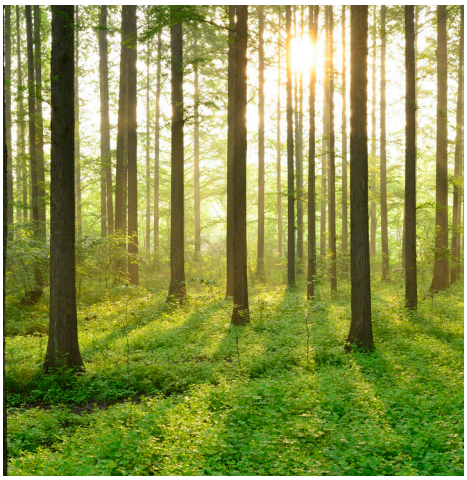
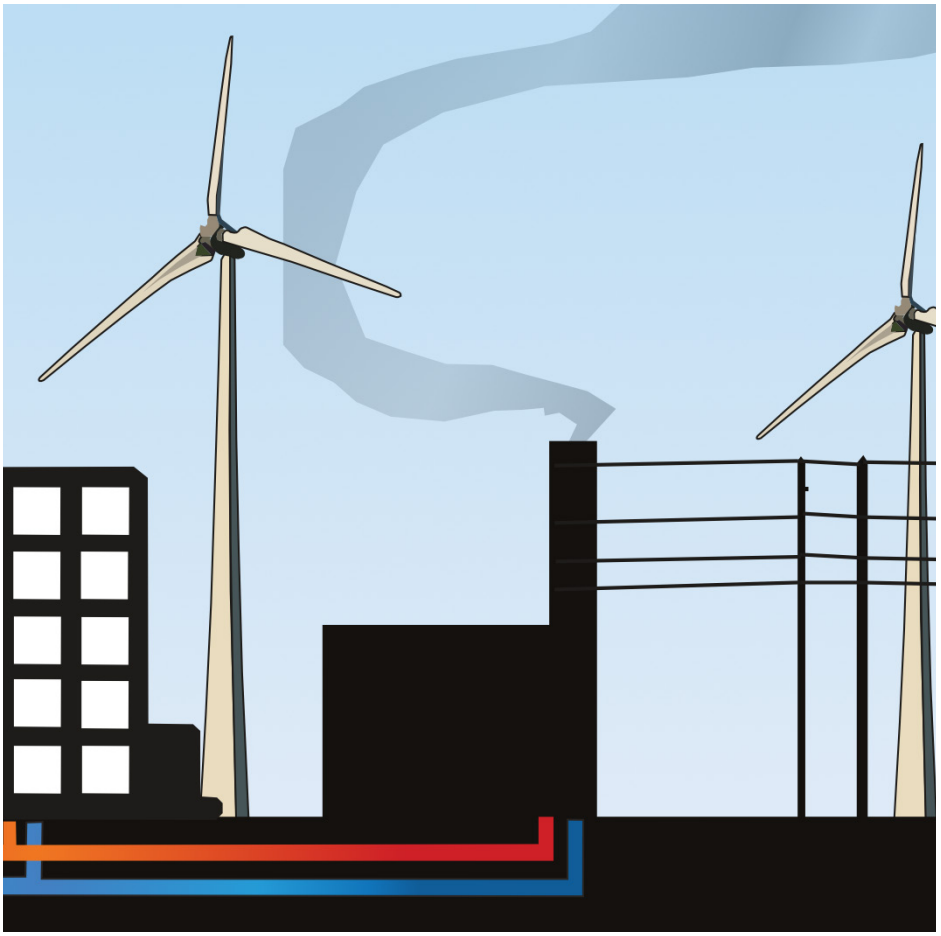
KRAFTVÄRMEVERK FÖR ELSYSTEM MED VOLATILA ELPRISER

RAPPORT 2021:752



BRÄNSLEBASERAD EL- OCH VÄRMEPRODUKTION



Energiforsk

Kraftvärmeverk för elsystem med volatila elpriser

Inverkan av produktflexibilitet mellan kraft, värme och primär frekvensreglering på lönsamma driftstrategier för kraftvärmeverk

FREDRIK NORMANN

ISBN 978-91-7673-752-1 | © Energiforsk mars 2021

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

Förord

Denna rapport är slutrapportering av projekt S44910 Flexibla kraftvärmeverk för elsystem med volatila elpriser (Energimyndighetens projektnummer P 44910).

Projektet har finansierats av Energimyndigheten och av de organisationer som utgjort industriparterna i SEBRA (samverkansprogrammet för bränslebaserad el- och värmeproduktion).

SEBRA-programmets övergripande mål har varit att bidra till långsiktig utveckling av effektiva miljövänliga energisystemlösningar. Syftet är att medverka till framtagning av flexibla bränslebaserade anläggningar som kan anpassas till framtida behov och krav. Programmet fyra teknikområden: anläggnings- och förbränningsteknik, processtyrning, material- och kemiteknik samt systemteknik. Detta projekt hör till teknikområde Systemteknik.

Huvudmålet med projektet har varit att öka kunskapen om vilka krav som kommer ställas på storskalig kraftvärmeproduktion i det svenska energisystemet och hur svenska kraftvärmeanläggningar kan anpassas till dessa driftlägen.

Projektet har genomförts av Solvina och Chalmers med Fredrik Normann som huvudprojektledare. Medverkande i projektet är Johanna Beiron, Fredrik Normann, Rubén Mocholi Montanés, Lisa Göransson, Mikael Odenberger och Filip Johnsson från Chalmers och Jonas Burström, Mattias Björkman, Peter Dahlström och Veronica Olesen från Solvina.

En referensgrupp bestående av Fabian Levihn (Stockholm Exergi), Richard Scharff (Vattenfall), Lennart Hjalmarsson (Göteborg Energi, Anders Stuxberg (Siemens Energy) och Joacim Sundqvist (Mälarenergi) har följt projektet och gett värdefulla inspel till arbetet.

Stockholm mars 2021

Helena Sellerholm
Områdesansvarig
Termisk energiomvandling, Energiforsk AB

Här redovisas resultat och slutsatser från ett projekt inom ett forskningsprogram som drivs av Energiforsk. Det är rapportförfattaren/-författarna som ansvarar för innehållet.

Sammanfattning

Projekt förutsätter att elsystemet kommer att karakteriseras av en fortsatt kraftig utbyggnad av vindkraft men att värmebehovet fortsatt kommer att domineras av fjärrvärme och centrala termiska anläggningar. Elsystemet har idag begränsad flexibilitet såväl avseende generering, transmission som möjligheter till lagring av el och efterfrågeflexibilitet. Därmed finns begränsningar i dess förmåga att hantera variationer i produktion från vind vilket ger upphov till en variabilitet i efterfrågan och därmed mer volatila elpriset som de studerade kraftvärme-anläggningarna ska kunna svara emot. I denna kontext är den centrala frågan för projektet under vilka förutsättningar det är lönsamt med produktflexibilitet mellan produktion av kraft, värme och primär frekvensreglering.

Baserat på processmodellering utvärderar projektet tre typer av flexibilitet hos kraftvärmeverk (från gas- till avfallsbaserade): 1) Produktflexibilitet, dvs möjligheten att variera driften av ångcykeln. 2) Termisk flexibilitet, dvs möjligheten att skifta värmelasten i tid. 3) Driftflexibilitet, dvs möjligheten att snabbare och mer flexibelt ändra lasten.

Forskningsprojektet visar att en mer flexibel drift och försäljning av reglerkraft för kraftvärmeverk är tekniskt möjligt och kan implementeras på flera olika sätt. Drift med produkt- och termisk flexibilitet kan öka en anläggnings lönsamhet genom att minska bränslekostnaderna eller öka antal fullasttimmar. Lönsamheten i ökad driftflexibilitet är dock marginell. Värdet och nyttjandet av olika åtgärder för att öka flexibiliteten ökar med en ökad volatilitet på elprismarknaden. Sammantaget är den potentiella intäkten från försäljning av reglerkraft relativt liten vid jämförelse med intäkterna från försäljning av fjärrvärme och el. Dagens ersättning för reglerkraft är inte tillräcklig för ett brett intresse hos kraftvärmeverk att delta på denna marknad.

Vidare har projektet undersökt de praktiska möjligheterna att möjliggöra frekvensreglering för kraftvärmeverk. Projektet visar att ofta krävs enbart en analys av den specifika anläggningens förutsättningar och en mjukvarumässig uppdatering av styrsystemet för att implementera nya reglerlägen. Projektet använde Mälarenergi Block 6 som fallstudie och visade att motsvarande ca. 5 % av nominell turbineffekt kan säljas som frekvensreglering med nuvarande processutformning utan bortfall i nuvarande produktion - vilket relativt enkelt kan utökas till ca 7 % med en något annorlunda anläggningsutformning. Om elproduktionen tillåts minska till förmån för frekvensreglering men med bibehållen fjärrvärmeproduktion skulle upptill 15 % av nominell turbineffekt kunna levereras som frekvensreglering för Mälarenergi Block 6.

Summary

The project assumes that the development of the power system will be characterized by a continued expansion of wind and solar power but that the district heating system will be dominated by central thermal generation. The power system has a limited flexibility in generation, transmission, as well as storage and demand side management and, thus, limitations in handling the intermittency from wind and solar generation. This will result in a variating demand and volatile electricity prices that the studied combined heat and power plants should be able to respond to. In this context, the overall aim of the project is to decide for which conditions it is favorable with a product flexibility between power, heat and primary frequency control.

Based on process modelling, the project evaluates three types of flexibility in combined heat and power plants (ranging from gas to waste fired plants): 1) Product flexibility, i.e. the possibility to vary the generation in the steam cycle. 2) Thermal flexibility, i.e. the possibility to shift heat load in time. 3) Operational flexibility, i.e. the possibility to change the alter the thermal load with a high rate and over a wide range.

The results show that a more flexible operation and delivery of primary frequency control is possible to implement into existing power plants. The operation with product and thermal flexibility may increase the plant profit by reducing the fuel cost or increasing the number of operating hours. The profit in increased operational flexibility is, however, marginal. The value and utilization of flexibility measures increases with an increased volatility on the power market. The value of primary frequency control is low relative to the value of district heating and power and it is, with today's value, not of any general interest for combined heat and power plants to participate in this market.

Furthermore, the project has investigated the technical possibilities for combined heat and power plants to implement primary frequency control. It has been shown that after an analysis of the prerequisites of the specific plant, it will, for most plants, only require an software update of the plant control system to implement new control points. The project used Mälarenergi Block 6 as a case study and showed that around 5% of the nominal turbine power could be offered as frequency control with the existing process design with any reductions in today's heat and power generation – the number could relatively easy be extended to 7% with small process modifications. If the power generation is allowed to decrease, up to 15% of the nominal turbine power could be offered as primary frequency control with retained delivery of district heating for the Mälarenergi Block 6.

Innehåll

1	**Introduktion**		**7**
	1.1	Syfte och Mål	8
	1.2	struktur	8
2	**Metod**		**9**
	2.1	Flexibilitet hos kraftvärmeverk	9
	2.2	Teknisk implementering av frekvensreglering	9
	2.3	Referensanläggningar	10
3	**Resultat**		**12**
	3.1	Teknisk potential för ökad flexibilitet	12
	3.2	inverkan av ökad flexibilitet på driften	14
	3.3	Ekonomisk potential	15
4	**Slutsats**		**18**
	4.1	Framtida arbete	18
5	**Referenser**		**19**

Bilaga A

Beiron J., 2020. Combined heat and power plant flexibility – Technical and economic potential and system interaction. Thesis for the degree of licentiate of engineering, Chalmers University of Technology.

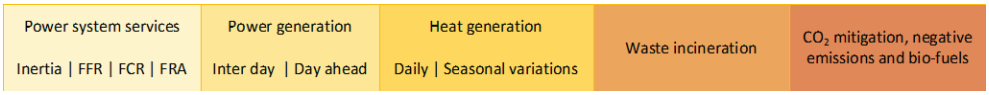
Bilaga B

Björkman M., m.fl. 2019. Implementering av primär frekvensreglering på svenska kraftvärmeverk. Solvina Rapport.

1 Introduktion

För att minska utsläppen av koldioxid och beroendet av kärnkraft har en drastisk omvandling av elsystemet påbörjats såväl i Sverige som i omgivande regioner. Det blir allt tydligare att framtidens elsystem till en stor del kommer att baseras på intermittenta energislag som sol- och vindkraft. Med ökad andel icke-reglerbar elproduktion med mycket låga rörliga kostnader ökar kraven på övriga producenter i elsystemet. Det föreslagna projektet undersöker om den svenska formen av kraftvärmeverk (KVV) har en plats i detta framtida system.

Den ökade andelen intermittent kraftproduktion i systemet leder till en elmarknad med mer volatila elpriser och där övriga produktionstekniker får förhålla sig till den så kallade nettolastkurvan (skillnaden mellan behov och vad som produceras via sol/vind vid varje givet tillfälle). Flexibilitet i elsystemet kan tillhandahållas genom ökad transmissionskapacitet, investering i energilager, ökad efterfrågeflexibilitet hos hushåll och industri samt ändrade driftsmönster hos termiska anläggningar. Flexibilitet i elsystemet är alltså ett brett begrepp och en tillgång som blir allt mer värdefull och är möjlig att exportera. Sverige har med sina stora vattenkraftresurser en unik möjlighet att reglera elsystemet. Men Sverige har ytterligare en unik möjlighet att reglera elsystemet genom stor tillgång till biomassabaserad termisk kraftproduktion med kraftvärme. I ett elsystem där kraven på att koldioxidutsläppen ligger nära noll talar allt för att biobaserad kraftproduktion kommer att utgöra en nyckelteknik för att balansera systemet (Göransson m.fl. 2018). Med dagens anläggningar och elmarknadsdesign är lönsamheten låg för befintlig och ny kraftvärme (medan värmemarknaden är mer stabil) och nya strategier för utformning och drift av verken efterfrågas. Figur 1 sammanfattar de olika typer av marknader som kraftvärmeverk kan tänkas verka på. Möjligheten till att flexibelt kunna agera på olika energimarknader för att täcka upp för de betydande investeringskostnaderna kan vara av stor betydelse. Det är dock inte självklart vilka egenskaper som kommer att värderas högst utan detta kommer bero på behoven i de framtida energisystemen.



Figur 1. Översikt över olika marknader möjliga för ett kraftvärmeverk att verka på.

Eng m.fl., 2015, har tidigare visat att kraftvärmeverk redan idag med enkla medel skulle kunna öka lönsamheten genom att erbjuda reglerkraft (primär frekvensreglering). I en framtid med ökad andel intermittent elproduktion i form av sol- och vindkraft ökar behovet av frekvensreglering samtidigt som antalet fullasttimmar hos kraftvärmeverken minskar. I dellastfallen kan kraftvärmeverken sälja turbinens reglerutrymme till en mycket låg kostnad – tom i konkurrens med vattenkraften. Möjligheterna till praktisk implementering, ökad lönsamhet tack vare större reglerstyrka samt anläggningspåverkan för primär frekvensreglering från kraftvärmesektorn är dock inte utredd.

1.1 SYFTE OCH MÅL

Projektets huvudmål är att öka kunskapen om vilka krav som kommer ställas på storskalig kraftvärmeproduktion i det svenska energisystemet och hur svenska kraftvärmeanläggningar kan anpassas till dessa driftlägen. Kunskap kring en situation med volatila elpriser behövs för att överbrygga den osäkerhet som uppstår inför en förändrad driftssituation i form av tekniska metoder, ekonomiskt utfall och driftstörningar. För att uppnå en ökad effektivitet i användandet av kraftvärmeverk i framtida energisystem har projektet delmål inom två områden eller marknader.

1) KVV för effektiv produktion av planerad kraft- och värmeproduktion (day-ahead marknader)
2) KVV för konkurrenskraftig produktion av reglerkraft (primär frekvensreglering)

1.2 STRUKTUR

Arbetet har fokuserats i de två delarna ”Planerad kraft- och värmeproduktion” och ”Reglerkraft”. Respektive del har presenterats i detalj i

- *Combined heat and power plant flexibility - Technical and economic potential and system interaction* (Beiron, 2020) och
- *Implementering av primär frekvensreglering på svenska kraftvärmeverk* (Björkman m.fl., 2019)

som återfinns som Bilaga A respektive B till denna rapport. Denna rapport kommer att summera metod och resultat från de respektive delarna och presentera en syntes av resultaten för att slutligen presentera en rekommendation.

2 Metod

Metoden inkluderar tre typer av modeller som belyser olika aspekter av inverkan av flexibilitet hos kraftvärmeverk. Modellerna inkluderar statiska processmodeller, dynamiska processmodeller och driftplaneringsmodeller. Varje typ av modell har utvecklats för de två referensverk som använts inom projektet: Mälarenergis Block 6, som är ett avfallseldat kraftvärmeverk, och Göteborg Energis Rya kraftvärmeverk, som är en naturgaseldad kombicykel.

Arbetet består av två delar. Del 1 studerar sambandet mellan olika typer av kraftvärmeverksflexibilitet och marknadens behov vid olika grad av volatilitet i elpris. Del 2 fokuserar på den tekniska implementeringen av frekvensreglering vid Mälarenergis Block 6. Metodiken i de två delarna beskrivs nedan tillsammans med en beskrivning av referensanläggningarna. Modellerna är beskrivna i detalj i följande referenser: Beiron m.fl. 2019 statisk processmodell, Beiron m.fl. 2019 samt Björkman m.fl. 2019 dynamiska processmodeller och Beiron m.fl. 2020a & 2020b dispatchmodeller.

2.1 FLEXIBILITET HOS KRAFTVÄRMEVERK

Tre typer av flexibilitet samt samverkan mellan dem studeras inom projektet: *Driftflexibilitet* som karakteriseras av parametrarna min-last, ramphastighet och uppstartsförfarande. *Produktflexibilitet* beskriver verkets möjlighet att välja mellan produkter. Normalt innebär detta för kraftvärmeverk flexibilitet mellan el- och värmeproduktion som beskrivs av det så kallade alfa-värdet, men i detta arbete inkluderas även systemtjänster i form av frekvensreglering som en produkt och ett bredare produktionsspann än normalt inkluderas i form av fem stycken driftlägen: Normal kraftvärme (CHP), Hetvattenpanna (HOB), Kraftvärme med frekvensreglering (FRQ), Kondensdrift (COND), och kondensdrift med frekvensreglering (CFQ). *Termisk flexibilitet* beskriver fjärvärmesystemets förmåga att flytta värmelast i tid, t.ex. med hjälp av värmelager eller åtgärder på användarsidan. De olika typerna av flexibilitet kan utvärderas med de tre modelleringsförfaranden utvecklade i arbetet för de två studerade anläggningarna och för olika scenarier angående volatiliteten i elprissignal till kraftvärmeverket.

2.2 TEKNISK IMPLEMENTERING AV FREKVENSREGLERING

För att visa om reglerkraft är tekniskt möjligt och ekonomiskt hållbart testas olika tekniska lösningar för hur reglerkraft bör implementeras genom dynamisk modellering av referensanläggningen Mälarenergi Block 6. Simuleringarna ger den turbineffekt som kan avsättas med önskat svar för reglerkraft utifrån aktuella upphandlingsregler och begränsningar i anläggningen. En bedömning av lönsamhet görs baserat på historiskt accepterade bud på FCR-N och relateras till resultaten från dispatchmodellerna i Del 1.

Rapporten utvärderar följande tekniska möjligheter att implementera frekvensreglering:

1. Ändrad ångproduktion (via bränsleinmatning).
2. Omfördelning av ångflöde mellan turbin, fjärrvärme och matarvattenförvärmning.
3. Nyttjande av ångackumulering i rör/ångdom eller ev. ångackumulator.
4. Minskad kondenseringstemperatur (tex. genom kondensdrift)

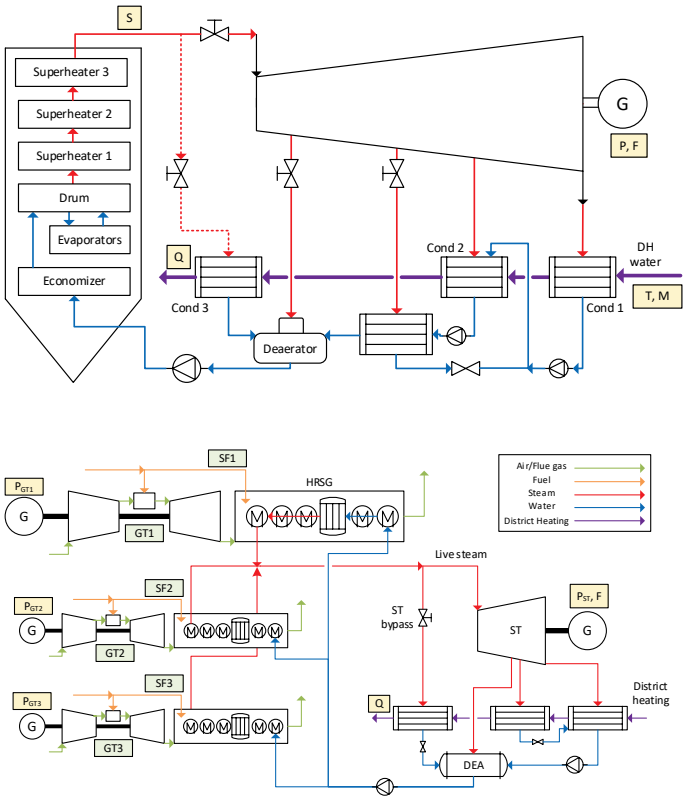
Ändrad ångproduktion via bränsleinmatning är grundalternativet för att styra elproduktionen och därmed frekvensregleringen. Detta är en enkel lösning att implementera eftersom den endast innebär en mjukvarumässig uppdatering av styrsystemet.

2.3 REFERENSANLÄGGNINGAR

Figur 2 visar de två referensanläggningarna som använts i arbetet, överst: Mälarenergi Block 6, och underst: Rya kraftvärmeverk. Anläggningarna är valda för att representera ytterligheterna i flexibilitet med en baslastpanna och en flexibel kombicykel.

Pannan till Mälarenergi Block 6 är levererad av Valmet och är en cirkulerande fluidiserande bädd som eldas med biobränsle och hushållsavfall. Pannan togs i drift 2014 och är designad för att leverera ånga på 75 bar och 470°C med en termisk effekt på 155 MW vid eldning av hushållsavfall. Turbinen, som har en märkeffekt på 49 MW, är levererad av Siemens. Den har fem avtappningar för förvärmning av förbränningsluften (används ej), tryckhållning och avgasning av matarvattentanken, förvärmning av matarvattnet samt för fjärrvärmeproduktion. Pannan körs idag som baslast och går endast ner på dellast under sommaren.

Rya kraftvärmeverk är en topplastanläggning i Göteborgs fjärrvärmesystem. Kombicykeln har en installerad kapacitet av 300 MW värme och 250 MW elektricitet, inklusive tre gasturbiner på 43 MW och en ångturbin. Varje gasturbin är försedd med möjligheten till tillsatseldning och en avgaspanna med en trycknivå. Fjärrvärme produceras från ångcykeln via en mottryckskondensor och en ångavtappning samt via avgaspannorna. Även Ryas ångcykel har en möjlighet till bypass av turbinen som inte används idag.



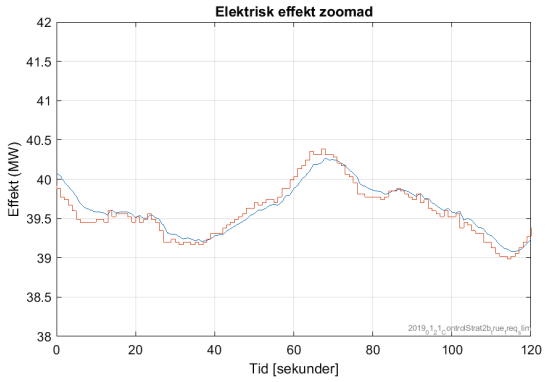
Figur 2. Skiss över de två referensanläggningarna i det aktuella projektet. Överst: Mälarenergi Block 6, och Underst: Rya kraftvärmeverk. Källa: Beiron, 2020.

3 Resultat

Resultaten är uppdelade i tre delar: teknisk potential för ökad flexibilitet, inverkan av ökad flexibilitet på driften och ekonomisk potential. Resultaten visar en sammanfattning och intresserade läsare hänvisas till Beiron, 2020, och Björman, 2019 i Appendix.

3.1 TEKNISK POTENTIAL FÖR ÖKAD FLEXIBILITET

Figur 3 visar ett exempel för hur referensanläggningen Mälarenergi Block 6 skulle kunna köras med en försäljning av 3,6 MW för frekvensreglering baserat på ett verkligt driftfall (2 minuter 2017-01-01). Den orangea linjen visar det börvärde som ges till turbinen baserat på nätfrekvensen och den blå linjen hur anläggningen svarar. I detta exempel sker regleringen med hjälp av turbinpådrag och ångtrycks reglering. Implementeringen av reglerkraft för kraftvärmeverk kan implementeras på flera olika sätt. Det krävs generellt inte någon stor ombyggnad för att möjliggöra frekvensreglering för kraftvärmeverk utan ofta krävs enbart en analys av den specifika anläggningens förutsättningar och en mjukvarumässig uppdatering av styrsystemet för att implementera nya reglerlägen, se Björkman 2019.



Figur 3 Elektrisk effekt (blå) och effektbörvärde (orange) vid verklig nätfrekvens (2017-01-01) svaret fås genom frekvensreglering via turbinpådrag och ångtrycksreglering. Källa: Björkman m.fl. 2019 (Bilaga B).

Vilken typ av reglerläge som är lämpligt för kraftvärmeverket beror på dess utformning (typ av panna, turbinavtappningarnas utformning etc.), på vilka driftlägen anläggningen befinner sig i över året samt hur lång tid anläggningen befinner sig i dessa driftlägen. Med frekvensreglering via turbinpådrag och ångtrycksreglering kan en stor del av alla kraftvärmeverk delta i frekvensreglering, eftersom pannlasten inte snabbt behöver styras i detta läge. Det som främst styr om en anläggning bör delta i frekvensreglering med detta lösningsalternativ är i vilket driftläge anläggningen befinner sig i, vad elpriset är samt vad priset är för bränslet till anläggningen. Följande generella rekommendationer görs.

Frekvensreglering via turbinpådrag och ångtrycksreglering bör implementeras och användas om följande fall frekvent uppstår:

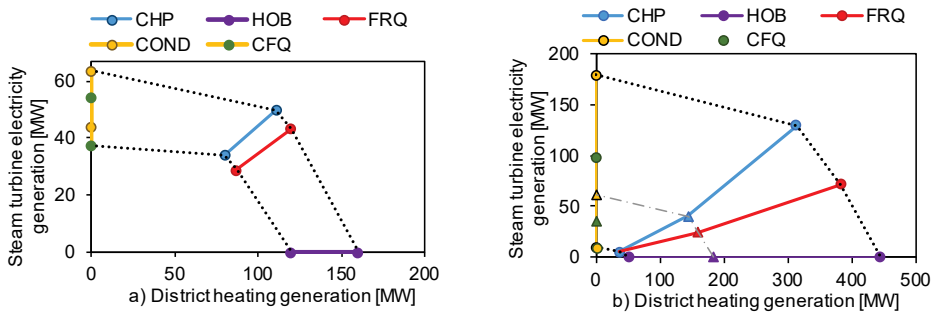
- Skillnaden mellan elpriset och bränslepriset är liten (under ca 100-150 kr/MWh). Elpriset skall jämföras med det bränslepris som gäller för marginalproduktionen för fjärrvärmenätet
- Fjärrvärmebehovet är sådant att en ny fjärrvärmeanläggning behöver startas som använder ett dyrare bränsle. I detta läge kan turbinen på befintlig anläggning backas för att öka fjärrvärmeproduktionen och samtidigt kan frekvensreglering säljas.

För övriga lösningsalternativ krävs en panna som relativt snabbt kan ändra bränslelasten. Eftersom de flesta kraftvärmeverk i Sverige är fastbränsleanläggningar (biobränsle eller avfall) är det främst CFB-pannor som är lämpade för detta. För de kraftvärmeverk som har CFB-panna kan frekvensreglering levereras till mycket låg marginalkostnad förutsatt att anläggningen befinner sig i dellast. Dellast kan förekomma för både baslastanläggningar och för pannor som agerar spetslast.

Med en CFB-panna rekommenderas frekvensreglering via turbinpådrag och ångtrycksreglering med reglering av turbinavtappningarna eftersom detta möjliggör en större mängd frekvensreglering. Särskilt effektivt är detta om även avtappningarna med störst ångtryck kan regleras. Frekvensreglering via turbinpådrag och lågtrycks-/högtrycksskydd bör implementeras och användas om följande gäller:

- Anläggningen har en CFB-panna och kör flera månader om året i dellast (ej minlast), samt
- Anläggningens turbin har turbinavtappningar för förvärmning av matarvatten som kan styras och där trycknivåer och flöden är sådana att avtappningsflödet har en betydande energimängd.

Figur 4 visar hur driftområdet för de båda referensanläggningarna utökas vid implementeringen av fler driftlägen, Beiron 2020. Kondensdrift kan öka elproduktionen vid full last med 27% respektive 39% för de båda referensanläggningarna. Värmeproduktionen kan ökas med 44% respektive 42% vid drift utan ångturbin. Det är också möjligt att justera ner el- eller värmeproduktionen till 0 MW.

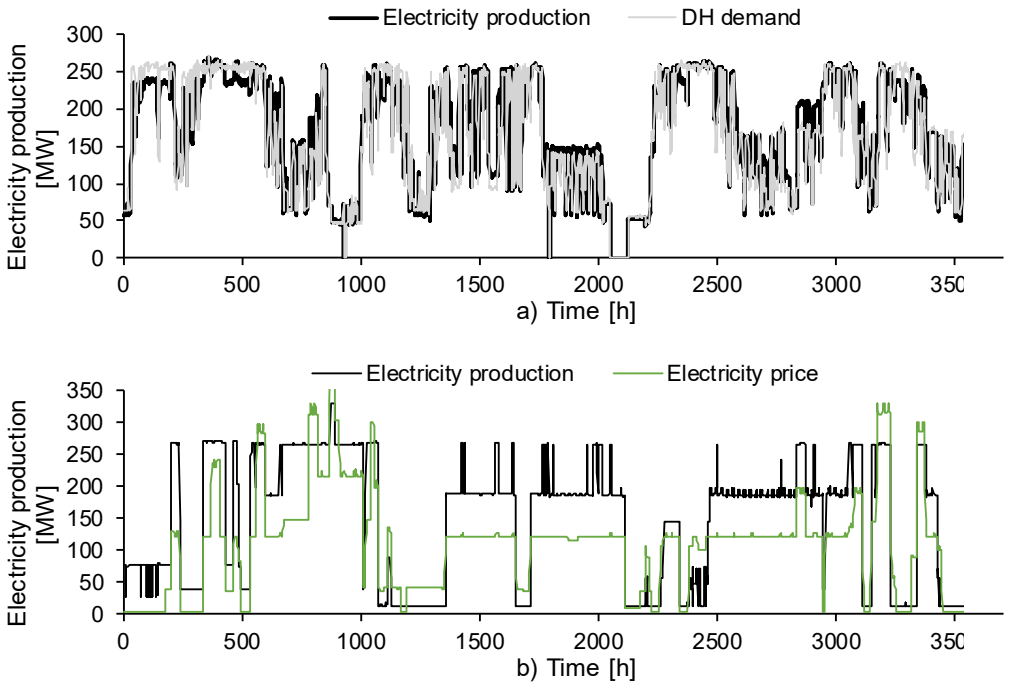


Figur 4. Driftlägen för referensanläggning a) Mälarenergi Block 6 och b) Rya kraftvärmeverk. Prickade linjer indikerar möjligt driftområde. Trianglar är kombicykelns driftområde utan tillsatseldning. Beiron, 2020.

3.2 INVERKAN AV ÖKAD FLEXIBILITET PÅ DRIFTEN

Figur 5 visar optimalt driftmönster för gaskombireferensanläggningen för ett elprisscenario med ökad volatilitet i elpriser (motsvarande ett scenario för elsystemet 2030). Första figuren visar ett fall utan termisk flexibilitet och produktflexibilitet och andra figuren ett fall med produktflexibilitet och en termisk effekt motsvarande ett värmelager på 100 000 MWh. Det är tydligt att utan installerad flexibilitet kommer verket helt att följa värmebehovet och elproduktionen beror av det givna alfavärdet. I fallet med installerad flexibilitet kommer driften istället att styras av elpriset och operatören kan dra nytta av att flytta produktionen av värme till förmån för el från perioder med högt elpris till perioder med lågt elpris. I ett fall med endast produktflexibilitet (och ingen termisk flexibilitet) kommer driften att styras av både värme- och elmarknaden.

Resultaten visar också tydligt att driftplaneringen av ångcykeln är kraftigt beroende av bränslekostnaden. För referensanläggningen med låg bränslekostnad (Mälarenergi Block 6) kommer en ökad termisk flexibilitet och möjligheten till kondensdrift när elpriset är högt öka intäkterna och antalet drifttimmar. Referensanläggningen med hög bränslekostnad (Rya kraftvärmeverk) utnyttjar istället den termiska flexibiliteten till att dra ner på bränsleförbrukningen och endast producera efterfrågad värme, och på det sättet öka vinsten.



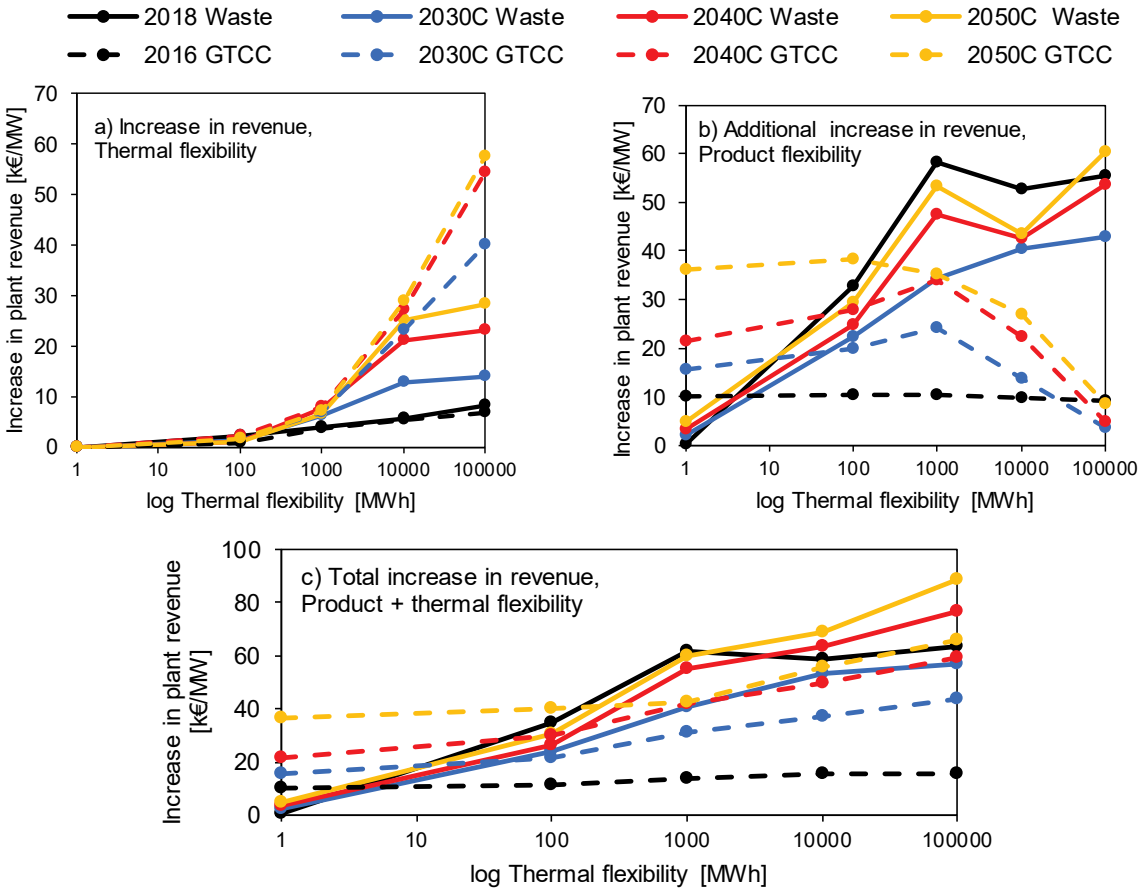
Figur 5. Optimal elproduktion för kombicykelreferensverket för drift a) utan flexibilitetsåtgärder och b) med termisk flexibilitet och produktflexibilitet. Källa Beiron 2020.

3.3 EKONOMISK POTENTIAL

En ökad flexibilitet att anpassa driften efter marknaden kommer att leda till ökade intäkter för kraftvärmeverken. Storleken på denna vinst beror dock på anläggningens förutsättningar. Figur 6 visar en uppskattning av den ekonomiska nyttan med termisk och produktflexibilitet för de båda referensanläggningarna. Utan någon produktflexibilitet krävs en termisk flexibilitet motsvarande 1000 MWh värmelager för någon märkbar inverkan på intäkterna. Intäkterna ökar med en ökad termisk flexibilitet upp till nivåer av 57 k€/MW_{el} respektive 28 k€/MW_{el} (per år) för gaskombin och avfallsvärmeverket. Nyttan med termisk flexibilitet gynnas av en hög volatilitet i elpriset.

Med produktflexibilitet får termisk flexibilitet olika inverkan på de båda referensanläggningarna. Avfallsanläggningen visar tydliga synergier och gynnas av kombinationen av flexibilitetsåtgärder, där intäkterna ökar upp till 60 k€/MW. För gaskombin ses en motsatt trend och en konkurrens mellan de båda flexibilitetsåtgärderna – de möjliga intäkterna för ökad termisk flexibilitet minskar från 10-40 k€/MW till 5-10 k€/MW vid en termisk flexibilitet motsvarande 100 000 MWh. Skillnaden ligger mycket i driftkostnaden då avfallsanläggningen kan öka sina drifttimmar och på så sätt dra nytta av båda flexibilitetstyperna medans för gaskombin konkurrerar flexibilitetstyperna om samma utrymme.

