produktion. Fjärrvärmesystemet har relativt låg komplexitet i och med den höga andelen kraftvärme och låga andelen elbaserad produktion. De tackade precis nej till ett företag som erbjöd bakoptimering, alltså att undersöka hur mycket pengar de potentiellt kunnat spara, med anledning av att de anser sig ha bra koll på sina kostnader och utgifter samt att det ansågs finnas för många osäkerheter för att resultatet skulle ge ett "självlkärt och pålitligt numeriskt svar". De anser även att vinningen i ett optimeringsprogram inte är lika stor för

dem som redan jobbar mycket med optimering jämfört med andra bolag som inte jobbar med optimering alls. För dem handlar det istället om marginella kostnadsbesparningar. Deras marknadsundersökning om optimeringsprogram blev en besvikelse för bolaget då de trodde att något bättre skulle finnas. Utöver det spelar även dåliga erfarenheter med andra liknande system in; att endast vara intresserade av att utveckla funktioner som gynnar utvecklarnas egna behov utan hänsyn till kundens (fjärrvärmebolagets) behov.

Trots detta tittar de aktivt på programvaror som finns på marknaden och kommer sannolikt att antingen köpa in eller utveckla något program inom de närmsta åren. Anledningen är att elsystemet ökar i komplexitet och mer avancerade modeller krävs för prisprognoser samt att det finns planer på att investera i värmepumpar vilket ökar komplexiteten i fjärrvärmesystemet. Nyttorna med att upphandla ett program handlar främst om visualisering och att kunna modellera olika framtidsscenarioer vilket de nu gör till viss del i Excel. En välutvecklad programvara medför även att mindre tid behöver läggas på det dagliga planeringsarbetet. Att kunna ha längre tidshorisonter i planeringen samt att bättre kunna modellera elsystemet är bolagets drivkraft att antingen vidareutveckla sin egen modell eller att köpa in ett kommersiellt program.

4.3.2 OPTiForecast

OPTiForecast är ett prognosverktyg utvecklat av en anställd på Luleå Energi som en del i EU-projektet OPTi (OPTi Optimisation of District Heating Cooling systems) som koordinerades av Luleå Tekniska Universitet och ämnade att bidra till effektiviseringar inom fjärrvärmesektorn. Programmet tar in väderprognoser från både Yr och SMHI och prognosen baseras på produktionsdata per timme från åren 2015 till 2017. Med hänsyn till vilken veckodag det är samt om det är helgdag eller inte beräknas den mängd effekt som behöver produceras för att tillgodose värmebehovet. Eftersom programmet utvecklades innan acken fanns och det inte har skett något kontinuerligt underhåll av programmet så är denna komponent inte representerad.

Verktyget används sporadiskt av driften och med stora variationer mellan skiftlag. Med uppdaterad produktionsdata, även utan inkludering av acken, samt en ökad tillit till programmet och förståelse för dess uppbyggnad hos driftpersonalen finns det goda förutsättningar till en ökad användning av programvaran. Situationen visar på en av svårigheterna med att utveckla ett eget program; även om utvecklingen och implementeringen av programmet fungerar väl så är det svårt att frigöra tid för någon anställd att arbeta med kontinuerliga uppdateringar och underhåll. En potentiell nackdel att det endast är utvecklaren av programmet som riktigt har koll på programmets uppbyggnad och förstår hur det fungerar.

4.3.3 MILP-funktion

Ett av de intervjuade bolagen har successivt utvecklat sin kalkylarksberäkning till en modell i Matlab som använder linjärprogrameringsmetoden MILP för optimering och en maskininlärningsalgoritm för prognostisering. MILP-funktionen löser optimeringsproblemet enligt de begränsningar som definieras i programmet och tar i detta hänsyn till den energimängd som finns lagrad i ackumulatortanken. Programmet tar även hänsyn till begränsningar som finns i distributionsnätet såsom att de behöver upprätthålla ett visst effektlöde i den ledning som går till en närliggande kommun som samoptimeras. Detta kan i praktiken innebära ett behov av att köra spetsanläggningar för att kunna upprätthålla leveransen dit. Det krävs ingen särskild arbetsinsats för att köra programmet men utvecklaren lägger cirka en halv dag per vecka på att jobba bort vissa förenklingar som finns i programmet, utöver det jobbar hen med systemoptimeringen tillsammans med en från en närliggande industrin.

Bolagets produktionsmix består till 50% av restvärme från den närliggande industrin. Industrins planerade

produktionsmängd inklusive dess ångbehov går in i modellen och i fjärrvärmebolagets system som visar hur mycket de ska köra kommande dygn. En av anledningarna till att bolaget valde att själva utveckla ett program var att det alternativa kommersiella programmet inte kunde ta in alla parametrar av industrins produktion som krävdes för en korrekt prognos av energimängden från den. Matlab-modellen tar även in väderprognoser, elprisprognoser, tillgängligheter för bränslen och olika produktionsenheter samt historisk förbrukningsdata som regelbundet uppdateras. Med en tidshorisont på 8 dagar görs en optimering enligt de beskrivna förutsättningarna. En körstrategi (prioritetsordning av produktionsenheterna) för lägsta produktionskostnad returneras. Koden kan även användas till långtidsprognoser utan att kräva större ändringar, något som är användbart vid kostnadsanalyser och investeringsbeslut.

På frågan om någon utvärdering av programmet har utförts svarade bolaget att det har funnits tillfällen då de har ifrågasatt optimeringen. Vid dessa tillfällen har utvecklarna spenderat timmar på egna analyser och beräkningar som fastslagit att programmet har hittat den optimala lösningen. Att det upplevts som en felaktig körstrategi talar för att den skiljer sig mot hur de annars hade kört och därigenom att programmet innebär en förbättrad körstrategi. Någon kvantitativ analys av hur stora besparingar det handlar om har inte genomförts. Intervjun gav inblick i den kommunikationsproblematik som funnits vid implementeringen av programmet hos driften. För det första är programmet väldigt förenklat i vad som visas för driftpersonalen med avseende på hur komplex modellen egentligen är. Detta eftersom det skulle bli för mycket för driften att ta in då de har många andra saker att ha koll på i sitt dagliga arbete. För det andra har det varit svårt för utvecklaren att förklara hur programmet faktiskt fungerar för att driften ska vara utrustade med den kunskap de behöver för att kunna använda verktyget på det sätt som är avsett.

4.3.4 Prognostiseringsmodell

Ett av de intervjuade bolagen utvecklade en analysplattform för lastprognoser i fjärrvärmesystemet för att mata in i deras optimering. De anser att det finns mycket pengar att spara i hur körplanerna för systemet sätts och att kvaliteten på prognoserna är av stor vikt för att "jaga de sista procenten" av kostnadsbesparingar genom produktionsoptimering. Modellen är särskilt utvecklad för att förutse effekttoppar vilket är då systemet stressas som mest, därför är det viktigt att prognosen träffar rätt vid just dessa tillfällen. Optimeringen och produktionsplaneringen genomförs med hjälp av ett kommersiellt upphandlat program som även tar hänsyn till deras energilagring. Prognosprogrammet tar ingen hänsyn till energilagret.

Programmet körs varje timme och har en tidshorisont på mellan 6 och 10 dagar framåt, eftersom produktionen vill ha prognoserna en tid innan för att lägga en körplan. Varje månad tränas programmet om på ny förbrukningsdata vilket är en tidskrävande process som kan ta timmar upp till dagar att genomföra. Driftpersonalen tittar på prognoserna och baserar sin körplan på det. Prognoserna används också i optimeringsprogrammet som ger en rekommendation om hur mycket de ska elda i sin avfallsbaserade kraftvärme, samt hur stor mängd träflis som behövs till andra anläggningar för att de ska kunna producera mer flis i tid. Detta sker typiskt dagen innan eller om det behöver köpas in mer till nästa vecka. De tittar både kortsiktigt på 2 dygn och långsiktigt på 10 dagar framåt för att planera produktionen utifrån variationer i lasten.

Det utvecklade programmet kan även användas för att prognoser inom fjärrkyla och elsystemet. Utvecklarna anser att det inte är så stor skillnad på elprognoser och fjärrvärmeprognoser. El har större effektspikar men de använder samma algoritm-struktur för båda prognoserna. Detta är även samma teknik som chatGPT använder, för den typen av AI-algoritm spelar det ingen roll vad som ska prognostiseras utan det är typen av data som är viktig (att den är kontinuerlig etc.).

4.4 Program med öppen källkod

Ett alternativ till att själva utveckla ett program eller att köpa in ett kommersiellt program är att använda programvara med öppen källkod. Då slipper bolaget lägga tid på utveckling eller pengar på dyra licenskostnader och det finns en större möjlighet att både bidra till utvecklingen av programmet samt att vara fri att göra anpassningar till det egna systemet efter behov.

4.4.1 OpenSTEF

OpenSTEF är ett program med öppen källkod som ger kortsiktiga lastprognoser upp till 48 h framåt i tiden för olika energinät (el och fjärrvärme) med en upplösning på mellan 15 minuter och en timme. Det använder en så kallad eco-boost algoritm som gör snabba prognoser lämpliga för översiktliga analyser. Den är något mindre exakt i att förutspå effektoppar jämfört med ovannämnda prognosmodell men ger ett bredare perspektiv och är användbar då många prognoser ska köras på rad. Programvaran finns tillgänglig på GitHub att ladda hem och använda. Dessa prognoser använder förbrukningsprofiler från Nederländerna för olika kundkategorier där det gjorts normalprofiler för olika förbrukningskategorierna. Att profilerna är baserade på data från Nederländerna har ingen betydelse för kortsiktiga prognoser (i elområde SE4). Modellen använder maskininlärning för att förutspå last på nätet baserat på inmatad historisk förbrukningsdata samt externa faktorer som väderprognoser och marknadspriser.

Notera att det inte är något av de intervjuade bolagen som huvudsakligen använder detta program just nu även om ett av bolagen aktivt förespråkar programmet och uppmuntrar andra bolag att använda det för att skapa ett community och en gemensam utveckling. En fördel med öppen källkod är att det finns en stor potential till kontroll över och förståelse för programmet samt att kunna välja parametrar som ska inkluderas, till exempel skiftgångar på industrier, och exkludera, till exempel batteriresurser med stokastiskt beteende. Nackdelarna är att det krävs en viss kompetens för att sätta upp systemet och att det inte finns någon support, något som däremot kan lösas genom att ta in konsulter.

4.5 Kommersiella optimeringsprogram

Majoriteten av de intervjuade bolagen använder ett kommersiellt optimeringsverktyg. Nedan följer en kort beskrivning av de verktyg som används i just dessa bolag samt reflektioner om hur deras planeringsarbete går till. I denna del inkluderas även programvaror vars utvecklare bjudit in till en presentation och demonstration av programmet och dess möjligheter. Notera att de programvaror som beskrivs nedan inte representerar marknaden för optimerings- och prognostiseringsverktyg.

4.5.1 Energy Optima 3

Den största andelen av de intervjuade bolagen (5 av 8) använder det kommersiellt tillgängliga programmet Energy Optima 3 utvecklat av Energy Opticon. Programmet, som anses vara branchledande i Sverige, gör en totaloptimering av fjärrvärmesystem och beräknar hur de ska drifas för att maximera intäkter till minsta möjliga kostnad och utsläpp. Mjukvaran bygger på grafisk modellering i en digital tvilling som bildar ett slutet energisystem med samtliga enheter och ledningar i städerna. Energy Optima 3, hädanefter refererat till som Optima, tillhandahåller lastprognoser samt el- och bränsleprisprognoser, spotpriset på el hämtas direkt in i programmet från Nordpool. Lastprognoserna bygger på väderdata från SMHI (temperatur och vindhastighet) och modellen tränas på historisk förbrukningsdata i det aktuella området. Det finns olika

algoritmer tillgängliga för lastprognosen: en grundprognos med den statistiska metoden linjär regression samt en metod som använder neurala nätverk. Det finns även kombinationer av dessa, bland annat korttidskorrigerig vilket innebär att prognosen kan anpassa sig till den faktiska förbrukningen så att fel i prognosen inte består under hela tidshorisonten.

En gemensam strategi för bolagen som använder Optima är att välja en optimeringshorisont som täcker en helg (ofta ≥ 4 dagar för att täcka även en långhelg) för att det ska finnas en etablerad (preliminär) körplan då de som jobbar kontorstider inte är tillgängliga. Programmet ger möjligheten att välja en tidshorisont för korttidsoptimering mellan 1 och 7 dagar där en ny optimering kan köras varje timme. Vilken tidshorisont som faktiskt används skiljer sig något mellan bolagen. Ett bolag övergick nyligen från 4 dagar till 7 dagar för att ha mer marginaler i tid. De tyckte inte att de ökade osäkerheten i väderprognosen (för lastprognos) innebar någon större skillnad i prestation utan är nöjda med beslutet. Vissa bolag kör optimeringen för 5 dygn och ett annat kör både för 3 dygn och 7 dygn dagligen. Vanligast är att bolagen kör optimeringen en gång per dygn, oftast under förmiddagen i samband med att elhandelsplanen för kommande dygn läggs (vilket ska ske innan kl. 10:30).

Det finns olika anledningar varför bolagen valt att köpa in programmet och varför de anser att de behöver ett utvecklat beslutsunderlag i sin produktionsplanering. För Borlänge Energi var det när de byggde en fjärrvärmeledning till Falun och städerna skulle börja samköra sin produktion. Eftersom programmet köptes in samtidigt som ledningen är det svårt att utvärdera vilka effekter det haft på planeringen och hur mycket pengar och koldioxidutsläpp de kunnat spara sedan implementeringen. För Göteborg Energi handlade det snarare om den komplexitet som deras koppling till marknader och infrastruktur för gas bidrar till i deras fjärrvärmesystem. Det tar mycket datakraft att optimera ackumulering, och då de bokar gas via gasnätet måste detta tas i beaktning. Förr hade de ett egenutvecklat kalkylarksbaserat program som inte kunde hantera den datamängd som krävdes utan att krascha. De menar även att systemet blir än mer svåröptimerat till följd av elektrifieringen och de förändringar i elsystemet som denna innebär. Andra bolag har uttryckt vagare motiveringar om att ha en trygghet för driften då någon enhet snabbstoppas och att det är bra med underlag i planeringen av stopp.

Bolagen förlitar sig på att Optima returnerar den optimala energiackumuleringen. Det finns möjlighet att ställa in en önskad min- och maxnivå i acken eller ackarna, samt om de ska tömmas eller fyllas vid någon angiven tidpunkt, till exempel att ha en full ack till måndag morgon (men det brukar inte behöva läggas in manuellt eftersom optimeringen också kommer fram till att det bör vara så). Det kan även vara användbart att begränsa reglermöjligheterna för acken om det finns risk att en enhet inte startar om den inte körts på länge. Samtliga bolag håller en bestämd nivå i acken under hela säsongen för att undvika spetsproduktion vid trippar. Bolagen försöker modellera villkoren för energilagren så bra som möjligt för att programmet ska optimera med rätt förutsättningar. Det bolag som optimerar för 3 dagar och 7 dagar parallellt har ställt in att vid avslutat tre-dygnsprognos ska nivån in ackumulatortanken vara densamma som motsvarande tid i 7-dygnsprognosen. Ett annat bolag låter driftpersonalen själva sköta hur mycket energi som ska finnas i acken. De tycker att acken är felplacerad eftersom det finns flödesbegränsningar till där den är i nätet och vill hellre ha den bredvid deras kraftvärmeverk. Värt att notera är att de använder acken för tryckhållning av nätet snarare än som energilager, om trycket är över en viss nivå laddar de acken och om trycket är under nivån så laddar de ur acken. Det finns en modul i programmet som heter Smart Optima Heat Network som rekommenderar höjning eller sänkning av framtemperaturen. Genom att optimera temperaturen i nätet och arbeta med den inbyggda dynamiken i systemet kan nätaackumulering bidra till ett effektivt utnyttjande

av fjärrvärmenätet. Modulen kan även optimera den temperatur som energilager laddas med enligt samma princip.

Flödesbegränsningar i distributionssystemet kan beskrivas i Optima till viss del men det är svårt att modellera dem helt riktigt i programmet. Det krävs ett kontinuerligt arbete för att beskriva systemets förutsättningar i den digitala tvillingen korrekt och vissa saker behöver styras med en kompletterande kod. Ett av bolagen har en panna vars produktionskapacitet är högre än vad distributionen från pannan klarar av. De övervakar differenstrycket på nätet för att veta när de behöver stänga av pannan. Det verkar inte som att de använder Optima för att hantera denna flaskhals.

I Optima går det att anpassa rekommenderad elproduktion utefter spotpriset på el samt att göra olika scenariekörningar för framtida produktionsplanering. Detta genom att specificera att en viss turbin ska köras om elpriset är över en angiven nivå. Det kan ställa till problem om turbinen som skall köras trippar; då läser sig programmet och bolagen riskerar att orsaka obalans i elsystemet. Vid dessa tillfällen vore det bra om driftpersonalen hade mer kunskap om programmet så att de kan hantera när dessa saker händer och att de har en förståelse om varför, berättar en av de intervjuade. En del bolag använder andra externa elprisprognoser för ett längre tidsperspektiv som interageras i systemet hos vissa och inte hos andra.

Långtidsprognoser med simuleringar är ett användbart verktyg för bland annat investeringskalkyler och det är en uppskattad funktion hos Optimas användare. Här exemplifierar två av de intervjuade bolagen hur arbetet med långtidsprognoser kan se ut. Göteborg Energi arbetar med optimering och planering utifrån flera tidshorisonter, de har en veckoplanering med en tvåveckorsfront där mycket handlar om produktionen från fasta biobränslen, avropning för avhjälpande åtgärder och reparationsjobb. En energisystemoptimerare analyserar 6 veckor framåt där 5 olika temperaturscenarier konstrueras utifrån 14-dagarsprognosen, vilket täcker ganska bra den normala spridningen av väderleken. För bränslefrågor krävs en längre tidshorizont för att ha koll på uttag ur lager och leveranser etc. De har även energisystemanalytiker som jobbar på flera års tidshorizont med körningar i Optima, mest inför bränsleförhandlingar, revisionsplanering, budget och investeringsanalyser. Det är ett bra sätt att simulera intäkter och affärsplaner. Sundsvall Energi kör mycket simuleringar med programmet för att förutspå hur olika parametrar kan komma att påverka deras fjärrvärmesystem. De kör olika prisscenarier där prognoser för ett helt år ingår och det visas hur vinstmarginalerna påverkas av dessa. Arbetet har varit mer intensivt i deras Phoenix-projekt som handlar om att samla in koldioxid från avfallsförbränning och deras framtida biobränsleanläggning där fossil koldioxid ska lagras och biogen koldioxid ska bli e-metanol. Långtidsprognoser används även för att göra bränslebudgetar där de kan lägga in olika priser på bränslen, spotpriser och tillgängligheter för sina produktionsenheter.

Åsikter om användarvänligheten hos Optima skiljer sig något mellan bolagen. Det verkar ofta behövas konsult hjälp för att sätta upp systemet trots att den programmering som krävs är simpel, särskilt hos mindre bolag med begränsade resurser. En del service och support ingår i priset för programmet men vid större åtgärder eller ändringar behöver ytterligare konsulttimmar köpas. Det finns någon slags supportavtal som kan skrivas vid implementeringen av programmet som inkluderar en jour för att bistå driften i deras arbete. Ett bolag menar att programmet är ointuitivt och att det tar tid att lära sig. Ett annat bolag menar att det i grunden är enkelt att använda programmet men att det finns möjlighet att göra det "hur krångligt som helst" genom att lägga in fler parametrar. Som nämnts tidigare är det sällan bolag gör en utvärdering av kostnadsbesparningar som gjorts kopplat till införskaffandet av ett program. I Optima går det att jämföra verkliga produktionskostnader med den teoretiskt optimala. Det går inte att köra lika bra som den teoretiska optimala kostnaden eftersom den finns påverkande faktorer som inte representeras i programmet.

4.5.2 Aurora by Sigholm

Ett av de 8 intervjuade bolagen använde Aurora by Sigholm för att optimera och planera fjärrvärmeproduktionen i deras system. Aurora by Sigholm, hädan efter refererat till som Aurora, använder linjärprogrammering (MILP) för optimeringen och programmet har till viss del utvecklats tillsammans med bolaget. Vid intervjutillfället hade programmet endast använts av bolaget i några veckor, tidigare hade de separata system för optimering och planering. Med Aurora bjuder de in fler medarbetare till att samarbeta med programmet och operatörerna kan vara delaktiga i indata på ett annat sätt än tidigare. Anledningen till att bolaget investerade i Aurora var att det gamla arbetssättet var ineffektivt och personberoende. Det var stora skillnader på driftstrategier mellan olika personal och de ville inte att all kunskap skulle sitta hos några av driftpersonalen med risken att gå förlorad om dessa personer slutar. De har även ett stort fjärrvärmenät med många produktionsenheter vilket kräver ett system för samstyrning.

Tidshorisonten för optimeringen är en vecka, där optimeringar även görs för 30 dagar och 3 år. Indata till produktionsplaneringen är lastprognoser på delnätsnivå, elprisprognoser, bränslepriser, produktionspriser, väderprognoser, skatter och tekniska inställningar för anläggningarna (detta kan vara ramtider för upp- och nedregleringar, laständringskostnader etc.). Tekniska inställningar för de olika produktionsenheterna samt deras tillgängligheter kan behöva läggas in manuellt i programmet medan det mesta andra indata läses in automatiskt.

Cirka 0,2% av bolagets produktion kommer från överskottsvärme i datahallar, livsmedelsbutiker, reningsverk och liknande verksamheter som är kopplade direkt till fjärrvärmenätet. Mängden värme skiljer sig från kund till kund och deras leveransprognos baseras på tidigare leveranser. Nya kunder anger den mängd de tror sig kunna leverera vilket inkluderas i deras lastberäkning. Dessa leveranser är en inkomponerad del av den totala produktionsplaneringen för systemet i staden. Bolaget har flera ackumulatortankar i olika storlekar där vissa är trycksatta men inte alla. De används främst för att hantera dygnsvariationer i lasten på ett effektivt sätt men också för att upprätthålla trycket på nätet. De har även möjlighet till effektstyrning där de begränsar effekten hos vissa kunder. Nedstyrningen sker endast hos de kunder som har en digital tjänst med sensorer inne i bostäder så att inomhustemperaturen kan övervakas. Styrningen fungerar så att undercentralen luras att tro att det är varmare ute än vad det är och på så sätt kan de skjuta upp effekttoppen i den fastigheten, till exempel från morgonen till mitt på dagen, för att jämna ut lasten totalt sett.

Planer för elhandel finns med i Aurora. Det är produktionsplanerare som budar på elmarknaden där olika elprisscenarier studeras och strategier beror av elprisets utveckling. Bolaget är även aktiva på stödtjänstmarknaderna FCR och FRR.

Programvaran är lättförståelig och övergången till det nya systemet har gått smidigt, menar de intervjuade personerna som varken jobbat i eller haft någon uttalad kontakt med driften. Det är intuitivt att läsa av planen och följa den och Sigholm har varit hjälpsamma med support från projektet internt och bistått med problemlösande åtgärder, menar representanterna från företaget. Utvecklarna av programvaran ska även ha varit väldigt närvarande i kontrollrummen under de första 6 veckorna efter implementeringen.

4.5.3 Utilifeed

Utilifeed är ett prognos- och optimeringsprogram för fjärrvärmeproduktion. Inget av de intervjuade bolagen använder programvaran utan informationen kommer från en demogengång där Uddevalla Energi delade med sig av deras erfarenheter av implementering och användning av programmet. Optimeringen baseras på

en MILP-modell och en av deras säljpunkter är att prognosen bygger på kundernas faktiska förbrukning istället för på historisk produktion där data går in i en maskininlärningsmodell.

Anledningen till att programmet införskaffades var dels för att ge ett beslutsunderlag till driftlagen för att minska personberoende skillnader i driftstrategi, dels för att en ökad volatilitet i elpriserna ger en svårare planering och de har inte samma långa stabila avfallsavtal som förr. Programmet erbjuder även scenarieanalyser för ett längre framtidsperspektiv där de kan testa till exempel vad en stor ny kund kommer ha för påverkan på deras produktion och kan därigenom fatta mer välgrundade beslut om de har möjlighet att ansluta den potentiella kunden eller inte.

Implementeringen ska ha gått smidigt där bolaget i princip gav bort all data till Utilifeed som byggde upp den digitala tvillingen utefter deras förutsättningar. Det var lite bollande fram och tillbaka för att få till alla funktioner som energibolaget önskade. Bolaget vittnade om att det var svårt att behöva inse att även om de driftat sitt system bra så fanns det stora förbättringar att göra. De var skeptiska först men efter att ha fått sina kostnadsbesparingar redovisade "svart på vitt" som optimeringsföretaget uttryckt sig blev Uddevalla Energi nöjda med investeringen i programvaran. De minskade antalet starter av vissa spetslastpannor och använde acken mer effektivt än de vågat göra innan.

Problemet med de redovisade kostnadsbesparingarna är att Uddevalla Energi inte arbetat något alls med optimering innan de implementerade programmet, så all den vinst som tillskrivs Utilifeed kunde egentligen ha uppnåtts med andra medel om optimering hade prioriterats högre av bolaget innan verktyget upphandlades. Detta är en av anledningarna till att optimeringsprogram ofta inte kan utvärderas rättvist eftersom det är flera parametrar som ändras samtidigt i systemet.

4.6 Lärdomar från driften och implementering av program

Göteborg Energi belyser vikten av att ha ett tätt samarbete med driften, det spelar ingen roll vad för program som finns om driften inte litar på det eller vill använda det. För dem tog det långt tid för driften att vänja sig eftersom Optima är ett graftiskt verktyg, de försökte först redovisa ordningen på det gamla sättet (i en tabell) men det fungerade dåligt att transformera informationen. Nu använder de grafiken vilket fungerar bra. För Umeå var den stora svårigheten med implementeringen av ett optimeringsprogram i driften att skapa förtroende. Personalen hade olika vana med att använda digitala program, men utvecklades "sakta men säkert". De vittnade även om att det blir lättare att motivera personalen när de förstår varför något händer eller varför det är viktigt. Exemplet som togs upp var att driften behövde veta om den straffavgift på hundra tusen kronor som kommer av att inte hålla elhandelsplanen för att motivera dem att följa denna.

4.7 Elhandel, stödtjänster och elskatt

Hos de intervjuade bolagen är det vanligt att lägga prisberoende bud och att handla sig i balans på intradagsmarknaden, exempelvis vid tillfällen då turbinen i ett kraftvärmeverk trippar. Som tidigare nämnt lägger de flesta bolagen en elhandelsplan för kommande dygn med den mängd el de avser konsumera och producera. Det är viktigt att de följer den planen strikt eftersom de annars kan råka på stora obalanskostnader. Det finns en möjlighet att revidera morgondagens plan om något oväntat händer. Ett av bolagen berättar att de funderar på att börja med blockbud och/eller prisberoende bud men det är inget de gör idag.

Flera av de intervjuade bolagen vittnar om att det är svårt att ta sig in på en stödtjänstmarknad på grund av de snabba starttider som krävs. Stora elpannor är ofta inte snabba nog för nedreglering. För uppregering

krävs att pannorna är i drift konstant och endast stängs av tillfälligt vid uppreglering av frekvensen vilket är dyrt och inte aktuellt. Vad gäller turbiner så är det få som klarar en 15 minuters starttid vilket påverkar närvaron på stödtjänstmarknader hos de intervjuade bolagen. Flera har däremot uttryckt ett intresse för mFRR-marknaden. Göteborg Energi är med i upphandlingen för avhjälpande åtgärder där de har mothandel och omdirigeringsavtal med Svenska Kraftnät vilket förhindrar deltagande på stödtjänstmarknader. Ett annat bolag begränsas av handläggningstider hos deras elhandlare och kan därför inte ta sig in på en sådan marknad. Stockholm Exergi är balansansvarig och leverantör av balanstjänster vilket innebär att de ansvarar för balansen mellan konsumtion och produktion för deras egna anläggningar. De har även en batteripark som kan leverera stödtjänster för att motverka obalanser genom FCR och FRR.

Elskatten stödjer inte fjärrvärme, det menar vissa bolag som även gör lobbyarbete för att få bort den. De anser att det förstör elsystemet eftersom fjärrvärmens har flera positiva systemeffekter, det hade även hjälpt fjärrvärmens att hållas konkurrenskraftig om skatten sänktes eller slopades helt. Grannländerna Danmark och Finland har 0 kr i energiskatt på el för energibolag vilket menas stabilisera elsystemet. Ett av de intervjuade bolagen menar att det finns en risk att regelverket inte blir tillräckligt heltäckande och att skattesänkningen blir för bred. Då kan kunderna skaffa egna värmepumpar och systemnyttan går förlorad. Bolaget i fråga ställer sig neutralt till frågan om energiskatt men erkänner att det finns systemnyttor med värmepumpar och elpannor i fjärrvärmenätet. Bolaget har inga värmepumpar i sitt nät, endast en elpanna som knappt körs. Ett annat bolag var för att behålla energiskatten som den är då de anser att den ger dem en konkurrensfördel eftersom de har en flexibel produktion och kan välja att köra mer kraftvärme när elpriserna är höga. De tänker att en slopad energiskatt är en kortsiktig lösning som många jagar för att sänka kostnaderna men de tror att den krävs på lång sikt. Andra bolag påverkas inte av en skattesänkning eftersom de i praktiken redan betalar industriskatt på sina elpannor och eller värmepumpar. Så kan det bli om de har produktionsenheterna hos industrin och/eller levererar värmen till dem. Vissa av dessa bolag hoppas ändå på att energiföretag ska övergå till industriskatt.

4.8 Perspektiv på utsläppsrätter och fjärrvärmens framtid

Samtliga bolag fick frågan om hur de ser på framtidens utsikter för fjärrvärmens i deras respektive städer och i detta spelar utvecklingen av EU:s utsläppsrätter en stor roll. De som eldar för fjärrvärme har idag till viss del gratis tilldelning av utsläppsrätter. Eftersom stor del av det som eldas har fossilt ursprung (främst avfall) så kommer detta innebära en stor kostnadsökning för bolagen då den fria tilldelningen fasas ut. I Stockholm, vars värmeproduktion delvis består av avfallsförbränning, jobbar de för att minska plastandelen i avfallet där Stockholm stad ansvarar för stora sorteringsanläggningar för hushållsavfall som använder ny teknik för att sortera ut plast från avfallet. Stockholm Exergi har fått EU-bidrag för en CCS anläggning som ska vara i drift 2028 och fånga in 800 000 ton biogent CO₂ årligen (på sikt även utsläpp från avfallsförbränning då inklusive fossil koldioxid). Koldioxidinfångning är en lösning som många bolag (med avfallskraftvärme) funderar på men det är svårt att räkna hem en lönsamhet i sådana investeringar eftersom värdet av utsläppsrätterna är så osäkert i framtiden, sannolikt är att priset kommer stiga på sikt. Avfallsvärme är komplext på grund av blandningen av både biogent och fossilt avfall och det finns i dagsläget ingen färdigutvecklad affärsmodell vilket innebär en stor osäkerhet inför investeringsbeslut. Anledningen till att Stockholm Exergi kan vara säker i sin investering är att de har stora kunder som de vet kommer köpa utsläppsminskningarna. Städer som ligger i inlandet och inte har någon kust har även geografiska utmaningar med sådana projekt eftersom den uppfångade koldioxiden ofta transporteras med båt.

Bakgrunden som gavs till frågan om framtidsutsikter var Energimyndighetens slutsats om att en ökad konkurrens om biobränslen kommer driva upp priserna och försämra fjärrvärmens konkurrenskraft (Energimyndigheten, 2025) vilket såklart slår hårdast mot de energiföretag som har mycket biobaserad kraftvärme och värmeproduktion. Flera bolag är överens om att spillvärme kommer få en ökad betydelse i framtidens värmeförsörjning och de som redan idag har mycket industriell restvärme i sin produktionsmix känner sig trygga i att inte stå och falla med biobränslepriserna. Andra satsar på att bygga in mer spillvärme i produktionsmixen i framtiden, både prima och med värmehöjande åtgärder såsom värmepumpar. En intervjuperson menar då att man går från ett beroende till ett annat; från ett förbränningsberoende till ett industriberoende. Storstäderna Göteborg och Stockholm har andra förutsättningar eftersom de har en växande industri och en stark efterfrågan på energiprodukter, ”nästan alla väljer fjärrvärme idag” säger representanten från Göteborg Energi. Stockholm har även fördelen att ha en avfallsförbränning (långt biobränsleberoende) med lågt fossilt utsläpp i kombination med att kunna sälja negativa utsläpp till andra. Förutom det har stora städer med väl utvecklad infrastruktur en inbyggd fördel så att det skulle krävas mer än bara några prishöjningar för att systemet ska sluta användas. Därför menar Stockholm Exergi att det inte är troligt att uppvärmningsformen skulle konkurreras ut. Detta eftersom det krävs mycket energi som då behöver produceras på annat håll. Fjärrvärmens har även en robusthet i och med att priserna är stabilare över tid än vad elpriserna är (i SE3) och de har även en stor konkurrenskraft i att kunna leverera fjärrkyla, särskilt i ett allt varmare klimat. Men volatila el- och bränslepriser är en stor utmaning för fjärrvärmesektorn, de konsekvenser som kommit av Rysslands krig mot Ukraina har varit märkbara även för de bolag som endast har en liten andel importerade bränslen eftersom priserna på inhemska bränslen också ökar.