Den totala vinsten med en ökad flexibilitet är störst för avfallsanläggningen, 88 k€/MW jämfört med 66 k€/MW för gaskombianläggningen. En ökad flexibilitet kan till och med vara lönsam för avfallsanläggningen med dagens struktur på elpriset (upp mot 63 k€/MW) tack vara den ökade driftstiden – detta innefattar dock kondensdrift vilket inte är tillåtet i dagsläget. Gaskombin kräver dock en betydligt större volatilitet i elpriset än vad vi har idag för att se en ökad inkomst från en ökad flexibilitet.



Figur 6. Uppskattning av den ekonomiska nyttan (k€ per installerad effekt el på årsbasis) med termisk flexibilitet för de båda referensanläggningarna Mälarenergi Block 6 (avfallseldat; sträckade linjer) och Rya kraftvärmeverk (gaskombi; heldragna linjer). a) ger nyttan utan produktflexibilitet, b) ger skillnaden i nytta med och utan produktflexibilitet och c) ger den totala nyttan av termisk och produktflexibilitet. Källa: Beiron, 2020.

I Tabell 1 summeras uppskattad vinst från att delta i frekvensreglering för Mälarenergi Block 6 baserad på den detaljerade tekniska studien (Björkman m.fl. 2019). För lösningsalternativ ”Turbinpådrag ångtrycksreglering direktkondensor” redovisas två fall med relativt små skillnader mellan intäkt från elförsäljning och kostnad för bränsleinköp, på motsvarande 100 kr/MWh och 200 kr/MWh, eftersom det enbart är dessa fall som är lönsamma. Vinsten är givetvis högst beroende av prisbilden för el och bränsle (vilket också visas ovan).

Sammantaget är den potentiella intäkten från försäljning av reglerkraft liten i jämförelse med intäkterna från försäljning av fjärrvärme och elkraft. Ytterligare produkter ger dock en viss robusthet mot ett marknadsläge där elpriserna är låga. Att även leverera reglerkraft innebär dock en ökad komplexitet för körning av anläggningarna och ett nytt tankesätt för driftplanering. Detta innebär att det sannolikt krävs en högre ersättning för försäljning av reglerkraft för att detta skall få ett stort genomslag bland kraftvärmeverken.

Förutom priset är kraven för att få verka på reglerkraftsmarknaden avgörande. Med kraftvärmeverkens dynamiska processer är det svårt att få svar som är exakt 100 % av såld frekvensreglering efter 3 minuter. Insvängningstiden kan vara längre än så men utan större felmarginaler. En justering av kravet från 100 % till 95 % inom 3 minuter skulle underlätta för kraftvärmeverk att bidra till frekvensregleringen.

Tabell 1 Uppskattad vinst för de olika lösningsalternativen för frekvensreglering

Lösningsalternativ	Såld effekt [MW]	Tid i frek. regl. [mån/år]	Vinst [MSEK/år]
Turbinpådrag	1,8	3	0,60
Turbinpådrag och skydd via avtappning	2,6	3	0,96
	3,6	3	1,40
Turbinpådrag ångtrycksreglering direktkondensor	7,3	9	3,31
	7,3	9	1,26

4 Slutsats

Det här arbetet har undersökt det relativa värdet för kraftvärmeverk att verka med en högre flexibilitet i dagens elsystem och i ett framtida system med högre volatilitet i elpriset på grund av en större andel intermittent kraftgenerering. Arbetet har definierat och visat på nytta av olika typer av flexibilitet - *drift-, termisk* och *produktflexibilitet* - beroende på anläggningstyp och förutsättningar i energisystemet.

Arbetet visar att det rent tekniskt är möjligt för kraftvärmeverk att öka sin produktflexibilitet genom att erbjuda frekvensreglering som en ytterligare produkt och att öka sitt driftområde gällande förhållande mellan värme- (möjlig ökning 40-50%) och elproduktion (30-40%). För de flesta anläggningar krävs endast en uppdatering av mjukvaran eller mindre ombyggnationer för att kunna erbjuda betydande mängder reglerkraft.

Gällande ekonomin utgör dagens elprisnivåer en utmaning för vanliga driftområden för kraftvärmeverk. Volatiliteten i elpriset utgör idag dock inte någon stor motivering att öka flexibiliteten även om en ökad termisk flexibilitet, t.ex. i form av värmelager, visar på lönsamhet i vissa fall. Arbetet visar dock att med en ökad volatilitet i elpriset blir en ökad flexibilitet hos kraftvärmeverket lönsam (upp mot 90 k€/MW$_{el}$ beroende på förutsättningar). Både termisk och produktflexibilitet är lönsamma och uppvisar i vissa fall en synergieffekt och i vissa fall en konkurrens om samma område. Den möjliga vinsten i en ökad driftflexibilitet och möjligheten att sälja reglerkraft är betydligt mindre (runt 6 k€/MW$_{el}$) – men ett möjligt komplement till produktportföljen som bör beaktas.

4.1 FRAMTIDA ARBETE

Flexibilitet hos kraftvärmeverk är allt jämt en intressant och högaktuell fråga. För fortsatt arbete rekommenderas att: 1) utveckla en metodik för att samtidigt kunna studera och optimera energisystemet och design samt drift av en enskild anläggning. I nuvarande arbete studeras endast enskilda anläggningar med värmebehovet och elpriset som randvärden, vilket ger en begränsad bild då verket driftsätts baserat på hela fjärrvärmesystemet. 2) utifrån ett flexibilitetperspektiv utvärdera möjlighet och behov av ytterligare energi- och klimattjänster från kraftvärmeanläggningar, som t.ex. CCS eller bränsleproduktion. 3) utveckla arbetet kring behovet av kraftvärmeverk för variationshantering till att inkludera stadens perspektiv då verket kan ha en stor betydelse för det lokala energisystemet – det här arbetet har främst utgått från t.ex. frekvensreglering från ett regionalt perspektiv. 4) utöka arbetet till att även inkludera design och nykonstruktion av kraftvärmeverk där friheten i design är betydligt större än vad som utgåtts från i detta arbete som studerat vad som kan göras med befintliga anläggningar.

5 Referenser

Beiron, Montanes, Normann & Johnsson. Dynamic modeling for assessment of steam cycle operation in waste-fired combined heat and power plants. Energy Conversion and Management, 2019.

Beiron, Montanes, Normann & Johnsson. Combined heat and power operational modes for increased product flexibility in a waste incineration plant. Energy, 2020.

Beiron, Montanes, Normann & Johnsson. Flexible operation of a combined cycle cogeneration plant – A techno-economic assessment. Applied Energy, 2020.

Beiron. Combined heat and power plant flexibility. Thesis for the degree of licentiate of engineering. Chalmers University of Technology. 2020

Björkman, Burström, Dahlström & Olesen. Implementering av primär frekvensreglering på svenska kraftvärmeverk. Rapport, 2019

Eng, Johansson & Dahlström. Undersökning av möjligheter för svenska kraftvärmeverk att leverera primär frekvensreglering, FCR-N. Värmeforsk, rapport 1261, 2015.

Göransson & Johnsson. A comparison of variation management strategies for wind power integration in different electricity system contexts. Wind Energy, 2018.

Sökord

Kraftvärmeverk; Flexibilitet; Frekvensreglering; Intermittent kraftproduktion;

THESIS FOR THE DEGREE OF LICENTIATE OF ENGINEERING

Combined heat and power plant flexibility

Technical and economic potential and system interaction

JOHANNA BEIRON

Department of Space, Earth and Environment

CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Gothenburg, Sweden 2020

Combined heat and power plant flexibility
Technical and economic potential and system interaction
JOHANNA BEIRON

© JOHANNA BEIRON, 2020.

Department of Space, Earth and Environment
Chalmers University of Technology
SE-412 96 Gothenburg
Sweden
Telephone + 46 (0)31-772 1000

Printed by Chalmers Digitaltryck
Gothenburg, Sweden 2020

Combined heat and power plant flexibility
– Technical and economic potential and system interaction

JOHANNA BEIRON
Division of Energy Technology
Department of Space, Earth and Environment
Chalmers University of Technology

Abstract

The share of variable renewable energy sources in electricity generation systems is expected to increase, leading to increased variability in the load that must be provided by conventional power plants or other flexibility measures. Thus, thermal power plants need to consider implementation of technical measures that enhance flexibility; to maintain profitability of operation with increased electricity price fluctuation, and to support electricity system stability.

This thesis investigates the technical and economic potential for flexible operation of combined heat and power plants that deliver heat to district heating networks; in current and future Swedish energy system scenarios with varying levels of electricity price volatility.

A modeling framework is developed to analyze static, dynamic, technical and economic aspects of flexible combined heat and power operation; comprising steady-state and dynamic process simulation models that are validated with reference plant measurements; and dispatch optimization models. Based on the designs of a waste-fired and a gas turbine combined cycle reference plant, two options to enhance the plant operational flexibility are analyzed: 1) product flexibility; i.e. operating the steam cycle with varying product ratios of electricity, heat and frequency response; 2) thermal flexibility, allowing the heat production to be shifted in time.

The results show that flexible operation, for variable electricity generation, is technically feasible in both plant types. Operation with product and/or thermal flexibility can increase the annual plant revenue with up to 90 k€/MW by reduced fuel consumption or increased full load hours. The economic impact of increased ramp rate (operational flexibility) is marginal (<6 k€/MW). The value, and utilization, of flexibility enhancing measures increase with electricity price volatility, that benefits plants with a wide load span for electricity generation and motivates a shift in operating strategy from the traditional heat-following production planning to electricity-following operation.

Keywords: Combined heat and power; Flexibility; District heating; Dynamic modeling; Process optimization modeling; Waste to energy; Combined cycle; Electricity price volatility

List of publications

The thesis is based on the following papers, which are referred to in the thesis by their Roman numerals:

I. Beiron, J.; Montañés, R.M.; Normann, F.; Johnsson, F. *Dynamic modeling for assessment of steam cycle operation in waste-fired combined heat and power plants.* Energy Conversion and Management. **2019,** 198, 111926**.**

II. Beiron, J.; Montañés, R.M.; Normann, F. *Operational flexibility of combined heat and power plant with steam extraction regulation.* In proceedings of: 11th International Conference on Applied Energy. **2019**.

III. Beiron, J.; Montañés, R.M.; Normann, F.; Johnsson, F. *Combined heat and power operational modes for increased product flexibility in a waste incineration plant.* Energy. **2020**. DOI: 10.1016/j.energy.2020.117696.

IV. Beiron, J.; Montañés, R.M.; Normann, F.; Johnsson, F. *Flexible operation of a combined cycle cogeneration plant – A techno-economic assessment.* Submitted for publication. **2020**.

Author contributions

Johanna Beiron is the principal author of all papers. Dr. Rubén M. Montañés contributed with discussion on the development of process simulation models and discussion and editing of all papers. Associate Professor Fredrik Normann contributed with discussion and editing of all papers. Professor Filip Johnsson contributed to the discussion and editing of Papers I, III and IV.

Other publications not included in the thesis

- Beiron, J.; Normann, F.; Kristoferson, L.; Strömberg, L.; Garðarsdòttir, S.Ò.; Johnsson, F. *Enhancement of CO_2 absorption in water through pH control and carbonic anhydrase – A technical assessment.* Industrial & Engineering Chemistry Research. **2019**, 58, 14275-83.

Acknowledgments

Although there is only one name on this thesis, there are many people who have helped me on the way to make it possible for me to write it. Thank you,

My trinity of supervisors: Rubén, Fredrik and Filip; the peak plants to my base load. Thank you for sharing your expertise and experience with me. Rubén, thank you for pushing the boundaries, inspiring me to keep growing, and for all your support: it has been vital to my progress. Fredrik, thank you for encouraging me to do a PhD some three years ago that turned out to be the time of my life, and for being a voice of reason in my creative research madness.

Solvina, Göteborg Energi, Mälarenergi, and the rest of the reference group; thank you for your interest in this project and assistance with process data. A special thanks to Lena and Conny at Mälarenergi for a most valuable study visit. Energimyndigheten, Energiforsk and Göteborg Energi are acknowledged for supporting this project financially.

Fredrik Lind, for excellent appraisal talks that have furthered my professional and personal development.

Everyone in the energy system group and the ”Särö”-group, for insights and new, inspiring opportunities. Christian, for sharing all the good moments in the flexibility office and decaf zone, and for making the less good ones better. All my amazing colleagues who make this division such an inspiring workplace that I am proud to be a part of. It would not be the same without you.

My family, for having my back and making sure I always have a safe harbor to return to when the storm rages.

Thank you.

Johanna Beiron, Göteborg, April 2020.

Table of Contents

1. Introduction 1
   1.1 Aim 1
   1.2 Outline of the thesis 2
2. Flexibility 3
   2.1 The need for flexibility in energy systems 3
   2.2 Power plant types, roles and operational flexibility spectra 4
   2.3 Opportunities for flexibility in combined heat and power plants 5
   2.4 The Swedish energy system 5
   2.5 Related work 5
3. Method overview 6
   3.1 Flexibility assessment 7
   3.2 Reference CHP plants 9
4. Modeling 11
   4.1 Dynamic process modeling 11
   4.2 Steady-state process modeling 13
   4.3 Dispatch optimization modeling 13
5. Selected results and discussion 15
   5.1 Technical potential of combined heat and power flexibility 15
   5.2 Impact on operational patterns of plant and system level flexibilities 17
   5.3 Economic potential of plant and system level flexibilities 19
6. Conclusion 23
   6.1 Future Work 24

References 27

1. Introduction

As a way to decarbonize the energy sector, the share of electricity generation from variable renewable energy sources, for instance wind power in Northern Europe, is expected to have a strong increase in power systems [1]. To cope with the variability of wind power generation, flexibility measures are needed to maintain balance between supply and demand. Electricity system flexibility can be provided by four main technical solutions: dispatchable generation, electricity storage, transmission to neighboring systems or sectors, or demand side management [2]. Due to the low operating cost of wind power, price incentives for electricity system flexibility through volatile electricity prices are expected; with high- and low-price periods depending on wind conditions. Traditionally, dispatchable generation has been the primary solution to manage variability in demand, by cycling mid- and peak-load power plants. However, the increased variability introduced by variable renewable energy sources might affect also base-load power plants and lead to a reduction of full load hours, making it more difficult to recover investment costs. Therefore, power plants might benefit from increased flexibility in their operation; both as a means of supporting the electricity system, and to gain resilience towards fluctuating market conditions.

In Sweden, thermal power plants (excluding nuclear) are normally operated as combined heat and power (CHP) plants that cogenerate electricity and heat for local district heating networks. District heating is conventionally seen as the main product and the plant is dispatched according to the heat demand profile. Electricity is considered a byproduct that increases the plant revenue (with favorable electricity prices). However, with increased wind power generation and electricity price volatility, the profitability of CHP plants is challenged. Given that heat is the main driver for plant operation, plant owners might consider investing in heat-only boilers with low investment costs, rather than the more capital-intensive CHP plants.

On the other hand, the energy system will benefit from having reliable power generating capacity, for example CHP plants, when the electricity generation from wind power is low. Additionally, from a city-level perspective, local electricity generating capacity with flexibility can have a high value as the electricity demand in cities grows at a faster rate than the transmission system capacity [3]. With local limitations on electricity transmission, high levels of wind power generation will not help cities with a capacity deficit. CHP plants are in general situated close to consumers of heat and electricity and can provide support to local energy systems.

Thus, there are two contradicting perspectives on the continued use of CHP plants: from a plant perspective, CHP plants may become unprofitable to operate; while from a system perspective, CHP plants may be important to ensure reliable electricity supply when, and where, it is needed. Increased levels of flexibility can be beneficial for CHP plants in any case, to cope with electricity price fluctuations and to support the electricity system balance.

1.1 Aim

This thesis looks at CHP flexibility from a plant perspective, with the overarching aim to provide an understanding of drivers and limitations for implementation of flexibility in CHP plants, as a means to support the transition to a sustainable energy system. Both technical and economic factors are analyzed, with respect to scenarios for the surrounding energy systems, to get an integrated overview of the value of flexibility. Specifically, the thesis aims to:

- Characterize the technical potential for flexibility in combined heat and power plants
- Analyze the impact on operational patterns of flexibility, and the utilization of technical measures that increase flexibility.
- Evaluate, from a plant perspective, the value of flexibility in electricity system contexts with differing levels of electricity price volatility.

- Compare the technical and economic potential for flexibility in different types of CHP plants that are traditionally considered flexible or inflexible.

1.2 Outline of the thesis

The thesis consists of a summarizing essay and four appended papers. The summary contains six chapters. Chapter 1 places the work in a context and introduces the objectives of the thesis. Chapter 2 provides background and definitions for the types of flexibilities considered in the work: operational flexibility, thermal flexibility and product flexibility (relating to a variable product mix of electricity/heat/frequency response). Chapter 3 presents an overview of the method, while Chapter 4 briefly introduces the modeling work. A selection of results is given and discussed in Chapter 5. The thesis is concluded in Chapter 6, with an outlook on future work. Figure 1 illustrates the scope of the four appended papers, with connections to models, plant types and flexibilities:

- In **Paper I,** a dynamic process model of a waste-fired combined heat and power steam cycle is developed for simulation of transient *operational flexibility* characteristics, considering thermal input load changes and disturbances in district heating return temperature and flow.
- **Paper II** continues on the work of **Paper I**, by looking at transient characteristics of *product flexibility*, focusing on transitions between electricity and heat producing modes of operation, using a steam turbine bypass.
- **Paper III** presents a dispatch optimization model that investigates the utilization and value of *product flexibility* and *thermal flexibility* for the waste-fired plant in different energy system contexts, where the electricity price volatility varies.
- **Paper IV** combines the methods developed in **Papers I** and **III** but focuses on flexibility in a cogeneration combined cycle. All three flexibility measures are evaluated (*operational, product & thermal*) with respect to the impact on plant revenue and operational patterns.

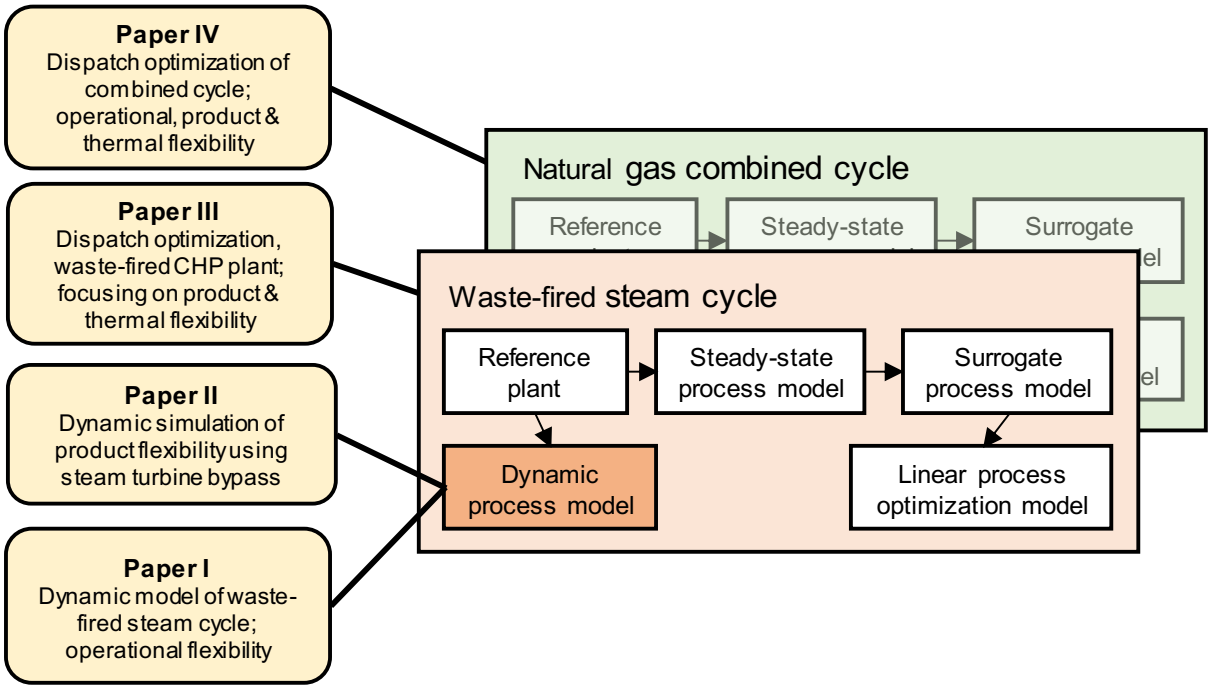


Figure 1. Overview of the four appended papers and flexibility measures considered with connections to models and plant types.

2. Flexibility

The term "Flexibility" is vague and can have different meanings and interpretations in different contexts. This section defines different flexibilities and provides a description of flexibility from the perspectives of 1) the electricity system; 2) power plants in general; and 3) combined heat and power plants in specific. An overview of related work on power plant flexibility is also given.

Three types of flexibility are studied in this thesis, defined as:

- **Operational flexibility**: the ability of a plant to vary electricity output by adjusting the input thermal load from the fuel conversion system.
- **Product flexibility**: the ability of a plant to vary the output load of a specific product by adapting product ratios (primarily the ratio between electricity and heat generation).
- **Thermal flexibility**: the total flexibility of the district heating system to which the plant is connected, including dispatchable generation, thermal energy storage, and demand side response; quantified as the amount of heat [MWh] that can be shifted in time.

2.1 The need for flexibility in energy systems

The demand for flexibility in electricity systems arises from the need to maintain system stability, by balancing demand and supply at all times. Traditionally, unbalance emanates from variations in demand from electricity consumers, and the supply side (power plants) has adapted its generation accordingly. With the increase in variable renewable electricity generation in electricity systems, variations might instead become dominated by the generation profiles of wind or solar power, adding to the variability that must be handled by controllable generation sources or other flexibility measures.

Figure 2 Figure 1shows an example of a residual (net) load curve; i.e. the share of the electricity demand that must be provided by electricity system components with flexibility (dispatchable power plants, electricity storage, transmission or demand side response) [2]. The residual load curve is specific for a given system context, and its shape and volatility depend on the total variability present in the system at any point in time. The need for flexibility to manage the residual load curve variability can be characterized by three main parameters:

- The **magnitude** of load changes needed, i.e. how much electricity generating capacity must be available to increase or decrease production, ΔP.
- The **rate** of load change required, i.e. how fast this capacity must be activated, $\Delta P/\Delta t$.
- The **duration** of the load increase or decrease, i.e. for how long the new load level must be sustained, $P\Delta t$.

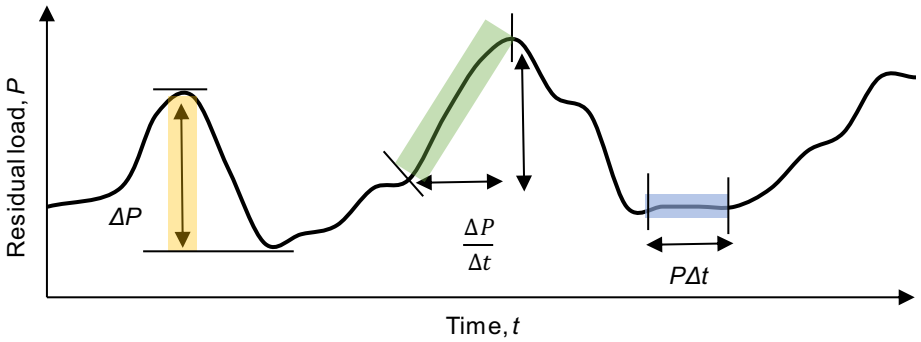


Figure 2. Illustration of a theoretical residual load curve for an electricity system, characterized by the three parameters: magnitude, ΔP; rate, $\Delta P/\Delta t$; and duration, $P\Delta t$.

These parameters will define the type and amount of flexibility measures needed in a specific system context, as different technology types and variation management strategies have different potentials for each parameter. For instance, electricity storage in batteries have fast ramp rates and can provide a high capacity at short notice, but has a limited potential for cost-effective energy storage and consequently will not be able to sustain the capacity for extended time periods [4]. Thermal power plants have slower ramp times, but can sustain load changes for long periods, as long as fuel is available and supplied continuously. Thus, a portfolio of technical solutions and strategies will be beneficial to handle a variety of residual load changes.

2.2 Power plant types, roles and operational flexibility spectra

There are several types of thermal power plants that are designed differently based on the type of fuel and system they are to operate in; giving them differing potentials for flexibility. Figure 3 gives an overview of how the most common types of thermal power plants rank based on parameters that define the operational flexibility of the plant: minimum load level, ramp rate, start-time and associated costs. Plants with a high level of operational flexibility rank low in minimum load level and start-time, with a high ramp rate. Thus, natural gas-fired units are designed with the highest degree of operational flexibility of the thermal plants, while waste-fired and nuclear plants are the least flexible.

Given the cost structure of the plants, they are, traditionally, operated with differing numbers of full load hours. Plants that have low variable costs and high start costs are operated as base-load units in energy systems, running on constant full load for as large part of the year as possible, and are not designed for frequent ramping or cycling; characteristic of inflexible operation. Plants that have the opposite features, with low start costs and high variable costs, are more commonly dispatched as peak-load units that run only when the electricity demand is high; indicating flexible operation.

However, with large-scale introduction of variable renewable electricity generation in power systems, there will be different requirements on the operation and use of power plants. The classification of power plants as base or peak load may change into roles that are characterized by energy volume and energy option contributions [5], where energy volume indicates the extent to which a plant provides low-cost, bulk energy over a given time period, and energy option refers to the availability of the plant over a given time period. In systems that are dominated by variable electricity generation, less bulk electricity will be needed from plants that have been designed for base load, and contribution of the plant may shift to be more energy option-focused, implying a need for enhanced operational flexibility. Power plants that are successful in making such transitions might have a larger chance of maintaining profitability.

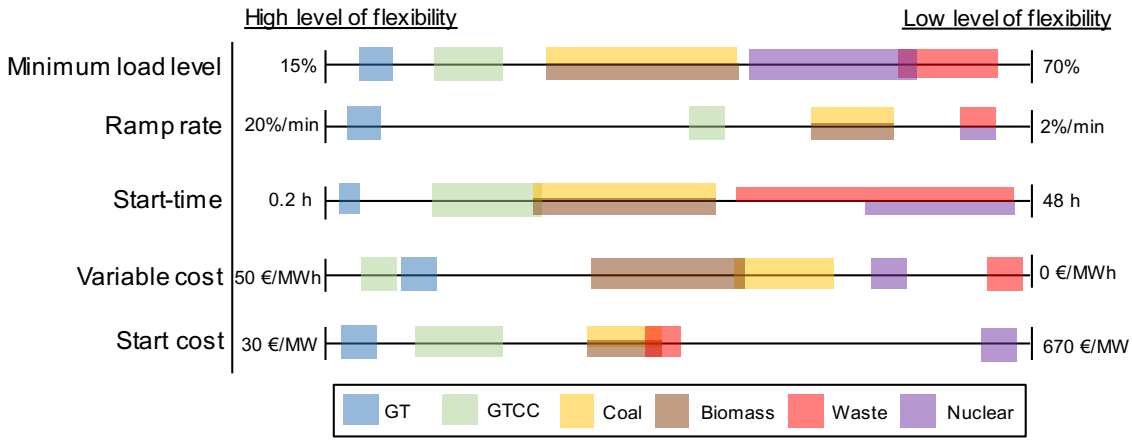


Figure 3. The level of operational flexibility of thermal power plant types. GT = gas turbine; GTCC = gas turbine combined cycle. Based on literature [6,7]**.**

2.3 Opportunities for flexibility in combined heat and power plants

Combined heat and power (CHP) plants are a sub-category of thermal power plants, where electricity and heat are co-produced. The heat is commonly provided to industrial processes with a heat demand, or to local district heating networks that distribute centrally generated heat (e.g. from CHP plants) to consumers (e.g. residential buildings that need space heating and hot water). Cogeneration of heat and electricity increases the plant total efficiency and fuel utilization, but the electrical efficiency is decreased compared to condensing plants in favor of heat generation.

Furthermore, cogeneration gives a possibility to prioritize generation of a specific product, i.e. to vary the ratio between products, in response to fluctuating market conditions or demand levels. This increases both the economic resilience of the plant, but also the plant flexibility, as the operational flexibility can be complemented with product flexibility [8,9]. For CHP plants, heat and electricity are the main products, although these could be complemented with additional options. For example, participation in ancillary service markets, e.g. primary frequency response, could be feasible for CHP plants [10,11]; and biomass-fueled plants might be integrated with production of synthetic biofuels [12–14].

However, given that CHP plants are, at least traditionally, dispatched based on the heat demand profile, the opportunity for product flexibility from CHP plants is limited by the heat demand. Thermal flexibility in the district heating system is the decoupling of heat demand and generation, i.e. to shift the heat load in time, and allows the CHP plants to operate for electricity production independent of the heat demand [15,16]. Thermal flexibility can be provided by, for example, hot water accumulation tanks [17–19] or seasonal heat storages [20,21], thermal energy storage in buildings [22] or the distribution network [23], or by adjusting the dispatch of other heat generation plants in the system. Given that thermal energy is easier to store than electricity, the sector coupling between electricity and district heating systems enabled by CHP plants can be an efficient way to facilitate variation management in both sectors.

2.4 The Swedish energy system

This thesis focuses on combined heat and power plants that are designed for and operated in a Swedish energy system context. The Swedish electricity system is to a large extent fossil-free, and in 2017 the total annual generation of electricity consisted of 40% hydropower, 39% nuclear power, 11% wind power and 10% thermal power from CHP plants. The CHP plants are either plants with a primary focus to deliver heat to a municipal district heating network, or industrial CHP plants that provide heat to industrial processes (and possibly also district heating networks) or use industrial excess heat to drive a steam cycle, for district heating delivery. Among the CHP plants that solely provide heat to district heating systems, biomass and waste are the most commonly used fuels.

The large share of hydropower in the electricity system is a significant asset for variation management. Hydropower can provide low-cost bulk energy, indicative of power plants used for energy volume contributions, and is to an extent also storable, meaning that the availability is generally high. Therefore, hydropower has, historically, been the balancing energy source in Sweden, also providing frequency response and grid stability; and has allowed the CHP plants to be dispatched according to the needs of the district heating system rather than the power sector. However, nuclear power is facing a potential phase-out, and policy measures for increased renewable power generation are in place for a strong expected increase in, especially, wind power; that might change the operating conditions for CHP plants.

2.5 Related work

The field of energy system and power plant flexibility-related research is wide and comprises technical plant-level studies, analyses of economic viability of flexibility measures, and works that investigate

the implementation of power plant flexibility from an energy-system perspective. This section gives an overview of current research directions, in addition to the works mentioned in Section 2.3.

Flexible use of the load range of thermal power plants has been considered for different plant types. Measures that have been found to improve the load range flexibility include, for example, load range expansion of gas turbine combined cycles with supplementary firing [24]; and the increase in operational flexibility from steam extraction regulation coupled with plant-internal high-temperature heat storages, from static [25,26] and dynamic [27,28] perspectives. In addition, the importance of minimum load level for plant profitability and energy system planning is highlighted in the literature [29,30], along with tools developed for comparisons of the value of different flexibility-enhancing measures in gas-fired [31] and coal-fired [32] plants, finding that such retrofits can enhance plant profitability.

Thermal power plant ramp rates and transient performance has been studied using dynamic modeling [33], and attention has been given to the negative effect of fast ramp rate; namely, increased thermal stress in metal parts caused by steep temperature gradients, that may lead to component lifetime reduction and increased maintenance costs [34]. Therefore, works have studied optimal operational and control strategies that take into account the effects of thermal stress [35] and component lifetime [36,37], that were found to facilitate enhanced flexible operation and reduce fatigue damage. Additionally, dynamic simulation models have been developed and validated for start-up of thermal plants [38] that could be used to design and optimize cycling procedures.

Dynamic simulation has also been applied for control system studies. The plant's control system is important for operational stability and safety and can improve the response time of the plant if tuned properly [39]. Studies have investigated the implementation of control structures for operational and product flexibility, with boiler-turbine coordinated control strategies for CHP plants with heat accumulators [40]; and transitions between heat-lead and power-lead operation [41], that could increase the power generation ramp rate. Furthermore, flexible operation of power plants integrated with carbon capture units has been studied, concluding that the CO_2 capture process should not significantly affect the load-following capabilities of the power plant [42,43]. Economic model predictive controllers has also been developed [44], showing that CHP operational costs can be minimized by real-time optimization of heat and electricity generation.

From an energy system perspective, increased thermal plant flexibility could reduce wind power curtailment [45] and provide variation management if cycling properties are improved [46]. Additionally, in future energy systems, the operating regimes of thermal power plants might lead to more intense ramping and low utilization, although thermal power remains fundamental for security of supply [47]. Similarly, thermal power plants equipped with carbon capture might also experience low utilization and increased part load operation in future energy systems, leading to increased levelized cost of electricity [48].

The outcomes of the reported studies indicate the potential benefits and uses of technical solutions that enhance flexibility, both from plant and system perspectives. However, studies tend to focus on either the impact on technical performance or the impact on economic performance of flexibility measures, as they are commonly studied using different methodological approaches. Additionally, the focus has, generally, been on coal- or natural gas-fired power plants (not necessarily CHP plants). This thesis contributes to the field by providing an analysis of the potential for flexibility in waste-fired CHP plants, as well as a combined cycle CHP plant primarily suited for district heating delivery. Furthermore, the technical and economic perspectives on flexibility are combined, approaching a holistic assessment of the potential for flexibility in CHP plants.

3. Method overview

This section introduces the main methods for evaluation of flexibility that the thesis is based on, and the two reference plants that serve as a basis for the CHP plant modeling.

3.1 Flexibility assessment

Due to the diverse nature of flexibility as a topic; relating to both technical and economic domains of analysis, as well as static and dynamic performance aspects; this work uses a modeling framework consisting of three types of process models, described in Chapter 4: 1) steady-state process simulation models; 2) dynamic process simulation models; and 3) process dispatch optimization models. Each type of model is developed for two reference CHP plants, see Section 3.2. The following subsections give further descriptions of how each of the three types of flexibility considered in the work (operational, product and thermal flexibility) are analyzed using the modeling framework. Additionally, electricity system scenarios are used to study the impact of electricity price volatility on the CHP operation and revenue, as described in Section 3.1.4.

3.1.1 Analysis of operational flexibility in CHP plants

As stated in Section 2.2, operational flexibility is characterized by the three parameters minimum load level, ramp rate and cycling properties. The technical load range performance is given by steady-state simulation models, while the economic potential is evaluated with the dispatch optimization models. Minimum load level is, thus, a static parameter related to the plant's feasible operating range and is handled jointly with product flexibility, Section 3.1.2.

Ramp rate relates to the transition between operational points and is consequently studied with dynamic simulation models. The impact of ramping the thermal input on the electricity generation response time is analyzed in **Papers I, II** and **IV**. The responses obtained from ramping of three kinds of thermal inputs are compared: gas turbine and supplementary firing load changes in a combined cycle; and thermal input load changes to a waste-fired steam cycle. The economic potential of increased ramp rate is estimated in **Paper IV**, by comparing the dynamic electricity generation with a step change, i.e. if the load change were to happen instantaneously following the change in price signal. The difference in revenue is calculated as:

$$\Delta R = \int_{t_1}^{t_2} C_{el}\left(P_{static} - P_{dynamic}\right)dt \qquad (1)$$

C_{el} is the electricity price, P_{static} is the electricity generation for an instantaneous load change, and $P_{dynamic}$ is the electricity generation for a ramped load change. CHP plant cycling is included in the dispatch optimization model as a cost and a time constant. Dynamic aspects of cycling are outside the scope of this work, due to the complex nature of start-stop transients.

3.1.2 Analysis of product flexibility in CHP plants

In CHP plants, product flexibility may be obtained by adjusting the steam cycle product ratios. Variable product ratios are possible to obtain in practice by operating the steam cycle in "operational modes", that involve the steam turbine bypass or condensing operation. See Section 3.2 and Figure 5 for process configurations, and **Papers III** and **IV** for further details. In this thesis, five steam cycle operational modes are modeled:

- **CHP**: conventional operation with heat and electricity production at a fixed power-to-heat ratio.
- **HOB**: operation with full bypass of the steam turbine, only producing heat from the steam cycle. Gas turbines still generate electricity in the combined cycle case.
- **FRQ**: operation that generates heat and electricity, together with delivery of primary frequency response (FCR-N). The maximum amount of frequency response for a given plant load level is delivered. Gas turbines do not contribute to frequency response in the combined cycle case.
- **COND**: condensing operation, only producing electricity.
- **CFQ**: condensing operation with delivery of primary frequency response.

The performance of the steam cycle modes is simulated using the steady-state models, and the utilization and value of product flexibility is analyzed with the dispatch optimization model. The steam

turbine response times for transitions between CHP and HOB modes are simulated with the dynamic model in **Paper II**. Combinations of modes or variable product ratios are feasible, but only the extreme points of each mode are included in the modeling, e.g. only 100% steam turbine bypass operation is considered and no partial bypass options. Other operational modes and products could also be considered, such as integration with carbon capture units or production of synthetic biofuels, but are not included in this work.

3.1.3 Analysis of thermal flexibility in relation to CHP plants

Thermal flexibility is a property of the district heating system and is, thus, treated as a boundary condition to the CHP plants in this work. The impact on CHP plant operation and revenue of varying levels of thermal flexibility is assessed with the dispatch optimization model. The maximum thermal flexibility available for the CHP plant (in MWh of load shifting potential) is specified as a model input. The range of thermal flexibility considered is 0 – 100 000 MWh. As a reference, a hot water accumulation tank is in the order of magnitude of 1 000 MWh. Thermal flexibility is analyzed in **Papers III** and **IV**.

3.1.4 Impact of electricity price volatility

A key aspect of the work is to study the impact of electricity price volatility on the operation and profitability of CHP plants. Scenarios for how the future Swedish electricity system could develop are obtained from the work of Göransson et al. [7] and provided as input to the dispatch optimization model. The scenarios consider the years 2030, 2040 and 2050, where the CO_2 cost successively increases. There are two types of scenarios for each year: with or without flexibility in sector-coupled electric loads, denoted "C" (with flexibility) and "NC" (without flexibility), respectively. The scenarios are described in more detail in **Paper III**.

The volatility index, *VI*, of an electricity price profile is introduced, defined as:

$$VI = \frac{\int_{t_1}^{t_2} (price(t) - average\ price)^2\ dt}{t_2 - t_1} \cdot \frac{1}{100} \qquad (2)$$

Figure 4 compares the average electricity price and volatility index of the electricity price scenarios, based on the operating period of the waste-fired plant. The average price decreases from 2018 to 2030, then gradually increases until 2050. The volatility index increases with time, as the shares of intermittent energy sources are increased; and is slightly higher in scenarios with flexibility in sector-coupled loads (C), due to long periods with alternating high and low electricity prices (see the electricity price profiles in **Paper III**).

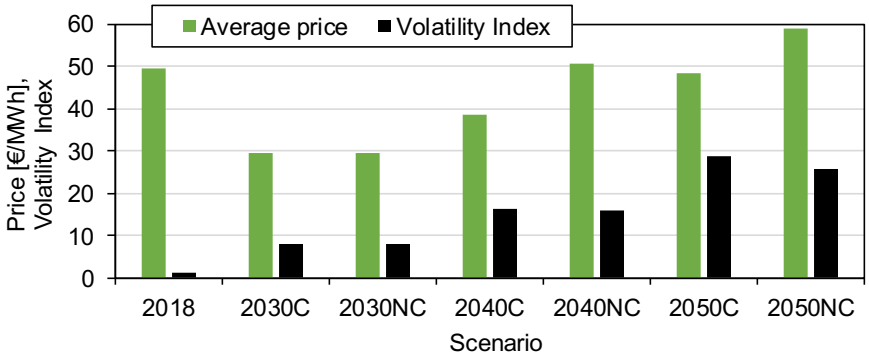


Figure 4. The average electricity price and electricity price volatility index during the operating period of the waste-fired plant, for the different electricity price scenarios. "C" = scenarios with flexibility in sector coupling, "NC" = scenarios without flexibility in sector coupling. Source: Paper III.

3.2 Reference CHP plants

Two combined heat and power plants are used as references in this work: a waste-fired plant and a natural gas-fired combined cycle plant. Thus, the most flexible and inflexible types of CHP plants are represented in the work. **Papers I-III** are based on models of the waste-fired reference plant, and **Paper IV** studies the combined cycle.

The waste-fired plant is a 48 MW_{el} CHP plant, located in Västerås, Sweden, and operated by Mälarenergi AB, as a base-load unit in the local municipal district heating system. The total annual heat production in Västerås amounts to some 1.8 TWh, with a peak load of around 630 MW. The waste-to-energy plant has a circulating fluidized bed boiler for steam regeneration. The boiler load range is 70-100% of full load, with a nominal capacity of 167 MW fuel. The plant configuration, with emphasis on the steam cycle, is shown in Figure 5a. The plant has extraction and backpressure condensers for district heating generation (Cond 1-2 in Fig. 5a), and two extractions for feed water preheating and deaeration.

The combined cycle plant is located in Gothenburg, Sweden, and is operated as a peak-load unit in the district heating network. The total annual supply of district heating in Gothenburg is around 4 TWh, with a peak demand of 1.2 GW. The combined cycle has a nominal capacity of 300 MW heat and 250 MW electricity, including three gas turbines with nominal power 43 MW (ISO conditions). The gas turbine load range is 30-100% of nominal capacity. The plant design is shown in Figure 5b**Error! Reference source not found.**. There are three parallel lines with one gas turbine, single-pressure heat recovery steam generator and supplementary firing burner each; and one steam turbine. District heating is extracted from the steam cycle condensers via one backpressure and one extraction condenser.

Both plants have a steam turbine bypass possibility, where the live steam can be condensed in a third condenser, producing additional district heating or being cooled by cooling water. The bypass is not used during normal operation. Both plants provide electricity to the Nordic day-ahead liberalized electricity market.

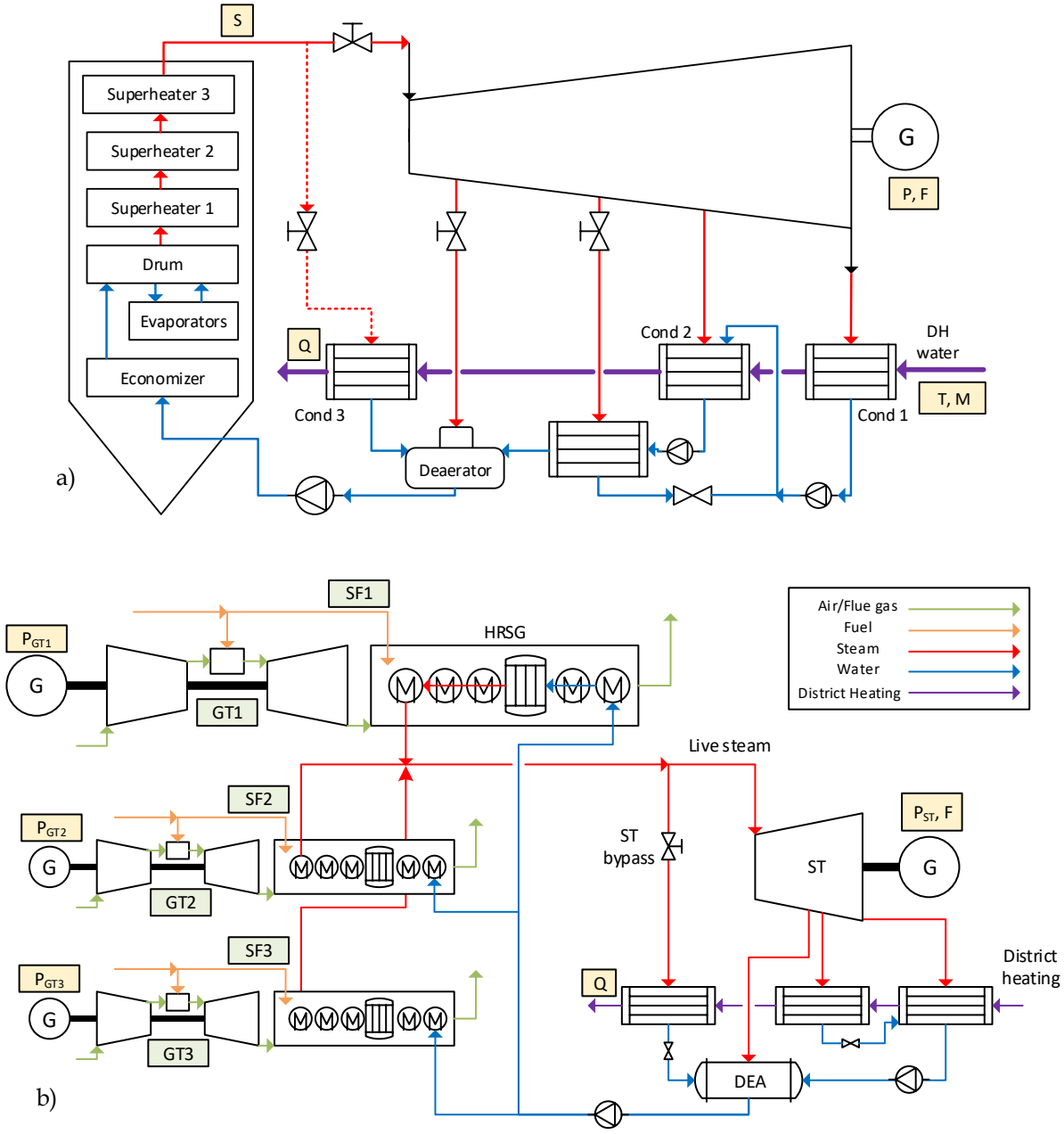


Figure 5. Process schematic of a) the waste-fired reference CHP plant, focusing on the steam cycle, and b) the gas turbine combined cycle reference plant. GT = gas turbine; SF = supplementary firing; HRSG = heat recovery steam generator; ST = steam turbine; DEA = deaerator; Cond = condenser. Letters in yellow boxes indicate the process variables of main interest for the work: P = electricity generation; Q = district heating generation; F = primary frequency response; S = live steam; T = district heating return temperature; M = district heating mass flow. Letters in green boxes represent fuel inputs.

4. Modeling

This chapter briefly introduces the modeling methods used in this work, including dynamic and steady-state process modeling where the models are validated with reference data from the two reference plants; and plant dispatch optimization modeling. The dynamic models are used in **Papers I, II** and **IV**, the steady-state models in **Papers II, III** and **IV**, and the optimization models in **Papers III** and **IV**.

4.1 Dynamic process modeling

Dynamic process models of the reference plants are developed in the modeling environment Dymola, with the modeling language Modelica, using the Thermal Power component library [49]. The models are based on physical equations with mass and energy balances. The models are developed based on the process schematics in Figure 5 and include control system structures for regulation of flows, temperatures and pressures. Two simplified examples of the model features are given here; focusing on a gas-two-phase heat exchanger and a steam turbine; while further details on the dynamic models of combined heat and power steam cycles are presented in **Paper I**.

The combined cycle heat recovery steam generators and the waste-fired plant's flue gas train are modeled with gas-two-phase heat exchanger components, according to Figure 6, with discretization and detailed geometry parametrization. The heat transfer from the hot flue gas to the water-side is governed by the heat transfer coefficients, a, of the gas phase, two-phase and pipe metal walls. For instance, the energy transfer between the wall and the fluid is given by Eq. 3. The heat transfer coefficients are calculated from correlations that depend on, e.g., the flow regime, pipe diameter, fluid and material properties. Eq. 4 gives the correlation for the convective heat transfer coefficient in the gas phase, based on the Nusselt number, Nu; thermal conductivity, λ; hydraulic pipe diameter, d; and F and C, which are correction and calibration factors. The correlation for water-side heat transfer coefficients is given by Eq. 5. Heat transfer through the metal wall is characterized by the wall thermal resistance, R, Eq. 6.

$$\dot{m}(h_{out} - h_{in}) = \alpha A\left(T_{gas} - T_{wall}\right) \tag{3}$$

$$\alpha = C\frac{F_a * Nu_0 * \lambda}{d_{hyd}} \tag{4}$$

$$\alpha_L = 0.023\, Re^{0.8}\, Pr_L^{0.4}\left(\frac{\lambda_L}{d_{hyd}}\right) \tag{5}$$

$$\frac{m_{wall}c_p dT}{dt} = \frac{2}{R_{wall}}(T_{wall,g} - T_{wall,steam}) \tag{6}$$

The steam turbine component is modeled in steps where the generated electricity is calculated based on the inlet and outlet enthalpies of the steam (Eq. 7). The inlet enthalpy is a calculation input, while the outlet is computed from a specified isentropic efficiency (Eq. 8). Adjustments are made for the isentropic efficiency in the wet steam region, using the Baumann coefficient, β, according to Eq. 9. Steam turbine part load performance is also accounted for, with Stodola's law and the flow area coefficient, K_t (Eq. 10) [50].

$$P_{step} = \eta_{mech}\dot{m}(h_{in} - h_{out}) \tag{7}$$

$$h_{out} = h_{in} - \eta_{is}(h_{in} - h_{is}) \tag{8}$$

$$\eta_{is,wet} = \eta_{is,dry} - \beta(1 - x) \tag{9}$$

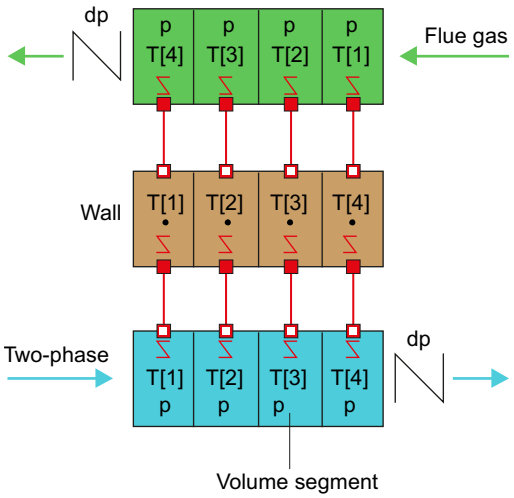


Figure 6. Illustration of the heat transfer and pressure drop modeling in gas-two-phase heat exchangers, placed in the flue gas pass of the waste-fired plant and the heat recovery steam generators in the combined cycle. T = temperature; p = pressure. Source: Paper I.

$$K_t = \dot{m}\sqrt{\frac{RT}{p_1^2 - p_2^2}} \tag{10}$$

Supplementary firing is modeled as a heat source with an input value for the load, connected to a flue gas duct component. Gas turbines are modeled as static components, in which the electricity production, exhaust flow and temperature depend on the load level and ambient temperature, according to characteristic curves provided by the manufacturer. A static representation is justified by the short timescales of the gas turbine compared to the heat recovery steam generator [51].

4.1.1 Dynamic model validation

The dynamic process models are validated with steady-state and transient data from the two reference plants, respectively. Here, examples of the validation with transient data are given. The results from validation with steady-state operational data can be found in **Paper I** and **Paper IV**. Input trajectories are provided to the models for the thermal input loads, expressed as flue gas temperatures and flows, as well as district heating flow and return and supply temperatures, and controller set points. The simulated outputs are compared to the reference measurements. For example, Figure 7 plots the simulated response for live steam flow in a) the waste-fired steam cycle, and b) one of the three heat recovery steam generators in the combined cycle; together with the measured flow. Further transient validation results for the waste-fired plant and combined cycle are given in **Paper I** and **Paper IV**. The simulated values follow the trends of the measurement signals well. For the purpose of this work, the models are, thus, considered adequate representations of the reference plants.

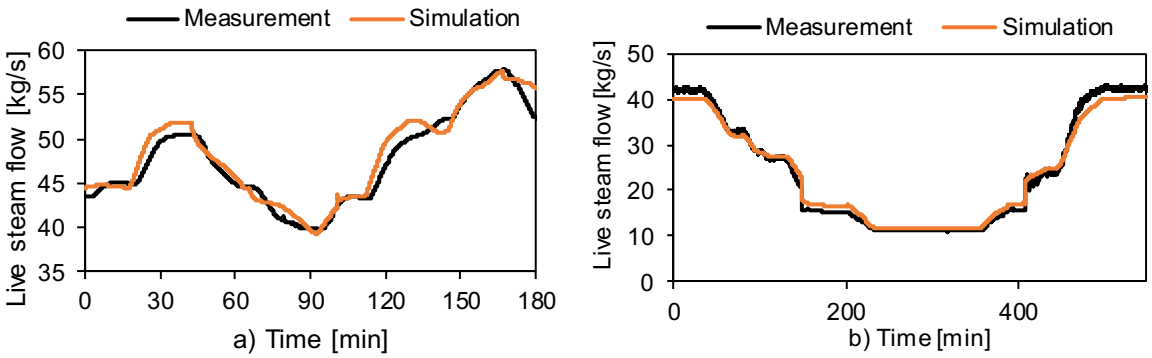


Figure 7. Transient validation simulation responses (orange) vs reference measurements (black) for live steam flow, for a) the waste-fired plant; and b) one heat recovery steam generator in the combined cycle. Source: Paper I and Paper IV.

4.2 Steady-state process modeling

Stationary process models of the reference plants are developed in the modeling environment EBSILON Professional. The models consist of process components according to Figure 5. The steam cycles include a turbine model based on Stodola's law, accounting for part load performance; condensers where district heating is generated; deaerators and feed water pumps. In the waste-fired plant model, the boiler is represented by a steam generator component. In the combined cycle model, the steam generation takes place in the heat recovery steam generator consisting of a series of heat exchangers (economizer, evaporator, superheaters with intermediate steam attemperators), similar to the dynamic model. Supplementary firing is represented by a duct burner component. Gas turbines are modeled according to the description in Section 4.1.

The model inputs include load levels for the steam generator, gas turbines and supplementary firing burners; and district heating mass flow and temperature boundaries. Calculated outputs are obtained for process parameters, such as temperatures and pressures at various points in the processes, and electricity and district heating generation. The steady-state process model validations are presented in **Paper III** and **Paper IV**. Deviations from reference values are generally within 5%. The validated models are then adapted to simulate the process performance of the five steam cycle operational modes introduced in Section 3.1.2.

4.2.1 Linear surrogate process models

The steady-state process models are simplified to linear surrogate models using regression analysis. The surrogate models are based on simulated outputs from the EBSILON models for each of the five operational modes and different load levels. From linear regression, coefficients are estimated that describe the impact on response variables from input variable variations. Surrogate models on the form given by Eq. 11 are obtained for the waste-fired plant, where the production of electricity (P), district heating (Q) and primary frequency response (F) are functions of the steam flow (S), district heating temperature (T) and mass flow (M), see the notation in Figure 5. The coefficients, β, are specified for each response variable and operational mode. Similar equations are computed for the combined cycle bottoming steam cycle (Eq. 12), where the produced outputs depend on the load levels of the three gas turbines (GT) and supplementary firing (SF) burners. The gas turbine fuel consumption and electricity generation are functions of gas turbine load and inlet air temperature (Eq. 13 and 14).

$$P_{ST}, Q, F(t) = \beta_S S(t) + \beta_T T(t) + \beta_M M(t) + \beta_0 \tag{11}$$

$$P_{ST}, Q, F(t) = \beta_{GT} \sum_{GT} \left(Load(t, GT) \beta_{GTLoad} + \beta_{0,GTLoad} \right) + \beta_{0,GT} + \beta_{SF} \sum_{SF} Load(t, SF) + \beta_{0,SF} \tag{12}$$

$$Fuel(t) = Load(t) \beta_{Load} + T_{air}(t) \beta_{Temp} + \beta_0 \tag{13}$$

$$P_{GT}(t) = Load(t) \beta_{Load} + T_{air}(t) \beta_{Temp} + \beta_0 \tag{14}$$

4.3 Dispatch optimization modeling

Mixed integer linear programming models are developed for optimization of the combined heat and power plant dispatch, using the modeling environment GAMS. Figure 8 shows an overview of the models. The model objective is to maximize the plant revenue from sales of electricity and primary frequency response, while supplying an hourly district heating demand. Thermal flexibility can be used (if available) to shift the production of district heating in time, to better match power market conditions. The objective function is given by:

$$\max R = \sum_t (C_{el}(t) P(t) + C_{frq}(t) F(t) - (C_{fuel} + C_{CO2}) Fuel(t) - C_{start} n_{starts}) \tag{15}$$

where R is the total revenue of the modeling period; C is the cost/price for electricity, primary frequency response, fuel, CO_2 emissions and start-up; P, F and $Fuel$ are the production of electricity and

frequency response and fuel consumption, while n_{starts} is the total number of starts (gas turbines or waste-fired boiler). No price is associated with sales of district heating since the delivery is a specified requirement, although district heating production will, of course, generate revenue in practice.

The decision variables that the model optimizes are the load levels of the steam generator (waste-fired), or the gas turbines and supplementary firing (GTCC), as well as the selection of steam cycle operational mode (CHP/HOB/FRQ/COND/CFQ). Constraints are formulated to ensure that the plant dispatch follows feasible operating patterns. Logic constraints make sure that only one steam cycle mode is used at a time. Detailed model formulations are available in **Paper III** and **Paper IV**.

The model inputs are: the linear surrogate models described in Section 4.2.1, that represent the plant performance and feasible operating regions; hourly price profiles for electricity [7,52] and frequency response [53], hourly district heating demand and air temperature profiles based on reference plant data, cycling cost [7], CO_2 cost [7,54] and fuel cost [7,55]. Furthermore, specifications are given for the level of thermal flexibility that the plant has access to. Outputs include hourly values for the plant revenue, the optimal mode of steam cycle dispatch, and the fuel input loads. The sensitivity of results to variability in cost data is analyzed, as described in **Paper III** and **Paper IV**.

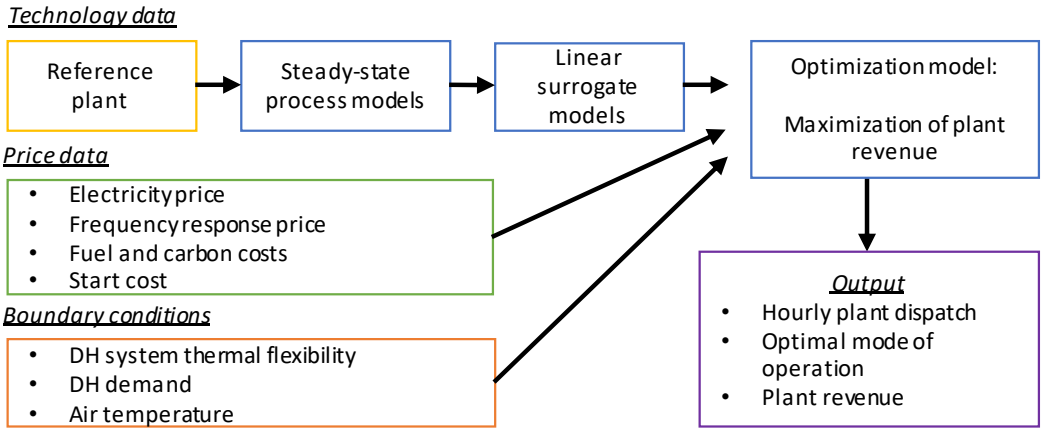


Figure 8. Overview of the dispatch optimization models, with inputs, outputs and links between process models.

5. Selected results and discussion

This chapter provides a summary of the main results of the work in this thesis, based on the findings presented in the appended papers. The chapter is divided into three sections that concern 1) the technical potential for combined heat and power plant flexibility; 2) the impact on CHP operational patterns from operational, product and thermal flexibilities; and 3) the impact on plant revenue from the three flexibility measures, in different electricity market contexts.

5.1 Technical potential of combined heat and power flexibility

This section presents the technical potential for flexibility, in terms of magnitude of load range and rate of load change, with and without product flexibility. The two reference plants are compared and the factors that differentiate their respective potentials for flexibility are discussed.

5.1.1 Product flexibility and load range expansion

The combined heat and power product flexibility enables a load range expansion compared to condensing plants, by varying the product ratios. Figure 9 visualizes this load range expansion obtained for a) the waste-fired and b) the combined cycle steam cycles when implementing product flexibility. The colored lines indicate operation between minimum and full load in the five modes. The blue lines represent conventional cogeneration of heat and electricity with a fixed power-to-heat ratio. The feasible operating regions, marked by the dashed lines, are significantly enlarged with product flexibility compared to conventional operation, for both plants. Operation in condensing steam cycle modes has the potential to increase the electricity generation at full load with 27% and 39% for the waste-fired and GTCC plants, respectively. The corresponding numbers for increased heat production potential are 44% and 42%. The variable product mix may also decrease outputs down to 0 MW.

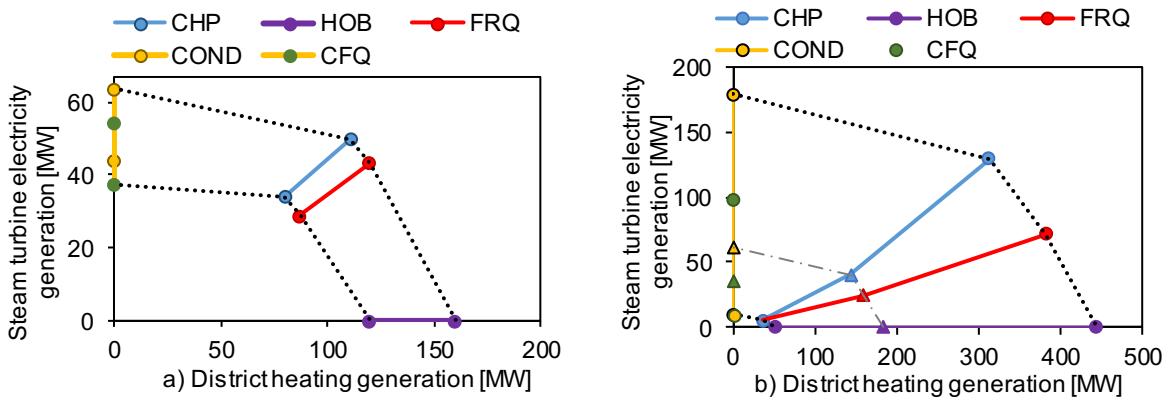


Figure 9. The load range expansion of the a) waste-fired and b) combined cycle steam cycles, obtained from product flexibility with steam cycle operational modes, producing different amounts of electricity, heat and primary frequency response. CHP = combined heat and power generation (blue); HOB = steam cycle heat-only generation (purple); FRQ = CHP with frequency response (red); COND = condensing mode, electricity-only generation (yellow); CFQ = COND with frequency response (green dots). Dashed lines mark the feasible operating regions. Triangles mark GTCC operation at nominal gas turbine load without supplementary firing. Note the different scales on axes. Source: Paper III and Paper IV.

GTCC plants are, based on the argumentation in Section 2.2, traditionally designed for flexible operation to a larger extent than waste-fired plants. In terms of static potential, the GTCC reference plants obtains its comparatively large load range expansion from the possibility to use supplementary firing: without supplementary firing the GTCC load range would be bounded by the vertices given by the triangles, marking full load gas turbine operation without supplementary firing, which would decrease the GTCC feasible operating area significantly, to a MW full load level comparable with the waste-fired plant. However, owing to the three parallel lines of gas turbines and HRSGs (Figure 5), the combined cycle has a lower minimum load level than the waste-fired plant (approximately 13% of GTCC full load compared to 70% CFB load), that places the lower rims of the enclosed area closer to the origin. Thus, the GTCC plant has, as expected, a stronger plant level potential for flexible operation, considering the load span of electricity and heat generation; but economic and system related factors impact how this potential is used, as discussed in Sections 5.2-3.

5.1.2 Dynamics of operational flexibility and ramp rates

This section compares the potential for (rapid) steam turbine load change in the waste-fired steam cycle and combined cycle plant, using traditional operating strategies - control of thermal input (**Paper I** and **Paper IV**) - and steam flow regulation via the steam turbine bypass, enabled by product flexibility (**Paper II**). Figure 10 presents the dynamic simulation steam turbine electricity generation responses for load decreases induced by changes in flue gas energy flow (waste-fired plant), supplementary firing load, gas turbines, or steam turbine bypass control. One ramp rate example is shown for each type of load change. For further ramp rate simulation responses, see **Paper I, Paper II** and **Paper IV**.

The responses from waste-fired and supplementary firing thermal input changes follow similar trends, with the electricity generation output following the linear ramp rate load reduction. Both of these responses are comparatively slow to completely settle at the new steady-state value, but 95% settling is reached within 17 minutes for the waste-fired case, and 34 minutes for the supplementary firing example, having a load reduction twice as large as the waste-case. The gas turbine load change responses show a different trend, with a sustained steam turbine electricity generation at the initial level before the electricity generation approaches the lower level. This response pattern could be related to the increase in gas turbine exhaust temperature observed for gas turbine load changes (see Figure 7a in **Paper IV**), causing the live steam enthalpy to decrease slower than for the supplementary firing load reduction, where the flue gas temperature strictly decreases with load.

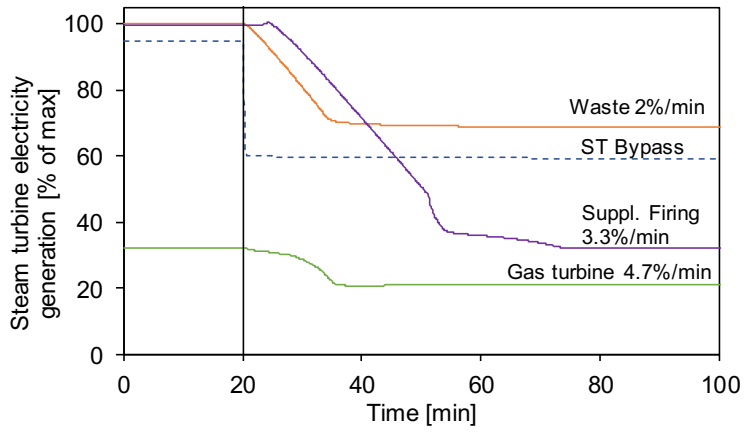


Figure 10. Steam turbine electricity generation responses when the thermal input to the steam cycle decreases from full to minimum load, for the waste-fired steam cycle (orange), gas turbine (green) and supplementary firing (purple) load changes. The dashed line represents the response from steam flow regulation (steam turbine, ST, bypass) in the waste-fired steam cycle. The ramp rates are indicated by the labels, in load-%/min of nominal capacity. The ramp is initiated at time = 20 minutes, indicated by the black vertical line. Source: Papers I, II and IV.

The steam turbine response times are in the range of 15-55 minutes for thermal input changes, depending on the magnitude of load reduction and ramp rate, which could be sufficient for participation in hourly energy-only markets. In comparison, the response time for the steam turbine bypass option is within 3 minutes (see Figures 4 and 5 in **Paper II** for more details). Utilizing product flexibility with the steam turbine bypass could, thus, lead to significantly increased response rates for the steam cycle electricity generation compared to the corresponding load reduction from thermal input; and could give the plant a potential for participation in grid service markets. Furthermore, a coordinated control strategy involving both a reduction in thermal input load and steam flow regulation could be of interest for making rapid load reductions intended for extended durations. However, bypassing the steam turbine does not only reduce the electricity generation, it also increases the production of district heating, as the live steam is condensed (see Figure 5 for process schematics). The increased heat delivery must be managed within the district heating network to use such an operating strategy [56].

5.2 Impact on operational patterns of plant and system level flexibilities

The opportunity to operate the steam cycle with product flexibility and with thermal flexibility in the district heating network will impact the optimal plant operating patterns. This section discusses the utilization of product flexibility over an annual operating season with and without plant and system level flexibilities; and the tendency to dispatch the plant based on heat demand and/or electricity price.

5.2.1 Utilization of product flexibility and steam cycle modes

Figure 11 shows the optimal distribution of operational hours between the five steam cycle modes for a) the waste-fired and b) the combined cycle plants. If product flexibility is not implemented, the plant dispatch will, of course, consist of CHP-mode operation only. When product flexibility is available, but not thermal flexibility, the dispatch of the combined cycle changes, to mainly include HOB (40%) and FRQ (50%) modes; while the waste-fired steam cycle dispatch is largely unaffected (98% CHP). FRQ mode is favored at times when the frequency response price exceeds the electricity price.

The difference between the two plant dispatches is related to fuel costs. The combined cycle has higher operational costs than the waste-fired plant, since natural gas is more expensive than waste. It is therefore profitable for the GTCC plant to reduce the natural gas consumption, by utilizing the HOB mode to maximize the heat production per fuel combusted (i.e. allowing reduced fuel load while maintaining the heat production, see Figure 9b), seeing as heat delivery is a strict plant requirement in the model. The waste-fired plant does not have the same incentive to reduce fuel expenses; rather, it is profitable to increase the combustion of zero-cost waste and plant utilization with condensing operation. However, the heat demand must still be met every hour, which is not feasible with condensing modes unless thermal flexibility is implemented. Adding thermal flexibility is, thus, a requirement to unlock the operational potential of product flexibility for the waste-fired plant and leads to operation in condensing modes up to 20% of hours. For the combined cycle, adding thermal flexibility shifts the ratio of HOB/FRQ slightly.

If the average electricity price and electricity price volatility increases (2030C), the combined cycle dispatch shifts towards a larger share of CHP operation, driven by the increased number of hours with high electricity prices that favor combined electricity and heat production using the CHP mode. During low-price hours, the HOB or FRQ modes are still selected, with reduced or zero electricity output. For the waste-fired plant, the share of CHP-operating hours instead decreases in favor of frequency response delivery, which is more profitable during the increased number of hours with low electricity prices. FRQ operation also yields slightly increased heat production (Figure 9a), that can be stored and load-shifted to enable further use of the condensing modes, maximizing the electricity production during high-price hours.

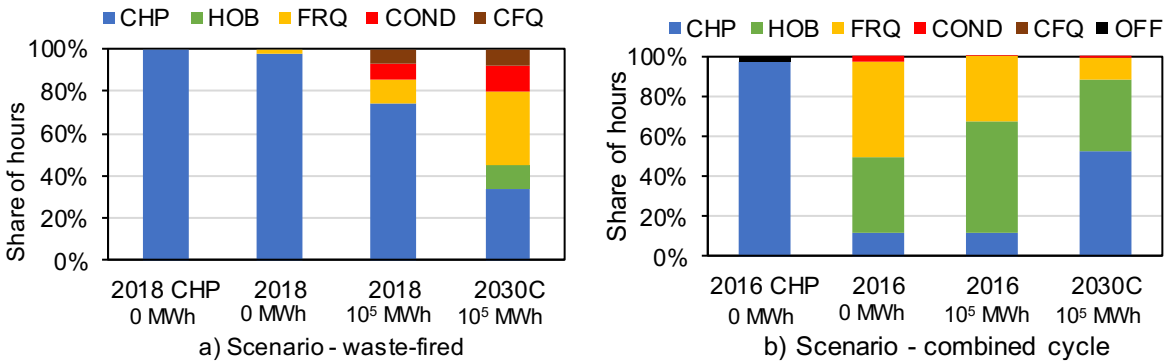


Figure 11. The optimal distribution of operational hours between the steam cycle operational modes enabled by product flexibility, for a) the waste-fired steam cycle; and b) the combined cycle steam cycle. Two electricity price scenarios are compared, where the availability of product and thermal flexibilities is varied. CHP = operation without product flexibility. The thermal flexibility is given in MWh for each case. Source: Paper III and Paper IV.

The optimal steam cycle dispatch is, thus, strongly dependent on the cost structure of the plant. Plants with a low fuel cost can benefit from thermal flexibility that enables condensing operation at times with high electricity prices, increasing the income and expanding the operational hours from the traditionally limiting heat demand; whereas plants with high fuel expenditures utilize heat-only generation (enabling maintained heat production for a reduced fuel consumption) to provide the required heat to the lowest possible cost, thereby increasing the revenue.

5.2.2 Electricity production patterns

Figure 12 plots the optimal combined cycle electricity generation profile for the 2030C electricity price scenario, with a) no product flexibility or thermal flexibility; and b) product flexibility and 100 000 MWh thermal flexibility. The time period plotted corresponds to the plant's heat generating season. Obviously, if the plant does not operate neither with product flexibility nor thermal flexibility, the plant must operate with a fixed power-to-heat ratio and the electricity generation follows the heat demand profile. With variable product ratios and thermal flexibility in the district heating network, the heat production can be shifted in time, and the plant operation is instead dictated by the electricity price profile. If product flexibility is available but not thermal flexibility (not shown), the optimal combined cycle electricity generation will be influenced by both the heat demand profile and the electricity price: when the electricity price is low compared to the fuel cost, heat-only operation of the steam cycle is utilized to decouple heat and electricity production, to reduce the fuel expenditures (Section 5.2.1).

With enhanced flexibility, the optimal operating strategies of CHP plants may, thus, shift from heat-following to electricity-following. This might potentially lead to new regimes of dynamic operation, with a transition from transients associated with the comparatively slow dynamics of the district heating network, to the more rapid changes in price signals of the electricity market. The coordinated control strategy introduced in Section 5.1.2 could be of value in such contexts, with fast responses in electricity generation; both for thermal input changes, and for transitions between steam cycle operational modes. The relative value for the plant of making rapid load changes to follow variability in electricity market price signals is discussed in Section 5.3.2.

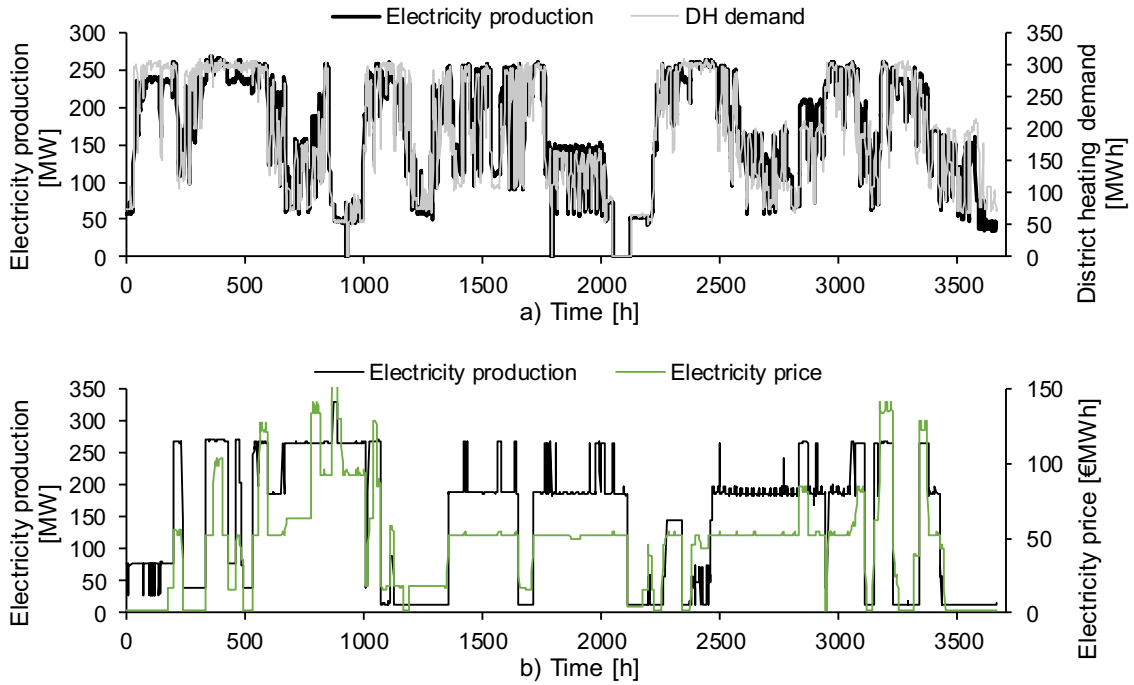


Figure 12. Optimal electricity production profiles (black) for the combined cycle in the 2030C electricity price scenario with a) no product flexibility or thermal flexibility; and b) product flexibility and 100 000 MWh thermal flexibility. The grey line in a) plots the district heating demand, and the green line in b) shows the electricity price. Source: Paper IV.