En annan strategi för att rusta inför framtiden (fast på kortare sikt) är att investera i energilager och flexibel användning. Sundsvall Energi till exempel vittnar om att många nu bygger större ackumulatortankar och andra energilager såsom bergumslager. Det är även flera bolag som har pilotprojekt eller som redan aktivt nyttjar den termiska trögheten i byggnader genom att stänga av värmen till några fastigheter under effekttoppar. Det har en utjämnande effekt på lastprofilen för ett fjärrvärmesystem. Svårigheter som lyfts med investeringsbeslut inför framtiden handlar om att hantera de osäkerheter som finns och en fråga som uppstår hos flera är om det är lönsamt att investera i produktion som är dyrare än intäkterna på kort sikt men sannolikt ger avkastning på lång sikt. Det är flera som funderar över hur länge deras bolag klarar av höga produktionskostnader innan investeringen måste börja ge avkastning.

4.9 Slutsatser om branschens strategier och verktyg

Från de genomförda intervjuerna framgår det att de främsta nyttorna med ett optimeringsprogram är ett minskat personberoende, bättre beslutsunderlag för komplexa fjärrvärmesystem och möjligheten att analysera framtidens osäkerheter inför nyanslutningar, långsiktig planering samt investeringsbeslut. Ett fjärrvärmebolags förutsättningar i form av antal kunder, mängd producerad energi och produktionsmix avgör behovet av planerings- och optimeringsverktyg där kopplingar mot elmarknaden och elinfrastrukturen är särskilt betydande. En slutsats som kan dras av detta är att **mindre bolag utan samkörning mellan städer och med liten elberoende produktion inte har så stor nytta av ett optimeringsprogram för den dagliga planeringen. Däremot kan en programvara med framtidsanalyser vara av nytta om systemet står inför stora förändringar, till exempel om stora investeringsbeslut behöver fattas.** Att införskaffa någon typ utav optimeringsverktyg kan alltså bistå LEAB i de investeringsbeslut som är kopplade till omställningen i Luleå.

Då inköp av programvara sker i samband med betydande förändringar i fjärrvärmesystemet går det inte att utvärdera effekten av programmet och användare av kommersiella program har generellt dålig uppfattning om dess kostnadsbesparning. Egenutvecklade optimeringsprogram utvecklas ofta successivt vilket inte heller ger bra underlag för utvärdering. För bolag som inte arbetat med optimering alls innan upphandlingen av ett program tillskrivs hela den stora ekonomiska nyttan till programmet vilket ger en överdriven bild av programmets optimeringsförmåga. **Därför går det inte att lita helt på den ekonomiska potential som försäljningsföretagen utlovar.**

Frågan om vad som är bäst av att köpa in ett kommersiellt program eller utveckla ett på bolaget beror delvis av vad koncernen har för strategiska prioriteringar. Ett egenutvecklat program ger full rådighet över systemet, funktioner och data. Kunskap och förståelse om programmets uppbyggnad och funktion kan stanna inom koncernen och justeringar kan göras allt eftersom systemet utvecklas och förändras. Priset för detta är personalkostnad för den eller de personer som jobbar med utveckling och underhåll av programmet. Ett kommersiellt program har större potential för beräkningskapacitet och avancerade funktioner eftersom resurserna för utveckling och underhåll oundvikligen kommer vara större än de hos ett enskilt energibolag. Priset av detta är begränsad rådighet av systemet, stora implementerings- och licenskostnader samt ett konsultberoende och en begränsad förståelse för hur programmet fungerar.

Det tredje alternativet, programvara med öppen källkod, ger möjlighet till rådighet över funktioner och data samtidigt som det finns stor potential i att skapa ett sammanhang där fjärrvärmebolag kan samarbeta och dela på resurser för utveckling och underhåll av program. Dock finns det få sådana sammanhang i Sverige idag och denna typ av lösningar kan också skapa ett konsultberoende. Ett fjärde alternativ, eller en variant på egenutveckling, är att ta in en konsult som gör den tunga utvecklingen och programmeringen med en eller flera anställda på aktuellt företag som är delaktig i hela processen. De får då en förståelse för hur programmet fungerar samt kan göra mindre justeringar och sköta det regelbundna underhållet. Då kan konsultberoendet hållas lågt och bolaget besitter kunskapen om programmet samtidigt som det finns rådighet över data och funktioner.

Trots att beställningsrapporten från Sweco fokuserar på elnätsprognoser finns aspekter som är relevanta även för fjärrvärmens produktionsplanering. Det finns ett värde i ett kontinuerligt arbete med en prognos- (eller optimerings)modell. **En daglig översikt skapar en egen kännedom om prognosen vilket ger en bättre uppfattning om dess träffsäkerhet jämfört med program som körs automatiskt och sällan kräver agerande eller översikt.** Kostnader för programvaror beror ofta av hur komplext systemet är eftersom komplexare program kräver mer utveckling och beräkningskapacitet. Kvantiteten av träningsdata är av betydelse för prognosens träffsäkerhet; mindre mätdata ger sämre träffsäkerhet och ofta behövs historisk data från flera månader eller år. Det finns en risk för överanpassning som ökar vid ökande komplexitet av prognosprogram och därför är det viktigt att välja rätt metod utifrån (fjärrvärme)systemets förutsättningar. Omträning kan behövas om till exempel stora kunder ändrar sitt beteende. En annan aspekt som behöver begrundas vid val av prognosmetod är prioriteringen mellan en generellt hög träffsäkerhet under dygnets alla timmar och under olika säsonger, eller en hög träffsäkerhet vid effekttoppar under kalla perioder, dagar och timmar. Det finns flera bra prognosmodeller på marknaden.

En tydlig slutsats från intervjuerna är vikten av att hålla ett tätt samarbete med driften under utvecklingen och implementeringen av ett planeringsverktyg, och att de förstår programmet på den nivå som krävs för det dagliga arbetet. Att köpa in kommersiella verktyg kan vara olika rätt för olika fjärrvärmesystem men en central del av planeringen kommer från förändringar i den elbaserade värmeproduktionen

och elproduktionen i systemet. **Det kan vara bra för LEAB att ha något att luta sig emot gällande beslut om framtida investeringar där olika scenarion kan testas.** Vissa vittnar om att de som jobbat länge och är erfarna inom fjärrvärmeproduktion har en bättre uppfattning om hur mycket effekt som kommer krävas än vad vissa prognosmodeller har, särskilt under våren och hösten när solinstrålningen har en stor påverkan på utetemperaturen.

Kapitel 5

Optimeringspotential för produktionen i Luleå

Efter att ha tagit del av andra fjärrvärmebolags optimeringar är det intressant att även undersöka kostnads-effektiviteten i Luleå Energis produktion. För att hitta den optimala driften av produktionsenheterna och energilagret har ett optimeringsprogram konstruerats i Matlab. I detta kapitel redovisas skillnader i körstrategi, produktionskostnader och användandet av ackumulatortanken mellan dagens och optimeringens drift av systemet.

5.1 Optimeringsprogrammet

En funktion i Matlab, `intlinprog`, har används för det konstruerade optimeringsprogrammet. `intlinprog` löser optimeringsproblem genom att returnera lösningen som ger det minsta värdet på en definierad funktion. Funktionen baseras på MILP och kräver att problemet formuleras enligt specifikationen; heltalsvariabler skall definieras, linjära olikhetsvillkor och likhetsvillkor skall beskrivas enligt $A \cdot x \leq b$ respektive $A_{eq} \cdot x = beq$ där A och A_{eq} är matriser och b och beq är vektorer. Programmet returnerar vektorn x som ger det minsta möjliga värdet på den angivna objektfunktionen. Värdet på x begränsas av de lägre och övre värden som angivits i vektorerna lb och ub (Matlab, 2025). Programmet är uppbyggt enligt nedan beskrivning.

Beteckningar på samtliga produktionsenheter (bränslepannor, elpannor och kraftvärmeverket) samt acken har lagts som strängar i en vektor för att hålla reda på dess index, vektorn representerar kolumnerna i X och C . Ekvation 1 är objektfunktionen vars minima ska hittas där C och X är matriser där raderna representerar timmar och kolumnerna representerar produktionsenheterna. C är en konstant med bränslepriser per produktionsenhet och timme, $c_{1,1}$ är alltså priset i kr/MWh för bränsle till produktionsenhet 1 under optimeringens första timme. Det är endast elpriset som ändras varje timme. C och X formateras om till vektorer eftersom detta krävs av funktionen `intlinprog`, lösningen returneras som en vektor och formateras sedan tillbaka till en matris X . Där representerar $x_{1,1}$ den energimängd i MWh som bör produceras i produktionsenhet 1 under optimeringens första timme, $x_{2,1}$ är den energimängd som bör produceras i produktionsenhet 1 under den andra timmen och så vidare.

$$\min C^T \cdot X \quad \text{där} \quad C = \begin{pmatrix} c_{1,1} & c_{1,2} & \cdots & c_{1,n} \\ c_{2,1} & c_{2,2} & \cdots & c_{2,n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ c_{m,1} & c_{m,2} & \cdots & c_{m,n} \end{pmatrix}, \quad X = \begin{pmatrix} x_{1,1} & x_{1,2} & \cdots & x_{1,n} \\ x_{2,1} & x_{2,2} & \cdots & x_{2,n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ x_{m,1} & x_{m,2} & \cdots & x_{m,n} \end{pmatrix} \quad (1)$$

Maxeffekterna för varje enhet definieras i ub och den mista effekten, det vill säga 0, definieras i lb . För att beskriva pannornas minimieffekt då de är i drift tillsätts varje enhet en binär variabel som representerar av/på. Då enheten är på måste dess effekt minst uppgå till ett angivet värde vilket definieras i A -matrisen, som tillsammans med vektorn b definierar olikhetsvillkoren. I olikhetsvillkoren beskrivs även andra krav; energinnehållet i ackumulatortanken måste hållas mellan 0 och dess maxkapacitet och i slutet av optimeringstiden måste nivån vara större än eller lika med en angiven energinivå. Det finns också krav att vissa pannor inte får startas om de endast ska vara i drift under en timme. I varje timme måste den totala produktionen (inklusive effekt in och ut ur acken) vara större än eller lika med kundernas totala värmebehov d . d är en vektor som läst in effektbehovet på fjärrvärm nätet redovisat per timme.

Kraftvärmeverkets produktionskapacitet beror av gasflödet från SSAB vilket varierar med deras produktion och ger LuleKraft en begränsad möjlighet att styra producerad effekt. För att hantera detta i Matlab-programmet har det antagits att kraftvärmeverket alltid producerar den mängd värme som är kostnadseffektiv och dess effekt per timme är satt till den verkliga genom att låta A_{eq} representera endast kraftvärmeverket och beq vara den faktiska produktionen.

Den matris X som MILP-programmet returnerar används för att utvärdera kostnadseffektiviteten i dagens körstrategi genom att jämföra bränslekostnaderna för optimeringen med de verkliga. För att undersöka effekten av olika tidshorisonter genomförs optimeringen för 5 dagar och för varje enskild dag av dessa, samt för en månad då 3 dagars optimeringshorisont jämförs med 5 dagar. Det hetvatten som lagras i ackumulatortanken

är gratis att ta ut eftersom kostnaden kom då vattnet producerades, därför kommer optimeringen alltid att tömma acken på energi helt i slutet av tidsfönstret. För att hantera detta problem har slutnivån på acken definierats som den verkliga vid samma tidpunkt, då erhålls samma totala energiproduktion och bränslekostnaderna kan jämföras mer rättvist. Resultaten redovisas i form av kostnadsbesparningar samt en graf över hur energinivån i ackumulatortanken ändras under tiden för optimeringen. Tester genomfördes för utvalda perioder under året 2025 där samtliga effekter redovisas i MW som medelvärden per timme. Upplösningen för programmet är per timme.

5.1.1 Förenklingar och antaganden

Undersökningen i Matlab bygger på några grova förenklingar och antaganden som är viktiga att beakta då resultaten tolkas. Dessa listas nedan.

- **Verkliga värden ersätter last- och elprisprognoser.** Matlab-programmet gör endast optimeringar och inga prognoser. Istället för att använda prognostierade värden för framtida effektbehov och elpriser, som oundvikligen innehåller fel, så har historisk data använts. Det innebär att testerna utgår från antagandet att alla dessa variabler prognostiserats till 100 % korrekta värden. Som konsekvens blir de beräknade kostnadsbesparningarna för testerna större än vad som är möjligt i verkligheten, men med välutvecklade prognosmodeller kan jämförbara resultat sannolikt uppnås. Det är även antaget att kraftvärmeverkets exakta värmeproduktion per timme är känd.
- **Ingen optimering av kraftvärmeverket.** Som tidigare nämnt görs ingen optimering av kraftvärmeverkets produktion. Konsekvensen blir att det i praktiken endast är den elbaserade produktionen och användningen av ackumulatortanken som optimeras, eftersom det bara är elpannornas produktionsförsättningar som ändras över tid.
- **Ingen hänsyn till flödesbegränsningar i distributionssystemet.** Från centrum ut till Bergnäset finns en begränsning av hetvattenflödet som påverkar driftstrategin av LEAB:s produktionsenheter. Denna beaktas inte i optimeringen vilket innebär att det optimerade körschemat i vissa fall är ogenomförbart.

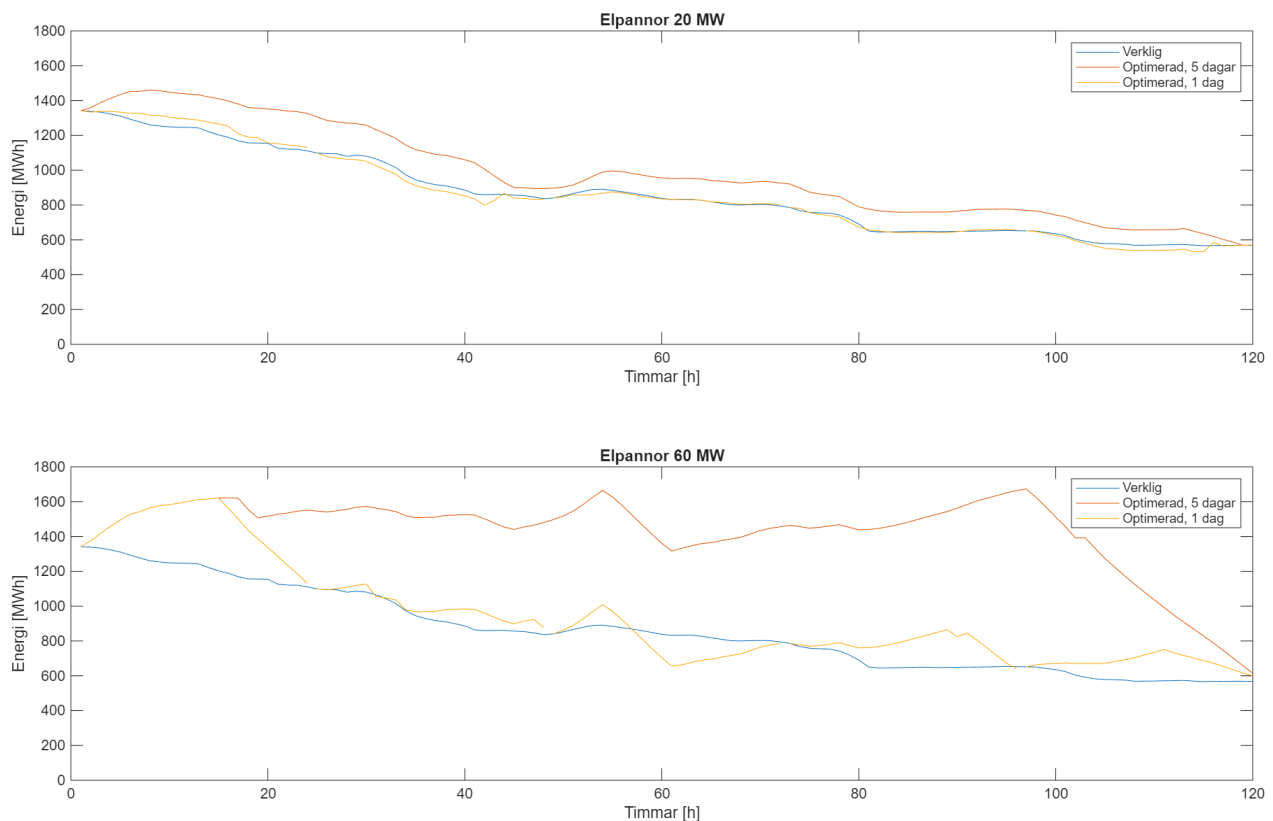
Det har även gjorts antagande och förenklingar som avser underlätta programmeringen och anses ha en liten eller försumbar påverkan på resultaten, vilka redovisas nedan.

- Det finns en panna som kan köras på både gas och fossil olja. Pannan kör endast på gas då kraftvärmeverket är stoppat. Programmet antar att pannan alltid kör på olja, vilket ger en högre bränslekostnad vid de tillfällen då gas används.
- Upp- och nedrampningstider hos produktionsenheterna är försummade.
- Styrningen av produktionsenheter är i verkligheten begränsade till diskreta värden mellan min- och maxeffekten om hela eller tiondels MW. I optimeringsprogrammet antas kontinuerliga värden.
- Värmeförluster i ackumulatortanken är försummade.
- Det avtal som reglerar priset på effektuttag ur ackumulatortanken representeras inte i programmet. I programmet antas energilagringen vara kostnadsfri.

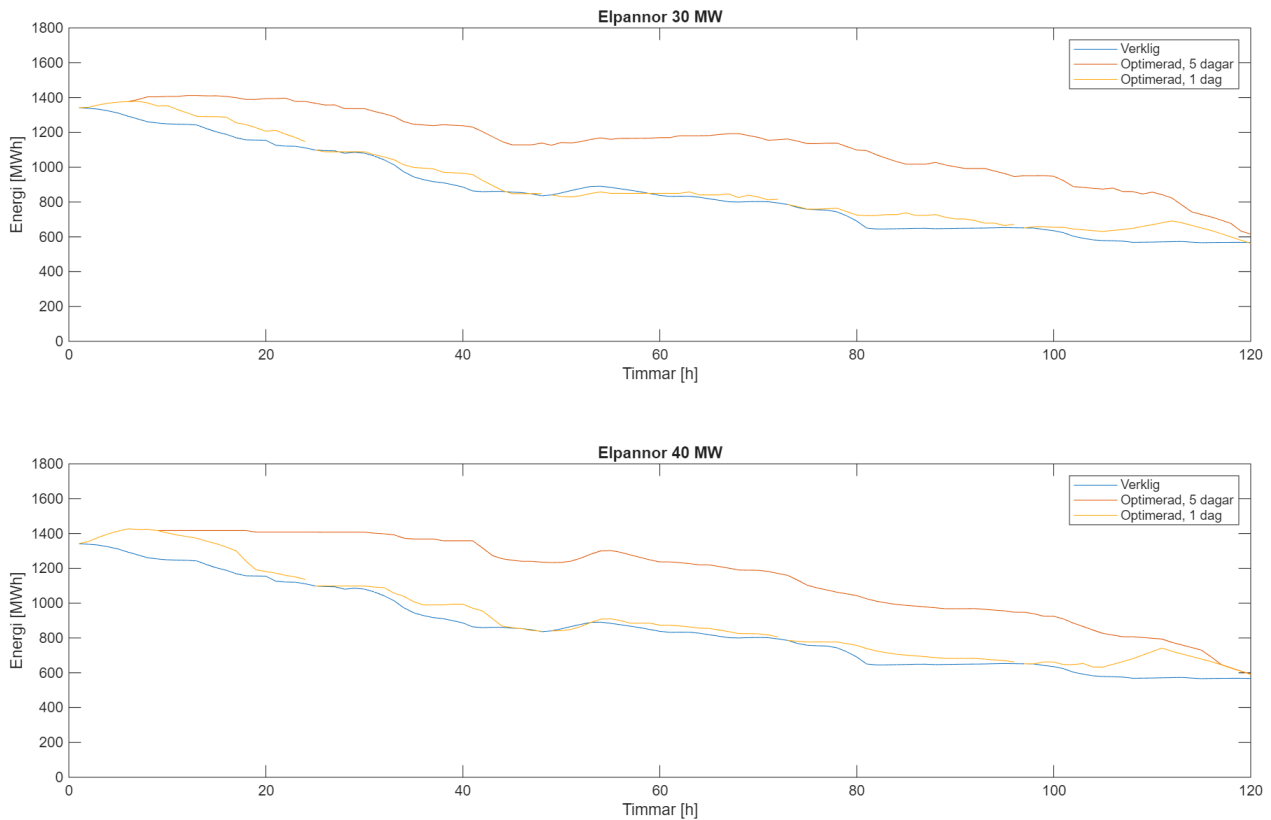
5.2 Test 1 - normala vinterförhållanden, januari

I test 1 optimerades produktionen under timmarna mellan 1:a januari klockan 01:00 och 6:e januari kl 01:00. Under denna period varierade utomhustemperaturen mellan $-22\text{ }^{\circ}\text{C}$ och $-9\text{ }^{\circ}\text{C}$. LuleKraft var i drift under hela perioden med en värmeeffekt som varierade mellan 155 MW och 205 MW utan avbrott. Elpannorna producerade värme med en effekt på mellan 17 MW och 39 MW med undantag för de första fem timmarna då produktionen var lägre. Enligt systembeskrivningen i 2.4 så varierar elpannornas maxeffekt mellan 20 MW och 60 MW utefter tillgänglig elkapacitet. Den tillgängliga effekten, härnåfter benämnt som 'verklig maxeffekt', varierar timvis och under perioden för test 1 fluktuerade värdena mellan 25 MW och 45 MW.

För att undersöka hur elpannornas tillgängliga maxeffekt påverkar den optimerade användningen av ackumulatortanken kördes optimeringsprogrammet för olika maxeffekter. Figur 1 visar hur energinivån i ackumulatortanken ändras över tid då maxeffekten på elpannorna antagits vara konstant 20 MW respektive 60 MW under hela perioden. Med ett större effektuttag blir det viktigare att produktionen från elpannorna anpassas efter elpriset per timme och acken kan då användas för att kompensera över- och underproduktion. Figur 2 visar fallen då effektuttaget från elpannorna får uppgå till 30 MW respektive 40 MW vilket valdes eftersom dessa värden ligger nära det faktiska effektuttaget under perioden. Figurerna visar att 60 MW är då den optimerade ackanvändningen skiljer sig mest från den verkliga energinivån, vilket sammanfaller med att detta effektuttag ligger längst ifrån de förutsättningar som rådde i verkligheten. Det visar på att dagens användning av ackumulatortanken har stora likheter med den optimerade.



Figur 1: Energiinnehåll i ackumulatortanken för test 1. Maxeffekt på elpannorna var 20 MW respektive 60 MW.

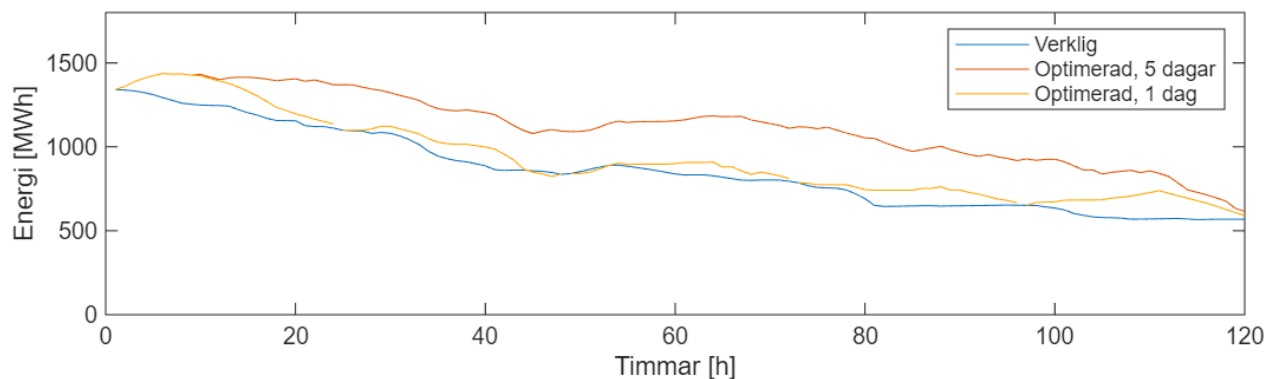


Figur 2: Energiinnehåll i ackumulatortanken för test 1. Maxeffekt på elpannorna var 30 MW respektive 40 MW.

Optimeringen per dag för den 5:e dagen skiljer sig särskilt från den verkliga produktionen, något som syns tydligast i figur 1 för maxeffekten 60 MW och i figur 2 för bägge maxeffekterna. Den optimering som gjordes för dag 5 visar en topp i ack-nivå som inte finns med i den verkliga användningen. Att acken laddades upp för att sedan tömmas beror på en ökning i elpriser från 600 - 700 kr/MWh till 1 000 - 1 200 kr/MWh. Den verkliga användningen av acken under dessa timmar var låg trots att det fanns energi att ta ut. Det kan vara ett medvetet beslut av driften att spara energi inför kommande dagars kyla (med temperaturer fortsatt nere vid $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$) eller att mindre vikt lades vid att anpassa produktionen till elpriser. Den faktiska anpassningen av den elbaserade värmeproduktionen var liten, endast en mindre nedrampling från 28 MW till 23 MW gjordes. Detta, tillsammans med andra skillnader i körschemat, kostade företaget mellan 69 000 kr och 77 000 kr baserat på den beräknade summan sparade pengar under den 5:e dagen för maxeffekterna 30 MW och 40 MW. I optimeringen för 30 MW körs den billigaste pannan, som eldas med träpulver av malda pellets, konstant på maxeffekten 25 MW medan den i verkligheten endast kördes på 16 MW. Den låga effekten på träpulverpannan beror troligtvis på de flödesbegränsningar som finns i distributionssystemet ut till området där pannan är placerad. I verkligheten startades både en fossil oljepanna och en biooljepanna för att täcka det högre värmebehovet under timmarna då temperaturen sjönk samtidigt som den vanliga eftermiddagstoppen var. De startade pannorna har högre bränslekostnader än träpellets vilket talar för att det fanns begränsningar utöver de som representeras i Matlab-programmet, vilka påverkar möjligheterna att realisera kostnadsbesparingen. I fallet med 20 MW behövde en oljepanna startas för att täcka effektbehovet medan resterande optimeringar kunde tillgodose behovet med kraftvärmeverket, träpulverpannan och elpannorna.

En annan tydlig skillnad mellan endagsoptimeringen och den verkliga driften är under den 1:a dagen då optimeringen laddade acken under dygnets första timmar. Detta syns tydligast i fallet för 60 MW, figur 1, och 40 MW, figur 2, men skillnader mot verklig ack-användning finns även för 20 MW och 30 MW. I verkligheten är elpannorna helt avstängda under några av årets första timmar medan träpulpverpannan kör på en effekt om 13-14 MW, optimeringen kör endast pannan sporadiskt under några timmar och täcker istället värmebehovet med acken när elpriset stiger. 49 000 kr - 137 000 kr är skillnaden mellan den optimerade driften och de verkliga bränslekostnaderna för dag 1, beroende på om maxeffekten är satt till 20 MW eller 60 MW för elpannorna. Viktigt att notera är att den höga besparingen om 137 000 kr som gäller för en maxeffekt på 60 MW inte var realiserbar eftersom det verkliga utrymmet i elnätet var mindre. Syftet med att undersöka olika maxeffekter är att visualisera dess påverkan på produktionskostnaderna.

Ytterligare ett fall undersöktes med den **verkliga maxeffekten** på elpannorna där värdena varierade per timme enligt den prognostierade tillgängliga kapaciteten, en prognos som driftpersonalen använder för att anpassa den elbaserade produktionen. Energinivån i ackumulatortanken för detta fall redovisas i figur 3. Grafen visar att trenderna för dag 1 och dag 5 är desamma som ovan. I jämförelse med figur 2 kan det urskiljas att optimeringen för 5 dagar följer den verkliga ackanvändningen bättre då de verkliga maxeffekterna använts även om skillnaden är marginell.



Figur 3: Energiinnehåll i ackumulatortanken för test 1. Maxeffekt på elpannorna var den prognostiserade tillgängliga kapaciteten.

Kostnadsbesparingen för den optimering som gjordes för 5 dagar samt summan av de som gjordes per dag för samtliga dagar redovisas för de olika effekterna i tabell 2. Kostnadsbesparingarna från optimeringen med den verkliga maxeffekten visar sig ligga mellan motsvarande värden för 30 och 40 MW - något som indikerar på att undersökningen av de fasta maxeffekterna gav ett bra spann över en verklighetstrogen kostnadsbesparing. Eftersom elpannorna i verkligheten kunde köras på upp till 30-40 MW blev de totala produktionskostnaderna under dag 3 och 4 för fallet med 20 MW högre än de verkliga. Trots detta blev nettokostnaderna under hela perioden lägre än de verkliga. Notera att en längre optimeringshorisont i detta fall ger lägre bränslekostnader. I verkligheten skulle en längre optimeringshorisont innebära större osäkerheter i last- och elprisprognoser och det är inte säkert att utfallet skulle bli detsamma.

Tabell 2: Kostnadsbesparingar för optimeringarna i test 1. Redovisat för olika tidshorisonter och maxeffekter på elpannorna, avrundat till hela tusental.

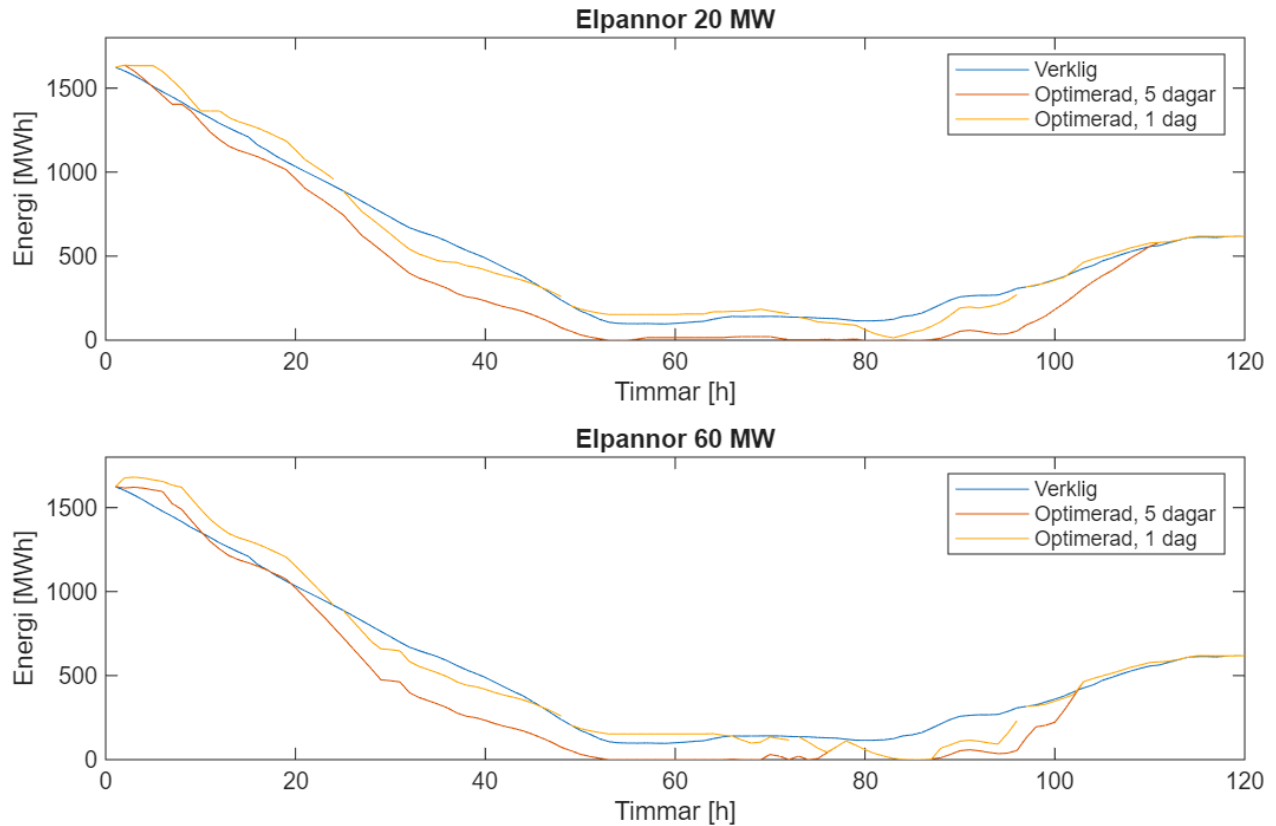
Maxeffekt	Kostnadsbesparingar	
	Optimerat 5 dagar	Optimerat per dag
20 MW	216 000 kr	122 000 kr
30 MW	370 000 kr	358 000 kr
40 MW	518 000 kr	504 000 kr
60 MW	753 000 kr	639 000 kr
Verklig	423 000 kr	412 000 kr

Då produktionen optimerades över 5 dagar finns vissa signifikanta skillnader mot den verkliga driften som resulterade i den kostnadsbesparing som redovisas i tabell 2. Den största skillnaden mellan optimeringarna för olika maxeffekter är hur träpulverpannan körs. För 20 MW maxeffekt går pannan på max hela tiden medan den i 60 MW-fallet inte är i drift alls och den uteblivna produktionen under höga elpriser täcks av lagrad energi i acken. Fallen för 30 MW och 40 MW ligger någonstans där emellan då träpulverpannan körs i perioder och inte alltid på full effekt. I verkligheten var pannan i drift och körde under hela perioden på 15-16 MW som tidigare nämnts. Värt att notera är även att elpannorna för fallen 20-40 MW går på full effekt hela tiden utom de sista 8-12 h medan de i fallen för 60 MW är avstängda i perioder även innan den sista dagens elprisökning. Det beror på en ökad flexibilitet att flytta produktionen i tid och resulterar i lägre elkostnader.