5.3 Economic potential of plant and system level flexibilities

The economic benefits of plant and system level flexibilities are discussed in this section. The first subsection considers the impact on revenue of product and thermal flexibility in different electricity price contexts, and the second subsection evaluates the value for the plant of operational flexibility in terms of ramp rate.

5.3.1 Impact on revenue of product and thermal flexibility

Having the possibility to adapt the combined heat and power plant production to market conditions will lead to an increased plant revenue. Figure 13a gives the increase in annual plant revenue per installed electric capacity for the waste-fired plant (solid lines) and the combined cycle (dashed lines) when implementing thermal flexibility, for different electricity price scenarios; b) gives the additional increase in revenue from product flexibility; and c) plots the total increase in revenue from product and thermal flexibility given by the sum of a) and b).

Without product flexibility, a thermal flexibility of at least 1 000 MWh is needed for the plants to obtain a significant increase in annual revenue, but this benefit increases with the level of thermal flexibility; reaching up to 57 k€/MW and 28 k€/MW for the combined cycle and waste-fired plant, respectively. The impact on the revenue from thermal flexibility also increases with electricity price volatility in future scenarios (Figure 4): the electricity price fluctuation is a main driver for the plant to shift the heat production in time, using the thermal flexibility, to plan operation based on the electricity market conditions (Section 5.2.2).

As product flexibility is added, different trends for the impact on revenue are noticed, relating to the cost structure and shift in operating strategies for the respective plant type. For the waste-fired plant, the plant revenue increases further with product flexibility, up to 60 k€/MW, especially for high levels of thermal flexibility; indicating that there is a synergy between product and thermal flexibility. As described in Section 5.2.1, waste is a zero-cost fuel in the model that makes plant operation profitable as long as electricity prices are not lower than the fuel cost. Condensing operation, enabled by product

flexibility, is thus economically favorable as it increases the plant utilization, production and revenue. A prerequisite for condensing operation is that thermal flexibility is available to store or supply heat, and therefore the plant revenue, and opportunity for electricity-only production, increases with the level of thermal flexibility. However, the increase in revenue starts to level off above thermal flexibilities of 10 000 MWh, which might indicate that the plant can be operated with full utilization (at maximum capacity) at a thermal flexibility lower than 10 000 MWh, rendering further increases in production infeasible even if the level of thermal flexibility is increased.

For the combined cycle, the opposite trend is observed: the additional revenue increase from product flexibility decreases from 10-40 k€/MW to 5-10 k€/MW for a thermal flexibility of 100 000 MWh. The reduction in economic benefit from product flexibility for the GTCC relates to the shift in operating patterns that is enabled from thermal flexibility. At low levels of thermal flexibility, the CHP plant operating profile cannot deviate from the heat demand profile to any large extent. In this context, product flexibility is valuable for the plant, to reduce operating costs by prioritizing heat-only generation from the steam cycle (Section 5.2.1). If the level of thermal flexibility is high (>1 000 MWh), the plant operation is instead adapted to match the electricity price (Section 5.2.2), where the main value lies in the load-shifting of heat production, rather than operating using different modes. Hence, for the combined cycle, with a high fuel cost, there is a competition between product and thermal flexibility, instead of synergy.

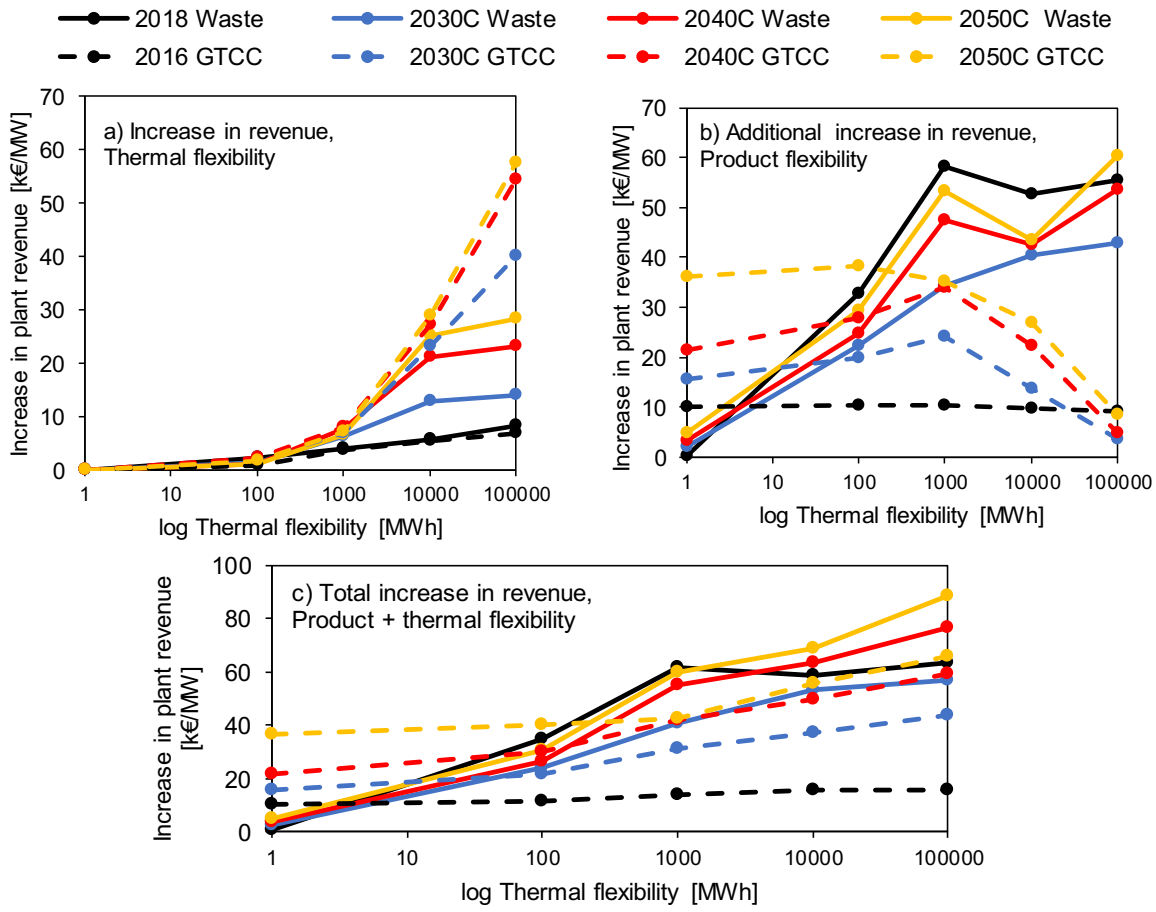


Figure 13. a) The annual plant revenue increase per installed electric capacity from thermal flexibility, for different electricity price scenarios. b) The additional increase in plant revenue from product flexibility. c) The total increase in revenue from product and thermal flexibility is given by the sum of a) and b). Solid lines represent the waste-fired plant, and dashed lines the combined cycle (GTCC). Note the logarithmic scale on the x-axes. Source: Paper III and Paper IV.

For both plant types the annual revenue increases with both types of flexibility measures (Fig 14c), although the total increase in revenue per installed electric capacity is generally larger for the waste-

fired plant (up to 88 k€/MW) than for the combined cycle (up to 66 k€/MW). For the waste-fired plant, the economic benefit might be attainable for current electricity market conditions (up to 63 k€/MW) thanks to the increased plant utilization. For the GTCC plant, current market conditions do not significantly incentivize flexibility measures, in particular thermal flexibility; increased levels of variable electricity generation are needed for the combined cycle to benefit more from flexibility.

5.3.2 Impact on revenue from dynamic operational flexibility and ramp rate

In the Nordic energy-only market, the electricity price changes in steps on an hourly basis, where the price is set based on bids from actors that trade electricity. Thermal power plants that have made bids to increase or decrease the electricity production will, however, generally have a delay in the electricity generation ramp compared to the step-change in price, due to thermal inertia in the plant. The response delay can be seen as a loss in revenue for the plant (Eq. 1) that also cause unbalance in the power system but might be minimized by increased ramp rate.

Figure 14 shows the estimated annual loss in revenue comparing static (instantaneous load changes) and dynamic operation of the GTCC-CHP plant in the different electricity price scenarios, for three ramp rates of gas turbines and supplementary firing. Compared to the revenue increase from product and thermal flexibility (ranging from 10-90 k€/MW, Figure 13) the impact on the revenue from dynamic operational flexibility is in most ramp cases small (<5 k€/MW), and decreases with increased ramp rate. The largest losses in revenue are obtained for the 2030-2050 scenarios, which also have the most significant revenue increase in Figure 13. There is, thus, a trend that the value of fast ramping will increase with electricity price volatility for the GTCC plant, although this value is still relatively low from a plant perspective.

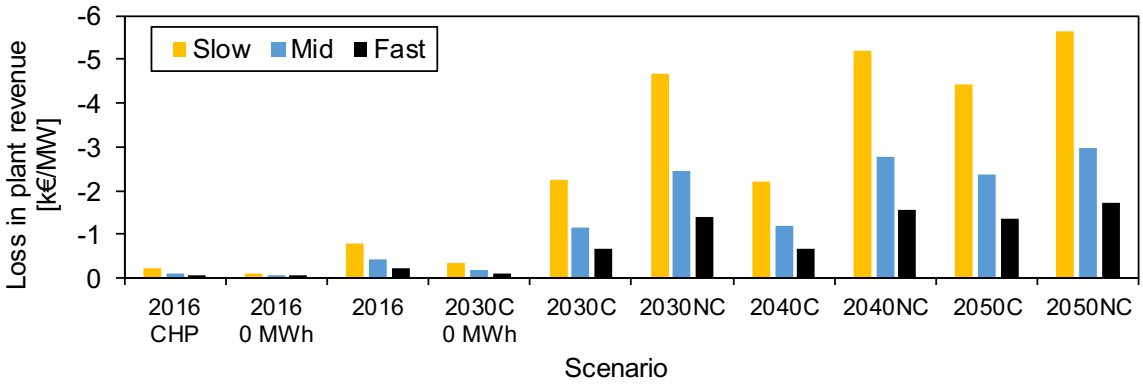


Figure 14. The estimated loss in annual plant revenue, comparing dynamic and static (instantaneous change) plant electricity production for the GTCC-CHP plant (Eq. 1). Three cases are compared where the ramp rates of supplementary firing and gas turbines are varied: slow = 0.8 and 1.2 %/min (yellow); mid = 1.7 and 2.3 %/min (blue); fast = 3.3 and 4.7 %/min (black), respectively. Product and thermal flexibilities are available unless otherwise indicated: CHP = operation without product flexibility; 0 MWh = operation without thermal flexibility. Source: Paper IV.

It is also observed that the cases without thermal flexibility (denoted CHP or 0 MWh) have the smallest economic impacts of the scenarios (<0.4 k€/MW). This is explained by the low number of steep ramps in these cases (see Figure 15 in **Paper IV**); without thermal flexibility, the plant production must follow the heat demand profile hour-by-hour. The district heating network has, in general, slow dynamics on

a diurnal basis, with slow ramping requirements. With thermal flexibility, the electricity production pattern is adjusted to instead follow the electricity price profile, where the increased price volatility of 2030-2050 scenarios (Figure 4) cause steep ramps to occur with a higher frequency for the combined cycle.

For the waste-fired plant, the corresponding loss in revenue between static and dynamic operation would approach 0 M€, because optimally no ramp events occur during the year, other than for scheduled maintenance stops (see Figure 14 in **Paper III**). The lack of ramping comes from the low fuel cost of waste (0 €/MWh in the model), which makes plant operation at full load profitable as long as the product price signals are positive compared to operational expenditures.

6. Conclusion

This thesis provides an analysis of the relative value for combined heat and power plants to operate with increased levels of flexibility, in Swedish energy system contexts with volatile electricity prices caused by high levels of non-dispatchable generation (e.g. wind power). The technical and economic potential for flexibility in two types of heat-driven CHP plants (waste-fired and combined cycle) are assessed with the modeling framework developed, comprising steady-state, dynamic and optimization models. The results point at the different levels of flexibility that are technically feasible in the two CHP plant types and highlights the economic impact for the plants of operational, product and thermal flexibilities.

Both the combined cycle and the waste-fired plant are, from a technical point of view, able to operate flexibly to vary their electricity and heat generation. Electricity generation may be controlled by the thermal input from fuel combustion (operational flexibility), or by varying the ratio between products (product flexibility). Product flexibility expands the feasible operating regions of the plants, with an increased number of electricity and heat generation levels made available compared to that of operational flexibility only. Electricity generation at full load may be increased by 27% and 39% for the waste-fired and GTCC plants, respectively; and the heat generation by 44% and 42%. However, the plant level flexibility is, although expandable, limited by minimum load levels, especially the waste-incineration boiler that has a minimum load of 70% of full load compared to 13% for the combined cycle plant.

Dynamic simulation indicates that steam turbine electricity generation responses for load changes can be achieved within an hourly timescale, applicable to energy-only markets, or even within minutes if thermal input load changes are coordinated with steam turbine bypass operation; combining operational and product flexibilities. However, increasing the ramp rate and electricity generation response time will have a marginal impact on plant annual revenue (<6 k€/MW), especially for the waste-fired plant that generally (and optimally) does not operate with boiler ramping.

A significantly larger economic benefit for the plant can be obtained from product and/or thermal flexibility measures, up to 90 k€/MW increase in annual revenue. Depending on the CHP plant cost structure (especially with regard to fuel cost), these flexibilities increase the plant revenue by providing different functionalities. For the combined cycle, the increase in revenue comes from a reduction in consumption of expensive fuel, made possible by product flexibility and heat-only operation of the steam cycle, during 40-50% of operational hours. For the waste-fired plant, the fuel cost is low and not a limitation for profitability; instead, the economic benefit is obtained by expanding the plant operation outside the required district heating delivery, by operating the steam cycle in condensing modes up to 20% of the operational hours.

For the waste-fired plant, thermal flexibility in the district heating system is a necessity to utilize the product flexibility, and product and thermal flexibility work in synergy to increase the plant revenue. For the combined cycle, thermal flexibility reduces the value of product flexibility, by causing a shift in operating strategy from heat-following to electricity-following that reduces the utilization of steam cycle modes. As a general trend, the increase in plant revenue from flexibility grows with the electricity price volatility expected in future energy system scenarios; but the economic benefit is small for the low price volatility of the current system settings.

In sum, flexibility is technically possible and valuable for both types of combined heat and power plants studied in this work. The results obtained are highly connected to, and influenced by, the specific energy system context in which the plants operate; in this case Sweden, where CHP plants are traditionally heat-driven and designed accordingly; but the modeling framework developed can be used to expand the analysis also to different energy system settings.

6.1 Future Work

Based on the key outcomes of the thesis, new research directions can be pursued to further the understanding of combined heat and power flexibility and facilitate practical implementation of concepts.

6.1.1 Interactions between the CHP plant and district heating system

A key assumption that has been made in this work is that the heat demand from the CHP plant will remain at current levels in the future. This may potentially change with the future development of the electricity system and improved flexibility of CHP plants. For instance, the possibility to operate the CHP plant's steam cycle in condensing or heat-only modes could have benefits, not only for the plant, but also for the district heating system. Increased heat delivery from a CHP plant, enabled by operation in HOB mode, could replace heat production from expensive peak load units at times when the heat demand is large. Thermal flexibility could further enhance the system benefit, by decoupling heat production from the demand to allow electricity-following operation of CHP plants; which could be utilized by, and have a value for, all units in the district heating system and not only one plant as studied here. Product and thermal flexibility may, thus, have a significant impact on the dispatch of the district heating system as a whole and could lead to new operational regimes for CHP plants. Opportunities to expand the plant heat delivery by integration with new heat-intensive processes, such as carbon capture installations or production of synthetic biofuels, could also be of interest to study.

The relative size of the CHP plant compared to the district heating system could also be an important factor to consider in further analyses. Small district heating systems that only have one CHP plant may have limited opportunities to operate the plant flexibly with regard to the electricity market, as the system depends on heat delivery from the plant. Additionally, investments in thermal flexibility that would facilitate flexible CHP dispatch (e.g. a hot water accumulation tank) could be challenging for small district heating networks. Larger networks with multiple CHP plants or heat generation units would likely have stronger incentives and benefits to improve plant and system flexibility.

6.1.2 The CHP plants' role as variation management in the electricity system

Although the CHP plant interaction with the district heating system has traditionally been the main factor to consider for the plant dispatch, seeing as heat is the main product; the future development of, and need for variation management in, the electricity system may gain in importance when planning the plant operation. On a national level, on-demand electricity production (or reduced production) from CHP plants could be a key contribution to the electricity supply-demand balancing problem, as well as provide grid stability. In the future Swedish energy system context, it may happen that thermal CHP plants are the main dispatchable generation available in the system, considering the potential phase-out of nuclear power. However, the current electricity production from CHP plants amounts to approximately 10% of the total annual production in Sweden, and might therefore be of limited, although important, magnitude.

On a city level, the electricity generation contribution from CHP plants may be more tangible. For example, the combined cycle reference plant studied in **Paper IV** has the capacity to provide approximately 30% of the city's electricity demand on its own; a non-negligible share. Given that electricity demand in cities may increase in the future, for example from electrification of transport and other traditionally fossil-based processes, while the electricity transmission system capacity is limited and slow and costly to expand, the importance of local electricity generation grows. CHP plants may play a key role in such contexts, providing multiple energy system services.

Thus, there are several perspectives from which CHP plant flexibility and electricity generation could be viewed and optimized: 1) the plant perspective, with maximization of the plant revenue; 2) the district heating system perspective, with cost minimization of heat production; 3) the local electricity system perspective, with security of electricity supply; and 4) the national electricity system perspective, with integration of large-scale non-dispatchable power generation. These perspectives

may or may not be conflicting and requires further investigation on how to best use the flexibility of CHP plants.

6.1.3 Sustainable operation of CHP plants and district heating systems

As climate targets and emission limits become more stringent, reduced CO_2 emissions from thermal power plants is key. To increase the long-term sustainability of combined heat and power plants, integration of the plants with carbon capture and storage (CCS) units could be considered. From a plant perspective, carbon capture might in the future be of economic relevance for fossil fuel-based plants to avoid CO_2 emission costs (e.g. waste as a fuel is to an extent of fossil origin), or for biomass-combusting plants to trade so-called negative emissions (bio energy carbon capture and storage, BECCS) that could compensate for fossil CO_2 emissions from other sources that are difficult, or not cost-effective, to avoid.

Implementing carbon capture units in a steam cycle is, however, capital- and energy-intensive and will have an impact on the plant performance, through reduced electricity generation and/or district heating delivery. This impact needs quantification to properly assess the relative benefits and trade-offs for a CHP plant to operate with CCS, and how such operation would propagate in the district heating and electricity systems. For instance, if CHP operation with CCS reduces the heat delivery from the plant to the district heating network, other heat-generating units may have to increase their production for the system to supply the heat demand, which might cause increased CO_2 emissions and operating costs for the system. However, the heat and electricity demand vary over seasons. There may, thus, be times when operation with CCS could be feasible without overly influencing the system operation; and other times when it is desirable to avoid. These issues need to be analyzed and optimized both from a plant (technical feasibility) and system (economic feasibility) perspective.

6.1.4 Designing CHP plants for future operating conditions

The present work is based on reference plants with given designs and focuses on the potential to operate these in a flexible manner. Yet another aspect is how to design new combined heat and power plants with high levels of flexibility, as well as the relative cost-effectiveness of investing in technology options that enhance flexibility. As an example, with the expected future increase in electricity price volatility, it may be of economic interest for CHP plants to further expand the load range, with increased maximum and reduced minimum load. Product flexibility can contribute to load range expansion, as shown in this work; but it might be further improved by the addition of fuel flexibility, or thermal input flexibility. Hybrid CHP-HOB plants, that are designed both with high electricity generating potential and with heat-only generation characteristics in mind, could be of interest.

The possibility to dimension and design equipment for specific energy contexts may enhance the future profitability of the plant. However, the future is difficult to predict; designing CHP plants for uncertain conditions involves risk-taking. On the other hand, designing plants based on the current system also involves a risk, since the present conditions will inevitably change with the transition to a sustainable energy system. Thus, the question is which type of system that plants should be designed for, and what economic impacts the risk-taking involves.

References

[1] European Union. Energy roadmap 2050. 2012. doi:10.2833/10759.

[2] IEA (International Energy Agency). Harnessing Variable Renewables, A Guide to the Balancing Challenge. 2011. doi:612011171P1.

[3] Heinisch V, Göransson L, Odenberger M, Johnsson F. Interconnection of the electricity and heating sectors to support the energy transition in cities. Int J Sustain Energy Plan Manag 2019;24:57–66. doi:10.5278/ijsepm.3328.

[4] Tomazic G, Skyllas-kazacos M. Redox Flow Batteries. Elsevier B.V.; 2015. doi:10.1016/B978-0-444-62616-5.00017-6.

[5] IEA (International Energy Agency). Status of Power System Transformation 2018 - Advanced Power Plant Flexibility. Paris: 2018.

[6] Gonzalez-Salazar MA, Kirsten T, Prchlik L. Review of the operational flexibility and emissions of gas- and coal-fired power plants in a future with growing renewables. Renew Sustain Energy Rev 2018;82:1497–513. doi:10.1016/j.rser.2017.05.278.

[7] Göransson L, Lehtveer M, Nyholm E, Taljegard M, Walter V. The Benefit of Collaboration in the North European Electricity System Transition — System and Sector Perspectives. Energies 2019;12:4648. doi:10.3390/en12244648.

[8] Liu M, Wang S, Zhao Y, Tang H, Yan J. Heat–power decoupling technologies for coal-fired CHP plants: Operation flexibility and thermodynamic performance. Energy 2019;188:116074. doi:10.1016/j.energy.2019.116074.

[9] Romanchenko D, Odenberger M, Göransson L, Johnsson F. Impact of electricity price fluctuations on the operation of district heating systems: A case study of district heating in Göteborg, Sweden. Appl Energy 2017;204:16–30. doi:10.1016/j.apenergy.2017.06.092.

[10] Korpela T, Kaivosoja J, Majanne Y, Laakkonen L, Nurmoranta M, Vilkko M. Utilization of District Heating Networks to Provide Flexibility in CHP Production. Energy Procedia 2017;116:310–9. doi:10.1016/j.egypro.2017.05.077.

[11] Kahlert S, Spliethoff H. Investigation of Different Operation Strategies to Provide Balance Energy With an Industrial Combined Heat and Power Plant Using Dynamic Simulation. J Eng Gas Turbines Power 2016;139:1–8. doi:10.1115/1.4034184.

[12] Salman CA, Naqvi M, Thorin E, Yan J. Gasification process integration with existing combined heat and power plants for polygeneration of dimethyl ether or methanol: A detailed profitability analysis. Appl Energy 2018;226:116–28.

[13] Lythcke-Jørgensen C, Røngaard L, Algren L, Bavnhøj A, Münster M, Østergaard R, et al. Optimization of a flexible multi-generation system based on wood chip gasification and methanol production. Appl Energy 2017;192:337–59. doi:10.1016/j.apenergy.2016.08.092.

[14] Lythcke-Jørgensen C, Haglind F. Design optimization of a polygeneration plant producing power, heat, and lignocellulosic ethanol 2015;91:353–66. doi:10.1016/j.enconman.2014.12.028.

[15] Weidlich A, Zaidi A. Operational Flexibility of Small-Scale Electricity-Coupled Heat Generating Units. Technol Econ Smart Grids Sustain Energy 2019;4:1–16. doi:10.1007/s40866-019-0064-2.

[16] Vandermeulen A, van der Heijde B, Helsen L. Controlling district heating and cooling networks to unlock flexibility: A review. Energy 2018;151:103–15. doi:10.1016/j.energy.2018.03.034.

[17] Mollenhauer E, Christidis A, Tsatsaronis G. Increasing the Flexibility of Combined Heat and Power Plants with Heat Pumps and Thermal Energy Storage. J Energy Resour Technol 2018;140:1–13. doi:10.1115/1.4038461.

[18] Holmér P, Ullmark J, Göransson L, Walter V. Impacts of thermal energy storage on the management of variable demand and production in electricity and district heating systems : a Swedish case study a Swedish case study. Int J Sustain Energy 2020;0:1–19. doi:10.1080/14786451.2020.1716757.

[19] Chen X, Kang C, O'Malley M, Xia Q, Bai J, Liu C, et al. Increasing the Flexibility of Combined Heat and Power for Wind Power Integration in China: Modeling and Implications. IEEE Trans Power Syst 2015;30:1848–57. doi:10.1109/TPWRS.2014.2356723.

[20] McDaniel B, Kosanovic D. Modeling of combined heat and power plant performance with seasonal thermal energy storage. J Energy Storage 2016;7:13–23. doi:10.1016/j.est.2016.04.006.

[21] Nuytten T, Claessens B, Paredis K, Van Bael J, Six D. Flexibility of a combined heat and power system with thermal energy storage for district heating. Appl Energy 2013;104:583–91. doi:10.1016/j.apenergy.2012.11.029.

[22] Romanchenko D, Kensby J, Odenberger M, Johnsson F. Thermal energy storage in district heating: Centralised storage vs. storage in thermal inertia of buildings. Energy Convers Manag 2018. doi:10.1016/j.enconman.2018.01.068.

[23] Li P, Wang H, Lv Q, Li W. Combined heat and power dispatch considering heat storage of both buildings and pipelines in district heating system for wind power integration. Energies 2017;10. doi:10.3390/en10070893.

[24] Cáceres I, Nord L, Montañés R. Flexible operation of combined cycle gas turbine power plants with supplementary firing. J Power Technol 2018;98:188–97.

[25] Wojcik J, Wang J. Technical Feasibility Study of Thermal Energy Storage Integration into the Conventional Power Plant Cycle. Energies 2017;10:205. doi:10.3390/en10020205.

[26] Stark M, Conti F, Saidi A, Zörner W, Greenough R. Steam storage systems for flexible biomass CHP plants - Evaluation and initial model based calculation. Biomass and Bioenergy 2019;128:105321. doi:10.1016/j.biombioe.2019.105321.

[27] Zhao Y, Wang C, Liu M, Chong D, Yan J. Improving operational flexibility by regulating extraction steam of high-pressure heaters on a 660 MW supercritical coal-fired power plant: A dynamic simulation. Appl Energy 2018;212:1295–309. doi:10.1016/j.apenergy.2018.01.017.

[28] Zhao Y, Liu M, Wang C, Li X, Chong D, Yan J. Increasing operational flexibility of supercritical coal-fired power plants by regulating thermal system configuration during transient processes. Appl Energy 2018;228:2375–86. doi:https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.07.070.

[29] Denholm P, Brinkman G, Mai T. How low can you go? The importance of quantifying minimum generation levels for renewable integration. Energy Policy 2018;115:249–57. doi:10.1016/j.enpol.2018.01.023.

[30] Hentschel J, Babić U, Spliethoff H. A parametric approach for the valuation of power plant flexibility options. Energy Reports 2016;2:40–7. doi:10.1016/j.egyr.2016.03.002.

[31] Glensk B, Madlener R. The value of enhanced flexibility of gas-fired power plants: A real options analysis. Appl Energy 2019;251:113–25. doi:10.1016/j.apenergy.2019.04.121.

[32] Zhao S, Ge Z, Sun J, Ding Y, Yang Y. Comparative study of flexibility enhancement technologies for the coal-fired combined heat and power plant. Energy Convers Manag 2019;184:15–23. doi:10.1016/j.enconman.2019.01.030.

[33] Alobaid F, Mertens N, Starkloff R, Lanz T, Heinze C, Epple B. Progress in dynamic simulation of thermal power plants. Prog Energy Combust Sci 2017;59:79–162. doi:10.1016/j.pecs.2016.11.001.

[34] Stoppato A, Mirandola A, Meneghetti G, Lo Casto E. On the operation strategy of steam power plants working at variable load: Technical and economic issues. Energy 2012;37:228–36. doi:10.1016/j.energy.2011.11.042.

[35] Rúa J, Agromayor R, Hillestad M, Nord LO. Optimal Dynamic Operation of Natural Gas Combined Cycles Accounting for Stresses in Thick-Walled Components. Appl Therm Eng 2020;170:114858. doi:10.1016/j.applthermaleng.2019.114858.

[36] Benato A, Stoppato A, Mirandola A, Destro N, Bracco S. Superheater and Drum Lifetime Estimation : An Approach Based on Dynamic Analysis. J Energy Resour Technol 2018;139:1–7. doi:10.1115/1.4035020.

[37] Angerer M, Kahlert S, Spliethoff H. Transient simulation and fatigue evaluation of fast gas turbine startups and shutdowns in a combined cycle plant with an innovative thermal buffer storage. Energy 2017;130:246–57. doi:10.1016/j.energy.2017.04.104.

[38] Sabia G, Heinze C, Alobaid F, Martelli E, Epple B. ASPEN dynamics simulation for combined cycle power plant – Validation with hot start-up measurement. Energy 2019;187:115897. doi:10.1016/j.energy.2019.115897.

[39] Nord LO, Montañés RM. Compact steam bottoming cycles: Model validation with plant data and evaluation of control strategies for fast load changes. Appl Therm Eng 2018;142:334–45.

[40] Wang W, Sun Y, Jing S, Zhang W, Cui C. Improved Boiler-Turbine Coordinated Control of CHP Units with Heat Accumulators by Introducing Heat Source Regulation. Energies 2018;11:2815. doi:10.3390/en11102815.

[41] Gao Y, Hu Y, Zeng D, Liu J, Chen F. Modeling and Control of a Combined Heat and Power Unit with Two-Stage Bypass. Energies 2018;11:1395. doi:10.3390/en11061395.

[42] Montañés RM, Gardarsdóttir SÓ, Normann F, Johnsson F, Nord LO. Demonstrating load-change transient performance of a commercial-scale natural gas combined cycle power plant with post-combustion CO2 capture. Int J Greenh Gas Control 2017;63:158–74. doi:10.1016/j.ijggc.2017.05.011.

[43] Gardarsdóttir S, Montañés RM, Normann F, Nord LO, Johnsson F. Effects of CO2-Absorption Control Strategies on the Dynamic Performance of a Supercritical Pulverized-Coal-Fired Power Plant. Ind Eng Chem Res 2017;56:4415–30. doi:10.1021/acs.iecr.6b04928.

[44] Diaz C. JL, Ocampo-Martinez C, Panten N, Weber T, Abele E. Optimal operation of combined heat and power systems: An optimization-based control strategy. Energy Convers Manag 2019. doi:10.1016/j.enconman.2019.111957.

[45] Kubik ML, Coker PJ, Barlow JF. Increasing thermal plant flexibility in a high renewables power system. Appl Energy 2015;154:102–11. doi:10.1016/j.apenergy.2015.04.063.

[46] Garðarsdóttir S, Göransson L, Normann F, Johnsson F. Improving the flexibility of coal-fired power generators: Impact on the composition of a cost-optimal electricity system. Appl Energy 2018;209:277–89. doi:10.1016/j.apenergy.2017.10.085.

[47] Edmunds R, Davies L, Deane P, Pourkashanian M. Thermal power plant operating regimes in future British power systems with increasing variable renewable penetration. Energy Convers Manag 2015;105:977–85. doi:10.1016/j.enconman.2015.08.067.

[48] MacDowell N, Staffell I. The role of flexible CCS in the UK's future energy system. Int J Greenh Gas Control 2016;48:327–44.

[49] Modelon Thermal Power Library 2020. https://www.modelon.com/library/thermal-power-library/.

[50] Cooke DH. On Prediction of Off-Design Multistage Turbine Pressures by Stodola's Ellipse. Trans ASME 1985;107:596–606.

[51] Shin JY, Jeon YJ, Maeng DJ, Kim JS, Ro ST. Analysis of the dynamic characteristics of a combined-cycle power plant. Energy 2002;27:1085–98.

[52] Nordpool. Historical Market Data 2020. https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-

data/.

[53] Svenska Kraftnät. Primärreglering 2020. https://mimer.svk.se/PrimaryRegulation/PrimaryRegulationIndex.

[54] Sandbag. Carbon price viewer 2020. https://sandbag.org.uk/carbon-price-viewer/.

[55] Eurostat. Energy statistics - prices of natural gas and electricity 2020. https://ec.europa.eu/eurostat/en/web/energy/data/database?p_p_id=NavTreeportletprod_WAR_NavTreeportletprod_INSTANCE_QAMy7Pe6HwI1&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1.

[56] Xu X, Zhou Y, Qadrdan M, Wu J. Unlocking the flexibility of CHP in district heating systems to provide frequency response. 2019 IEEE Milan PowerTech, PowerTech 2019, IEEE; 2019, p. 1–6. doi:10.1109/PTC.2019.8810576.

SOLVINA RAPPORT:

Implementering av primär frekvensreglering på svenska kraftvärmeverk

Möjlig leverans, anläggningspåverkan och ekonomi för olika lösningsalternativ för implementering av primär frekvensreglering, FCR-N

MATTIAS BJÖRKMAN, JONAS BURSTRÖM, PETER DAHLSTRÖM, VERONICA OLESEN
SOLVINA AB

Sammanfattning

Svenska kraftvärmeverk har tidigare bedömts kunna verka på reglerkraftmarknaden och på så sätt få ökade intäkter, både idag och på en framtida elmarknad med mer volatila elpriser. Genom dynamiska simuleringar av en referensanläggning testas olika lösningsalternativ, dess anläggningspåverkan samt potential för leverans av reglerkraft.

Forskningsprojektet visar på praktisk implementering av olika lösningsalternativ för leverans av primär frekvensreglering, hur stor mängd som kan levereras, hur anläggningen påverkas samt ger en ekonomisk utvärdering av lösningsalternativen. Slutligen levererar även rapporten generella rekommendationer kring hur kraftvärmeverk kan bidra till frekvensreglering.

Försäljning av reglerkraft för kraftvärmeverk är tekniskt möjligt och frekvensregleringen kan implementeras på flera olika sätt. Det krävs generellt inte någon stor ombyggnad för att möjliggöra frekvensreglering för kraftvärmeverk utan ofta krävs enbart en analys av den specifika anläggningens förutsättningar och en mjukvarumässig uppdatering av styrsystemet för att implementera nya reglerlägen.

Vilken typ av reglerläge som är lämpligt för kraftvärmeverket beror på dess utformning (typ av panna, turbinavtappningarnas utformning etc.), på vilka driftlägen anläggningen är i över året samt hur lång tid som anläggningen befinner sig i dessa driftlägen.

För anläggningar med cirkulerande fluidiserande bäddpanna och som under längre tid befinner sig i dellast kan en stor mängd frekvensreglering levereras utan att behöva minska elproduktionen eller fjärrvärmeproduktionen. För referensanläggningen Mälarenergi block 6 kan motsvarande ca 5 % av nominell turbineffekt säljas som frekvensreglering. Med en något annorlunda anläggningsutformning kan istället ca 7 % av nominell turbineffekt säljas.

Frekvensreglering kan även erbjudas av kraftvärmeverk med annan typ av panna eller för lägen där pannan inte befinner sig i dellast genom att minska elproduktionen till förmån för frekvensreglering men med bibehållen fjärrvärmeproduktion. Vid en sådan driftläggning kan 15 % av nominell turbineffekt levereras som frekvensreglering för Mälarenergi block 6. För att lösningsalternativet skall vara lönsamt krävs dock en gynnsam kombination av högt inköpspris för bränsle, låga elpriser och hög ersättning för frekvensreglering.

Sammantaget är dock den potentiella intäkten från försäljning av reglerkraft relativt liten vid jämförelse med intäkterna från försäljning av fjärrvärme och el. Det kan dock utgöra ett komplement för att ytterligare öka vinsten något när anläggningen befinner sig i ett gynnsamt driftläge. Det ger även en viss robusthet mot lägen där elpriserna är låga, eftersom anläggningen istället kan ställa om till att producera en större mängd frekvensreglering. Rapportens bedömning är dock att för att få ett brett deltagande från kraftvärmeverk i reglerkraftsmarknaden krävs högre ersättningsnivåer.

Summary

Swedish combined heat and power plants has in earlier studies been considered suitable for participation in the frequency control market. In this way they should be able to increase their revenues both today and in a future market with more volatile electricity prices. By dynamic simulations of a reference combined heat and power plant, alternative solutions for frequency control are tested to evaluate their potential and their impact on the plant.

This research project shows the practical implementation of alternative solutions for frequency control, their potential, their plant impact and make an economical evaluation for different alternative solutions. Finally, the report gives some general recommendations as to how combined heat and power plants can provide frequency control, depending on the plant type and operating modes.

It is technically possible for combined heat and power plants to supply frequency control and it can be made in several ways. Generally, no reconstruction of the plant is necessary but only an analysis of the specific plant and a software update of the control system to add new control modes.

The type of control mode recommended is dependent on the specific type of plant (type of boiler, the design and use of turbine drains etc.), what operating modes the plant uses over the year and how long time the plant is operating in these modes of operation.

For plants with a circulating fluidized bed boiler operating in part load, a significant amount of frequency control can be delivered without a decrease in production of electricity or district heating. For the reference plant Mälarenergi block 6, 5% of nominal turbine power can be sold as frequency control. For a slightly altered plant layout 7% of nominal turbine load can be sold.

Frequency control can also be supplied by other types of combined heat and power plants with other types of boilers and by boilers currently not operating in part load operation, by lowering the production of electricity while maintaining the same production of district heading. This way, 15% of nominal turbine load can be supplied as frequency control by Mälarenergi block 6. However, to be profitable, a favorable combination of high fuel purchasing price, low revenue from sale of electricity and high revenue from sale of frequency control is needed.