5.3 Test 2 - låg kraftvärmeproduktion, mars

Test 2 genomfördes på samma sätt som test 1, men mellan 11:e mars klockan 01:00 och den 16:e mars klockan 01:00. Utomhustemperaturen varierade mellan $-11\text{ }^{\circ}\text{C}$ och $-1\text{ }^{\circ}\text{C}$. Produktionen i LuleKraft minskade ner till 70-80 MW under det första dygnet för att sedan återgå till det normala om cirka 160 MW under dag 4 och 5. Elpannornas verkliga maxeffekt varierade mellan 50 MW och 60 MW under perioden men de var endast i drift vid 3 olika tillfällen å några timmar vardera. Detta beror troligtvis på höga elpriser under perioden då kraftvärmeverket körde på reducerad effekt och då elpriserna blev fördelaktiga mot slutet av perioden behövdes ingen ytterligare effekt eftersom LuKAB tillgodosåg hela värmebehovet.

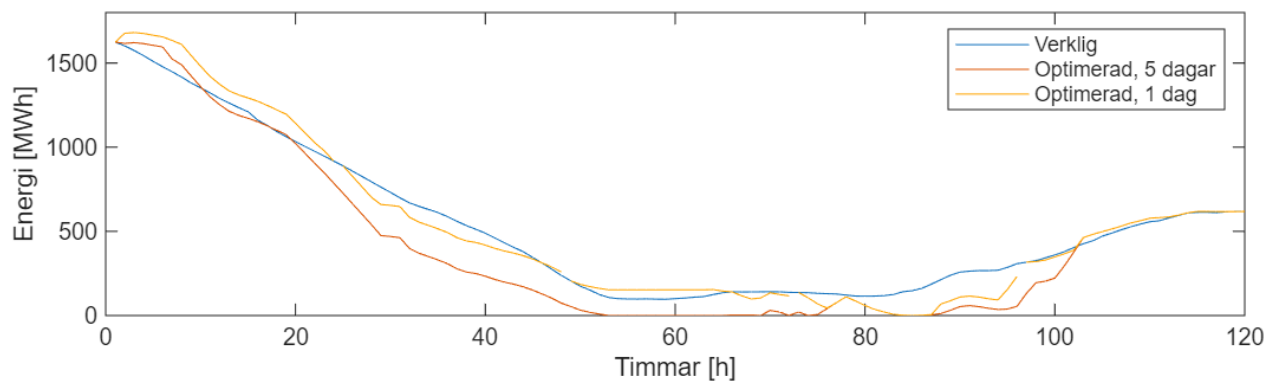
Likt vid de lägre maxeffekterna i test 1 syns en klar likhet mellan den verkliga och den optimerade användningen av ackumulatortanken, här för 20 MW och 60 MW maxeffekt redovisat i figur 4. Detta beror främst på att användningen av elpannorna var knapp i detta test vilket innebär att det inte finns lika mycket att optimera på. Istället var det kapaciteten hos kraftvärmeverket som påverkade mest på grund av den betydligt lägre producerade effekten under tider med höga elpriser. Resultatet blev den tömning av ackumulatortanken som figur 4 visar. Eftersom optimeringen inte har några krav gällande miniminivå i acken så töms energilagret ut helt, i verkligheten vill driftpersonalen hålla en viss miniminivå i lagret för att ha tid att starta en ny panna ifall någon anläggning skulle trippa.



Figur 4: Energiinnehåll i ackumulatortanken för test 2. Maxeffekt på elpannorna var 20 MW respektive 60 MW.

Ytterligare tester för 30 MW och 40 MW ansågs inte nödvändiga eftersom användningen av elpannorna var så pass begränsad och att figur 4 visar på en marginell skillnad i ackanvändning mellan de olika effekterna. De potentiella kostnadsbesparingarna anses även täckas upp av spannet mellan 20 MW och 60 MW.

En ny optimering genomfördes för den verkliga maxeffekten där ackanvändningen redovisas i figur 5. Grafen är snarlik den i figur 4 för 60 MW vilket stämmer med att den verkliga tillgängliga effekten var närmare 60 MW än 20 MW.



Figur 5: Energiinnehåll i ackumulatortanken för test 2. Maxeffekt på elpannor var den prognostierade tillgängliga effekten.

De beräknade kostnadsbesparingarna för test 2 redovisas i tabell 3. En tydlig likhet med de från föregående test, i tabell 2, är att en längre tidshorisont gav större besparingar. En tydlig skillnad är att test 2 ger en betydligt lägre besparing för högre maxeffekter. Det beror troligtvis på en kombination av höga elpriser och en lägre total produktionsmängd, resultatet av en varmare utomhustemperatur. En viktig slutsats utav detta är att de höga kostnadsbesparingar som redovisats under test 1 inte kan antas vara applicerbara i alla situationer, utan är beroende av utomhustemperaturer och förutsättningarna för elbaserad värmeproduktion. Likt figurerna 4 och 5 antyder är skillnaden i kostnadsbesparing mellan den verkliga maxeffekten och 60 MW knapp. En del av den besparing som görs är resultatet av att helt tömma ackumulatortanken på energi när kraftvärmeverket går ner i effekt, för att sedan fylla lagret då det producerar mer igen. Enligt tidigare resonemang är detta inte önskvärt och därför är den realiserbara besparingen lägre. Hur mycket av kostnaden som tillskrivs tömningen är inte kvantiserat.

Tabell 3: Kostnadsbesparingar för optimeringarna i test 2. Redovisat för olika tidshorisonter och maxeffekter på elpannorna, avrundat till hela tusental.

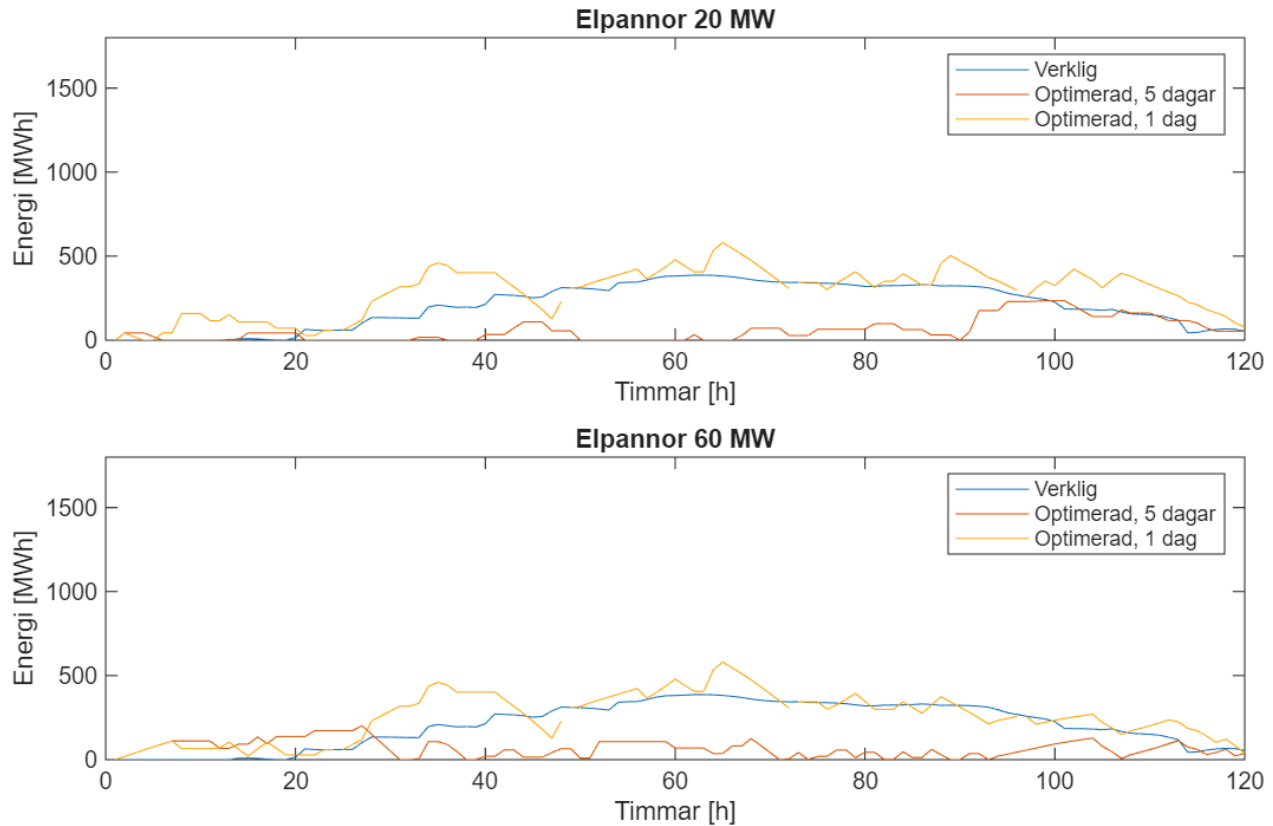
Maxeffekt	Kostnadsbesparingar	
	Optimerat 5 dagar	Optimerat per dag
20 MW	240 000 kr	120 000 kr
60 MW	291 000 kr	200 000 kr
Verklig	291 000 kr	199 000 kr

5.4 Test 3 - ingen kraftvärmeproduktion, augusti

Likt test 1 och 2 genomfördes test 3 för 5 dagar, från den 26:e augusti klockan 01:00 till den 31:a augusti klockan 01:00. Utomhustemperaturen varierade mellan 6 °C och 15 °C, LuleKraft producerade ingenting eftersom detta var under deras årliga revisionsstopp. Tillgängligheten på elkapacitet för elpannorna var 60 MW under hela perioden (vilket är vanligt under sommaren) och därför gjordes optimeringen endast för 20 MW och 60 MW. Träpolverpannan var avställd under denna period på grund av ett styrsystemsbyte vilket resulterade i en större andel oljebaserad värmeproduktion än normalt.

Figur 6 visar energinivån i ackumulatortanken under test 3 då träpolverpannan lagts in som otillgänglig i programmet. Eftersom perioden präglades av höga elpriser, med undantag för de första timmarna och det sista dygnet, så fanns ingen billig värme att ladda acken med varför optimeringen för 5 dagar håller en låg energinivå genom hela perioden. Optimeringen per dag måste ha samma energinivå i acken som den verkliga var 24:e timme vilket förklarar att den följer den verkliga ack-nivån.

Att nivåkurvorna är ryckiga, särskilt de för endagsoptimeringarna, beror på de olikhetskrav som ställs i programmet samt de förutsättningar som finns för produktionen under perioden. De enda pannorna som kan drifas är oljepannorna, och de måste drifas minst två timmar för att få startas, samtidigt som pannornas minsta produktionseffekt måste uppfyllas och det totala effektbehovet är lågt. Det blir en konstig situation för optimeringsprogrammet som varvar mellan att drifva två av oljepannorna om några timmar vardera, ibland med båda avstängda och effekt från acken under enskilda timmar utspridda under de fem dagarna. Detta skiljer sig uppenbart från den verkliga produktionen där en oljepanna driftades kontinuerligt, vilket är både mindre slitsamt för utrustningen och mer effektivt sett till kostnader och den arbetsinsats som krävs. Här finns en uppenbar påverkan från de försummade start- och stopptider för produktionenheterna som inte beaktas i programmet och som även kräver en betydande arbetsinsats av driftpersonalen. Det blir även tydligt att optimeringsprogrammet saknar det som hos en människa skulle kallas för 'vett' och kommer av



Figur 6: Energiinnehåll i ackumulatortanken för test 3. Maxeffekt på elpannorna var 20 MW respektive 60 MW.

de detaljer som inte finns representerade i programmet, som att det inte finns någon vinning i att ladda i och ur acken med olja då effektbehovet är så pass lågt som det är under sommaren. Att acken i verkligheten laddades med oljebaserad värme under perioden är anmärkningsvärt.

De potentiella kostnadsbesparingarna för test 3 är små jämfört med tidigare tester och redovisas i tabell 4. Att besparingarna är negativa för 20 MW betyder att de verkliga produktionskostnaderna var lägre än optimeringens, en följd av att elpannorna, under perioderna med låga elpriser, genererade en högre effekt än 20 MW. Av detta kan slutsatsen dras att den tillgängliga elkapaciteten spelar en stor roll för produktionskostnaden även då användningen av elpannorna är mycket begränsad. Det går även att fastställa att då de billigaste produktionsenheterna är otillgängliga och elpriserna är höga så går det inte att undvika höga produktionskostnader.

Tabell 4: Kostnadsbesparingar för optimeringarna i test 3 där varken kraftvärmeverket eller träpolverpannan kunde drifas. Redovisat för olika tidshorisonter och maxeffekter på elpannorna, avrundat till hela tusental.

Maxeffekt	Kostnadsbesparingar	
	Optimerat 5 dagar	Optimerat per dag
20 MW	- 135 000 kr	- 145 000 kr
60 MW	82 000 kr	57 000 kr

För att undersöka hur produktionskostnaderna hade påverkats av att ha träpolverpannan i drift kördes optimeringsprogrammet även för detta fall där kostnadsbesparingarna redovisas i tabell 5. Det är anmärkningsvärt

stora besparingar, inte bara jämfört med fallet ovan utan även relativt tidigare tester särskilt eftersom det totala värmebehovet under perioden varit betydligt lägre än tidigare tester och endast uppgått till mellan 30 MW och dryga 60 MW. Detta beror naturligtvis på den stora andelen oljebaserad produktion som hade kunnat undvikas om styrsystembytet inte hade överlappat med revisionsstoppet av kraftvärmeverket. I den optimerade driften körs träpulverpannan på maxeffekt under hela tidsperioden, något som ändå inte hade varit realiserbart på grund av de flödesbegränsningar som ofta styr den producerade effekten i pannan. Det innebär att kostnadsbesparingen av att inte ha styrsystembytet under denna period hade varit lägre än de som redovisas i tabell 5.

Tabell 5: Kostnadsbesparingar för optimeringarna i test 3 antaget att träpulverpannan kan driftas. Redovisat för olika tidshorisonter och maxeffekter på elpannorna, avrundat till hela tusental.

Maxeffekt	Kostnadsbesparingar	
	Optimerat 5 dagar	Optimerat per dag
20 MW	394 000 kr	369 000 kr
60 MW	523 000 kr	483 000 kr

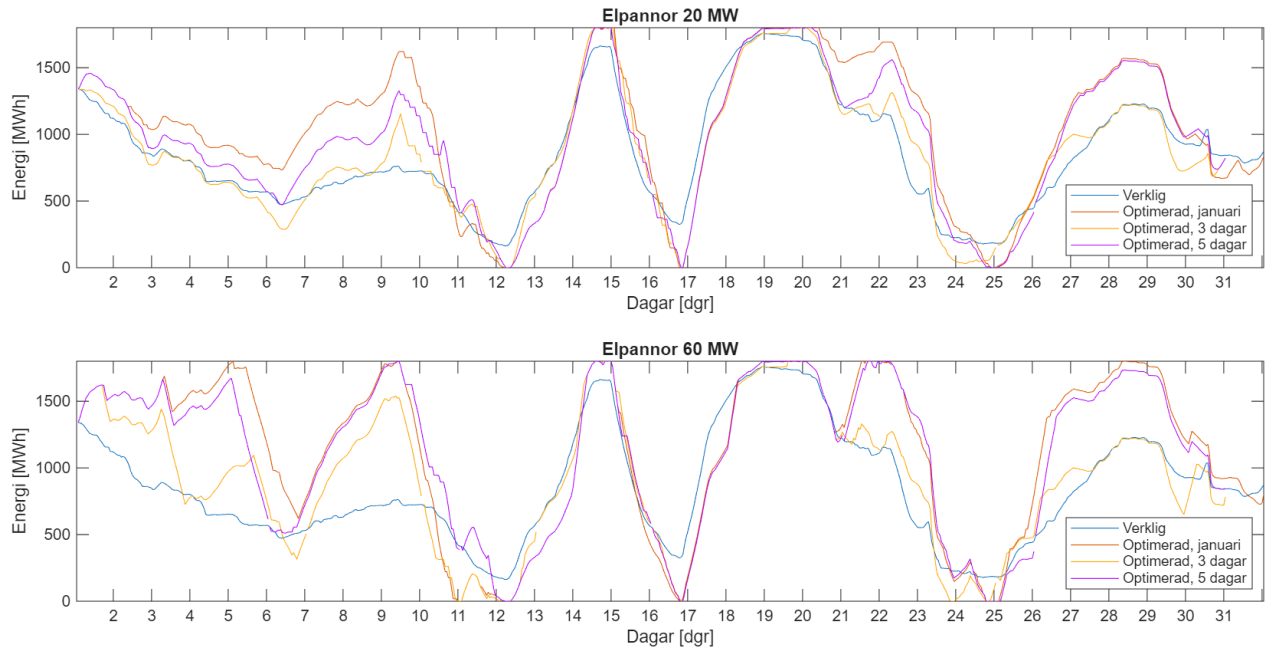
5.5 Test 4 - månadsöversikt, januari

Test 4 genomfördes för hela januari månad: från 01:00 1:a januari till 01:00 1:a februari. Detta för att se hur acken används under kalla tidsperioder sett ur ett längre tidsperspektiv. Utomhustemperaturen varierade mellan $-23\text{ }^{\circ}\text{C}$ och $7\text{ }^{\circ}\text{C}$ i Luleå. Tillgänglig effekt för elpannorna var 20 MW till 40 MW under första halvan av månaden och andra halvan var effekten större och låg huvudsakligen mellan 40 MW och 55 MW.

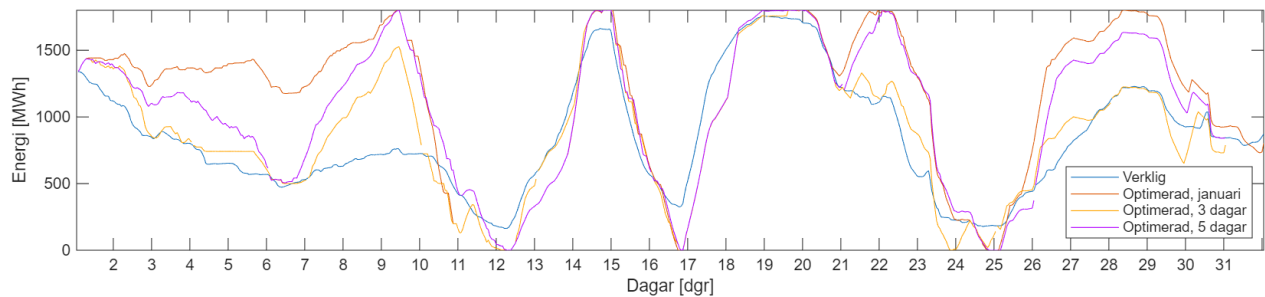
Här testas även skillnaderna i optimeringshorisonter. En optimering genomförs på hela månaden, en görs för 3 dagar och en för 5 dagar. Dessa redovisas alla i samma graf tillsammans med den verkliga användningen av ackumulatortanken för olika maxeffekter på elpannorna. Figur 7 visar skillnader i lagernivå för effekterna 20 MW och 60 MW. Eftersom programmet kräver att ackumulatortankens nivå i slutet av varje tidsfönster ska vara densamma som den verkliga nivån vid samma tillfälle så kommer tankens energinivå för 3- och 5-dagarsoptimeringen att korsas med den verkliga nivån var 3:e respektive 5:e dag, vilket förklarar den bitvis ”ryckiga” eller kantiga formen på kurvorna. Något som däremot inte förklaras av detta är hur väl optimeringen för hela månaden (röd linje) följer den för 5 dagar (lila linje). Det visar att en tidshorizont på 5 dagar är tillräckligt för att hitta det optimala produktionsschemat och att den verkliga ackanvändningen visar samma trender som den optimerade, även då den inte är kopplad till de verkliga nivåerna.

Användningen av ackumulatortanken för de verkliga maxeffekterna på elpannorna visas i figur 8 och som väntat finns liknande trender mot fallen för 20 MW och 60 MW. Den tydligaste skillnaden är under dag 3 till dag 8. Det intressanta här är den optimering som gjorts för hela månaden (och såldes är oberoende av den verkliga nivån i ackumulatortanken) där det finns en distinkt skillnad mot både optimeringen för 20 MW och 60 MW. Det är även anmärkningsvärt att optimeringen för hela månaden skiljer sig betydligt från den för 5 dagar på ett sätt som inte förekommer i figur 7. Skillnaden är att ackumulatortanken inte töms till samma grad under dag 6 i optimeringen för den verkliga effektbegränsningen av elpannorna. Sannolikt beror detta på att uttag ur acken prioriteras under dag 9 till 11 över det under dag 5 och 6, och att det i verkligheten inte fanns tillräckligt med tillgänglig effekt för att ladda acken till dag 8 om den hade tömmts under dagarna innan.

Kostnadsbesparingarna för test 4 redovisas i tabell 6. Eftersom 31 dagar varken är jämt delbart med 3



Figur 7: Energiinnehåll i ackumulatortanken för test 4. Maxeffekt på elpannorna var 20 MW respektive 60 MW.



Figur 8: Energiinnehåll i ackumulatortanken för test 4. Maxeffekt på elpannor var den prognostiserade tillgängliga effekten.

eller 5 görs dessa optimeringar endast för 30 dagar. För att kostnadsbesparingarna inte ska bli missvisande beräknades medelvärdet per dag för 3- och 5 dagarsoptimeringen och multiplicerades med antal dagar i januari (31) för att tidshorisonterna ska kunna jämföras över samma antal dagar. Den negativa besparingen för 20 MW förklaras av att det i verkligheten fanns mer tillgänglig effekt för elpannorna och produktionsenheter med högre driftskostnader kunde således undvikas i större utsträckning än i fallet om 20 MW maxeffekt. Att 60 MW ger större kostnadsbesparingar för samtliga optimeringshorisonter kan förklaras på samma sätt; större tillgänglig eleffekt (kombinerat med fördelaktiga elpriser) innebär att mer pengar kan sparas då dyr spetsproduktion undviks. Det går även att urskilja att en tidshorizont på 5 dagar ger en något bättre möjlighet till besparingar än 3 dagar, men här kan även kravet om anpassad acknivå spela roll; 3-dagarsoptimeringen är mer bunden i hur acken kan användas eftersom den måste följa den verkliga nivån vilket tydligt påverkar användandet av ackumulatortanken enligt graferna i figur 7 och 8. Vidare framgår det även att skillnaden i produktionskostnader mellan 5 dagar och 31 dagar är liten jämfört med skillnaderna mellan 5 dagar och 3 dagar relativt tidsfönsternas storleksskillnader. Återigen visar detta på att en tidshorizont på 5 dagar är

tillräckligt för att göra en bra optimering.

Tabell 6: Kostnadsbesparingar för optimeringarna i test 4. Redovisat för olika tidshorisonter och maxeffekter på elpannorna, avrundat till hela tusental. Kostnadsbesparingen för 3- och 5 dagarsoptimeringen redovisas som genomsnittet per dag multiplicerat med antal dagar i månaden.

Maxeffekt	Kostnadsbesparingar		
	Optimerat hela månaden	Optimerat 5 dagar	Optimerat 3 dagar
20 MW	- 147 000 kr	- 216 000 kr	- 320 000 kr
60 MW	2 281 000 kr	2 051 000 kr	1 986 000 kr
Verklig	1 220 000 kr	1 111 000 kr	1 006 000 kr

Med en potentiell kostnadsbesparing på 1 miljon kronor visar undersökningen att även om ackumulatortanken används väl idag så finns det potential att ytterligare anpassa produktionen efter elpriser och tillgänglighet vid flera tillfällen under januari månad.

5.6 Slutsatser om dagens användning av ackumulatortanken

Syftet med LEAB:s ackumulatortank är att kapa effekttoppar i värmeproduktionen genom att förskjuta en del av produktionen i tid. Som den används idag så uppfylls detta syfte och den verkliga användningen följer samma trender som den optimerade. Höga produktionskostnader kan dock inte undvikas genom produktionsoptimering i fall då elpriserna är höga samtidigt som de mest kostnadseffektiva produktionsenheterna är avställda för underhåll.

De begränsningar och förenklingar som är inbyggda i programmet kan vilseleda och ge större kostnadsbesparingar än vad som är möjligt i verkligheten. Prognoser för värmebehov och elpriser innehåller generellt en större osäkerhetsfaktor ju längre fram i tiden som prognosen sträcker sig. Det innebär att optimeringarna som gjorts i denna undersökning med långa tidshorisonter bör ha större fel i prognoserna och såldes en lägre kostnadsbesparing än vad som redovisas. Eftersom dessa faktorer inte inkluderats i undersökningen kan inga slutsatser dras om hur stora felmarginerna är. En annan förenkling som kan påverka resultatet är att flödesbegränsningar i systemet inte representeras, främst då den som påverkar produktionen i träpulverpannan. Resultatet vid högre värmebehov blir att pannan kan köras på högre effekt i optimeringen medan det i verkligheten behöver startas en dyrare panna för att tillgodose effektbehovet eller att vid lägre värmebehov, optimeringen inte startar pannan fast den behövs i verkligheten. Bägge fallen ger optimeringen en lägre produktionskostnad än vad som är möjligt i verkligheten.

En ytterligare faktor som gör att de redovisade kostnadsbesparingarna inte är fullt realiserbara är att ledigheter och helgdagar påverkar arbetet med driften av produktionsenheterna. Vissa pannor kräver en fysiskt närvarande person vid start och stopp även om styrningen i övrigt sker från kontrollrummet, något som inte alltid är möjligt vid reducerad personalstyrka till exempel under helgdagar och nätter. Detta kan vara en anledning till att en oljepanna driftas istället för elpannorna trots fördelaktiga elpriser, något som hände nu under början av året 2026. Dessa resursfrågor är svåra att efterkonstruera och tas därför inte hänsyn till i optimeringsprogrammet.

Trots detta anses resultaten av test 1-4 ge en representativ bild av hur den optimala användningen av ackumulatortanken skiljer sig från den verkliga, medan de kostnadsbesparingar som redovisas anses vara

något högre än vad som är realiserbart genom implementering av ett optimeringsprogram.

En ytterligare faktor som kan ha en påverkan på ackumulatoranvändningen är det avtal som finns mellan LuKAB, som driftar fjärrvärmesystemet, och LEAB, som äger ackumulatortanken. Avtalet innebär olika prisnivåer för den lagrade energin i tanken beroende på storleken av effektuttaget, vilket påverkar LuKAB:s driftstrategi så att stora effektuttag undviks i den mån det är möjligt. Att detta skulle vara en anledning till att optimeringen i vissa fall ger en brantare nedåtlutande kurva, se månadsoptimeringen (röd kurva) figur 8, går varken att utesluta eller fastställa baserat på den undersökning som genomförts, men troligt är att andra faktorer spelar större roll.

Slutsatser som ändå kan dras baserat på testerna är att det går att anpassa produktionen efter elpriser ännu mer än vad som görs idag. Den potentiella kostnadsbesparingen kan uppgå till hundra tusen kronor per dag och är väldigt beroende av yttre faktorer såsom effektbehov, elpris och tillgänglig kapacitet i elnätet. Kostnadsbesparingen blir större vid längre tidshorisonter i denna undersökning som inte tar hänsyn till prognosfel och en optimeringshorisont på 5 dagar är ett bra val för en effektiv optimering.

Kapitel 6

Diskussion och slutsatser

Med en bakgrund i litteraturen om optimeringsmetoder och framtidsutsikter för fjärrvärmeproduktion, en insikt i branschens verktyg och strategier samt en undersökning av kostnadseffektiviteten i Luleås produktion kan nu en informerad diskussion föras om de frågeställningar som introducerades i det inledande kapitlet. Detta avslutande kapitel innehåller en diskussion som knyter samman rapportens olika delar samt rekommendationer för LEAB, slutsatser och förslag på vidare studier.

6.1 Optimeringsstrategi

De generella strategier som används för produktionsplanering av fjärrvärme är liknande för de intervjuade bolagen och LuKAB. Produktionen anpassas efter väder, elpriser, tid på dygnet, veckodag etc. Storlek på företagen och skillnader i produktionsmix påverkar hur systemen driftas.

Gemensamt för samtliga bolag, oavsett resurser och vilken typ av verktyg som de har, är att ingen nytta kommer av ett program som inte används. Det är inte utvecklaren av programmet som ska använda det. En anledning till att det lätt blir misskommunikation mellan programutvecklare och driftpersonal är att ett optimerings- eller prognostiseringsprogram innehåller avancerade beräkningar och algoritmer medan användargränssnittet behöver vara enkelt och intuitivt. Det är alltså mycket information i programmeringen som inte bör representeras i användargränssnittet samtidigt som användaren (driftpersonal och produktionsplanerare) behöver ha en tillräcklig förståelse för hur programmet fungerar och vart dess begränsningar ligger för att veta i vilka situationer hen kan lita mer eller mindre på programmet.

6.1.1 Energiackumulering

Den frågeställning som gäller vad den optimala användningen av ackumulatortanken är besvaras i kapitel 5 där variationerna av energinivå i lagret illustrerats över januari månad. Graferna visar tydligt den optimerade användningen givet de förutsättningar som gavs i optimeringsprogrammet. Frågan om optimal ackumuleringsstrategi ställdes till de intervjuade fjärrvärmebolagen där svaren varierade från ”vet inte”, ”det undrar jag också” till ”det finns en modul i mitt optimeringsprogram som löser det” och ingen var säker på att just deras strategi var den bästa. Resultaten visar att LuKAB:s ackumulering liknar den optimerade och att LuKAB:s driftstrategi liknar de intervjuades. Utifrån detta kan det antas möjligt att flertalet av de intervjuade bolagen har en relativt effektiv användning av deras energilagring även om inga slutsatser kan dras och den optimala användningen beror av det specifika fjärrvärmesystemet.

6.2 Optimeringsverktyg

För många bolag är optimeringsverktyg en stor del av det dagliga planeringsarbetet, och den kan komma att ha en större roll i produktionen i Luleå.

6.2.1 Utvärdering av optimeringspotential i Luleå

Det MILP-program som konstruerades för testerna i kapitel 5 använder inte något glidande eller rullande optimeringsfönster likt några av de studier som presenterades i kapitel 2.3, utan löste problemet med tömning av ackumulatortanken genom att matcha den optimerade energinivån i tanken med den verkliga vid samma tillfälle. Fördelen med detta vid kostnadsjämförelser under begränsade tidsperioder är att den producerade energimängden är densamma som verklighetens. Om syftet däremot är att använda programmet i produktionsplaneringen är det fördelaktigt med ett glidande eller rullande tidsfönster för att hela tiden blicka några dagar fram i tiden. Från intervjuerna framgår det att en vanlig strategi är att köra optimeringsprogram varje dag (under vardagar), då kan programmet ta hänsyn till nya faktorer och ge en preliminär körplan några dagar framåt vilket ger driftpersonalen den framförhållning som behövs vid långa starttider av pannor, bränsle som behöver förberedas och eventuell fyllning av energilagring.

Att använda ett glidande eller rullande optimeringsfönster i testerna hade däremot kunnat eliminera den felkälla som kom av att anpassa ack-nivån vid jämförelse av olika tidshorisonter. Slutsatsen om att 5 dagar

ger en effektivare optimering påverkas av att 3 dagarsoptimeringen inte tilläts fluktuera fritt i lagernivå på samma sätt som den för 5 och 31 dagar i test 4. Något som däremot talar för slutsatsen om 5 dagars optimeringshorisont är de intervjuer som genomfördes med andra fjärrvärmebolag i Sverige. 5 dagar var standard att använda som optimeringshorisont för Energy Optima 3 och det var flera som såg fördelarna med det valda tidsfönstret. Det framgår även av jämförelsen mot 31 dagar att 5 dagar utgör en bra tidshorisont.