The potential revenue from supplying frequency control is relatively small compared to the revenues from sale of electricity and district heating. It could however be a complement to further increase the profit somewhat when the plant is in an advantageous operating mode. The possibility for frequency control could also give some robustness toward situations when the electricity prices are low, as the plant then could readjust the operating mode to instead produce a larger amount of frequency control. However, the reports assessment is that for wide participation from combined heat and power plants in frequency control, higher compensation is needed.

Innehåll

1 Inledning 7

1.1 Syfte och mål 7

1.2 Bakgrund 7

1.3 Tidigare arbete 8

1.4 Avgränsningar 9

2 Teori 10

2.1 Frekvensreglering 10

2.1.1 Reglerstyrka och statik 11

2.1.2 Typ av reglering 12

2.1.3 Exempel på dynamik 13

2.1.4 Reglerkraft idag och kort om framtiden 13

2.2 Kraftvärmeverk i Sverige 15

2.2.1 Panntyper 15

2.2.2 Turbinanläggning 16

2.3 Övergripande reglerstrategi kraftvärmeverk 17

3 Metod 19

3.1 Referensanläggning - Mälarenergi block 6 19

4 Reglerstrategier för leverans av frekvensreglering 21

4.1 Omfördelning av ångflöde mellan turbin och fjärrvärme/matarvattenförvärmning 21

4.1.1 Avtappning från ångnätet 21

4.1.2 Avtappning från turbin 22

4.2 Nyttjande av ångackumulering – ångackumulator 22

4.3 Ändrad ångentalpi efter turbinen – kondensturbin 22

4.4 Lösningsalternativ 23

4.4.1 Lösningsalternativ 1: Frekvensreglering via turbinpådrag 23

4.4.2 Lösningsalternativ 2: Frekvensreglering via turbinpådrag och lågtrycks-/högtrycksskydd via avtappningsreglering 23

4.4.3 Lösningsalternativ 3 (annan basläggning): Frekvensreglering via turbinpådrag och ångtrycksreglering med något öppen direktkondensor 24

4.5 Alternativ anläggningsutformning 25

5 Implementering av frekvensreglering på Mälarenergi block 6 26

5.1 Lösningsalternativ 1: Frekvensreglering via turbinpådrag 26

5.2 Lösningsalternativ 2: Frekvensreglering via turbinpådrag och lågtrycks-/högtrycksskydd via avtappningsreglering 27

5.3 Lösningsalternativ 3: Frekvensreglering via turbinpådrag och ångtrycksreglering med något öppen direktkondensor 27

6 Identifiering av krav och begränsande faktorer 28

6.1 Krav för deltagande i reglerkraft 28

6.1.1 SvKFS 2005:2 28
6.1.2 Regler för upphandling och rapportering av FCR-N och FCR-D (2015/1057 version 2) 29
6.1.3 ENTSO-E 2016/361 29
6.1.4 Kontroll av frekvens i nordiska nätet 29
6.2 Begränsande faktorer för frekvensreglering hos kraftvärmeverk 31
6.2.1 Slitage från temperatur- och tryckvariationer 31
6.2.2 Identifiering av begränsande faktorer hos Mälarenergi block 6 32
6.2.3 Begränsande faktorer hos ångnät, kondensatsystem, turbin och fjärrvärmenät 36
6.3 Sammanställning av acceptanskriterier för simuleringarna 37
7 Ekonomisk kalkyl vid frekvensreglering 38
7.1 Marginalkostnad för frekvensreglering 38
7.2 Övriga kostnader för frekvensreglering 39
7.3 Ersättning för primär frekvensreglering 40
7.4 Intäkt från försäljning av reglerkraft 41
7.4.1 Marknadsbaserad modell för försäljning av reglerkraft 42
7.5 Anläggningens tillgänglighet för frekvensreglering 43
8 Modellering och simulering 45
8.1 Modellen och dess delar 45
8.1.1 Panna 46
8.1.2 Turbin 46
8.1.3 Matarvatten- och kondensatförvärmare 46
8.1.4 Fjärrvärmesystem 46
8.2 Modellvalidering 47
8.3 Förutsättningar för lösningsalternativen hos Mälarenergi block 6 49
8.4 Lösningsalternativ 50
8.4.1 Sammanställning lösningsalternativ 50
8.4.2 Lösningsalternativ 1: Frekvensreglering via turbinpådrag 50
8.4.3 Lösningsalternativ 2: Frekvensreglering via turbinpådrag och lågtrycks-/högtrycksskydd via avtappningsreglering 50
8.4.4 Lösningsalternativ 3 (annan basläggning): Frekvensreglering via turbinpådrag och ångtrycksreglering med något öppen direktkondensor 52
9 Simuleringsresultat och analys 53
9.1 Möjlig effekt för reglerkraft 53
9.1.1 Lösningsalternativ 1: Frekvensreglering via turbinpådrag 53
9.1.2 Lösningsalternativ 2: Frekvensreglering via turbinpådrag och lågtrycks-/högtrycksskydd via avtappningsreglering 58
9.1.3 Lösningsalternativ 3 (annan basläggning): Frekvensreglering via turbinpådrag och ångtrycksreglering med något öppen direktkondensor 63
9.2 Verklig nätfrekvens 67

9.2.1 Lösningsalternativ 2b (alternativ anläggningsutformning med högtrycksmatarvattenförvärmare): Frekvensreglering via turbinpådrag och lågtrycks-/högtrycksskydd via avtappningsreglering 68
9.2.2 Lösningsalternativ 3 (annan basläggning): Frekvensreglering via turbinpådrag och ångtrycksreglering med något öppen direktkondensor 73

10 Ekonomisk utvärdering 78
10.1 Beräkning av marginalkostnad för frekvensreglering 78
10.1.1 Lösningsalternativ 1 78
10.1.2 Lösningsalternativ 2 78
10.1.3 Lösningsalternativ 3 78
10.2 Uppskattad vinst från att delta i frekvensreglering 79

11 Diskussion 80
11.1 Kraftvärmeverkens möjlighet att uppfylla kraven för frekvensreglering 80
11.2 Anläggningspåverkan från frekvensreglering 80
11.3 Anläggningar som kan leverera frekvensreglering 81
11.4 Driftlägen för frekvensreglering 81
11.5 Försäljning och intäkter från frekvensreglering 82

12 Slutsatser 84
12.1 Generella rekommendationer för kraftvärmeverk 84
12.2 Framtida arbeten 85

13 Referenser 87

Bilaga A: Frekvensdata 89

1 Inledning

Svenska kraftvärmeverk har tidigare bedömts kunna verka på reglerkraftmarknaden och på så sätt få ekonomiska fördelar både idag och på en framtida elmarknad med mer volatila elpriser. Genom dynamisk simulering av kraftvärmeverks ångcykel erhålls i detta forskningsprojekt kunskap om hur reglerkraft kan implementeras på svenska anläggningar, både befintliga och nya. Vidare visas även vilken anläggningspåverkan de olika implementeringarna av reglerkraft medför.

På kontinenten bidrar ångkraftverk med reglerkraft men detta sker inte i Sverige. Reglerkraft bör inte ses som alternativ till nuvarande fjärrvärme- och elförsäljning utan som en ny kompletterande produkt som kan ge ökade intäkter för anläggningarna, främst när de är i dellast eller vid låga elpriser.

Redan idag finns möjligheterna att agera på regelkraftsmarknaden men i framtiden, i takt med att den nordiska elmarknaden går mot allt större andel icke styrbar elproduktion och mer volatila elpriser kan kraftvärmeverks roll i elsystemet behöva förändras för en hållbar lönsamhet. Den låga produktionskostnaden hos vind- och solkraft tvingar kraftvärmeanläggningarna till ett mer flexibelt körsätt och agerande på nya marknader. En sådan marknad är reglerkraftsmarknaden. Denna forskningsstudie fokuserar på kraftvärmeverkens möjlighet att delta i primär frekvensreglering av elnätet.

1.1 SYFTE OCH MÅL

Detta projekt syftar till att utreda de osäkerheter som finns för implementering av primär frekvensreglering på svenska kraftvärmeverk. Projektet har följande mål:

1. Visa på praktisk implementering av olika tekniska lösningar (reglertekniskt och processmässigt) utifrån anläggningarnas beskaffenhet
2. Fastställa hur stor effekt reglerkraft (mot Svenska kraftnäts krav avseende svarstider och uthållighet) som kraftvärmeverken kan leverera med olika tekniska lösningar.
3. Fastställa de olika tekniska lösningarnas anläggningspåverkan i form av temperatur- och tryckgradienter i ångcykeln, variationer i fjärrvärmeleveranser och pannreglering/-dynamik.
4. Ekonomisk utvärdera de olika tekniska lösningarna
5. Utarbeta generella rekommendationer för hur reglerkraft bör implementeras utifrån olika kraftvärmeanläggningars förutsättningar.

1.2 BAKGRUND

Denna studie utgör en delmängd i ett större forskningssamarbete mellan Solvina, Chalmers och Göteborg Energi. Det övergripande forskningssamarbetet syftar till att öka kunskapen om vilka krav som kommer ställas på storskalig kraftvärmeproduktion i det svenska energisystemet och hur svenska

kraftvärmeanläggningar kan anpassas till dessa driftlägen. Projektet i sin helhet kommer att studera krav såväl på kort sikt (anpassning av befintliga anläggningar) som på längre sikt (konstruktion av nya anläggningar och system).

Fokus för Solvinas del av studien är på reglerkraft: dess implementering och eventuell anläggningspåverkan.

Solvina genomförde under 2014 en bredare studie [1] (inom forskningsprogrammet SEBRA, Energiforsk) som visade på goda möjligheter för svenska kraftvärmeverk att delta i primär frekvensreglering, både tekniskt och ekonomiskt. Som uppföljning av den studien förde Solvina samtal med ett flertal kraftvärmeanläggningar som visade stort intresse men samtidigt viss skepsis till deltagande i reglerkraftsmarknaden. Orsaken till skepsisen bedöms av Solvina grunda sig i osäkerheter avseende teknisk lösning, dess implementering samt driftläggning för reglerkraft. Även anläggningspåverkan (slitage, utsläpp, fjärrvärmeleveranser och risk för anläggningstripp) som reglerkraft skulle kunna innebära var osäkerheter som lyftes i dessa samtal.

1.3 TIDIGARE ARBETE

Det finns ett antal artiklar och simuleringsstudier kring möjligheten för konventionella kraftverk att leverera primär frekvensreglering.

Hübel et al. har byggt upp en modell över ett konventionellt brunkolseldat kraftverk och undersöker kraftverkets möjlighet att bidra med frekvensreglering samt undersöker hur stor utmattning anläggningen utsätts för på grund av den extra dynamiken [2]. Artikeln fastslår att störst utmattningseffekt fås på anläggningen vid stora driftomläggningar, så som att kraftigt sänka anläggningens effekt. Samtidigt kan frekvensreglering i kombination med dessa större transienter förvärra komponentutmattningen. För att möjliggöra en större mängd frekvensreglering förbikopplas i [2] lågtrycks- och högtrycksmatarvatten-förvärmningen vid frekvensregleringen. För att minska den termiska utmattningen på förvärmarna minskas även kondensat- respektive matarvattenflödena genom att styra ner kondensatpumpar och matarvattenpumpar. Detta minskar dock den maximala tiden anläggningarna kan vara utstyrda på grund av att pumpnedstyrningen påverkar matarvattentanknivå, kondensattanknivå och ångdomsnivå. Den föreslagna reglerstrategin möjliggör att de kan leverera ca 5 % av maximal turbineffekt som reglerkraft.

Zhao et al. undersöker möjligheten för ett stort koleldat kinesiskt kraftverk att leverera frekvensreglering [3] och Stevanovic et al. undersöker möjligheten för ett serbiskt kraftverk att leverera frekvensreglering genom variabelt matarvattenflöde genom en ny ekonomiser [4].

Inga studier har dock identifierats för implementering av frekvensreglering på just kraftvärmeverk, med de fördelar och nackdelar som det för med sig.

1.4 AVGRÄNSNINGAR

Aktuell rapport fokuserar på enkla lösningar för att möjliggöra för kraftvärmeverk att leverera primär frekvensreglering. Någon djupare undersökning av potentialen för frekvensreglering vid installation av ångackumulator eller kondensturbin undersöks inte, även om de kort diskuteras.

Rapporten fokuserar på leverans av primär normalfrekvensreglering och diskuterar inte leverans av primär störningsfrekvensreglering eller leverans av sekundär frekvensreglering eftersom.

- Primär frekvensreglering vid större störningar har betydligt lägre ersättningsnivåer samtidigt som responstidskraven är högre. Om kraftvärmeverk deltar i störningsreserven blir möjlig levererad effekt sannolikt liten och totala intäkterna små.
- Sekundär frekvensreglering innebär en helt annan problematik jämfört med primär frekvensreglering. Sekundär frekvensreglering innebär främst problem med utmattning från stora tryck- och temperaturtransienter och svårigheter att hålla korrekt temperatur i fjärrvärmenätet utan fjärrvärmeackumulatorer, då sekundär frekvensreglering behöver hålla reglersvaret under mycket lång tid.

Rapportens författare är medvetna om att Svenska kraftnäts regler för leverans av primär frekvensreglering [5] fastslår att: *”Bud avseende FCR ska vara kostnadsbaserade samt ge ett visst utrymme för vinst- och riskpålägg. Kostnadsbaserade bud innebär att priset är baserat på den faktiska kostnaden för regleringen.”*. I de kostnadsbaserade buden kan visst utrymme för vinst läggas på. Rapporten utvärderar inte hur stor den pålagda vinsten bör vara för att reglerkraft ska vara intressant för kraftvärmeverk utan studerar istället historiska bud och deras vinstmöjlighet.

2 Teori

Kapitlet presenterar vad frekvensreglering av elnätet innebär, vilka typer av kraftvärmeverk som finns i Sverige samt går därefter in på möjliga lösningsalternativ och begränsningar i dessa kraftvärmeverk för deltagande i frekvensreglering.

2.1 FREKVENSREGLERING

Sverige, Norge, Finland och en del av Danmark hänger ihop i ett synkront elnät, det s.k. Nordelnätet. Det gör att alla direktanslutna synkrona generatorer roterar tillsammans, som om de skulle suttit på samma axel. I hela nätet måste det ständigt råda effektbalans, d.v.s. producerad och konsumerad effekt (inklusive import/export) måste vara lika stora oavsett var eller hur elektriciteten produceras. Om produktionen överstiger konsumtionen, kommer de synkrona generatorerna att accelerera, varvtalet och därmed frekvensen att öka. På motsvarande sätt kommer varvtal och frekvens att minska om konsumtionen överstiger produktionen. Hur snabbt ändringen sker beror på den totala svängmassan i de roterande maskinerna samt effektskillnaden mellan produktion och konsumtion.

Svenska kraftnät (SvK) har systemansvaret för elnätet i Sverige. SvK ansvarar för att balans råder mellan produktion och förbrukning av el i driftskedet. SvK har inga egna produktionsenheter[1] som kan hantera balanseringen utan handlar upp dessa tjänster från marknaden, dvs från olika kraftstationer i Sverige.

För balansering av elnätet upphandlas primär frekvensreglering (FCR-N och FCR-D) samt sekundär frekvensreglering (mFRR och aFRR) [6].

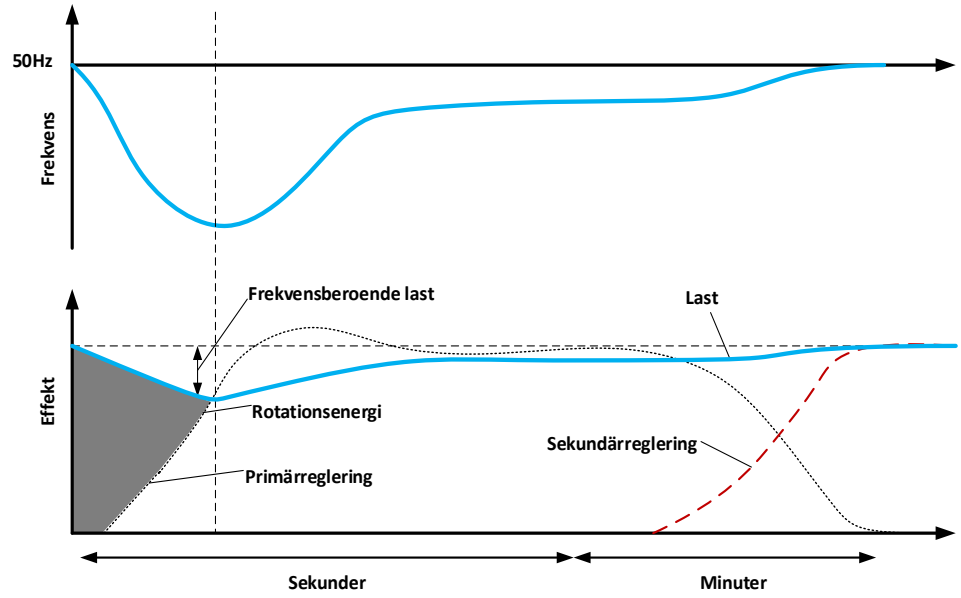
Primär frekvensreglering handlar om att automatiskt och hela tiden styra den påförda mekaniska effekten så att frekvensen håller sig inom tillåtna gränser när den uttagna elektriska effekten, dvs. belastningen i elnätet, varierar. När frekvensen sjunker måste den påförda effekten ökas och vice versa.

De överföringslänkar som finns mellan det nordiska och det kontinentaleuropeiska nätet är HVDC-länkar vilket gör att frekvenserna i de två näten förblir frikopplade från varandra. Det innebär att det nordiska elnätet kan ses som en elektrisk ö, om än väldigt stor, med avseende på kortvariga frekvensvariationer. Följaktligen måste variationerna i det nordiska nätet i princip helt hanteras av de kraftverk som finns inom detta nät. Det görs idag framför allt med hjälp av vattenkraft.

Vid kvarstående frekvensavvikelser kommer sekundär frekvensreglering aktiveras efter ett antal minuter. Den kan vara antingen manuell eller automatisk och ser till att justera uteffekten hos ett antal aggregat så att frekvensen återförs till 50 Hz. Genom att den sekundära frekvensregleringen återför frekvensen återgår de primärreglerande aggregatens uteffekt till sitt börvärde, och därigenom bibehålls deras reglermån.

[1] Undantaget är den störningsreserv som kan aktiveras vid svårigheter att under kortare perioder klara balanseringen.

Figur 1 visar ett exempel på hur primär och sekundär frekvensreglering griper in vid variationer på elnätet. I exemplet sjunker frekvensen (övre blå linje) på grund av att producerad effekt är lägre än konsumerad effekt. Inom några sekunder börjar primär frekvensreglering öka (svart prickad linje) producerad effekt för att stabilisera frekvensen och hindra vidare frekvensfall. Efter ett antal minuter går sekundär frekvensreglering in (röd streckad linje) och återställer elnätsfrekvensen till 50 Hz.



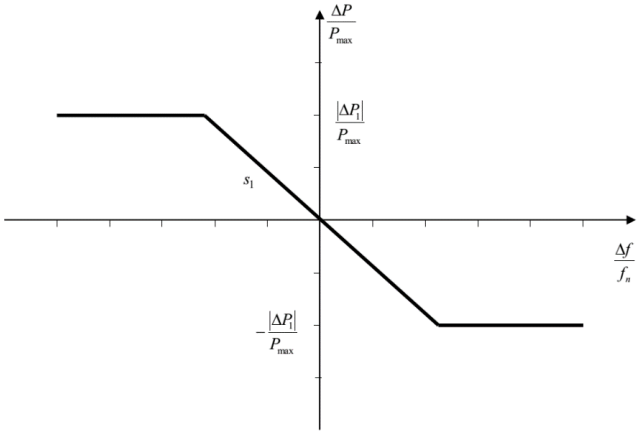
Figur 1: När frekvensen i elnätet sjunker (övre blå linje) så ökar produktionen från anläggningar i primär frekvensreglering (svart prickad linje) vilket förhindrar vidare frekvensfall. Efter en viss tid går sekundärreglering in (röd streckad linje) och återställer frekvensen på nätet till 50 Hz samt tillser att anläggningar i primär frekvensreglering åter hamnar vid börvärdet och återställer därmed anläggningarnas reglermån.

Denna studie har fokus främst på de små frekvensändringar (inom 50,0± 0,1 Hz) som främst beror på stokastiska variationer i produktion och belastning. Denna form av primärreglering betecknas FCR-N [6]. Vid stora frekvensavvikelser som kan uppstå om till exempel ett stort kraftverk plötsligt stoppar används istället det som kallas FCR-D. Vid en sådan händelse kommer flera kraftverk kortvarigt att träda in och hjälpa till med att stabilisera frekvensen. FCR-D sker normalt med ett frekvensdödband så att den bara ingriper vid större avvikelser (>0,1Hz) [6].

2.1.1 Reglerstyrka och statik

Frekvensregleringen sker genom att en anläggnings turbinregulator känner av nätets frekvensavvikelse och justerar effektbörvärdet utifrån frekvensavvikelsen med en viss proportionalitet. Vid förhöjd frekvens minskas uteffekten och vice versa. Proportionaliteten mellan effektändring och frekvensavvikelse kallas reglerstyrka och mäts i megawatt per hertz (MW/Hz) eller procent nominell turbineffekt per Hz (%/Hz). Den anger hur mycket turbinen skall öka sin produktion för varje Hz som frekvensen sjunker.

Proportionaliteten gäller dock bara så länge som uteffekten inte påverkas av någon begränsning, så som till exempel en begränsning av det reglerbara effektområdet. Egenskaperna illustreras i ENTSO-E med Figur 2 nedan [7]. Reglerstyrkan motsvarar kurvans lutning.



Figur 2: Samband mellan frekvens och uteffekt.

För primär frekvensreglering sker denna begränsning om frekvensen överstiger 50,1 Hz eller blir lägre än 49,9 Hz.

Statik är ett annat mått på hur mycket anläggningen bidrar till att stabilisera elnätsfrekvensen. Statik definieras som den frekvensändring (i procent) från 50 Hz som resulterar i en turbinpådragsändring på 100 %. Som exempel innebär en statik på 4 % att en frekvensavvikelse på 0,1 Hz leder till 5 % turbinpådragsändring. Lägre procentuell statik gör att anläggningen levererar större mängd frekvensreglering.

2.1.2 Typ av reglering

Det svar som ett aggregat ger vid en frekvensändring kommer inte omedelbart, utan det är först när uteffekten stabiliserats efter frekvensändringen som man uppnår den proportionalitet som beror på den inställda reglerstyrkan eller statiken. Detta tar normalt något tiotal sekunder upp till några minuter. Initialt är svaret betydligt mindre. Hur svaret ser ut beror på turbinregulatorns konstruktion. Det finns två vanliga typer av reglering som ger distinkt olika svar: P-reglering och PI-reglering.

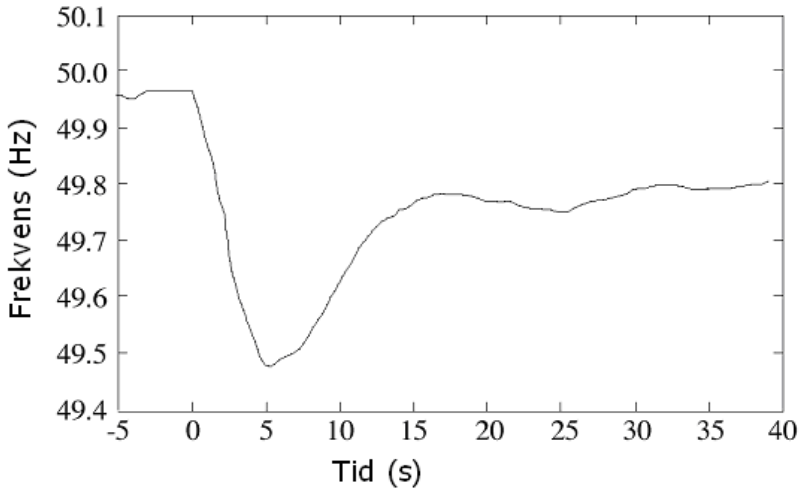
Ett vanligt sätt att designa en turbinregulator, i synnerhet för gas- och ångturbiner, är att låta den önskade uteffekten omedelbart styras av frekvensen med en vald proportionalitet, så kallad P-reglering. Detta gör att regulatorn svarar mycket snabbt på en frekvensändring och vid en stegändring kommer hela svaret omedelbart. För att inte utsätta turbinen för alltför snabba effektändringar lägger man ofta till en rampbegränsning för effekten. Kraven på responstid enligt ENTSO-E [7] är baserade på denna typ av turbinregulator. P-reglering fungerar bra

i stora nät men kan i praktiken vara svår att använda i små nät eller vid ödrift, både för att det snabba svaret i vissa fall tenderar att ge instabil reglering och för att rampbegränsningen påverkar förmågan till att hantera laständringar.

Ett annat vanligt sätt, i synnerhet för vattenkraft, är att använda PI-reglering. Denna typ av regulator ger ett mer utdraget svar än en P-regulator samtidigt som den initiala delen av svaret fortsatt kan vara snabbt. Kraven på responstid i SvK:s upphandlingsregler är anpassade efter denna typ av regulator [6]. Regulatortypen fungerar bra i både stora och små nät, inklusive ödrift, förutsatt att reglerparametrarna är rätt injusterade.

2.1.3 Exempel på dynamik

Vid en stegvis ändring i balansen mellan produktion och konsumtion, till exempel i form av en stegvis ökad belastning eller ett plötsligt bortfall i produktion, kommer det att ta en viss tid innan de primärreglerande kraftverken hinner svara med ökad påförd mekanisk effekt, och fram tills dess kommer frekvensen att fortsätta sjunka. När balans uppnåtts slutar frekvensfallet. I det läget kommer dock den mekaniska effekten att fortsätta öka på grund av regulatorernas integratorverkan och systemets tröghet. I och med att den mekaniska effekten sedan kortvarigt överstiger den uttagna elektriska effekten kommer frekvensen att istället stiga. Frekvensen återhämtas och småningom inträder ny balans. På grund av statiken hos de frekvensreglerande kraftverken kommer dock frekvensen att hamna lite lägre än innan ändringen. Figur 3 visar den typiska dynamiken. Så småningom, efter ett antal minuter, kommer dock den sekundära regleringen att återföra frekvensen till 50 Hz.



Figur 3: Frekvensfall efter ett plötsligt produktionsbortfall

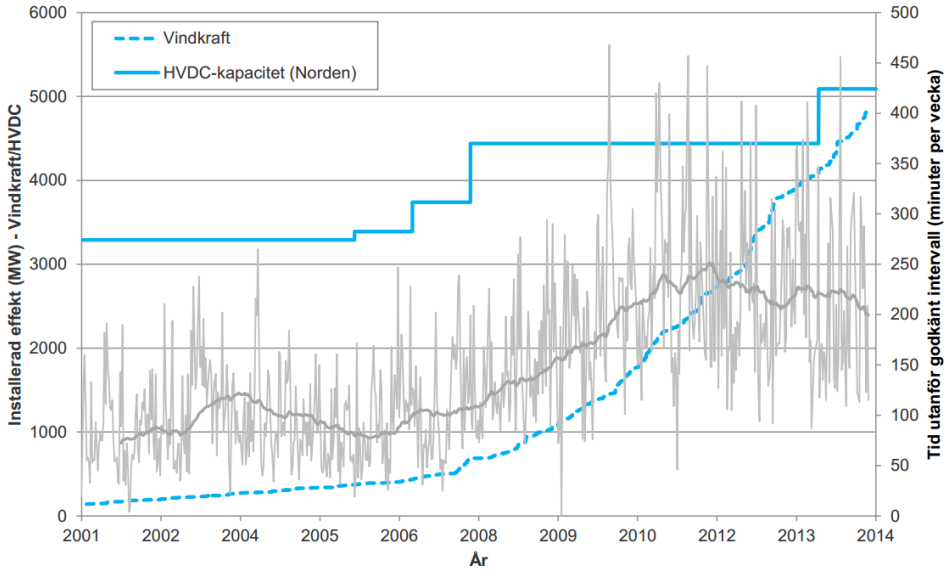
2.1.4 Reglerkraft idag och kort om framtiden

Svenska kraftnät (SvK) har systemansvaret för el i Sverige. En del i arbetet är att handla upp reglerkraft som kan användas bland annat för att balansera den varierande produktionen. Upphandling av reglerkraft för hantering av mindre, stokastiska förändringar i förbrukning och produktion (primär frekvensreglering, FCR-N) uppgick

2018 till ca 200 MW i Sverige. När det gäller reglerkraft för bortfall av större produktionsanläggningar uppgick SvK:s upphandling av denna 2018 till ca 400 MW.

Idag bidrar enbart vattenkraftverk till primär frekvensreglering (FCR-N) i Sverige. I till exempel Tyskland och Danmark ser det dock annorlunda ut eftersom det istället är kraftverk och kraftvärmeverk som bidrar till frekvensreglering av elnätet. Även i Sverige bör kraftvärmeverk kunna komplettera vattenkraften och bidra till frekvensreglering.

På senare år har den ökade andelen elkraftproduktion från den svenska vindkraften orsakat en ökning av effektvariationer på 1-10 minuters-skala i det nordiska elnätet. Även den tid när frekvensen avvikit i sådan utsträckning att den samlade reglerkraften inte skulle kunna hantera en större störning har ökat. Denna trend kan ses i Figur 4 tillsammans med total installerad vindkraftskapacitet (blå streckad linje) samt total installerad HVDC-överföringsförmåga (blå heldragen linje). Genomsnittlig tid utanför godkänt frekvensintervall visas som tjock grå linje.



Figur 4, tid utanför godkänt frekvensintervall för elnätet som funktion av tiden. Elkvalitén försämrades i takt med utbyggnaden av vindkraft. Trendbrottet januari 2013 kom från introduktionen av aFRR i det nordiska elnätet. Streckad blå linje visar installerad vindkraftskapacitet, heldragen blå linje visar installerad HVDC-kapacitet, grå linje visar antalet minuter utanför godkänt område och tjock grå linje visar medelvärdet av antalet minuter utanför godkänt område.

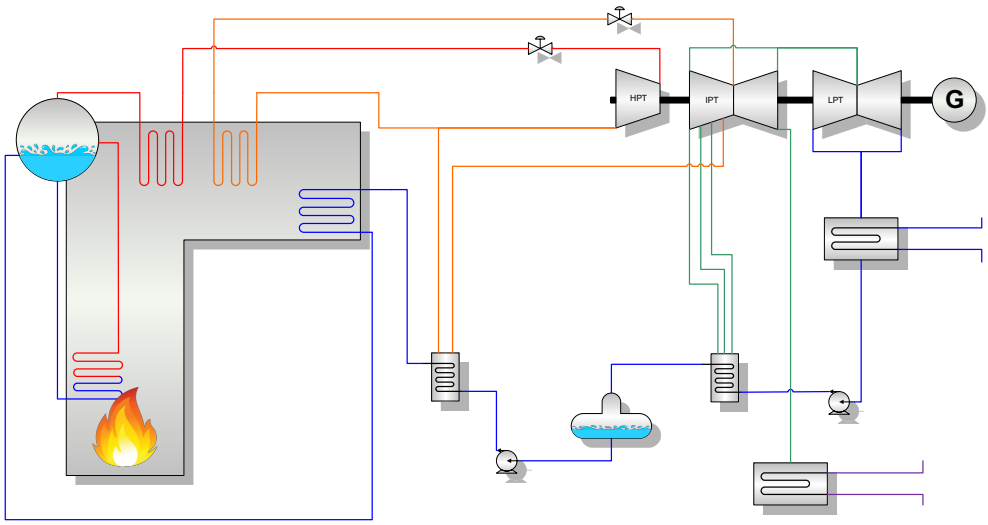
Trendbrottet kom januari 2013 när aFRR (automatisk sekundärkraftsreglering) introducerades till det nordiska elnätet. Sekundärregleringen skall ge ett svar för att återställa frekvensen inom 2 minuter, till skillnad från mFRR (manuell sekundärkraftsreglering) som kunde ta 15 minuter innan svar [8].

Utbyggnaden av icke-styrbar elproduktion gör att behovet av reglerkraft ökar för främst aFRR men även för FCR-N. Om kraftvärmeverk kan bidra till FCR-N kan detta frigöra vattenkraftverk för deltagande i aFRR, där vattenkraftverk är mer lämpade [9].

Utbyggnaden av icke-styrbar elproduktion påverkar även effektbalansen och kommer sannolikt leda till att kraftvärmeverkens tid i dellast ökar. Vid dellast ökar möjligheten för kraftverken att verka i frekvensreglering till låg kostnad [1].

2.2 KRAFTVÄRMEVERK I SVERIGE

Ett kraftvärmeverk är en anläggning som levererar både fjärrvärme och el. På detta sätt uppnås en mycket hög total verkningsgrad jämfört med ett konventionellt kraftverk som enbart producerar el. Kraftvärmeverk i Sverige drivs av främst biomassa, avfall, torv, naturgas och till viss del kol [10]. Fastbränslena som biomassa, avfall och torv står för en stor majoritet av bränsleanvändningen och för dessa tillämpas förbränning i ångpanna och tillhörande ångcykel för produktion av el och fjärrvärme. Figur 5 visar en bild av uppbyggnaden i ett typiskt kraftvärmeverk. Matarvatten pumpas till pannans ångdom och förångas i vattenrör längs pannväggarna. Ånga från ångdomen överhettas innan den når turbinen och ger elproduktion. Avtappningar från turbinen förvärmer inkommande matarvatten samt används för att producera fjärrvärme.



Figur 5, typisk uppbyggnad av ett kraftvärmeverk.

2.2.1 Panntyper

De tre dominerande panntyperna för förbränning av fastbränslen i svenska kraftvärmeverk är:

- Rosterpanna
- Bubblande fluidiserande bäddpanna (BFB)
- Cirkulerande fluidiserande bäddpanna (CFB)

I rosterpannor fördelas bränslet ut på ett roterande galler, där förbränningsluft kommer underifrån och stegvis förbränner bränslet längs gallret. En rosterpanna klarar av de flesta fastbränslen men kan ofta ha relativt höga utsläpp av NOx och CO.

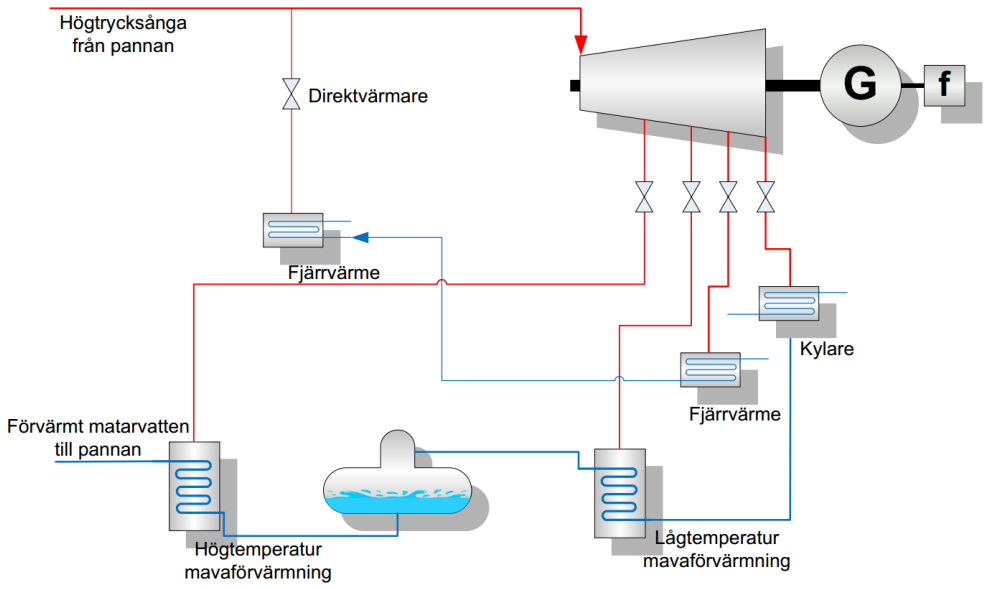
Bubblande fluidiserande bäddpannor och cirkulerande fluidiserande bäddpannor är nyare panntyper för förbränning av fastbränslen. Med hjälp av en fluidiserad sandbädd erhålls en mycket jämn (och lägre) temperatur vid förbränning av bränslet, vilket förbättrar förbränningen. Sandens stora värmeupptagningsförmåga bidrar dessutom till att jämna ut ojämnheter i bränslekvalitet och möjliggör förbränning av lågvärdiga bränslen.

Bubblande fluidiserande bäddpannor är något enklare uppbyggda och används oftare för mindre anläggningar. Cirkulerande fluidiserande bäddpannor har möjlighet att köra över ett större lastspann än bubblande fluidiserande bäddpannor och används generellt för större anläggningar.

Laständringsförmågan mellan rosterpanna och fluidiserad bäddpanna skiljer sig markant åt. I en rosterpanna kan det ta handla om timskala innan ett nytt stabilt läge nås efter en snabb laständring. För en fluidiserande bäddpanna nås ett stabilt läge betydligt snabbare och en förändrad ångproduktionsmängd erhålls på minutskala. För applikationer som kräver snabba ändringar av pannlasten är därför fluidiserande bäddpanna den mest lämpliga teknologin.

2.2.2 Turbinanläggning

Turbinanläggningen omvandlar högtrycksångan från pannan till el samt ger avtappningar med ånga av olika tryck för förvärmning av tex. matarvatten, värmning av fjärrvärme eller för direktkondensering mot kylvatten. Figur 6 visar en typisk bild över en turbinanläggning med tillhörande värmesänkor.



Figur 6, typisk turbinanläggning för kraftvärmeverk. Högtrycksånga från turbinen kan antingen direkt reduceras för fjärrvärme eller gå genom turbinen. Avtappningar från turbinen förvärmer tex. matarvattnet till pannan och används för uppvärmning av fjärrvärme.

Tappas ånga av tidigt från turbinen ges ånga med högre temperatur och tryck, men samtidigt erhålls en lägre elproduktion. Tappas ånga av sent erhålls ånga med låg temperatur och tryck men samtidigt erhålls en högre elproduktion.

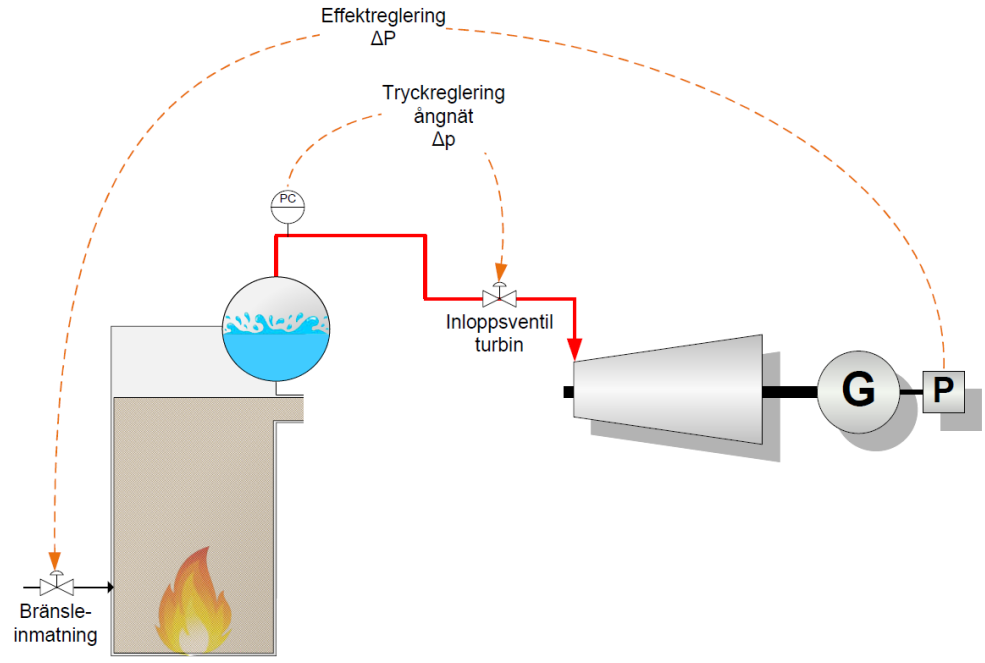
2.3 ÖVERGRIPANDE REGLERSTRATEGI KRAFTVÄRMEVERK

Ett kraftvärmeverk innehåller reglerloopar för att styra variabler internt i panna, turbin, kondensat och matarvattensystem. De reglerloopar som främst är av intresse för möjligheten till att leverera frekvensreglering är de övergripande reglerloopar som styr elproduktionen och ångtrycket på ångnätet.

Det som vid stabil drift avgör elproduktionen är bränsleinmatningen. Vid ökad bränsleinmatning erhålls mer ånga och därmed högre elproduktion.

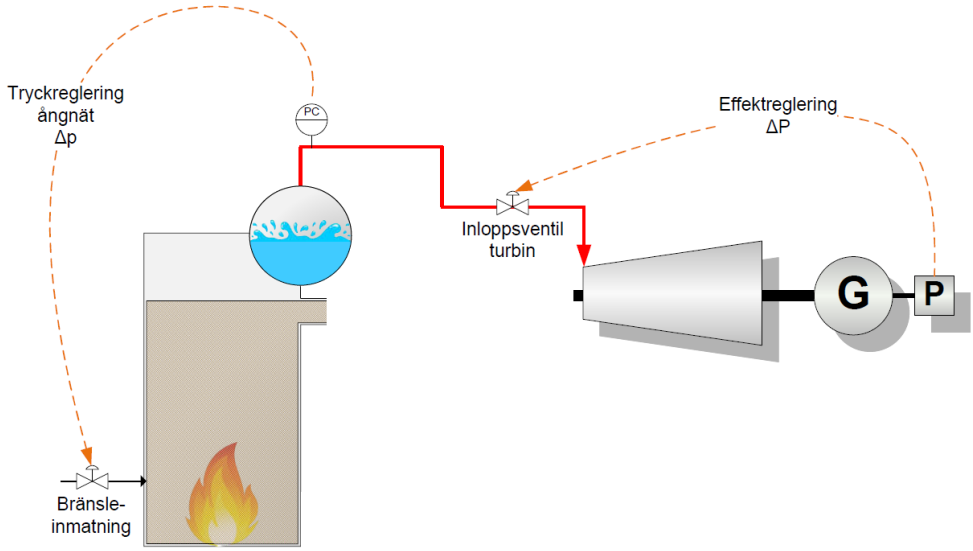
Trycket på ångnätet avgörs av balansen mellan ångproduktionen från pannan och ångkonsumtionen från turbinen. Ångproduktionen beror på bränsleinmatningen medan ångkonsumtionen beror på turbinens inloppsreglerventil.

Om elproduktionen kan tillåtas variera något upprätthålls oftast ångtrycket via styrning av den mycket snabba regleringen av turbinens inloppsventil, medan önskad elproduktion erhålls genom styrning av den mycket långsammare pannlastregulatorn, se Figur 7. I vissa lägen styrs dock inte elproduktionen alls och kraftvärmeverk kan istället välja att kontrollera utgående fjärrvärmetemperatur via styrning av bränslelasten.



Figur 7, förenklad bild av kraftverk med övergripande reglering vid normaldrift. Trycket på ångnätet styr inloppsventilen till turbinen och generatoreffekten styr bränsleinmatningen till pannan.

Ett vanligt sätt att styra elproduktionen om den behöver styras snabbt och precist, tex. vid ödrift av anläggningen eller vid frekvensreglering av elnätet, är att använda turbinens inloppsventil medan ångtrycket styrs av bränslelasten. Det här fallet ställer högre krav på inställning av regulatorer på grund av den längre svarstiden hos pannans ångproduktion jämfört med inloppsventilens styrning av turbinens ångkonsumtion. Se Figur 8 för en skiss av denna reglerstrategi.



Figur 8, förenklad bild av kraftverk med övergripande reglering vid tex. ödrift eller frekvensreglering av elnätet. Generatoreffekten styr inloppsventilen till turbinen och ångnätstrycket styr pannans bränsleinmatning.

3 Metod

För att visa om reglerkraft är tekniskt möjligt och ekonomiskt hållbart testas olika tekniska lösningar för hur reglerkraft bör implementeras genom dynamisk modellering och simulering. Simuleringarna utförs på en dynamisk modell av ångcykeln för en referensanläggning som inkluderar delmodeller av bl.a. pannan, överhettningssteg, turbin med avtappningar, kondensat- och matarvattensystem samt matarvattenförvärmning.

Från simuleringarna ges information om hur stor effekt som kan avsättas för reglerkraft utifrån aktuella upphandlingsregler och begränsningar i anläggningen. Vidare erhålls indikationer på hur stora tryck- och temperaturgradienter som de olika tekniska lösningarna innebär.

En modell för beräkning av ekonomisk lönsamhet skapas utifrån data för historiskt accepterade bud på FCR-N. Intäktsmöjligheter för kraftvärmeverken tas fram genom att kombinera resultaten från simuleringarna med den ekonomiska modellen.

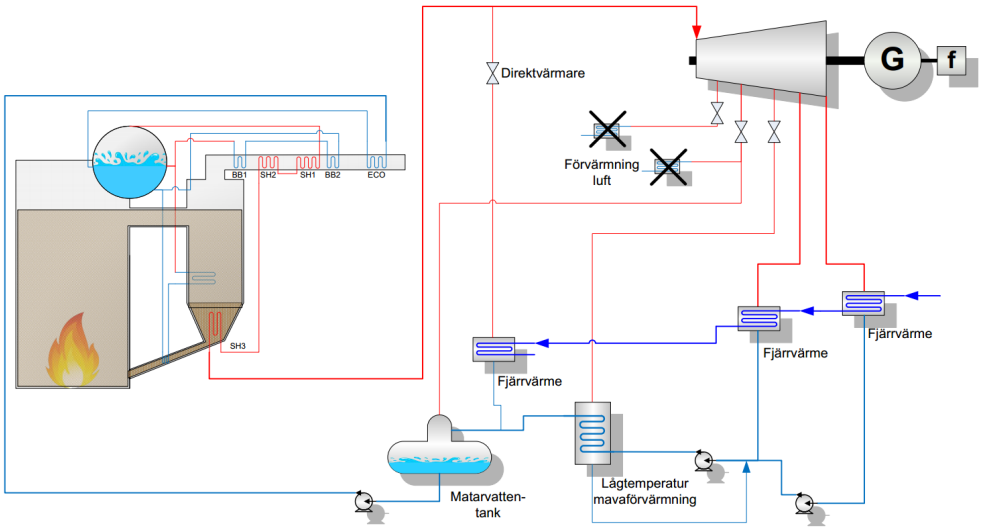
Slutsatserna avseende hur stor effekt reglerkraft som kan levereras för olika anläggningar kommer senare att inkluderas i de systemmodeller som utvecklas i projektets parallella arbete på Chalmers. Slutsatserna därifrån ger även insikt i hur viktig del reglerkraften kommer att vara för kraftvärmeverken i en framtida elmarknad.

Referensanläggningen som valts är Mälarenergi block 6. Anläggningen är utformad som ett typiskt svenskt kraftvärmeverk och resultaten från simuleringar på referensanläggningen kan utgöra ett kvalitativt underlag även för andra anläggningar.

3.1 REFERENSANLÄGGNING - MÄLARENERGI BLOCK 6

Som referensanläggning att modellera och utvärdera lösningsvägar mot har Mälarenergi panna 6 valts. Pannan är levererad av Valmet och är en cirkulerande fluidiserande bäddpanna som kan eldas med biobränsle och hushållsavfall. Hushållsavfallet genomgår en avancerad bränslehantering innan inmatning med krossning/klippning av hushållsavfallet och utsortering av metaller, sten, glas och keramik. Pannan togs i drift 2014 och är designad för att leverera ånga på 75 bar och 470ºC med en termisk effekt på 155 MW vid eldning av hushållsavfall.

Turbinen, som har en märkeffekt på 49 MW, är levererad av Siemens. Den har fem avtappningar som används för förvärmning av förbränningsluften (används ej), tryckhållning och avgasning av matarvattentanken, förvärmning av matarvattnet samt för uppvärmning av fjärrvärme. Figur 9 visar en förenklad schematisk bild över den primära ånga/kondensat-cykeln för Mälarenergi block 6.



Figur 9, de primära kondensat-, matarvatten- och ångflödena för Mälarenergi panna 6. Mättat vatten från ångdomen förångas via vattentuber i pannan, cyklonen och rökgaskanalen. Mättad ånga från ångdomen överhettas i rökgaskanalen samt av sanden i sandlåset innan det når ångnätet. Ånga från turbinen tappas för förvärmning av förbränningsluft (används ej), samt för tryckhållning/avgasning av matarvattentanken, förvärmning av matarvatten samt för uppvärmning av fjärrvärmevatten. Ånga från högtrycksnätet kan direktreduceras för att värma fjärrvärmevattnet, men används inte under normal drift.

Pannan körs idag som baslast för Mälarenergi. Det innebär att den körs på full effekt under hela vintern och en stor del av våren och hösten. Resterande del körs anläggningen främst på dellast eller minlast för att förbränna hushållsavfall.

Turbinen har totalt fem avtappningar, där de två sista med lägst tryck även har störst flöde och används för att värma inkommande fjärrvärmevatten. De två mellersta avtappningarna är styrbara med hjälp av ventiler och används för att förvärma och trycksätta matarvattnet till pannan och avtappningen med högst tryck används för förvärmning av förbränningsluft till pannan. Högtrycksavtappningen används dock inte eftersom pannan använder bränsle med mindre fukthalt än beräknat.

4 Reglerstrategier för leverans av frekvensreglering

I avsnitt 1.3 undersöks vilket tidigare arbete som utförts inom området för implementering av frekvensreglering. Även om identifierade reglerstrategier har implementerats för kraftverk och inte för kraftvärmeverk så kan dessa vara relevanta för aktuellt arbete. Men aktuell rapport börjar med att studera frågan bredare för att inte missa möjliga reglerstrategier unika för kraftvärmeverk.

Möjliga vägar för att kunna leverera frekvensreglering har studerats i [1]. Rapporten utvärderar följande möjliga konceptuella lösningsalternativ:

1. Ändrad ångproduktion (via bränsleinmatning)
2. Omfördelning av ångflöde mellan turbin och fjärrvärme/matarvattenförvärmning
3. Nyttjande av ångackumulering i rör/ångdom eller ev. ångackumulator
4. Ändrad ångentalpi efter turbinen (tex. genom att skicka ångflödet genom en kondensturbin istället för till fjärrvärme)
5. Ändrad intern elförbrukning (ingår ej i den här studien)

Ändrad ångproduktion via bränsleinmatning väljs här som grundalternativet för att öka/minska elproduktionen och därmed bidra till frekvensreglering. Detta är även en enkel lösning att implementera eftersom den endast innebär en rent mjukvarumässig uppdatering av styrsystemet.

4.1 OMFÖRDELNING AV ÅNGFLÖDE MELLAN TURBIN OCH FJÄRRVÄRME/MATARVATTENFÖRVÄRMNING

Att omfördela ångflöde mellan turbin och fjärrvärme/matarvattenförvärmning motsvarar den metod som använts av kraftverk i Danmark och Tyskland för att möjliggöra frekvensreglering [1]. Avtappningar finns typiskt från högtrycksnätet för direktvärmning av fjärrvärme, samt från turbinen för förvärmning av matarvatten samt för uppvärmning av vatten till fjärrvärme.

4.1.1 Avtappning från ångnätet

Kraftvärmeverk har ofta möjlighet till direktreducering av ånga från högtrycksnätet ner till fjärrvärmenätet. Vid normala elpriser och fjärrvärmebehov är denna direktreducering stängd, men kan snabbt öppnas om det krävs. När reducerventilen öppnas minskar elproduktionen medan fjärrvärmeproduktionen ökar.

Direktreduceringen kan användas för att snabbt minska elproduktionen i ett läge där kraftvärmeverket befinner sig i frekvensregleringsläge.

Ett effektivt sätt att erhålla reglermarginal både upp och ner i effekt är att låta direktreduceringen stå något öppen. På detta sätt kan direktreduceringen styra

ångnätstrycket medan turbinens inloppsventil styr elproduktionen. Dock leder detta till att anläggningen vid normala förhållanden körs icke-optimalt eftersom elproduktionen minskas. Om elpriserna är låga kan dock detta vara ekonomiskt lönsamt.

4.1.2 Avtappning från turbin

Från turbinen finns normalt ett flertal avtappningar på olika ångtryck. Avtappningarna av ånga används till förvärmning av matarvatten, förvärmning av förbränningsluft och stegvis uppvärmning av fjärrvärmevattnet. Avtappningarna är normalt fullt öppna eller i vissa fall delvis öppna.

Om en avtappning stängs ökar ångflödet genom turbinen nedströms avtappningens placering, vilket ökar elproduktionen. Om avtappningen används för matarvattenförvärmning kommer även fjärrvärmetemperaturen öka medan matarvattentemperaturen minskar. Om det finns öppna ventiler uppströms den ventil som stängs, kommer istället flödet genom den öppna avtappningen öka vilket totalt leder till en minskad elproduktion. Vid isolering av avtappningar bör därför den med högst ångtryck stängas före avtappningar med lägre ångtryck, med samma funktion.

Avtappningarna från turbinen kan användas för att snabbt öka elproduktionen genom att större del av ångan går genom fler turbinsteg innan ångan används för att värma fjärrvärmevatten, se Figur 10 för exempel.

4.2 NYTTJANDE AV ÅNGACKUMULERING – ÅNGACKUMULATOR

Att installera en ångackumulator har inte utvärderats vidare i den här studien eftersom det bedöms vara en dyr lösning med den ombyggnation som krävs. I de fall en ackumulator finns tillgänglig för högtrycksnätet kan denna dock utnyttjas för att leverera en större mängd frekvensreglering enligt lösningsförslag 1.

Däremot utnyttjas ångvolymen i befintligt ångnät, överhettare och ångdom i lösningsalternativen för att kunna leverera mer frekvensreglering. En hög ångnätsvolym möjliggör mer frekvensreglering.

4.3 ÄNDRAD ÅNGENTALPI EFTER TURBINEN – KONDENSTURBIN

Om anläggningen har en kondensturbin installerad kan denna användas för att ändra elproduktionen genom att ånga omdirigeras mellan kondensturbinsteget och fjärrvärmeproduktionen. Ökad användning av kondensturbinen leder till minskad fjärrvärmeproduktion och därför bör elpriserna vara mycket höga för att det skall vara motiverat för ett kraftvärmeverk att ha en kondensturbin i drift. Om turbinen ej är uppvärmd och i drift kan den inte användas för frekvensregleringssyften.

Om turbinen går på minlast kan effekten ökas vilket leder till ökad elproduktion och minskad fjärrvärmeproduktion. Kombineras detta med styrning av direktreducering av ånga från ångnätet (som leder till högre fjärrvärmeproduktion) bör den genomsnittliga påverkan på

fjärrvärmeproduktionen vara relativt liten samtidigt som en god möjlighet till effektreglering erhålls. Få kraftvärmeverk har dock en kondensturbin och det är osannolikt att det är lönsamt att köra denna på minlast. Lösningsalternativet med kondensturbin undersöks därför inte djupare här.

4.4 LÖSNINGSALTERNATIV

Sammantaget är lösningsalternativ som bygger på omfördelning av ånga de mest lämpade för att öka möjligheten till frekvensreglering. Detta bör kombineras med en ändring av ångproduktionen för att kunna återställa de omfördelade ångflödena.

Vid normal driftläggning av anläggningen har följande reglerhandtag identifierats:

1. Öka/minska bränsleinmatningen för ändrad ångproduktion (långsam)
2. Öka/minska öppningsgrad på turbininloppsventilen för att ändra elproduktionen (snabb)
3. Öppna direktreducering från ångnätet för att minska ångtillgången och därmed minska elproduktionen eller sänka ångnätstrycket (snabb)
4. Stäng avtappningar från turbinen för att öka ångtillgången och därmed öka elproduktionen eller höja ångnätstrycket (snabb)

4.4.1 Lösningsalternativ 1: Frekvensreglering via turbinpådrag

Frekvensreglering kan implementeras genom att turbininloppsventilen styr elproduktionen (elnätsfrekvensen) och att bränsleinmatningen styr ångtrycket. Eftersom det tar relativt lång tid innan ökad bränsleinmatning leder till ökad ångproduktion ger denna lösning sannolikt endast liten möjlighet till frekvensreglering.

Detta bedöms vara den absolut enklaste lösningen och är en bra baslösning för jämförelse mot andra lösningsalternativ. Eftersom det redan idag finns möjlighet att köra turbinen i önätsdrift (frekvensreglering av inre elnät) bör det vara mycket enkelt att även implementera ett reglerläge för frekvensreglering av yttre nät.

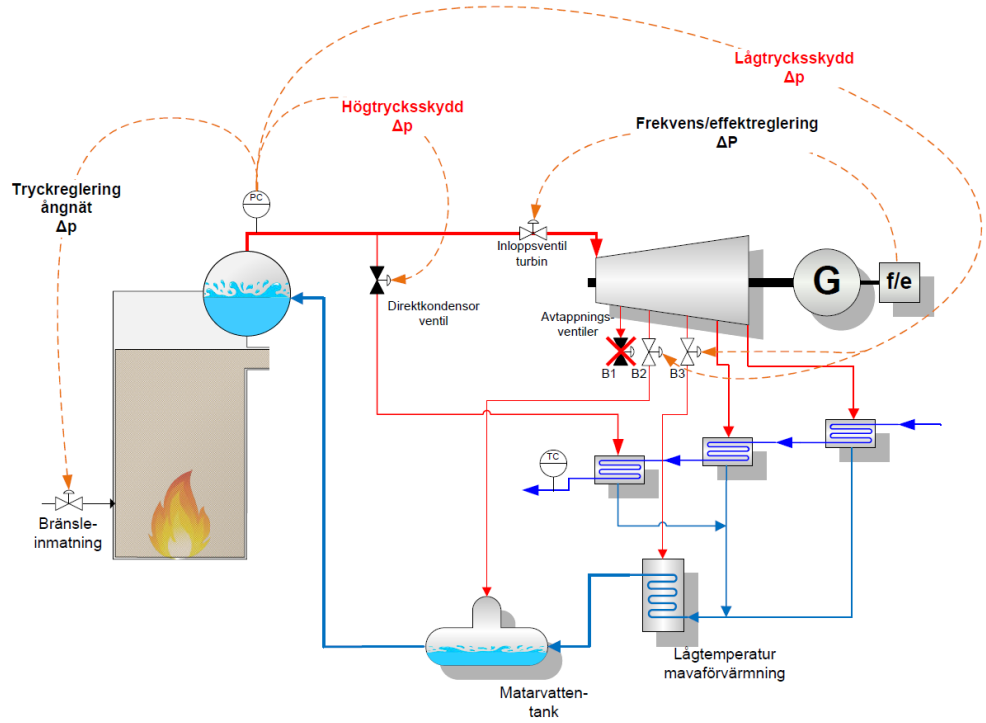
Se Figur 8 för en illustration över reglerstrategin.

4.4.2 Lösningsalternativ 2: Frekvensreglering via turbinpådrag och lågtrycks-/högtrycksskydd via avtappningsreglering

För att öka möjligheten till frekvensreglering kan lösningsalternativ 1 kompletteras med en utökad reglering av ångtrycket i form av att turbinavtappningarna stänger om ångtrycket blir för lågt och direktreduceringen öppnar om trycket blir för högt.

Vid stängning av turbinavtappningarna tillåts mer ånga gå igenom turbinen och en högre effekt uppnås fortare. På samma sätt hindras ånga från att gå igenom turbinen när direktkondensorventilen öppnar och lägre effekt uppnås fortare. Detta förhindrar att turbininloppsventilens öppningsgrad ändras snabbare än vad pannan kan kompensera med ånga. Samtidigt styrs enbart avtappningarna för de

fall när pannan inte hinner reagera tillräckligt snabbt. För mindre avvikelser i frekvens sker ingen reglering av avtappningarna. Se Figur 10 för en illustration av reglerstrategin.



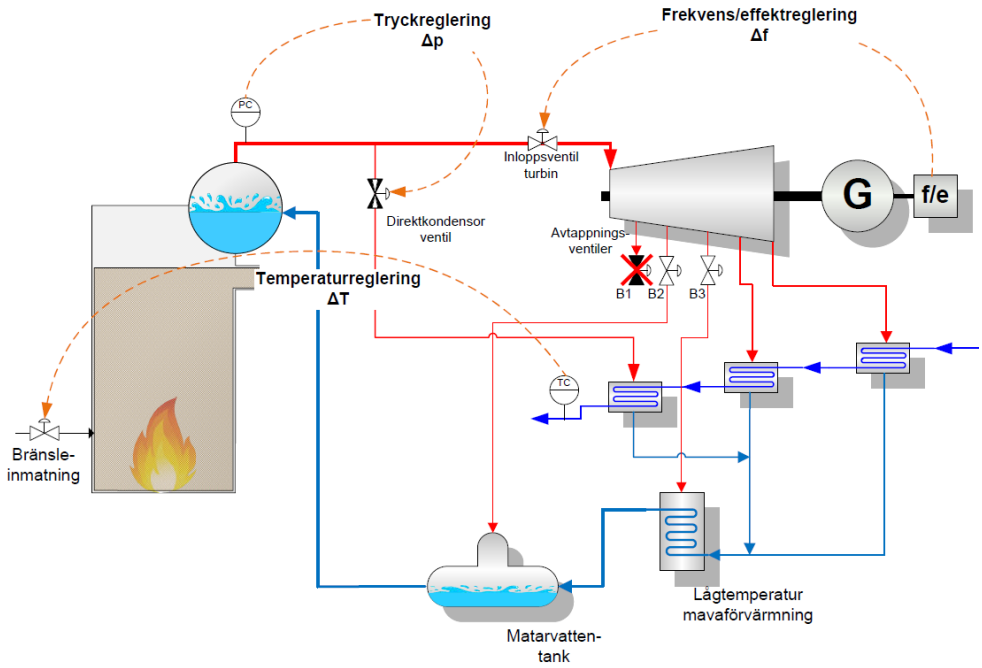
Figur 10, illustration över kraftvärmeverk med avtappningar från turbin som värmer fjärrvärme och matarvatten samt med direktkondensor från ångnätet till fjärrvärmenätet. Anläggningen ligger i frekvensreglering där nätfrekvensen styr turbininloppsventilen samt ångtrycket styr pannlasten. Ångnätet skyddas från för låga tryck genom att turbinavtappningarna för förvärmning av matarvattnet stänger samt skyddas från höga tryck genom att direktkondensorn öppnar.

4.4.3 Lösningsalternativ 3 (annan basläggning): Frekvensreglering via turbinpådrag och ångtrycksreglering med något öppen direktkondensor

Genom att ställa ventilen till direktkondensorn något öppen kan denna reglera trycket på ångnätet istället för pannan, som då endast ställs in på önskad fjärrvärmeproduktion. Eftersom ventilen har betydligt snabbare responstid än pannan kan därmed mer frekvensreglering levereras.

Att delvis öppna ventilen till direktkondensorn gör att elproduktionen minskas och fjärrvärmeproduktionen ökas jämfört med grundläget. Detta alternativa driftläge minskar därmed intäkten från försäljning av el och bör därför främst vara intressant vid låga elpriser eller höga bränslepriser.

Driftläggningen innebär att frekvensreglering sker via turbinpådragsventilen. Direktreduceringsventilen reglerar i sin tur trycket på ångnätet runt en bestämd öppningsgrad för direktreduceringen. Öppningsgraden avgör hur mycket ventilen kan reglera ångnätstrycket. Driftläggningen frigör pannan, som fortsatt kan reglera utgående fjärrvärmetemperatur precis som för befintligt normalläge, förutsatt att den inte är i maxlast eller minlast.



Figur 11, illustration över kraftvärmeverk med avtappningar från turbin som värmer fjärrvärme och matarvatten samt med direktkondensor från ångnätet till fjärrvärmenätet. Anläggningen ligger i frekvensreglering där nätfrekvensen styr turbininloppsventilen samt ångtrycket styr den något öppna direktkondensorventilen. Fjärrvärmetemperaturen styr fortsatt pannlasten, som för befintlig reglering.

4.5 ALTERNATIV ANLÄGGNINGSUTFORMNING

Som referensanläggning används Mälarenergi block 6, se avsnitt 3.1. Målet med aktuell rapport är dock att lämna generella rekommendationer kring kraftvärmeverkens möjlighet till deltagande i frekvensreglering. För att göra resultaten mer generella har därför även alternativa (vanliga) anläggningsutformningar provats.

Några nackdelar med Mälarenergi block 6, gällande möjligheten till implementering av frekvensreglering, är att pannan har relativt smalt driftspann, att anläggningen en stor del av året körs på full last och att avtappningen med högst tryck är stängd vid normaldrift. De driftmässiga faktorerna påverkar hur lång tid under året som effektreglering kan erbjudas och inte storleken på möjlig effektreglering. Den stängda avtappningen innebär dock en potential till mer effektreglering.

Avtappningen med högst tryck på Mälarenergi används för luftförvärmning vid eldning av bränslen med lågt energiinnehåll. På en del andra verk används motsvarande avtappning för högtemperaturs förvärmning av matarvatten. En alternativ anläggningskonstruktion, där avtappningen är öppen och förvärmer matarvattnet, undersöks därför här.

5 Implementering av frekvensreglering på Mälarenergi block 6

Följande kapitel diskuterar implementeringen av lösningsalternativen från kapitel 4 på Mälarenergi block 6.

På Mälarenergi block 6 kan pannlasten kan styras på:

- Fjärrvärmetemperaturreglering [ºC]
- Effektreglering (elproduktion) [MW_{el}]
- Pannlastreglering [MW_{th}]
- Tryckreglering av reducerstationen för direktkondensorn (reducerstation i fjärrvärmetemperaturreglering) [bar]

I dagsläget finns alltså ingen färdig reglermod för att styra pannan i ångnätstrycksreglering. Samtidigt finns det flera specificerade reglerlägen med en färdig struktur och relevanta begränsningar och att lägga till ett nytt reglerläge för ångnätstrycksreglering bedöms därför vara relativt enkelt.

Turbinlasten kan bland annat styras på:

- Effektreglering (elproduktion) [MW_{el}]
- Tryckreglering av ångnätet [bar]
- Frekvensen på anläggningens elnät (ödrift) [Hz]

Turbinen är konstruerad för ödrift (elproduktion bortkopplat från yttre nät och frekvensreglering av inre elnät), vilket bör göra det enkelt för turbinen att hantera även de transienter som kan uppkomma vid frekvensreglering av yttre elnät.

5.1 LÖSNINGSALTERNATIV 1: FREKVENSREGLERING VIA TURBINPÅDRAG

För att implementera lösningsalternativ 1 måste en ny reglermod implementeras, där ångnätstrycket styr pannlasten och elnätsfrekvensen styr turbinlasten. Lösningen innebär därmed en rent logikmässig ändring.

För att fortsatt leverera korrekt fjärrvärmetemperatur måste operatörerna manuellt ställa in turbinlasten för att erhålla korrekt fjärrvärmetemperatur innan övergång sker till frekvensreglering. Under tiden som anläggningen befinner sig i frekvensreglering kommer fjärrvärmetemperaturen ut från anläggningen variera något. Över tid kommer dock korrekt mängd energi levereras, eftersom elnätsfrekvensen i genomsnitt är 50 Hz och styrning både upp och ner sker vid frekvensreglering.

5.2 LÖSNINGSALTERNATIV 2: FREKVENSREGLERING VIA TURBINPÅDRAG OCH LÅGTRYCKS-/HÖGTRYCKSSKYDD VIA AVTAPPNINGSREGLERING

För lösningsalternativ 2 behöver ytterligare logik implementeras, förutom den logik som lagts till enligt lösningsalternativ 1. Den kompletterande logiken behövs för styrning av ventilerna för avtappningarna B1-B3 samt för ventilen till direktkondensorn. De nya regulatorerna tar över styrningen från befintlig ventilstyrning vid lägen där trycket blir för högt eller för lågt. Även lösningsalternativ 2 innebär därmed en rent logikmässig ändring.

Vid långvarig stängning av turbinavtappningarna kommer tryck och temperatur att tappas i matarvattensystemet. Detta utvärderas i simuleringarna.

5.3 LÖSNINGSALTERNATIV 3: FREKVENSREGLERING VIA TURBINPÅDRAG OCH ÅNGTRYCKSREGLERING MED NÅGOT ÖPPEN DIREKTKONDENSOR

Lösningsalternativ 3 innebär en ny driftläggning där direktkondensorventilen ställs något öppen i samband med övergång till driftläget.

Ny logik implementeras för att styra turbinlasten utifrån elnätsfrekvensen samt för styrning av direktkondensorventilen utifrån ångnätstrycket. Lösningsalternativet frigör pannan till att fortsatt styras av utgående fjärrvärmetemperatur.

Även denna lösning innebär därmed en ren logikmässig ändring och kan enkelt implementeras.

6 Identifiering av krav och begränsande faktorer

Här redovisas de krav som finns för deltagande i reglerkraft samt för de anläggningsspecifika begränsande faktorer som identifierats för Mälarenergi block 6. För anläggningen har begränsande faktorer främst identifierats från provdrift och från anläggningens konstruktionsunderlag.

6.1 KRAV FÖR DELTAGANDE I REGLERKRAFT

SvK ställer i SvKFS 2005:2 [11] krav på att nya anläggningar bl.a. ska kunna delta i primärregleringen men andra regler gäller för upphandlingen. Denna studie har utgått från reglerna för upphandling, se Tabell 1 för sammanfattning. Gemensamma regler för generatorer i EU [8] är under implementering. Rapportens bedömning är att de inte kommer medföra några större tekniska förändringar.

Tabell 1: Sammanfattning av krav vid upphandling av reglerkraft. Kraven används för slutsatser i studien.

	Arbetsområde	Min. effekt	Aktiveringstid	Uthållighet	Riktning
FCR-N	Mellan 49,9 Hz och 50,1 Hz	0,1 MW	63 % inom 60 s 100 % inom 3 min	Oklart, se Tabell 2	Upp och ner
FCR-D	Under 49,9 Hz och över 50,1 Hz	0,1 MW	50 % inom 5 s 100 % inom 30 s	Oklart, ej inom scope	Upp och ner
aFRR	Automatiskt vid signal från SvK.	5 MW	100 % inom 120 s	60 min	Upp och ner

Det kan tilläggas att det saknas tydliga krav för uthållighet i både SvKFS 2005:2 och upphandlingsreglerna. I elsystemet ska sekundärregleringen ha till uppgift att återföra frekvensavvikelser och primärregleringen kan därmed ”återgå”, men frågan är hur väl det fungerar.

Enligt SvK har anläggningarna krav på sig att kunna ge fullt svar hela den tid de deltar i primärregleringen. Det finns dock möjlighet att lämna s.k. D0 bud och köpa nästa reglerkraftbud om leverans ej är möjlig. I syfte att studera hur länge och ofta kvarstående frekvensavvikelser förekommer (hur snabbt frekvensen återförs till 50 Hz) har egna mål för uthålligheten i effektsvar utvecklats och använts i rapporten. Dessa beskrivs närmare i avsnitt 6.1.4.

Kraven från SvK är inte anpassade efter den dynamik som uppkommer i samband med snabba effektändringar i kraftvärmeverk. I ett kraftvärmeverk är ett svar på 100 % efter 180 sekunder svårt att garantera. I studien har därför 95 % antagits vara acceptabelt. De dynamiska svaren presenteras i avsnitt 9.1 där också insvängningsförloppet till 100 % svar visas.

6.1.1 SvKFS 2005:2

Föreskrifterna SvKFS 2005:2 började gälla 1 jan 2006 och gäller för nya anläggningar samt för befintliga anläggningar som byggs om eller till.

Föreskrifterna gäller för stora och medelstora kraftvärmeverk, d.v.s. anläggningar med installerad nominell aktiv effekt från 25 MW.

I 5 Kap 5 § (s. 11) anges att:

"Stora och medelstora värmekraftblock, utom kärnkraftverk, skall automatiskt kunna bidra i frekvensregleringen av kraftsystemet med reglerstyrka inom området 0,25-1 p.u. effekt/Hz vid en frekvensvariation på 50 ± 0,2 Hz." /…/ "Anläggningarna skall kunna klara upprepade effektvariationer kring inställt börvärde och uteffekten skall kunna regleras med plus eller minus 2 % inom 30 sekunder inom det regler- och effektområde som anges i 5 kap. 1 §. Detta skall kunna upprepas flera gånger."

6.1.2 Regler för upphandling och rapportering av FCR-N och FCR-D (2015/1057 version 2)

SvK:s styrdokument [5] styr upphandlingen av reglerkraft i dagsläget. Följande tekniska krav gäller vid upphandling av FCR-N.

- Aktivering av FCR-N ska ske vid frekvensavvikelser 50,00±0,1 Hz
- Vid stegändring 50,00 till 49,90 skall FCR-N vara aktiverat till 63 % på 60 sekunder och till 100 % på 3 minuter.

Frekvensbandet är snävare än vad SvKFS 2005:2 kravställer samtidigt som svarstiderna är större. Inga krav avseende uthållighet och att kunna hantera upprepade effektvariationer anges men i kontakten med SvK har framkommit att respektive anläggning förväntas kunna bibehålla full uteffekt den tid FCR-N avropats. I "reglerna för upphandling" anges dock att det finns möjlighet till återköp i driftsskedet mot den kostnad som uppstår för SvK till följd av återköpet.

6.1.3 ENTSO-E 2016/361

Nya regler för produktionsanläggningar i hela EU har tagits fram och håller på att implementeras [7]. I title II, chapter 1, article 10 kravställs ett effektsvar på mellan 1,5-10 % av maxeffekt med en statikfaktor på 2-12 %. Regleringen skall vara aktiverad inom 2 sekunder med fullt effektsvar inom 30 sekunder. Fullt svar skall kunna bibehållas i 15–30 minuter.

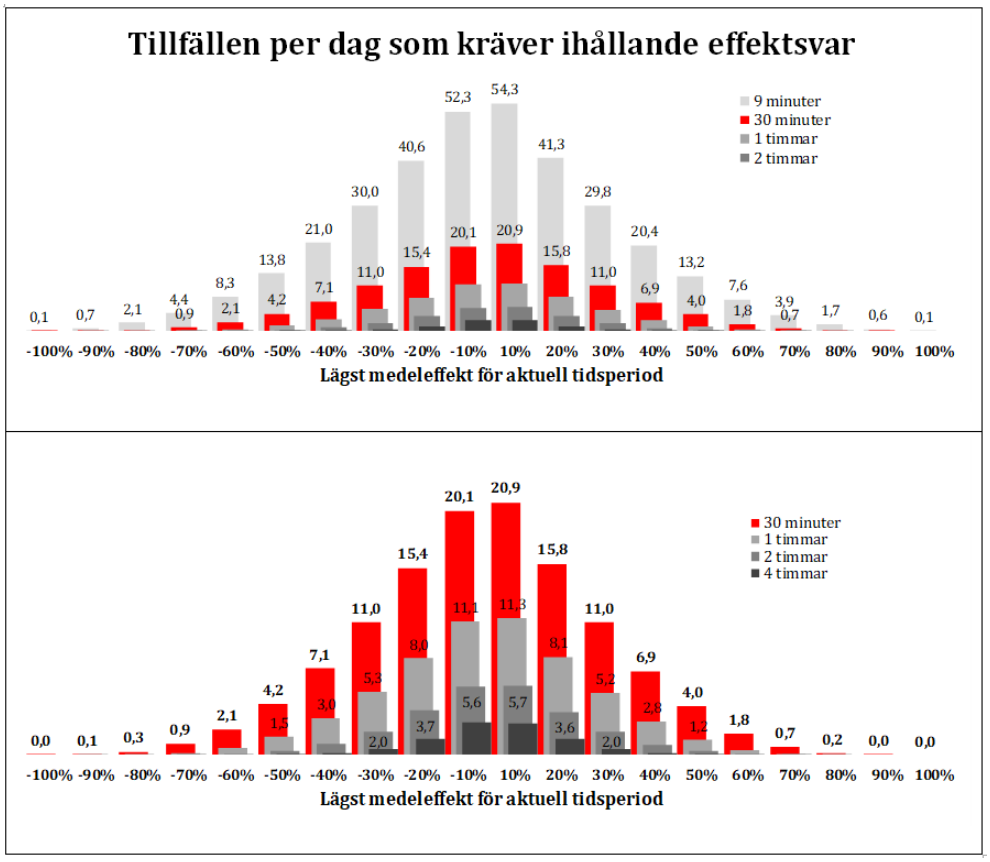
Det är upp till respektive TSO (transmission system operator) att fastställa vilket värde som är aktuellt där ett intervall anges. Dessa krav gäller för anläggningar av typ C och D, d.v.s. anläggningar med en kontinuerlig effekt ≥50 MW.