Från testerna som utfördes framgår det att flödesbegränsningen till Bergnäset har en betydande påverkan på körstrategin, vilket även bekräftades i den inledande teorin. Detta syntes tydligt i test 1 där träpulverpannan körde på 16 MW trots ett stort effektbehov. Hur stor effekt som kan köras där, och såldes hur stor påverkan flödesbegränsningen har på systemet i stort, är väldigt beroende av utomhustemperaturen. Det finns planer på att åtgärda begränsningen genom att dimensionera upp nuvarande ledningar från centrum till Bergnäset.

Något som exkluderats från analysen av dagens produktion, och som saknar relevans för det framtida perspektivet, är driften av kraftvärmeverket. Det går att styra andelen el respektive värme som produceras från förbränningen i kraftvärmeverket genom att justera andelen ånga som leds till turbinen. Det går även att kortsiktigt ”spara” gas i gasklockan och på så vis delvis fränkoppla förbränningen från gastyckningen i tid, men i en mycket begränsad utsträckning. Idag görs detta främst i syfte att hålla ett konstant gasflöde för en stabil och kontinuerlig förbränning, men möjligheten finns att optimera gasflödet ytterligare. Förutom att optimera el- och värmeproduktion kan ytterligare komplexitet i optimeringsproblemet adderas genom medverkandet på stödtjänstmarknaden mFRR för upp- och nedreglering med turbinen. Exkluderingen av kraftvärmeverket i optimeringen motiveras av att den kräver tillgången till SSAB:s produktionsplaner vilka inte är offentliga. mFRR inkluderades inte eftersom LuKAB inte varit aktiv på marknaden vid tiden för testerna, även om de inom en snar framtid kommer bli aktiv på marknaden.

Vid diskussioner av kraftvärmeverkets körstrategier är det relevant att inkludera hur LuKAB:s ägandestruktur påverkar. Förutom kravet från LEAB om att de ska leverera en viss värmeeffekt har de även krav från SSAB om att omhänderta all restgas samt leverera ånga (och el) till industrin. Konsekvensen blir att det är fler faktorer än bara lägsta möjliga produktionskostnad som påverkar hur kraftvärmeverket driftas. Eftersom LuKAB kommer genomgå stora förändringar till följd av industrins omställning kommer optimering av kraftvärmeverkets produktion inte att inkluderas i förslag på vidare studier.

Någon som däremot hade varit relevant för framtiden i Luleå är att inkludera produktionsplaner med omfattning och tidpunkter för förväntade värmeleveranser från de industrier vars restvärme kommer nyttjas i fjärrvärmesystemet. Hur stor andel av produktionsmixen som restvärmen kommer utgöra och vilka industrier som kommer bidra är ännu okänt men LEAB jobbar mot att få tillgång till stora mängder restvärme då det är både förmånligt och energieffektivt. Oavsett mängd är det väsentligt för optimeringen av fjärrvärmesystemet att kunna estimera energileveranserna, precis som det är nödvändigt att prognostisera värmebehov och elpriser.

En viktig lärdom från skapandet av MILP-programmet var att själva programmeringen var simpel och inte något vidare tidskrävande. Dock är det flera aspekter av ett färdigutvecklat optimeringsverktyg som inte inkluderats i den prototyp som användes för testerna (realtidsdata från produktionsenheter och ack, inlästa värden från last- och elprisprognoser, kommunikation med olika system samt ett användargränssnitt för att nämna några), men å andra sidan är utvecklingen sannolikt än mer effektiv om den utförs av någon med längre erfarenhet utav programmering och programutveckling. Slutsatsen av detta är att det varken behöver vara dyrt eller tidskrävande att utveckla ett eget program för optimering. Det bolag med ett liknande MILP-

program i Matlab har en anställd som spenderar i genomsnitt en halv dag per vecka med underhåll och vidareutveckling av programmet, vilket även inkluderar en prognosdel samt en del för långsiktiga analyser av framtidens produktion. En fördel med detta är att kunskapen om programmet finns inom koncernen.

6.2.2 Egenutveckling, öppen källkod eller kommersiell upphandling?

Frågan om vad som är det bästa alternativet av ett egenutvecklat program, ett program med öppen källkod eller ett som finns kommersiellt tillgängligt har inget självklart svar. De för- och nackdelar som framkommit under arbetets gång sammanfattas i tabell 7. Oavsett typ av program så krävs ett kontinuerligt arbete med modelleringen och ingen kvantifierad kostnadsbesparing kan garanteras. Valet mellan de olika programtyperna bör ses som ett strategiskt beslut; att satsa på kompetensutveckling inom koncernen i datavetenskap och programutveckling eller att prioritera redundans, alltså att inte ha all kunskap hos en eller några få individer, till priset av rådighet (förfoganderätt) över programmet.

Tabell 7: Sammanfattning av de för- och nackdelar med olika typer av digitala verktyg som tas upp i rapporten.

	Egenutvecklat	Öppen källkod	Kommersiellt
+	Rådighet över programmets funktioner, algoritmer och indata. Förståelse för hur programmet fungerar.	Rådighet över vilka parametrar som inkluderas/exkluderas. Delade resurser för underhåll och utveckling. Insikt i algoritmer.	Kan hantera större datamängder. Stora resurser för underhåll och utveckling. Support. Långtidsprognoser och visualisering av framtida energisystem.
-	Begränsade resurser för att hantera stora datamängder. Risk för personberoende.	Ingen support. Ingen plattform för samarbete i fjärrvärmesektorn finns idag.	Stora implementerings- och licenskostnader. Begränsad insikt i hur programmet fungerar. Ingen garanti på utveckling av specifika/önskvärda funktioner.

Kostnaderna för de olika alternativen har inte undersökts och inte heller skillnader i potentiella kostnadsbesparingar som programmets produktionsoptimering hade inneburit. Generellt har kommersiella program stora implementeringskostnader och därefter månadsvisa eller årliga licenskostnader. För egenutvecklade program består kostnaderna endast av personalkostnader och de från eventuella verktyg som används, till exempel en Matlab-licens. Program med öppen källkod kan ofta laddas ned gratis online, ibland finns en mindre avgift som går till underhåll och vidareutveckling av programvaran. Den kostnadsbesparing som olika program eller olika typer av program potentiellt kan ge är svår att utreda, enligt tidigare resonemang i kapitel 4. Inte heller den undersökning som gjordes av kostnadseffektiviteten i Luleås fjärrvärmeproduktion i kapitel 5 gav pålitliga värden för potentiella kostnadsbesparingar. Detta eftersom undersökningen baserades på grova antaganden och förenklingar av flera parametrar som påverkar produktionskostnaderna. De kostnadsbesparingar som redovisas kan antas ge en uppfattning om storleksordningen på besparingspotentialen givet de förutsättningar som programmet antagit, men är troligtvis högre än de realiserbara besparingarna.

Det går även att kombinera egenutveckling med att använda programvara med öppen källkod, samt att anlita konsulter för utvecklingsarbete. Till exempel kan en konsult anlitas för att implementera ett program med öppen källkod, eller för att göra majoriteten av utvecklingen av ett eget program för att avlasta den egna personalen. Fördelen med detta är att företaget slipper anställa en programmerare/systemutvecklare. Att kombinera egenutveckling med öppen källkod kan göras till exempel om ett företag önskar en lösning likt den i kapitel 5, men utan licenskostnaderna för Matlab. Då kan optimeringsprogrammet istället skrivas i Python

och det finns MILP-lösare att ladda hem från GitHub med öppen källkod. Det går även att kombinera en egenutvecklad prognosmodell med ett kommersiellt optimeringsprogram eller vice versa.

En av fördelarna med utveckling av program med öppen källkod är att flera kan bidra med resurser till utvecklingen, vilket är tanken bakom prognosprogrammet OpenSTEF, benämnt i kapitel 4.4. Problemet inom fjärrvärmebranschen är att det idag saknas en plattform för samarbete och erfarenhetsutbyte kring utveckling av program och utbudet av denna typ av program är ytterst begränsat. Däremot är det ofta samma typer av algoritmer som används för prognostisering oavsett om det är fjärrvärmebehov eller elbehov vilket innebär att detta ändå kan vara ett bra alternativ för just prognostiseringsprogram. För optimeringsprogram kan det istället vara ett alternativ att göra en egen systembeskrivning och använda en färdig kod för att lösa själva optimeringen, likt MILP-programmet i undersökningen av Luleå-systemets kostnadseffektivitet.

Ett motargument mot egenutveckling är risken att det bara är en person, utvecklaren själv, som har kännedom om programmet och kan hur det fungerar. Företaget blir då beroende av denne person och riskerar att mista kunskapen om hen slutar. Dock bör detta kunna förebyggas med en väl dokumenterad kod och att ha en detaljerad överlämning om hen skulle byta jobb eller gå i pension. Det kan även vara en idé att ha flera personer som är insatta i programmet och vet hur det fungerar.

Självklart spelar företagets produktionsförutsättningar även in i frågan om vilken typ av programvara som är bäst lämpad. Från intervjuerna framgår att vissa företag köpt in kommersiella program först då deras system inkluderar svåröptimerade komponenter, såsom koppling till gasinfrastruktur eller fjärrvärmeledning mellan städer med egna produktionsenheter. Vad som är rätt för ett fjärrvärmeföretag behöver såldes inte vara det bästa för ett annat företag, och behoven hos LEAB idag är nödvändigtvis inte desamma som i framtiden (efter omställningen).

6.2.3 Prognostisering

Prognostisering är en viktig del i att optimera fjärrvärmeproduktion där både effektbehov och elpriser avgör förutsättningarna för produktionen. Fel i lastprognosen kan innebära markant högre produktionskostnader än nödvändigt. Trots att arbetet inte fokuserat på prognostisering har vissa aspekter av det berörts i olika kapitel.

En fråga som uppstått är huruvida mänsklig erfarenhet kan överträffa avancerade maskininlärningsalgoritmer gällande att förutspå effektbehov och att planera produktionen. Ett svar på detta gavs under en intervju där bolaget vittnade om att under dagar på hösten och våren med hög solinstrålning, då denna har en stor påverkan på utomhustemperaturen, så kunde erfaren driftpersonal korrekt förutspå ett lägre effektbehov än vad deras kommersiellt upphandlade prognos- och optimeringsprogram angav.

Vilken komplexitet som ett prognosverktyg bör ha beror av komplexiteten i energisystemet, och det finns olika typer av algoritmer som antingen kan vara bra för snabba översiktsanalyser eller för att ha låg felmarginal under tillfällena med höga effekttoppar. Vilken typ av algoritmer-struktur som är bäst att använda i Luleå har inte undersökts.

6.3 Förutsättningar för framtidens fjärrvärmeproduktion

Framtidens förutsättningar för fjärrvärmeproduktion påverkas av prisutvecklingen för el och biobränsle, politiska beslut, industrietableringarna på Svartöns industriområde och strategiska beslut av LEAB. Det är sannolikt att ett skifte kommer ske i fjärrvärmebranschen från ett bränsleberoende till ett industriberoende

för fjärrvärme. Vissa intervjupersoner ser en utmaning i det minskade värmebehovet som den globala uppvärmningen innebär men de ser även en konkurrensfördel i att kunna leverera fjärrkyla under det varmare halvåret.

Oavsett hur fjärrvärmesystemet i Luleå utvecklas i framtiden så kan det vara bra för LEAB att ha möjlighet till långsiktiga analyser inför de investeringsbeslut som oundvikligen behöver fattas inom de kommande åren. Eftersom beslut kan behöva fattas innan förutsättningarna för värmeproduktion är kända så vore det bra med en programvara i vilken det går att undersöka olika scenarier för produktionsmixen och hur dessa påverkar kostnader och lönsamhet för bolaget. I jämförelse med de miljardkostnader som potentiella framtida projekt innebär så är en licenskostnad och implementeringskostnad för ett program relativt liten, vilket även gäller personalkostnaden/konsultkostnaden för att implementera ett eget program. Även om ett program för långsiktig planering inte kan ge någon vidare insikt i vad som sannolikt kommer ske, så ger möjligheten att testa utfallen för olika scenarier att beslut som fattas blir än mer väl underbyggda.

6.3.1 Framtidens krav på strategier för planering och optimering

Även om framtiden förblir en osäkerhet kan några slutsatser dras från de undersökningar som gjordes i Matlab i tidigare kapitel och vissa slutsatser kan även dras från att resonera kring skillnader och likheter mellan dagens och framtidens potentiella produktionsmix gällande vad för krav som framtida planeringsverktyg behöver uppfylla. Nedan diskussion gäller främst kortsiktig produktionsplanering.

Efter SSAB:s omställning och etableringen av de industrier som planeras på Svartön kommer basproduktionen för LEAB troligtvis bestå av industriell restvärme även om den exakta mängden är oklar. År 2040 beräknas de stora förändringarna av industrietableringar och fjärrvärmeproduktion vara färdigställda och systemet antas någorlunda stabilt. De variationer av värmeförsel som de två ljusbågsugnarna innebär kan troligtvis täckas av LEAB:s energilagrar. I detta fall, med en stabil värmeleverans från industrin, adderas ingen ytterligare komplexitet till produktionsoptimering. Den blir rentutav enklare om kraftvärmeverkets produktion uteblir eftersom där inte finns någon avvägning mellan el- och värmeproduktion. I detta fall är behovet av ett optimeringsprogram för den dagliga produktionen lågt.

Om framtidens produktion inkluderar värmepumpar ställs dock andra krav på produktionsplaneringen. Att ha värmepumpar som en del av basproduktionen eller mellanproduktionen bör innebära en viss anpassning till elpriserna för att undvika höga produktionskostnader. Detta kräver en pålitlig elprisprognos. I framtiden kommer andra faktorer att påverka elanvändningen i och med etableringen av stora elintensiva produktionsindustrier. Ofta är det sammankopplingen med elsystemet som avgör hur behovet av optimerings- och prognostiseringsverktyg ser ut. En annan viktig fråga är huruvida industriernas elabonnemang kan nyttjas av LEAB vid utebliven industriell restvärme. Om industrierna går ner i produktion (och elanvändning) bör det finnas kapacitet i elnätet som kan användas för att täcka den uteblivna värmeproduktionen. Detta har inte utretts i rapporten men är intressant att spekulera i.

Frågan om huruvida industrierna kommer anpassa sin produktion utefter elpriser är ytterst relevant. Om de stora industriaktörerna skulle anpassa produktionen efter priset på spotmarknaden skulle det innebära stora svårigheter för fjärrvärmeleverantören då värmeeffekt skulle falla bort i stunder med höga elpriser, vilket tvingar fram spetslastproduktion, ofta oljebaserad och dyr. Historiskt har höga elpriser ofta sammanfallit med låga utomhustemperaturer, det vill säga ett högt effektbehov vilket bidrar ytterligare till problemet. Troligast är dock att låg anpassning kommer göras efter elpriser hos industrin.

Majoriteten av de produktionsenheter som finns i systemet idag, spetslastpannorna, kommer finnas kvar även i framtiden. Dessa enheter, som står för en minoritet av produktionen, har en simpel driftsordning enligt billigast bränsle först. Komplexiteten av produktionsplaneringen beror främst av den elbaserade produktionen där en ökad koppling till elmarknaden kräver en bättre modellering av elsystemet. Utan ökad sammankoppling med elmarknaden krävs inget inköp av optimeringsverktyg.

6.3.2 Ökad konkurrens om biomassa

Den ökade konkurrensen om biomassa som följer av EU:s ReFuelEU Aviation och FuelEU Maritime, beskrivet i kapitel 3.2 påverkar prisutvecklingen av biobränslen vilket även får konsekvenser för fjärrvärmens konkurrenskraft. Enligt Nils Holgersson-gruppens senaste rapport sker historiskt höga höjningar av fjärrvärmepriserna under de senaste åren (benämnt i bakgrunden 1.1) vilket främst beror av de ökade biobränslepriserna. De fjärrvärmeleverantörer som påverkats minst av prishöjningarna är de som, likt Luleå, inte har en förbränningsbaserad basproduktion med biomassa som huvudsakligt bränsle. De fjärrvärmeleverantörer som huvudsakligen förbränner avfall ställs istället inför ökade kostnader inom EU ETS. Även om basproduktionen inte består av biobränslen så finns det ofta i spetslastproduktionen, och eftersom Sverige har ett långsiktigt mål om nettonollutsläpp övergår många företag från fossil spetslastproduktion till bioolja, vilket innebär att biobränslepriserna påverkar många inom branschen.