Sammantaget samstämmer SvKFS 2005:2 med kraven från ENTO-E eftersom kravens kriterier är inom uppsatta intervall. Det som tillkommit är tidskraven på aktivering inom 2 sekunder och uthålligheten.

6.1.4 Kontroll av frekvens i nordiska nätet

Eftersom det saknas krav på uthållighet från SvK:s styrdokument analyseras historiska frekvensdata för att fastställa hur lång tid anläggningarna historiskt behövt vara utstyrda.

Frekvens i det nordiska elnätet har analyserats via data från Finngrids hemsida [12]. Mer information om datainhämtning och bearbetning ses i Bilaga A. Figur 12 nedan visar hur många gånger medeleffekten för aktiverad/utförd reglering överstigit olika lägsta effektnivåer och olika tidsperioder. T.ex. erfordras minst 50 % uppregleffekt i 30 minuter i snitt fyra gånger per månad.



Figur 12, illustration över storleken på krävt effektsvar per dag

Utefter antagandet att anläggningen kör under hela året och fler bortfall[2] än 1 gång i månaden inte är acceptabelt utformas här egna krav på uthållighet, se Tabell 2. Som framgår från tabellen krävs sällan full reglerstyrka i mer än 15 minuter. Mer än 95 % reglerstyrka uppåt krävs sällan längre tid än 30 minuter. Se Bilaga A för mer information.

Tabell 2: uthållighetskrav för olika mängd reglerstyrka, för att bara behöva göra återköp av reglerkraften en gång per månad. Som kan ses från tabellen krävs sällan full reglerstyrka av anläggningarna i längre tid än 15 minuter.

Uppreglerstyrka	Uthållighet	Uthållighet	Nedreglerstyrka
+ 0–40 %	∞	∞	- 0-40 %
+ 50 %	4 h	4 h	- 50 %
+ 60 %	4 h	4 h	- 60 %
+ 70 %	2 h	2 h	- 70 %
+ 80 %	45 min	2 h	- 80 %
+ 90 %	30 min	45 min	- 90 %

[2] Med bortfall avses att effektsvaret ej kan hållas och återköp från SvK krävs.

Uppreglerstyrka	Uthållighet	Uthållighet	Nedreglerstyrka
+ 100 %	15 min	15 min	- 100 %

Uthållighetskraven utvärderas vidare under avsnitt 9.1.

6.2 BEGRÄNSANDE FAKTORER FÖR FREKVENSREGLERING HOS KRAFTVÄRMEVERK

Förutom möjligheten att hålla ett stabilt ångnätstryck samt att tillräckligt snabbt kunna styra elproduktionen, så kan andra faktorer vara begränsande i ett kraftvärmeverk. Följande faktorer skulle kunna vara begränsande:

- Ökande mängd skadliga ämnen i rökgaserna
- Temperaturvariationer i fjärrvärmenät
- Närhet till trippgränser i anläggningen
- Slitage från temperatur- och tryckvariationer

Anläggningsspecifika stegförsök på pannlasten genomfördes för att studera om förändrad pannlast leder till ökade utsläpp, se avsnitt 6.2.2. På samma sätt studerades vilka trippgränser för pannan som kan vara begränsande utifrån stegförsök i anläggningen. Närheten till trippgränser för ångnätstryck och turbin studerades i simuleringar. Notera att trippgränser är olika för alla anläggningar och att olika trippgränser kan vara begränsande på olika anläggningar.

Temperaturvariationer i fjärrvärmenätet är kraftigt beroende av vilket fjärrvärmenät som studeras samt vilka variationer som nätägaren kan acceptera. Detta blir därför här ett resultat från simuleringarna istället för en begränsning.

6.2.1 Slitage från temperatur- och tryckvariationer

Stora och snabba tryck- och temperaturvariationer kan leda till komponentutmattning och dessa får därför inte bli för stora. Viss forskning kring utmattning och anläggningspåverkan från frekvensreglering finns redan. Bland annat har Jan Storesund i en värmeforskrapport [13] analyserat laständringars anläggningspåverkan och konstaterat att primär frekvensreglering troligtvis har liten anläggningspåverkan, ”*Primär- och sekundärreglering kan relateras till relativt små tryck- och temperaturvariationer. Samlingslådor till överhettare kan ändå få en reducerad livslängd men sannolikt först efter många års drift.*”

Eftersom frekvensreglering endast ger små och relativt långsamma tryckvariationer undersöks inte detta djupare. Temperaturvariationer kan dock vara skadliga, speciellt vid reglerstrategier där förvärmare styrs. För temperaturvariationer finns en del forskning, se tex. [14]. Artikeln diskuterar simuleringar för rostfritt stål för 10^9 cykler, där cyklerna börjar leda till utmattning om temperaturvariationerna överstiger 46ºC. För olika typer av svetsar finns andra gränsvärden, där lägsta beräknade gräns för temperaturvariationer är 27ºC.

Eftersom artikeln har konservativa beräkningar och ett högt antal cykler, antas det i följande rapport inte uppkomma utmattningsproblem om temperaturvariationerna hålls under ca 30ºC. Vid temperaturvariationer större än detta måste den enskilda komponenten undersökas för att göra en värdering utifrån komponentens konstruktion.

6.2.2 Identifiering av begränsande faktorer hos Mälarenergi block 6

Två faktorer som kan påverka anläggningens förmåga att leverera frekvensreglering och som behöver utvärderas separat för varje anläggning är rampbegränsningar på turbinlast och pannlast samt störningskänsligheten hos anläggningen. Dessa faktorer kan utvärderas genom en kombination av granskning av anläggningens konstruktionsunderlag och provdrift.

Turbinen på Mälarenergi block 6 är designad för att klara husturbindrift. Det antas därför att inga rampbegränsningar finns i turbinstyrsystemet alternativt att dessa kan stängas av vid behov. Inga rampbegräsningar har heller identifierats för turbinen. Däremot finns laststegsbegränsningar som behöver beaktas, se avsnitt 6.2.3.

Utifrån granskning av styrsystemet har det identifierats att pannan har en lastbegräsning på 10 MW/minut, vilket har inkluderats i modellen över Mälarenergi block 6.

För att studera närhet till trippgränser samt utsläpp av skadliga ämnen hos Mälarenergi block 6 vid frekvensreglering genomfördes stegförsök i bränsleinmatning. Ett steg av samma storlek som en ändring orsakad av maximal tänkt levererad frekvensreglering undersöktes, eftersom det ger maximal mängd utsläpp och störst möjliga transient i anläggningen. En stegstorlek på 10 % av nominell effekt användes med utgångspunkt från simuleringar (se avsnitt 9.1) som visar att vid frekvensreglering blir de största pannlaständringarna ca 10 % av nominell panneffekt.

Följande mätpunkter bedöms i rapporten utgöra bra indikationer på om pannan är nära sina trippgränser:

- Bäddtemperatur
- Utgående temperatur tertiäröverhettare (ångtemperatur ut)
- Ångdomsnivå

Mätpunkterna är känsliga för förändrad bränsleinmatning och kan vara svåra att styra vid laststeg.

Bäddtemperaturen tillåts formellt variera från 600ºC till 980ºC. Vid eldning av avfall bör dock temperaturer över 800ºC undvikas om möjligt på grund av risken för sintring [15].

Utgående temperatur från tertiäröverhettar är normalt 470ºC. Denna tillåts bli maximalt 477ºC innan åtgärder initieras (bypass tertiäröverhettare) [15]. Någon undre gräns för ångtemperaturen har inte identifierats. Vid lägre temperaturer

försämras dock turbinens verkningsgrad och därför är det önskvärt att ha en så hög temperatur som möjligt.

Ångdomsnivån tillåts variera från +250 mm till -250 mm innan styrsystemet initierar motåtgärder för att förhindra vidare nivåförändring från börvärdet [15].

Följande mätpunkter ger indikationer på om utsläppen av farliga ämnen ökar:

- Halt CO i utgående luft
- Halt NOx i utgående luft

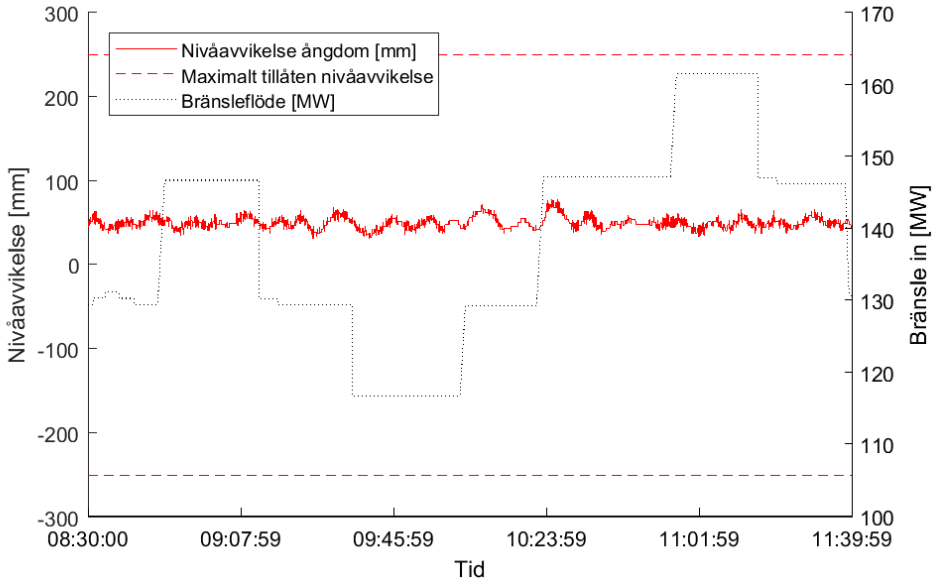
Höga halter av kolmonoxid beror bland annat på syrgasöverskottet vid förbränningen, temperaturen i eldstaden och obalanserad bränsleinmatning i pannan. Vid snabba förändringar i bränsleinmatning kan dessa faktorer påverka halterna av utgående kolmonoxid. Nivåerna av kolmonoxid bör vara under 100 mg/Nm3 i rökgaserna för Mälarenergi panna 6 [15].

Höga halter av NOx kan förekomma tex. vid betydande syrgasöverskott, för hög förbränningstemperatur eller vid felaktig nivå på ammoniakinsprutningen i rökgaserna. Vid snabba förändringar i bränsleinmatning kan dessa faktorer påverka halterna av utgående NOx. Normalt bör halterna av NOx vara ca 50-100 mg/Nm3 för Mälarenergi panna 6 [15].

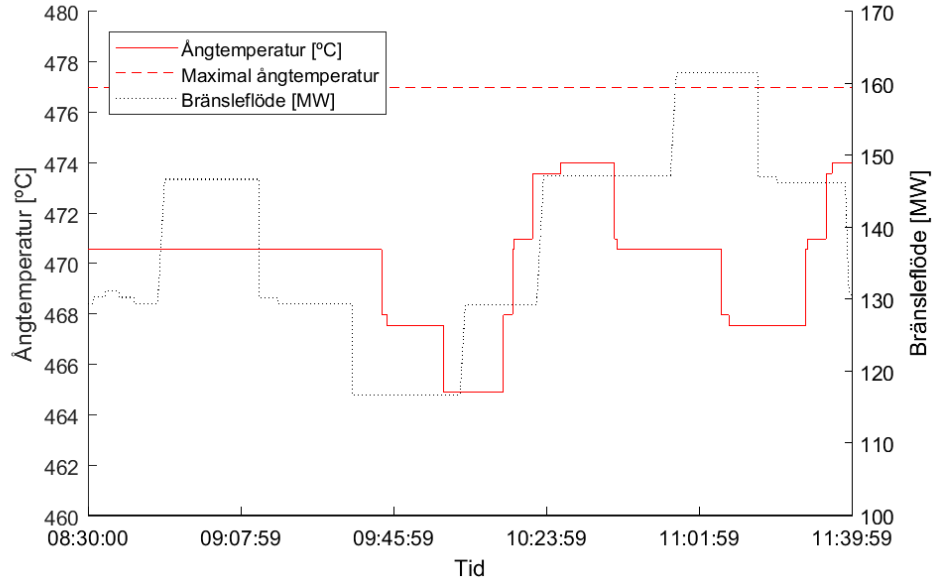
De diskuterade mätpunkterna uppmättes samtidigt som stegförsök genomfördes med en bränsleinmatning som stegvis ändrades enligt följande schema:

- 80 % – 90 %,
- 90 % - 80 %,
- 80 % - 70 % (minlast),
- 70 % - 80 %,
- 80 % - 90 %,
- 90 % - 100 % (maxlast)
- 100 % - 90 %

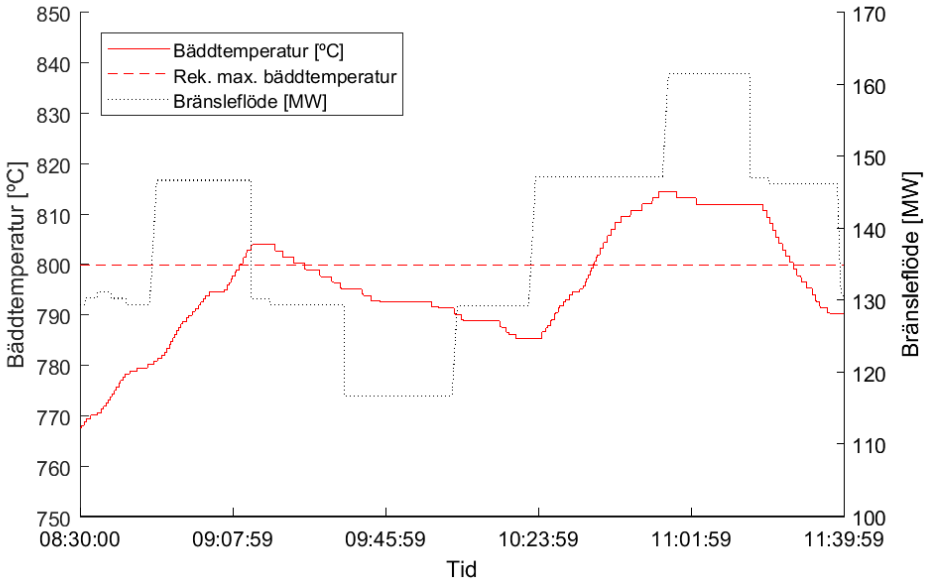
Resultaten från genomförda stegförsök redovisas i Figur 13 till Figur 16.



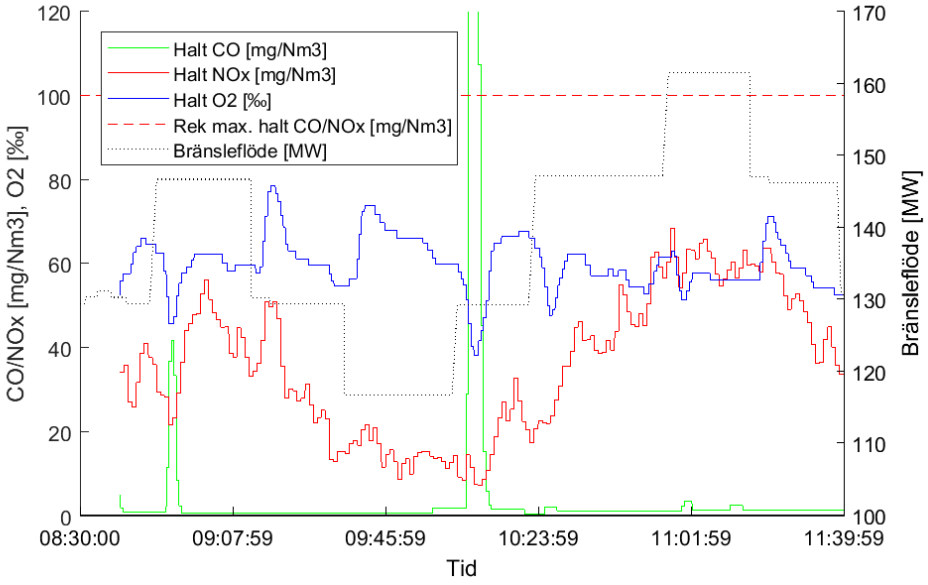
Figur 13, nivåavvikelse i ångdomen i samband med stegförsök på pannlasten på Mälarenergi panna 6. Mycket små nivåavvikelser registreras vid stegförsöken.



Figur 14, ångtemperatur ut från överhettare i samband med stegförsök på pannlasten på Mälarenergi panna 6. Enbart små temperaturförändringar uppmäts. Temperaturregistreringen har låg upplösning, vilket är orsaken till att temperaturen ser ut att göra stegmässiga förändringar.



Figur 15, bäddtemperatur i samband med stegförsök på pannlasten på Mälarenergi panna 6. Maximala och minimala bäddtemperaturen är 980ºC respektive 600ºC. Vid eldning av hushållsavfall bör dock temperaturen hållas under 800ºC för att minska risken för sintring. Denna temperatur överskrids dock vid två fall under stegförsöken. Detta sker dock även vid normal drift och ses inte som något problem.



Figur 16, CO, NOx och O2 halter i rökgaserna i samband med stegförsök på pannlasten på Mälarenergi panna 6. Vid lastökningsstegen blir syrgashalten något låg, vilket i vissa fall leder till en kraftig ökning av CO-utsläpp. Vid stegförsöken var dock inte sekundärluftsregleringen i auto-läge utan låg i hand, vilket bidrog till ökningen. Halten av NOx verkar generellt följa lasten på pannan och enbart mindre förändringar uppkommer från själva laständringarna.

Från Figur 13 och Figur 14 framkommer att ångtemperaturregleringen och ångdomsnivåregleringen håller sig stabila vid lastförsöken, enbart mindre störningar på dessa syns i samband med laständringarna.

Bäddtemperaturen i Figur 15 går över den för pannan rekommenderade bäddtemperaturen på 800ºC vid eldning av hushållsavfall, men håller sig inom

trippgränserna på 600ºC och 890ºC [15]. Börvärdet för bäddtemperaturen är satt mycket nära den rekommenderade maxtemperaturen och kan sänkas något för att undvika att överskrida 800ºC. Bäddtemperaturen följer dessutom främst belastningen på pannan snarare än att ändringen uppkommer från steget och går även vid normal drift av och till över 800ºC. Bäddtemperaturen ses inte som något hinder för att genomföra snabba laständringar.

Rökgasernas halt av CO ökar kraftigt vid några av laststegen uppåt i pannlast. Krav finns på 500 mg/Nm3 som timmedelvärde samt 250 mg/Nm3 som dygnsmedelvärde. Dessa värden överskrids inte. Den kraftiga ökningen av CO vid stegförsöken uppkom från att sekundärluften låg i manuellt läge och inte kunde reagera på laständringarna. Vid auto-läge bör luften kunna hålla ner CO halten bättre. Vid diskussion med Mälarenergi framkom dock luftregleringen kan behöva trimmas för att bättre kunna hantera laständringar i bränslelast. Detta ses dock inte som något hinder från att genomföra snabba laständringar. Luftreglering går att trimma aggressivt.

Sammantaget är inga anläggningsparametrar nära sina trippgränser vid stegförsöken. Utsläppen av skadliga ämnen ökar något, men det anses inte utgöra något hinder för möjligheten för kraftverken att bidra till frekvensreglering.

6.2.3 Begränsande faktorer hos ångnät, kondensatsystem, turbin och fjärrvärmenät

För ångnätet är främst faktorerna tryck och temperatur av betydelse. Temperaturen beror direkt på den temperatur som levereras från pannorna. Som kunde ses från Figur 14 varierar denna temperatur inte särskilt mycket vid pannlaststegen och kommer sannolikt inte vara begränsande. Trycket hos ångnätet påverkas däremot kraftigt om produktionen och konsumtionen av ånga inte är lika och är en begränsande faktor för mängden reglerkraft som kan levereras.

Normalt börvärde för panntryck är 74 bar(a). Vid 58 bar(a) uppkommer lågtryckslarm och denna gränsen bör därför inte nås. Det är dock olämpligt att trycket tillåts sjunka så långt under börvärdet. I studierna sätts därför en undre gräns på 8 bar under börvärdet, på 66 bar(a).

Vid höga ångnätstryck är lägsta identifierade begränsande faktor för högt tryck turbintripp vid 78 bar(a) och detta tryck bör alltså inte överskridas.

Turbinen har begränsningar kring hur stora laststeg som får göras. Storleken på laststegen beror på vid vilken driftpunkt turbinen körs samt om den har befunnit sig här en längre tid. Under förutsättning att anläggningen befunnit sig i stabil drift (dvs att ingen stor laständring precis skett), så är högsta tillåtna laständring för aktuellt börvärde +/- 15 % av nominell last på 49 MW. Alltså får ett maximalt laststeg på 7,3 MW tas, vilket sätter en begränsning på hur stor mängd frekvensreglering som maximalt kan levereras.

Fjärrvärmenätet kan ha begränsningar sett till vilken utgående temperatur som tillåts. För aktuell rapport redovisas dock påverkan på fjärrvärmenätet från laständringarna istället för att sätta upp gränsvärden för vad som är tillåtet.

Inga begränsningar är identifierade i matarvatten- och kondensatsystemet sett till snabba laständringar hos pannan eller turbinen. Det som kan påverkas negativt av öppning/stängning av turbinavtappningar är kondensattanknivåregleringarna respektive dränagetanknivåregleringarna. Dessa måste vara aggressivt inställda för att snabbt kunna hantera de förändrade flödena. Detta är dock främst en reglertrimningsfråga och är inget som undersöks i denna rapport.

6.3 SAMMANSTÄLLNING AV ACCEPTANSKRITERIER FÖR SIMULERINGARNA

Följande avsnitt sammanställer de krav och begränsande faktorer som identifierats för Mälarenergi block 6 samt för att få leverera frekvensreglering.

För att få leverera frekvensreglering skall följande krav vara uppfyllda, se avsnitt 6.1:

- Vid en frekvensavvikelse skall anläggningen motverka störningen och 63 % av svaret uppnås inom 60 s
- Vid en frekvensavvikelse skall anläggningen motverka störningen och 100 % av svaret uppnås inom 180 s
- Vid en frekvensavvikelse skall anläggningen motverka störningen och hålla kvar svaret en längre tid. Hur länge anläggningen behöver hålla kvar svaret beror på reglerstyrkan, se Tabell 2.

Vid frekvensreglering skall anläggningen fortsatt köras inom uppsatta gränser för att undvika att anläggningen skadas, se avsnitt 6.2 och 6.2.1

- Vid frekvensreglering skall ångnätstrycket hållas inom 66-78 bar(a).
- Innan frekvensreglering aktiveras skall anläggningen varit i stabil drift. Turbineffekten får ändras maximalt +/- 7,3 MW från utgångsläget.
- Om temperaturvariationerna hos någon komponent blir större än ca 30ºC vid frekvensreglering behöver en djupare analys av konstruktionen göras för att säkerställa att komponenten kan hantera detta.

7 Ekonomisk kalkyl vid frekvensreglering

I följande avsnitt presenteras de ekonomiska aspekterna för kraftvärmeverk att ingå i frekvensreglering. Fokus ligger på de kostnader och den möjliga vinst som SvK ger enligt [5]. Där uppger SvK att *"Bud avseende FCR ska vara kostnadsbaserade samt ge ett visst utrymme för vinst- och riskpålägg"*. Hur stort detta utrymme för vinst är anges inte. Därför undersöker studien istället potentiell vinst utifrån historiska bud.

7.1 MARGINALKOSTNAD FÖR FREKVENSREGLERING

Marginalkostnaden för frekvensreglering kan bli mycket olika beroende på hur lösningen är utformad. För lösningsalternativ där anläggningen befinner sig i optimalt driftläge sett till önskad fjärrvärmeproduktion och elproduktion blir marginalkostnaden låg. Elproduktionen kommer över tid vara lika stor eftersom anläggningen i genomsnitt kommer reglera upp och ner lika mycket. På samma sätt kommer fjärrvärmeproduktionen över tid vara samma, även om den kan variera något.

Om åtgärder genomförs under frekvensregleringen, så som öppning av direktkondensorventilen eller stängning av turbinavtappningar för förvärmning av matarvatten, kommer dock el-verkningsgraden minska något vilket innebär en marginalkostnad. Storleken på verkningsgradsförlusten och därmed marginalkostnaden för detta görs utifrån simuleringsresultaten under avsnitt 10.1.

En marginalkostnad vid frekvensreglering kan även vara ökad förslitning av anläggningen, men primär frekvensreglering leder sällan till så stora variationer i tryck och temperatur att detta uppstår, enligt resonemang i avsnitt 6.2.1.

Absolut störst marginalkostnad uppkommer dock om ej optimal driftläggning används, så som att anläggningen backar från 100 % driftläggning för att skapa en reglermarginal eller att direktkondensorventilen öppnas något, då detta sänker el-verkningsgraden.

För lösningsalternativ 3 ändras driftläggningen så att direktkondensorventilen läggs något öppen. Detta leder till att el-verkningsgraden minskar och värme-verkningsgraden ökar. Den totala verkningsgraden är konstant. Men eftersom kraftvärmeverken är ålagda att leverera en viss mängd fjärrvärme behöver pannlasten minskas för att hålla samma totala fjärrvärmeleverans. Notera att det inte behöver vara samma anläggning som levererar frekvensreglering som behöver minska lasten, utan istället bör anläggningen med högst marginalproduktionskostnad minska lasten. I aktuell rapport antas dock för enkelhets skull att samma anläggning som levererar frekvensreglering även begränsar sin pannlast. Hur detta slår på elproduktionen beräknas från simuleringsresultaten, se avsnitt 10.

Vad kostnaden blir för marginalproduktionen beror på vad intäkten från elförsäljning är samt vad kostnaden för inköp av bränsle är. Notera att det även finns en verkningsgrad mellan förbränningen av bränslet till produktionen av el

som kan behöva tas hänsyn till. Baserat på de bränslen som används eller kommer användas hos Mälarenergi antas följande bränslepriser:

- Biobränsle (till Mälarenergi block 5): 200 kr/MWh$_{th}$
- Returträ (till kommande Mälarenergi block 7): 100 kr/MWh$_{th}$
- Avfallsbränsle (till Mälarenergi block 6): 0 kr/MWh$_{th}$

Bränslet blir en besparing i marginalkostnaden. Utöver bränslet finns förlorad intäkt från elen som inte säljs, följande elpriser antas:

- Elpris, lågt: 300 kr/MWh
- Elpris, högt: 500 kr/MWh

För alla kraftvärmeverk med mottrycksturbin blir totalverkningsgraden (el-verkningsgrad + fjärrvärmeverkningsgrad) mycket hög, ofta 90 % – 95 %.

Vad den faktiska marginalkostnaden blir beror på förutsättningarna för kraftvärmeverket. Om anläggningen tillåts leverera en större mängd fjärrvärme kan en försämrad el-verkningsgrad, som istället ökar mängden fjärrvärme, medföra en låg marginalkostnad (skillnaden mellan intäkt från el och intäkt från fjärrvärme). Ofta är dock anläggningen eller anläggningarna ålagda att leverera en bestämd mängd fjärrvärme och då kan försämrad el-verkningsgrad och ökad fjärrvärmeverkningsgrad istället innebära att pannlasten behöver backa vilket ytterligare kommer sänka elproduktionen. Se avsnitt 10.1 för djupare diskussion kring marginalkostnad.

7.2 ÖVRIGA KOSTNADER FÖR FREKVENSREGLERING

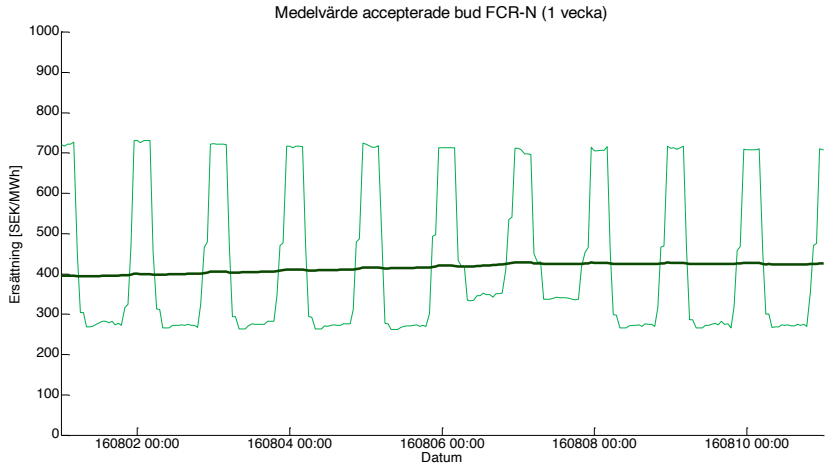
Den främsta kostnaden för frekvensreglering kommer från analys, projektering och implementering av de tekniska lösningarna. Kostnaden för detta beror på den aktuella anläggningens utformning och reglerstrategi. För de lösningsalternativ som föreslås i aktuell rapport krävs inga stora ingrepp i anläggningen, utan enbart en mjukvarumässig uppdatering av styrsystemet, se kapitel 4.5, samt analys och provdrift på anläggningen. En grov uppskattning på denna kostnad är 500 000 – 1 000 000 kr. Det är dock en engångskostnad som sedan kan slås ut på flera år av frekvensreglering.

Förutom de ”tekniska” kostnaderna finns en kostnad för administration för försäljning av reglerkraft samt kostnad för mer komplex drift och planering. Denna kostnad är svår att uppskatta, men sätts här till 100 000 kr/år. Kostnaden baseras på att en person får i uppgift att planera drift och försäljning och att detta kräver 1-2 h per dag i arbetstid.

Sammantaget ansätts en fast total kostnad för frekvensreglering på 200 000 kr/år som ska täcka in både införande och administration.

7.3 ERSÄTTNING FÖR PRIMÄR FREKVENSREGLERING

Ersättning för primärreglering ges dels i en fast del (reserverad effekt) och dels i en del för aktiverad (faktiskt utförd) reglering. Den fasta delen ges i form av ”pay-as-bid” och avropas av SvK i stigande ordning. Historiska data redovisas för **medelvärdet** av accepterade bud timme för timme på SvKs hemsida: mimer.svk.se. Dessa data ligger till grund för en ekonomisk modell för att beräkna intäkterna från frekvensreglering. Det genomsnittliga priset har varierat något över åren, vilket kan ses från Figur 18. Ersättningen varierar även betydligt över dygnet, där ersättningen nattetid är betydligt högre än dagtid, se Figur 17.



Figur 17, genomsnittligersättning för FCR-N en typisk vecka. Som kan ses från figuren är priserna nattetid betydligt högre än dagtid.

Ersättningen för aktiverad (utförd) reglering utgörs av upp- respektive nedreglerpriset. Samtidigt ges normal ersättning för den totala producerade effekten. Resultatet av detta blir att uppreglering ger ökad elproduktion där extra effekt ersätts något över spotpris och nedreglering ger minskad elproduktion där minskad effekt ersätts till strax under spotpris. Framtagen ekonomisk modell tar dock ej hänsyn till denna ersättning, framförallt eftersom den är avsevärt lägre i jämförelse, men även till att det är svårare att förutse när aktivering sker och i vilken riktning. Utförd reglering utgör dock ett positivt ekonomiskt bidrag för reglerobjektet, vilket innebär att modellen underskattar ersättningen något.

För att beräkna ekonomin för försäljning av reglerkraft kan antingen intäkten från detta maximeras genom att lägga sig relativt lågt i försäljningspris och därmed garantera att budet går igenom, eller så kan vinsten för faktiskt såld reglerkraft maximeras genom att relativt höga bud läggs för att få bra pris för den mängd frekvensreglering som faktiskt säljs in men samtidigt riskera att budet inte går igenom. Vid låg marginalkostnad för frekvensregleringen bör intäkten maximeras medan för tekniska lösningar som innebär en hög marginalkostnad för frekvensreglering bör vinsten maximeras.

Förutom rörliga kostnader medför försäljning av frekvensreglering även fasta kostnader i form av anpassning/implementering av frekvensreglering i anläggningen samt årliga administrativa kostnader för försäljningen av reglerkraft.

7.4 INTÄKT FRÅN FÖRSÄLJNING AV REGLERKRAFT

Eftersom buden i dagsläget är kostnadsbaserade med möjlighet till visst tillägg för vinst och risk, har en modell använts för att undersöka vilka bud som skulle kunna läggas.

Modellen är utvecklad baserat på historiska data för medelpriset för försäljning av reglerkraft från de senaste fem åren (januari 2014 till januari 2019).

I modellen sätts ett bud ut för varje timme. Om budet är lika med eller under medelpriset plus en ansatt spridning för accepterade bud räknar modellen med att budet går igenom och budnivån adderas till den totala intäkten.

Olika budnivåer testas av modellen och den budnivån som ger maximal vinst (intäkter – marginalkostnad) används. Samma budnivå används över hela tidsperioden (2014-2019).

Eftersom enbart medelvärdena för historiska bud finns tillgängligt så antas en spridning på 20 % upp och ner runt medelvärdet, och att ett bud som är 20 % över medelbudet går igenom. Storleken på den faktiska spridningen är okänd, men 20 % antas vara en rimlig uppskattning.

Olika budnivåer kommer leda till olika lång tid som anläggningen skall befinna sig i frekvensregleringsläge. Ett medeltal på antal timmar/dygn som anläggningen kommer befinna sig i reglerkraftsläge kan ses från Tabell 3. Budnivåerna varierar kraftigt mellan dagtid och nattetid, där tiden från 23:00-06:00 typiskt har betydligt högre priser för frekvensreglering jämfört med dagtid. Från de bud som accepteras av modellen vid hög marginalkostnad för frekvensreglering är nästan alla bud nattetid. Normalt accepteras buden en hel natt ifall buden accepteras.

I Tabell 3 har fem olika marginalkostnader för frekvensreglering antagits, på 0-500 kr/MWh. Utifrån dessa kostnader kan en bruttovinst (före fasta kostnader) uppskattas.

Som kan ses från tabellen är den totala vinsten kraftigt beroende på marginalkostnaden för frekvensreglering. Vid hög marginalkostnad behöver budnivån dessutom vara högre för att generera en acceptabel vinst.

Notera att beräknad vinstnivå är låg, eftersom samma bud läggs oavsett i vilket läge marknaden för frekvensregleringen befinner sig i. Normalt anpassar en marknadsavdelning budgivningen efter rådande marknad, vilket skulle höja vinsten.

Tabell 3, beräknade bruttovinster per månad, förutsatt att en konstant budnivå hålls i flera års tid. Beräkningen är gjord för flera olika marginalkostnader för frekvensreglering.

Marginal-kostnad	Budnivå	Genomsnittlig tid i frekvens-reglering	Bruttovinst
[kr/MWh]	[kr/MWh]	[h/dag]	[SEK/MW, mån.]

Marginal-kostnad	Budnivå	Genomsnittlig tid i frekvens-reglering	Bruttovinst
0	247	10,9	80 400
100	299	8,21	49 000
200	495	3,80	33 700
300	538	3,27	23 300
400	687	1,67	14 400
500	769	1,21	9 800

7.4.1 Marknadsbaserad modell för försäljning av reglerkraft

En mer marknadsnära modell har tagits fram, där budnivån anpassas varje månad. Motivet till att budnivån ändå hålls konstant en månad är för att kompensera för att optimering sker när alla bud är kända. Nivån för varje månad optimeras mot historiska data för att ge den högsta intäkten. I övrigt är antagandena samma som för modellen med konstant nivå över hela tidsperioden.

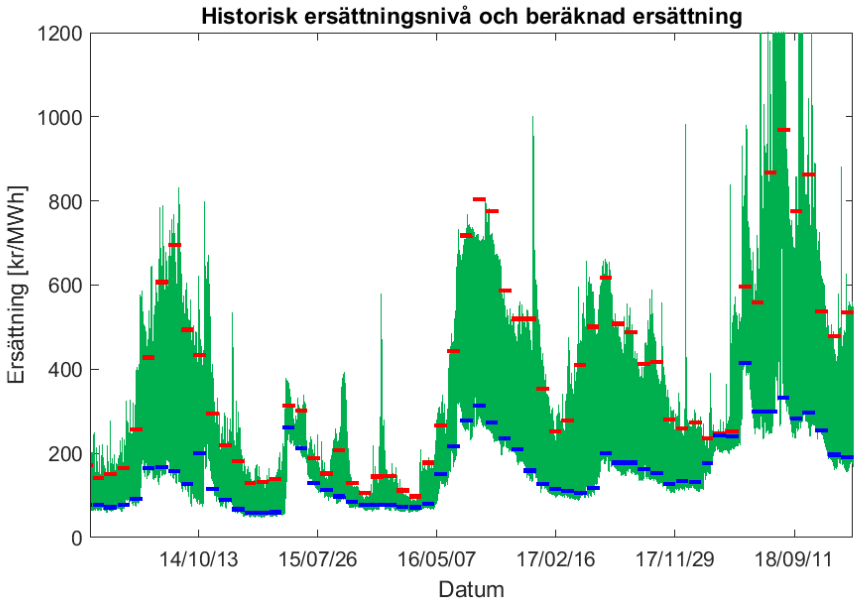
I modellen tillåts även två olika budnivåer, en nattetid mellan kl. 23-06 och en dagtid kl. 07-22. Detta ökar den beräknade intäkten med ca 30 % jämfört med en konstant budnivå över hela månaden. Detta anses acceptabelt då det är allmänt känt att budnivåerna är högre nattetid, se Figur 17.