Skulle LEAB investera i en biobränslepanna kommer prisutvecklingen av fjärrvärmen i Luleå bli en annan än om industriell restvärme blir den nya huvudsakliga produktionen. Enligt Energimyndighetens rapport är det troligt att priserna på biomassa kommer öka i framtiden vilket innebär en försämrad konkurrenskraft för biobaserad kraftvärme. Att gå emot trenden av ett ökat industriberoende och minskat bränsleberoende kan alltså riskera ökande produktionskostnader.

Om ingen ytterligare industri bidrar med restvärme förutom de två som är mest säkra idag så blir produktionskostnaderna högre eftersom basproduktionen då uppgår till knappt halva den effekt som LuKAB producerar idag. Resultatet blir fler driftstimmar för spetslastpannorna och därmed ökade produktionskostnader.

6.3.3 El, skatt och prissättningsfilosofi

En annan viktig aspekt i fjärrvärmeproduktionskostnader är såklart utvecklingen av elpriserna. Detta kommer få olika stor betydelse beroende på om LEAB investerar i värmepumpar eller inte, men oavsett finns det elpannor i systemet. Det är svårt att dra några slutsatser om framtidens elpriser, varken gällande volatilitet eller genomsnittspris, men i Energimyndighetens rapport fastställdes att elpriserna stiger i samtliga undersökta scenarier.

Hur stora utgifter som företaget har för den elbaserade produktionen är starkt beroende av skattesatsen på el. Nu sänks energiskatten på el från och med 2026, men om energibolagen skulle få samma skattesats som produktionsindustrier, 0,6 öre/kWh, så skulle det få en stor inverkan på lönsamheten av att ha värmepumpar i systemet.

Det är vedertaget att fjärrvärme bidrar med värdefulla systemnyttor för elkraftsystemet, och flera av dessa är inte internaliserade i kostnaderna för fjärrvärmeproduktion. En sänkt energiskatt på el för fjärrvärmebolag, då lagstiftningen är välformulerad och inte inkluderar till exempel värmepumpar hos villaägare, skulle kunna vara en del i denna internalisering. Ur ett större perspektiv så krävs detta för att säkerställa att fjärrvärmerna kan fortsätta leverera systemnyttor till energisystemet i framtiden.

6.4 Sammanställning av rekommendationer till Luleå Energi

Mot bakgrund av det som redovisas i rapporten presenteras här några rekommendationer till LEAB. Den personliga åsikten och den objektiva slutsatsen av vad Luleå Energi bör investera i gällande optimeringsverktyg går inte att helt särskilja. Detta eftersom författarens personliga åsikt baseras på den information och de intryck som samlats in under tiden för arbetet, och eftersom att den slutsats som dras oundvikligen kommer färgas av personliga åsikter och värderingar.

1. Ha ett tätt samarbete med LuKAB vid implementering och/eller utveckling av ett eventuellt optimerings- och/eller prognosprogram. Detta är A och O. Gärna att det förekommer regelbunden utvärdering, underhåll och utveckling av programmet tillsammans med driftpersonalen.
2. Ytterligare anpassning av den elbaserade värmeproduktionen utefter elpriser kan sänka de totala produktionskostnaderna. Detta genom att använda acken för att fränkoppla värmeproduktionen från energianvändningen i tid. Detta skulle kunna genomföras genom att göra den befintliga elprisprognosen tillgänglig för hela driftpersonalen på LuKAB.
3. För den dagliga produktionsoptimeringen, förutsatt ingen ytterligare sammankoppling med elmarknaden, krävs inget kommersiellt optimeringsverktyg - satsa på egenutveckling istället.
4. Det är bra att ha rutin på regelbundet underhåll av ett produktionsplaneringsprogram för att data och systembeskrivningar ska hållas aktuella samt för att kontinuerligt förbättra programmet.
5. Att använda program där simuleringar kan göras för att testa effekten av att inkludera olika produktionsenheter för att få ytterligare underlag för investeringsbeslut som påverkar den framtida produktionsmixen.
6. Eventuella planer på en biopanna bör föregås av noggranna analyser framtida biobränslepriser då biobränslebaserad fjärrvärmeproduktion riskerar stora prisökningar i framtiden.

6.5 Slutsatser

Det finns ingen standard gällande produktionsplanering och optimering, men intervjuerna visade på stora likheter i strategier mellan de olika bolagen.

Det finns flertalet digitala verktyg för produktionsplanering och optimering som är kommersiellt tillgängliga, men att skapa ett eget program som optimerar produktionen är enkelt och inte tidskrävande. Det är förståeligt att misskommunikation kan uppstå mellan drift och programmerare, men det är viktigt med kommunikation och tillit för att ett program ska användas. Det är svårt att ge en exakt siffra på potentiella kostnadsbesparingar av ett optimeringsverktyg, både för kommersiella program och egenutvecklade.

Dagens strategier för produktionsplanering och användning av energilager har stora likheter med den optimerade. Den optimala ackumuleringsstrategin är att anpassa produktionen utefter de priser som varierar under dagen, elpriser, och låta acken täcka för dyrare produktionspriser genom att ladda när elen är billig. 5 dagar är en bra tidshorisont för kortsiktig produktionsplanering.

Komplexiteten i framtidens fjärrvärme är starkt beroende av andelen elbaserad produktion, det vill säga om investeringar görs i värmepumpar eller inte. En biobränslebaserad fjärrvärmeproduktion riskerar stora prishöjningar i framtiden där graden bland annat beror av lokal miljöhänsyn och globalisering.

6.6 Förslag på vidare studier

Avslutningsvis presenteras nedan förslag på vidare studier gällande produktionsoptimering i Luleå.

- **Avtalets påverkan på driftens ackumuleringsstrategi**

Avtalet mellan LEAB och LuKAB som reglerar kostnaderna på effektuttag ur ackumulatortanken påverkar hur driften använder energilagret, vilket i sin tur påverkar realiserbarheten i den kostnadsbesparing som redovisas i arbetet. Det kan därför vara av intresse att undersöka om det finns en potentiell kostnadsbesparing som hindras av avtalet.

- **Känslighetsanalys gällande prognoser av elpriser och värmebehov**

I denna undersökning antogs prognoser av elpriser och värmebehov vara 100 % korrekta oberoende av hur långt fram i tiden de sträckte sig. Det vore intressant att undersöka hur programmet hanterar fel i prognosen genom att introducera fel om till exempel +/- 10 % av effektbehovet, samt fel i elprisprognosen om +/- några öre per kWh. Även större prognosfel vore intressant att studera samt fel som ökar ju längre fram i tiden prognosen sträcker sig.

- **Nyttjande av termisk tröghet i fastigheter för värmeackumulering**

Under utförandet av detta arbete har LEAB börjat testa hur värmeackumulering i fastigheter kan användas för att kapa effekttoppar genom att tillfälligt begränsa effektflödet till individuella fastigheter och därigenom förskjuta lasten i tid. Det vore därför intressant att inkludera denna faktor i ett optimeringsprogram och undersöka dess effekter på produktionen och produktionskostnader.

- **Budstrategi på mFRR-marknaden**

Då kraftvärmeverket är med på mFRR-marknaden för upp- och nedreglering med sin turbin krävs en strategi för hur bud ska läggas vilket med fördel kan inkluderas i ett eventuellt optimeringsprogram.

- **Djupare analys av kostnadsbesparingspotential**

Genom att jobba bort de förenklingar som MILP-programmet innehåller (till exempel beskriva flödesbegränsningarna i systemet, introducera fel i prognoser samt inkludera upp- och nedramplingstider för produktionsenheterna) kan en mer pålitlig kostnadsbesparingspotential beräknas för olika driftsituationer.

- **Prognostisering**

Vidare undersökning om vilka prognosverktyg som finns på marknaden, utvärdera LEAB:s egenutvecklade prognosverktyg och eventuellt omarbete det till en uppdaterad version som är tränad på nyare och mer relevant data.

- **Analys av framtida möjligheter för värmeproduktion i Luleå**

Genom att ändra vilka produktionsenheter som inkluderas i systemet kan olika tester genomföras för potentiella framtida värmekällor och hur de skulle påverka produktionskostnaderna och driften av systemet. Det vore även intressant att konstruera olika prisscenarier för el- och bränslepriser och hur dessa påverkar systemdriften.

Referenser

- Abdelghhani, D., Koochi-Fayegh, S., Lund, H., Sorknæs, P. (aug. 2025). "A review on optimization of district energy systems". *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 225. DOI: 10.1016/j.rser.2025.116041.
- Bjørnskov, J., Mortensen, L., Filonenko, K., Shaker, H. R., Jradi, M., Veje, C. (sept. 2021). "Optimization of district heating production with thermal storage using mixed-integer nonlinear programming with a new initialization approach". *Energy Informatics* 4, s. 34. DOI: 10.1186/s42162-021-00150-y.
- Christidis, A., Koch, C., Pottel, L., Tsatsaronis, G. (2012). "The contribution of heat storage to the profitable operation of combined heat and power plants in liberalized electricity markets". *Energy* 41.1. 23rd International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems, ECOS 2010, s. 75–82. ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2011.06.048>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544211004348>.
- Energiföretagen (8 sept. 2025). "Energiföretagen: Skattesänkning på el rätt steg – komplettera med åtgärder för fjärrvärmerna". URL: <https://www.energiforetagen.se/pressrum/nyheter/2025/september/energiforetagen-skattesankning-pa-el-ratt-steg--komplettera-med-atgarder-for-fjarrvarmen/> (hämtad 2026-01-06).
- Energimarknadsinspektionen (3 mars 2021). "Elmarknaden". URL: <https://ei.se/konsument/el/elmarknaden> (hämtad 2026-01-05).
- Energimyndigheten (2023). "Förslag till en fjärrvärme och kraftvärmestrategi - Slutleverans". ISSN: 1403-1892. URL: https://www.energimyndigheten.se/4afb45/globalassets/klimat--miljo/elektrifiering/del-2-och-slutleverans-kraftvarme-och-fjarrvarmestrategin-er_2023_27-15-dec2023.pdf (hämtad 2025-12-10).
- Energimyndigheten (2025). "Scenarier över Sveriges energisystem". ISSN: 1403-1892.
- Guericke, D., Schledorn, A., Madsen, H. (sept. 2024). "A generic stochastic network-based formulation for production optimization of district heating systems". *Energy Systems*, s. 1–38. DOI: 10.1007/s12667-024-00698-0.
- Görnerup, M. (25 nov. 2025). Personlig kommunikation via mail.
- Konsumenternas Energimarknadsbyrå (2025). "Vad är fjärrvärme?" URL: <https://www.energimarknadsbyran.se/fjarrvarme/vad-ar-fjarrvarme/> (hämtad 2025-12-02).
- LKAB (20 juni 2024). "LKAB och Luleå Energi inleder samarbete för Luleås fjärrvärme". URL: <https://lkab.com/press/lkab-och-lulea-energi-inleder-samarbete-for-luleas-fjarrvarme/> (hämtad 2026-01-11).
- LuleKraft (2025). "Vad vi gör". URL: <https://lulekraft.se/#vad-vi-gor> (hämtad 2025-09-11).
- Luleå Energi (2020). "Kort om vår fjärrvärme". URL: <https://www.luleaenergi.se/produktion-och-infrastruktur/fjarrvarme?referer=1087#:~:text=Lule%C3%A5s%20fj%C3%A4rrv%C3%A4rmen%C3%A4t%20best%C3%A5r%20av%2040%20mil%20fj%C3%A4rrv%C3%A4rmeledning%2031,Alla%20fj%C3%A4rrv%C3%A4rmeanslutna%20kunder%20i%20Lule%C3%A5%20har%20samma%20prismodell> (hämtad 2025-09-11).
- Luleå Energi (21 aug. 2023). "Uniper och Luleå Energi tecknar avtal – stärker Luleås fjärrvärmesystem". URL: <https://www.luleaenergi.se/nyheter/uniper-och-lulea-energi-tecknar-avtal-starker-luleas-fjarrvarmesystem/> (hämtad 2026-01-11).
- Matlab (2025). "intlinprog - Mixed-integer linear programming (MILP)". URL: <https://se.mathworks.com/help/optim/ug/intlinprog.html> (hämtad 2025-11-21).

- Persson, M.-L., Berggren, B., Sjöqvist, D., Rosén, M., Wiederholm, J. (15 nov. 2022). "Fastigheten Nils Holgerssons underbara resa genom Sverige - en avgiftsstudie för 2022". URL: https://nilsholgersson.nu/wp-content/uploads/2022/11/NH2022_inkl_Bil1-4_v221115.pdf (hämtad 2026-01-13).
- Rydegran, E. (26 nov. 2025). "Riksdagen beslutade om sänkt energiskatt på el och flera andra skatteförändringar". URL: <https://www.energiforetagen.se/medlemsportalen/medlemsnyheter/2025/november/riksdagen-beslutade-om-sankt-energiskatt-pa-el-och-flera-andra-skatteforandringar/> (hämtad 2026-01-06).
- Rydegran, E. (u.å.). "Fjärrvärme". URL: <https://www.energiforetagen.se/energifakta/fjarrvarme/> (hämtad 2025-12-02).
- Silverfur, R., Berggren, B., Höggren, J., Persson, M.-L., Sjöqvist, D., Rosén, M. (5 nov. 2025). "Fastigheten Nils Holgerssons underbara resa genom Sverige - en avgiftsstudie för 2025". URL: https://nilsholgersson.nu/wp-content/uploads/2025/11/NH2025_Slutrapport-med-Bilaga1-4.pdf (hämtad 2025-09-11).
- Skatteverket (u.å.). "Energiskatter". URL: <https://www.skatteverket.se/foretag/skatterochavdrag/punktskatter/energiskatter.4.18e1b10334ebe8bc8000843.html> (hämtad 2026-01-13).
- SSAB (24 april 2023). "SSAB och Luleå Energi tar stora steg mot fossilfri och cirkulär fjärrvärme i Luleå". URL: <https://www.ssab.com/sv-se/nyheter/2023/04/ssab-och-lulea-energi-tar-stora-steg-mot-fossilfri-och-cirkular-fjarrvarme-i-lulea> (hämtad 2026-01-11).
- SSAB (2 april 2024). "SSAB fortsätter omställningen med ett fossilfritt stålverk i Luleå". URL: <https://www.ssab.com/sv-se/nyheter/2024/04/ssab-fortstter-omstllningen-med-ett-fossilfritt-stlverk-i-lule> (hämtad 2026-01-07).
- SSAB (2025a). "SSAB flyttar fram driftsättning av nytt stålverk i Luleå med 12 månader". URL: https://www.ssab.com/sv-se/nyheter/2025/06/ssab-flyttar-fram-driftsttning-av-nytt-stlverk-i-lule-med-12-mnader?_gl=1*132i9yz*_up*MQ..*_ga*MTMyMjMwNmZM3MC4xNzU2OTY2NjQ4*_ga_1SF6K3BNKE*czE3NTY5NjY2NDgkbzEkZzAkdDE3NTY5NjY2NDgkajYwJGwwJGgxNjI1MjYwNjA3*_ga_P73DBOD2PK*czE3NTY5NjY2NDgkbzEkZzAkdDE3NTY5NjY2NDgkajYwJGwwJGgxMz3NzEwMg (hämtad 2025-09-18).
- SSAB (2025b). "SSAB får stöd från Industriklivet för elektrifiering av efterbehandling i Luleå". URL: <https://www.ssab.com/sv-se/nyheter/2025/10/ssab-fr-std-frn-industriklivet-fr-elektrifiering-av-efterbehandling-i-lule> (hämtad 2025-12-23).
- Svenska kraftnät (6 maj 2024). "Förbrukningsfrånkoppling". URL: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/verktyg-for-systemdrift/forbrukningsfrankoppling/> (hämtad 2026-01-06).
- Svenska kraftnät (2 april 2025). "Stödtjänster och avhjälpande åtgärder". URL: <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-systemansvaret/verktyg-for-systemdrift/stodtjanster-och-avhjalpande-atgarder/> (hämtad 2026-01-06).
- Svenska kraftnät (u.å.). "Manuell frekvensåterställningsreserv (mFRR)". URL: <https://www.svk.se/aktorportalen/bidra-med-reserver/om-olika-reserver/mfrr/> (hämtad 2025-09-12).
- Turunen, J., Majanne, Y., Vilkkö, M. (2020). "Short-term Optimization of the Operation of the CHP District Heating Plant with Heat Accumulator". *IFAC-PapersOnLine* 53.2. 21st IFAC World Congress, s. 13236–13241. ISSN: 2405-8963. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2020.12.151>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405896320304092>.
- Öljemark, J. (2024). "Hur fungerar kraftvärme?" URL: https://www.ekonomifakta.se/sakomraden/energi/om-kraftslagen/hur-fungerar-kraftvarme_1211785.html (hämtad 2025-12-11).