Motsvarande bruttovinster (intäkter minus bruttokostnad) för olika marginalkostnader med bud enligt den marknadsbaserade modellen framkommer från Tabell 4.

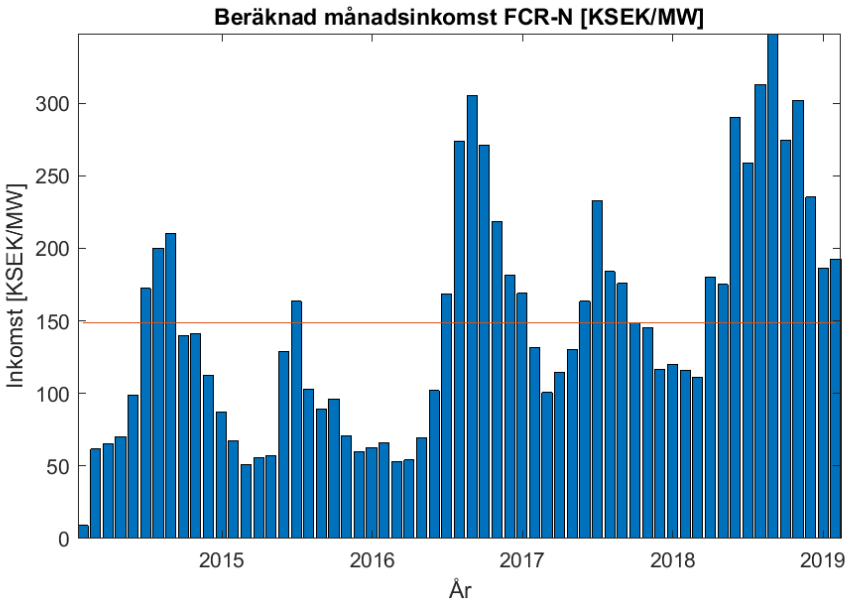
Tabell 4, beräknade bruttovinster per månad, förutsatt att budnivån justeras efter marknaden. Beräkningen är gjord för flera olika marginalkostnader för frekvensreglering. Notera att värdena för ”Budnivå”, ”Genomsnittlig tid i frekvensreglering” samt ”Bruttovinst” är ett genomsnitt och varierar över tid.

Marginal-kostnad	Budnivå dag (snitt)	Budnivå natt (snitt)	Genomsnittlig tid i frekvens-reglering	Bruttovinst
[kr/MWh]	[kr/MWh]	[kr/MWh]	[h/dag]	[SEK/MW, mån.]
0	161	382	21,8	148 400
100	204	404	15,3	88 800
200	287	447	8,37	53 500
300	406	519	4,41	33 700
400	491	601	3,22	22 200
500	625	678	2,24	14 000

Medelvärdet för historiskt accepterade bud samt ansatta bud enligt modellen kan ses från Figur 18. Figuren visar tydligt att budnivån ökat mellan 2017 och 2018 vilket tyder på en större efterfråga på reglerkraft. Ett medelpris på 148 000 kr/MW erhålls med modellen vid försumbar marginalkostnad för hela tidperioden, vilket är nästan dubbelt så hög intäkt som vid en helt konstant budnivå. Figur 19 visar genomsnittlig intäkt per månad vid försumbar marginalkostnad.



Figur 18, medelvärdet för historiska accepterade bud för primär frekvensreglering (gröna linjer) samt antagna bud för frekvensregleringen under månaden från anläggningen nattetid kl. 23-06 (röda linjer) och dagtid kl. 07-22 (blåa linjer). Hösten 2018 gick priserna tidvis upp mot 2000-3000 kr/MWh, vilket är utanför figurens skala.



Figur 19, beräknad intäkt per månad från försäljningen av frekvensreglering, med en medelnivå på 148 000 kr/MW, per månad (röd linje).

7.5 ANLÄGGNINGENS TILLGÄNGLIGHET FÖR FREKVENSREGLERING

En viktig faktor för vinsten av frekvensreglering är hur lång tid under året som anläggningen har möjlighet att leverera frekvensreglering. Denna tid är beroende på om anläggningen behöver vara i dellast för att regleringen skall fungera. Dellast krävs för lösningsalternativ 1 och 2 men inte för lösningsalternativ 3. För

lösningsalternativ 1 och 2 krävs att anläggningen befinner sig i dellast med viss marginal mot både minlast och maxlast.

Mängden tid i dellast bör variera mellan ca en till sex månader om året beroende på anläggning. För just Mälarenergi block 6 är dellasten kort eftersom anläggningen är baslast i fjärrvärmenätet samt behöver köras en stor del av året för förbränning av hushållsavfall. För att få en mer allmängiltig uppskattning på intäkterna ansätts en längre dellasttid än vad Mälarenergi block 6 har. En dellast-tid på 3 månader ansätts där anläggningen kan verka i frekvensreglering.

För anläggningar som inte behöver befinna sig i dellast ansätts en tillgänglig tid för att verka i frekvensreglering på 9 månader per år, eftersom få kraftvärmeverk körs under sommarmånaderna.

8 Modellering och simulering

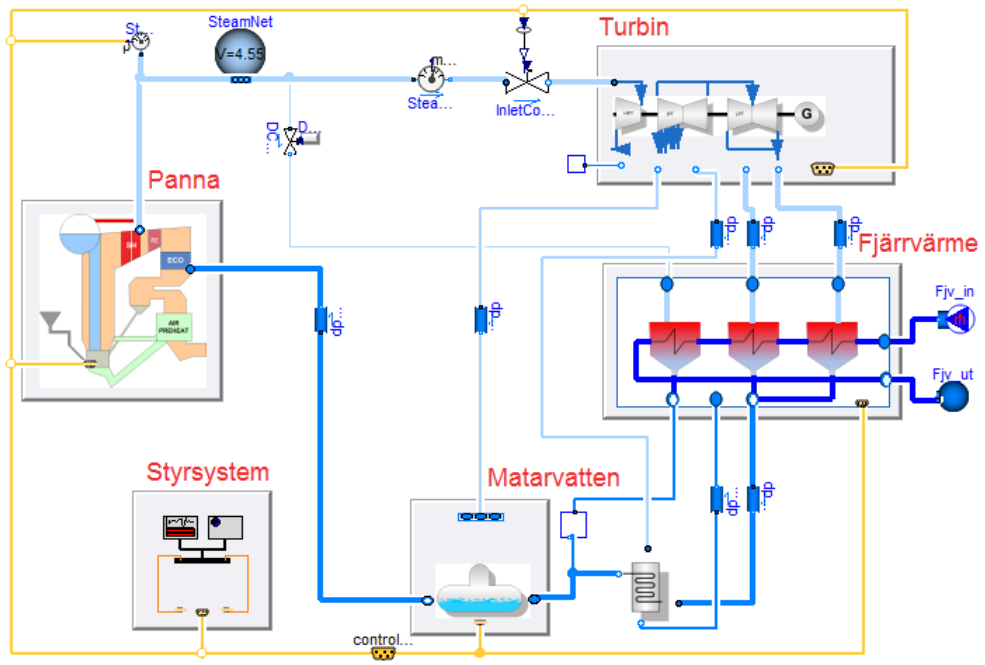
Aktuellt kapitel innehåller beskrivning av modellen över Mälarenergi block 6, valideringen av modellen samt införandet av lösningsalternativen som diskuterats i kapitel 4.

8.1 MODELLEN OCH DESS DELAR

Anläggningsmodellen är skapad i Dymola, en kommersiell mjukvara för dynamisk modellering som baseras på det öppna objektorienterade modellspråket Modelica. Syftet med modellen är att kunna testa olika tekniska lösningar för hur reglerkraft skulle kunna implementeras på kraftvärmeverk. Modellen ska kunna visa på de dynamiska förloppen i anläggningen som följer av en frekvensändring.

Hur modellen är uppbyggd kan ses i Figur 20. Modellen är hierarkiskt uppbyggd och inkluderar följande huvudkomponenter:

- Panna inklusive
    - Förbränningszon
    - Dom
    - Överhettare med temperaturreglering
    - Ekonomiser
- Turbin inklusive
    - Turbinavtappningar
- Kondensor
- Kondensat- och matarförvärmning med
    - Förvärmare (från turbinavtappningar)
    - Matarvattentank och pumpar
- Fjärrvärmesystem



Figur 20, översta lagret i modellen över Mälarenergi block 6. Detta lager visar undermodeller för pannmodell, turbinmodell, modell över fjärrvärmevärmeuppvärmningen, matarvattenförvärmning samt styrsystem.

8.1.1 Panna

Pannmodellens mål är att, baserat på matarvattnets egenskaper, leverera korrekt mängd ånga, med rätt egenskaper samtidigt som korrekt dynamisk respons erhålls vid laständringar.

Pannmodellen innehåller modeller över förbränning, värmeöverföringar i förbränningsutrymme, överhettarsteg med mellankylning, ekonomiser, ångdom, internt styrsystem mm.

8.1.2 Turbin

Turbinmodellen baseras på modeller över enskilda turbinsteg med mellanliggande avtappningar. Turbinstegen bygger på Stodola-ekvationen [16] som visar sambandet mellan elektrisk effekt, flöde och trycknivåer via turbinkonstanten.

8.1.3 Matarvatten- och kondensatförvärmare

Förvärmarna är modellerade som tubvärmeväxlare för ångkondensering för att spegla värmeöverföringen från ångan till matarvattnet eller kondensatet.

8.1.4 Fjärrvärmesystem

Modellen av fjärrvärmesystemet syftar till att identifiera temperaturvariationerna i fjärrvärmenätet som uppkommer från de olika reglerlösningarna och består av de tre värmeväxlarna mot blocket.

8.2 MODELLVALIDERING

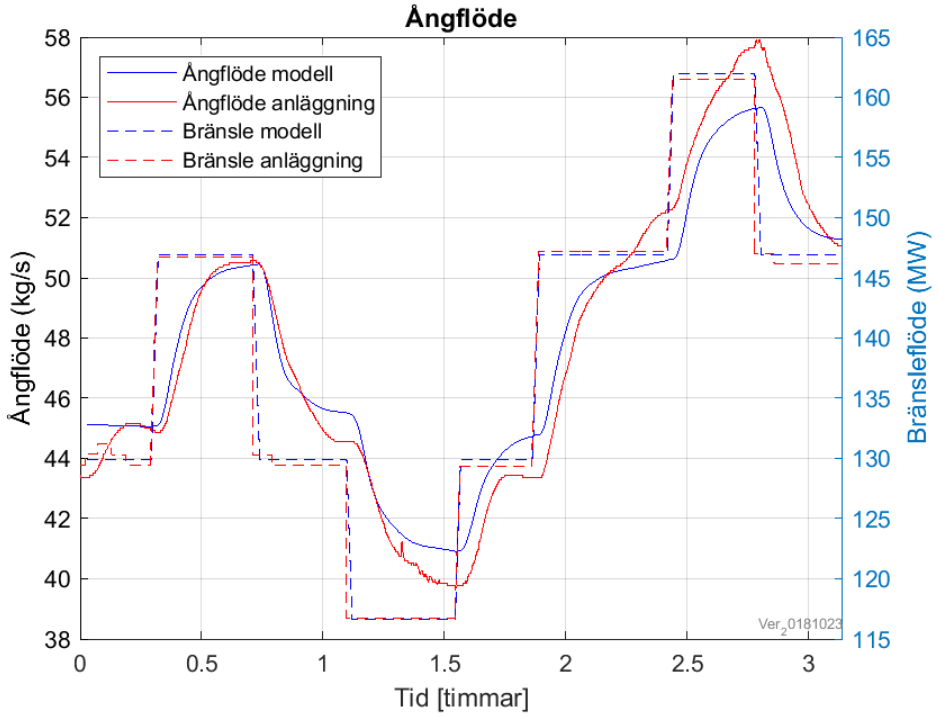
Validering av simuleringsmodellen genomförs genom att jämföra stegförsök från Mälarenergi panna 6 med motsvarande stegförsök från simuleringsmodellen.

Eftersom ångnätets tryck är begränsande från anläggningens sida för möjligheten att leverera frekvensreglering (se avsnitt 6.2) är det viktigt att pannmodellens svar på ångflöde är korrekt. Figur 21 visar en jämförelse mellan verkligt ångflöde och modellens ångflöde vid stegändringar i pannlast. Figur 22 visar motsvarande för levererad ångtemperatur vid stegändringar i pannlast.

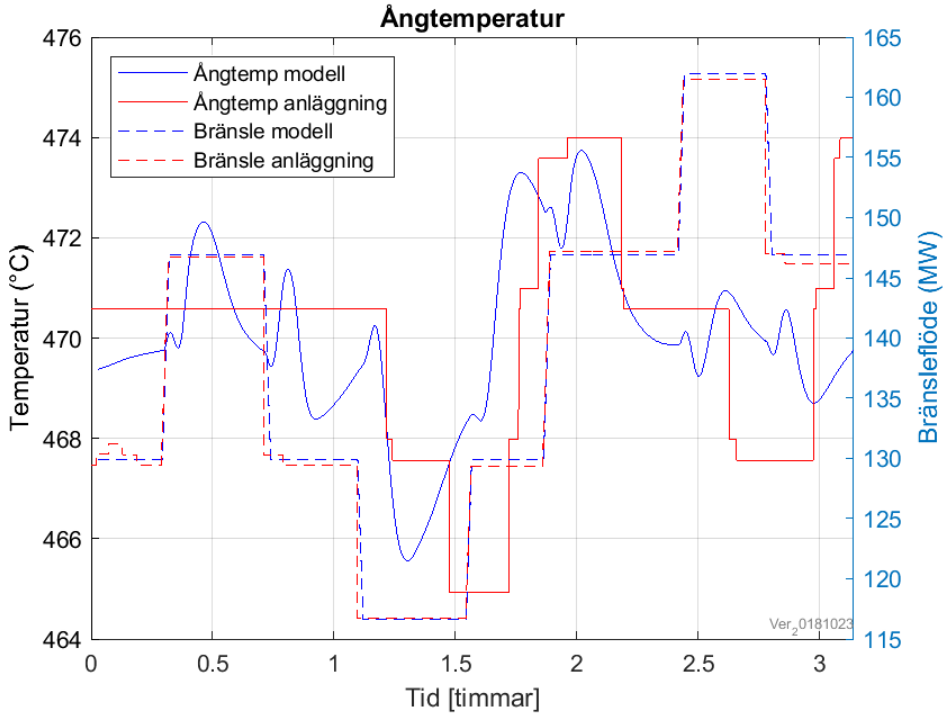
Från Figur 21 framgår att mängd levererad ånga från verklig anläggning och modell är mycket lika för de första stegen i bränslelast. Förändringarna sker med likartade förlopp och hastighet. Stegförsöken i den verkliga anläggningen gjorde kort efter varandra eftersom anläggningen inte kunde köras någon längre tid vid de oreglerade driftnivåer som stegsvaren innebar. I figurerna nås därför inte något nytt stabilt läge innan nytt steg i bränslelast tas, vilket har påverkan på utseendet på ångflödets svar. Repeterbarheten hos den verkliga anläggningen vid stegförsöken är dessutom dålig, eftersom ångflödena verkar nå olika stabila nivåer, jämför tex. steget från 130->116 MW med steget från 116->130 MW. Vad detta beror på är okänt. Pannmodellen anses dock ha bra förutsättningar för att utvärdera möjligheten till frekvensreglering eftersom förändringshastigheten hos modell och verklig anläggning följer varandra mycket väl.

Från Figur 22 framgår att verklig ångtemperatur från pannan och ångtemperaturen från modellen följer varandra. Dock har mätdata från pannan mycket låg upplösning, vilket försvårar utvärderingen. Förändringarna är dock i samma storleksordning vid stegförsöken. I verklig anläggning tar det något längre tid innan lägsta ångtemperatur nås jämfört med modellen. Detta bedöms dock inte påverka modellens möjlighet att visa på möjligheten till att leverera frekvensreglering.

Sammantaget kan modellen användas för att utvärdera möjligheten till frekvensreglering.



Figur 21, ångflöde från pannan vid stegförsök på bränsleinmatningen (röda linjer) och motsvarande stegförsök i framtagen simuleringsmodell (blåa linjer). Streckade linjer visar bränsleinmatningen och fasta linjer visar ångflödet.



Figur 22, ångtemperatur från pannan vid stegförsök på bränsleinmatningen (röda linjer) och motsvarande försök i framtagen simuleringsmodell (blåa linjer). Streckade linjer visar bränsleinmatningen och fasta linjer visar ångtemperaturen.

8.3 FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR LÖSNINGSALTERNATIVEN HOS MÄLARENERGI BLOCK 6

För lösningsalternativen enligt avsnitt 4.4.1 och avsnitt 4.4.2 krävs att pannan befinner sig i dellast[3]. Mälarenergi block 6 kan köras på effekter mellan 68 % och 100 %. Även om pannan körs nära dessa gränser begränsas mängden frekvensreglering som kan levereras.

På Mälarenergi panna 6 är direktreduceringen till fjärrvärmeuppvärmningen stängd vid normaldrift, samtidigt som alla turbinavtappningar utom den första är öppna. Tabell 5 visar avtappningarna och dess förhållanden vid normaldrift vid full effekt.

De två sista avtappningarna (H1, H2) är inte lämpliga att stänga, eftersom detta leder till alldeles för stora flödesmässiga störningar i turbinen (stängs tex. H1 måste allt flöde istället gå via H2, vilket turbinen ej är designad för).

Om en avtappning stängs höjs trycket genom turbinen och flödet ökar genom alla övriga avtappningar. Eftersom det mesta flödet går genom de två sista avtappningarna höjs även trycket mest vid dessa. En ”potential” för elproduktion från de olika avtappningarna kan uppskattas utifrån flödenas entalpier, se Tabell 5. Eftersom trycket höjs vid stängning av en avtappning uppskattas potentialen utifrån att allt flöde går ut vid normalförhållandet för avtappning H1.

Tabell 5, turbinavtappningarnas egenskaper

Avtappning	Flöde [kg/s]	Trycknivå [bar(a)]	Temperatur [ºC]	Vätskehalt [vikt%]	Normalt driftläge	Potentiell elprod. [MW]
B1	3,6	16,5	271	-	Stängd	1,7
B2	2,9	4,8	150 (mättnad)	0,6	Öppen	1,0
B3	3,1	2,0	120 (mättnad)	5,2	Öppen	0,5
H1	22	0,44	78 (mättnad)	10,0	Öppen	-
H2	24	0,22	62 (mättnad)	11,5	Öppen	-

Från Tabell 5 framgår att störst potential finns hos den första turbinavtappningen (B1), eftersom trycket fortsatt är relativt högt och flödet fortsatt överhettat vid denna avtappning.

Eftersom första avtappningen har störst potential att ge ökad elproduktion men samtidigt inte används, provas alternativa anläggningsutformningar där denna avtappning används. Se avsnitt 4.5 för mer information.

Om avtappning B2 och B3 stängs innebär detta att tryck och temperatur tappas i matarvattensystemet (matarvattentank och lågtrycksförvärmarsteg). Detta kan ge upphov till stora termiska påfrestningar. Storleken på temperatursvängningarna är något som kontrolleras vid simuleringarna.

[3] För lösningsalternativ 3 kan en betydande del frekvensreglering även erhållas även vid körning på full effekt eller på minlast.

Direktvärmaren, som bypassar turbinen och skickar flödet direkt till kondensor mot fjärrvärmen, har tillräcklig kapacitet för att hantera pannans maxlast. Ingen begränsning finns därmed här.

8.4 LÖSNINGSALTERNATIV

Lösningsalternativen som kommer testas för Mälarenergi block 6 har konceptuellt diskuterats under avsnitt 4.4 och implementering för Mälarenergi block 6 har diskuterats under avsnitt 8.3. Följande avsnitt diskuterar implementering i modellen över Mälarenergi block 6.

8.4.1 Sammanställning lösningsalternativ

Tabell 6 visar en sammanställning över de lösningsalternativ som utvärderas samt vilka scenarion som simuleras.

För alla lösningsalternativ testas ett scenario där frekvensen justeras i form av steg som ger maximalt svar från anläggningen. För vissa utformningar testas även ett scenario med verklig frekvensvariation över ett dygn.

Tabell 6, sammanställning av lösningsalternativ för simulering.

Lösningsalternativ	Scenario	
	Maximalt steg i nätfrekvens	Verklig nätfrekvens
Lösning 1: Frekvensreglering via turbinpådrag	x	
Lösning 2a: Frekvensreglering via turbinpådrag och lågtrycks-/högtrycksskydd via avtappningsreglering	x	
Lösning 2b: Alternativ anläggningsutformning med högtryckförvärmare med reglering enligt lösningsalternativ 2.	x	x
Lösning 3 (annan basläggning): Frekvensreglering via turbinpådrag och ångtrycksreglering med något öppen direktkondensor	x	x

8.4.2 Lösningsalternativ 1: Frekvensreglering via turbinpådrag

I lösningsalternativ 1 byggs modellens styrning om, så att ångnätstrycket styr pannlasten och en simulerad elnätsfrekvens påverkar turbinlasten. Eftersom det finns mycket liten marginal uppåt i ångnätstryck läggs även för denna lösning in en extra regulator på direktkondensorn (se lösningsalternativ 2) som öppnar om trycket överstiger 76 bar(a).

8.4.3 Lösningsalternativ 2: Frekvensreglering via turbinpådrag och lågtrycks-/högtrycksskydd via avtappningsreglering

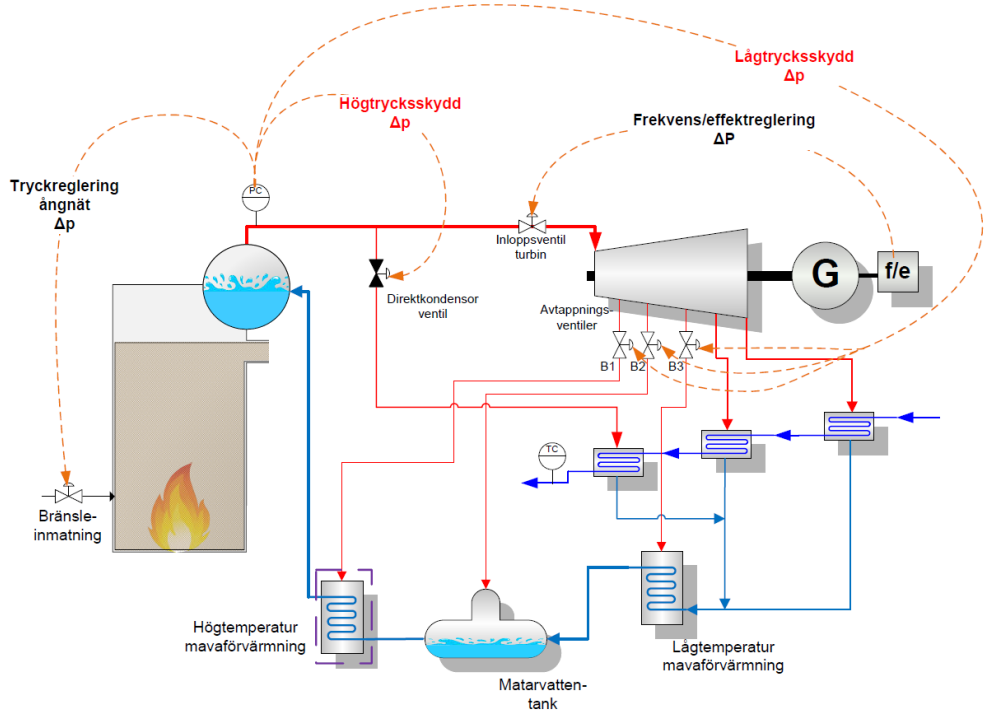
För lösningsalternativ 2 läggs extra tryckreglering in, förutom ändringarna enligt avsnitt 8.4.2.

Normalt ångnätryck är 74 bar(a).

En ny regulator läggs in som övertar styrningen av direktkondensorventilen om trycket överstiger 76 bar(a). Regulatorn öppnar ventilen så länge trycket överstiger 76 bar(a) och börjar återigen stänga ventilen när trycket går under detta börvärde.

Två nya regulatorer läggs in som övertar styrningen av ventilerna för lågtryckförvärmaren och matarvattentanken (avtappningar B2 och B3). För den alternativa anläggningsutformningen med ett högtrycksförvärmarsteg (avtappning B1) läggs en regulator in även för denna. Regulatorerna aktiveras vid ångnätstryck under 69 bar(a) för befintlig anläggningsutformning respektive 71 bar(a) (för B1) samt 69 bar(a) (för B2 och B3) för alternativ anläggningsutformning.

I Figur 10 illustreras reglerlösningen för lösningsalternativ 2a. Den alternativa lösningsutformningen med ett högtrycksförvärmarsteg samt tillhörande reglering även av denna illustreras i Figur 23 nedan.



Figur 23, illustration över kraftvärmeverk med avtappningar från turbin som värmer fjärrvärme och matarvatten samt med direktkondensor från ångnätet till fjärrvärmenätet. Anläggningen skiljer sig från Mälarenergi block 6 genom att den även har ett högtrycksförvärmarsteg. Anläggningen ligger i frekvensreglering där nätfrekvensen styr turbininloppsventilen samt ångtrycket styr pannlasten. Ångnätet skyddas från för låga tryck genom att turbinavtappningarna för förvärmning av matarvattnet stänger samt skyddas från höga tryck genom att direktkondensorn öppnar.

Ett alternativ till lösningsalternativet ovan som också testats, men som ej redovisas i aktuell rapport, är att låta avtappningarna direkt styras av ångnätstrycket och avtappningarnas önskade öppning återställs genom att manipulera pannlasten. Lösningsalternativet leder till något stabilare ångnätstryck, men större transienter i matarvattensystemet och marginellt lägre elverkningsgrad. Ungefär samma mängd frekvensreglering kan levereras med detta alternativ.

8.4.4 Lösningsalternativ 3 (annan basläggning): Frekvensreglering via turbinpådrag och ångtrycksreglering med något öppen direktkondensor

För lösningsalternativ 3 ändras driftläggningen i samband med att övergång till frekvensreglering skall ske. Direktkondensorventilen öppnas 15-20 % samtidigt som normalt börvärde för turbineffekten sänks, eftersom elproduktionen minskar med öppen kondensorventil.

Ny logik adderas, där ångnätstrycket styr direktkondensorventilen. Utgående fjärrvärmetemperatur styr fortsatt pannlasten.

I Figur 11 illustreras reglerlösningen.

9 Simuleringsresultat och analys

Kapitlet presenterar simuleringsresultaten från de olika lösningsalternativen. För varje lösningsalternativ under avsnitt 9.1 har leveransen av frekvensreglering maximerats samtidigt som acceptanskriterierna från avsnitt 6.3 fortsatt uppfylls. Det bör noteras att storleken på svängningar och återhämtningstid blir betydligt kortare om en mindre mängd frekvensreglering skulle levereras. Under avsnitt 9.2 har de mest lovande lösningsalternativen simulerats med verklig nätfrekvens från 1:a Januari 2017 för att få en mer verklighetsnära utvärdering.

9.1 MÖJLIG EFFEKT FÖR REGLERKRAFT

9.1.1 Lösningsalternativ 1: Frekvensreglering via turbinpådrag

Lösningsalternativ 1 innebär ett nytt reglerläge, där ångnätstrycket styr pannlasten och nätfrekvensen styr turbinlasten. Eftersom det finns mycket liten marginal uppåt i ångnätstryck finns en extra regulator på direktkondensorn som öppnar om trycket överstiger 76 bar(a).

Simuleringar har genomförts iterativt för att identifiera maximal mängd frekvensreglering som kan levereras samtidigt som acceptanskriterierna från avsnitt 6.3 uppfylls. Identifierad maximal mängd frekvensreglering för lösningsalternativ 1 är 1,8 MW eller 3,7 % av nominell effekt (minsta tillåtna ångnätstryck är begränsande). Simuleringsresultaten baseras på ett steg i elnätsfrekvens från 50,0 Hz till 49,9 Hz och upp igen till 50 Hz för denna mängd frekvensreglering.

Elproduktionen visas i Figur 24 och Figur 25. Från figurerna framgår att elproduktionen följer sitt börvärde väl. Viss svårighet finns vid maximal ökning av producerad effekt på grund av minskande ångnätstryck, vilket framgår från Figur 27, vilket sänker elproduktionen. Effektregulatorn försöker kompensera för det minskande ångnätstrycket genom att kraftigt höja öppningsgraden hos turbininloppsventilen, se Figur 26, men lyckas inte helt med detta. Effekten blir att 63 % av slutlig effekt nås mycket fort (på mindre än 10 s), men att enbart 95 % av slutlig effekt nås efter tre minuter. SvK:s krav på exakt 100 % av svaret efter tre minuter kan dock behöva justeras för att möjliggöra kraftvärmeverk att effektivt kunna bidra med frekvensreglering, se diskussion under avsnitt 11.1. Det är inget problem att hålla kvar effektsvaret och kraven för frekvensreglering anses därmed uppfyllda, med viss reservation för kravet på 100 % effekt efter tre minuter.

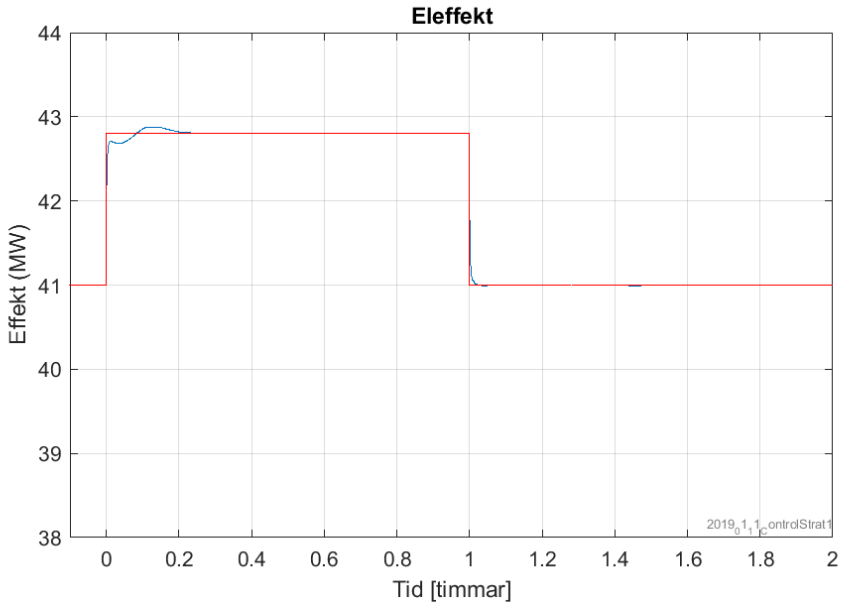
Turbinregulatorn har mycket aggressiva inställningar typiska för önätsdrift, vilket krävs för att kunna hantera störningen. Störningen kräver även att det finns god reglermarginal för turbininloppsventilen för att kunna hanteras. Vid aktuellt fall är ventilen nästan fullt utstyrd när ångnätstrycket är som lägst.

Från Figur 27 framkommer att ångnätstrycket sjunker kraftigt i samband med uppregleringen i effekt, men håller sig fortsatt inom acceptabla gränser. Vid effektminskningen hjälper tryckavlastningen via direktkondensorn till att hålla tryckökningen inom acceptabla gränser och regleringarna behöver inte alls jobba

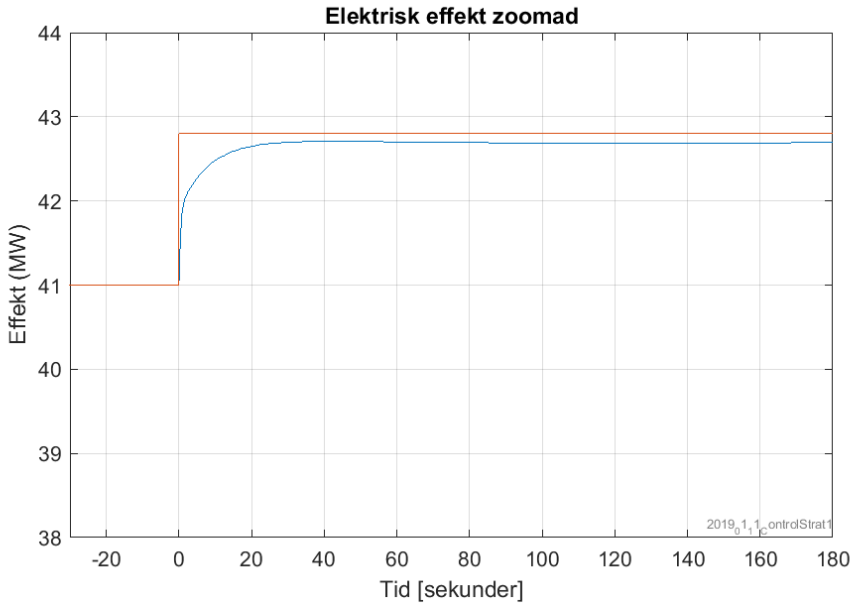
lika hårt som vid uppregleringen. Från Figur 29 framkommer att fjärrvärmetemperaturen initialt ökar något på grund av den öppnade direktreduceringen, men temperaturökningen är inte särskilt stor. Sammantaget leder störningarna till en något ökad fjärrvärmetemperatur eftersom störningarna har inneburit en ökad levererad effekt. En motsvarande minskning i effekt hade istället gett en något lägre fjärrvärmetemperatur.

Figur 28 visar bränslelasten. Bränslelasten ökar initialt för att kompensera för det minskande ångnätstrycket men sjunker sedan tillbaka. På grund av att direktkondensorn hjälper till vid den minskande effektlasten blir bränslelaständringarna mycket lugnare.

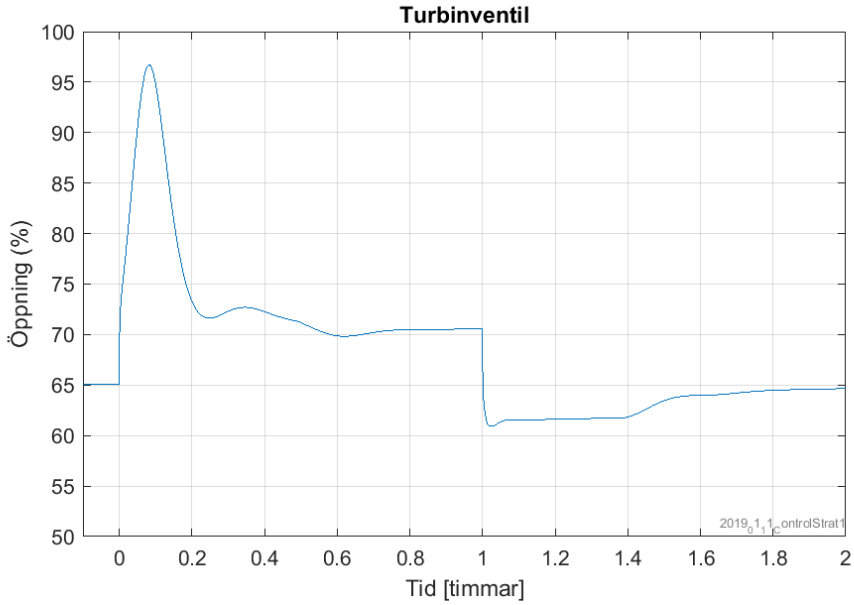
Uppkomna temperaturvariationer är små (under 10ºC) och utgör inget problem. Sammantaget kan anläggningen hantera 1,8 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 1.



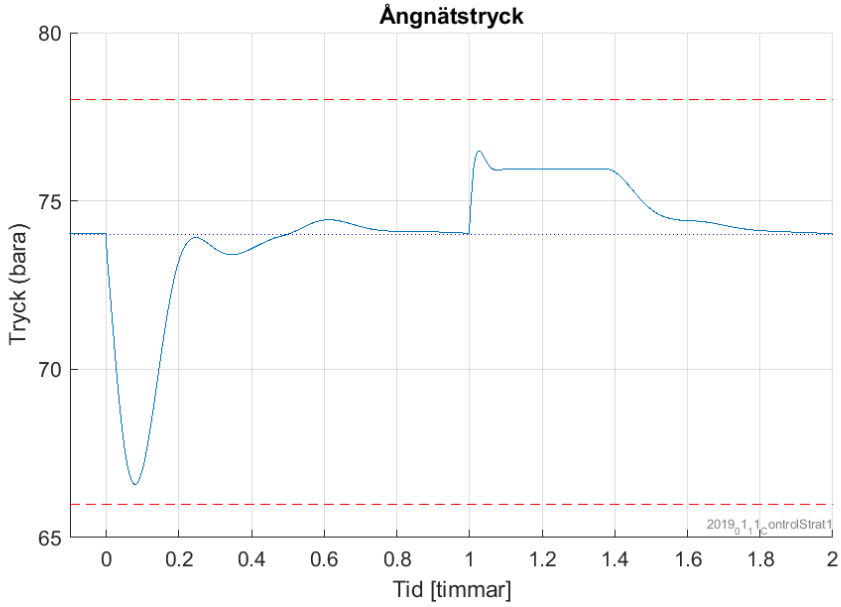
Figur 24, producerad elektrisk effekt och effektbörvärde vid maximalt frekvenssteg och försäljning av 1,8 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 1.



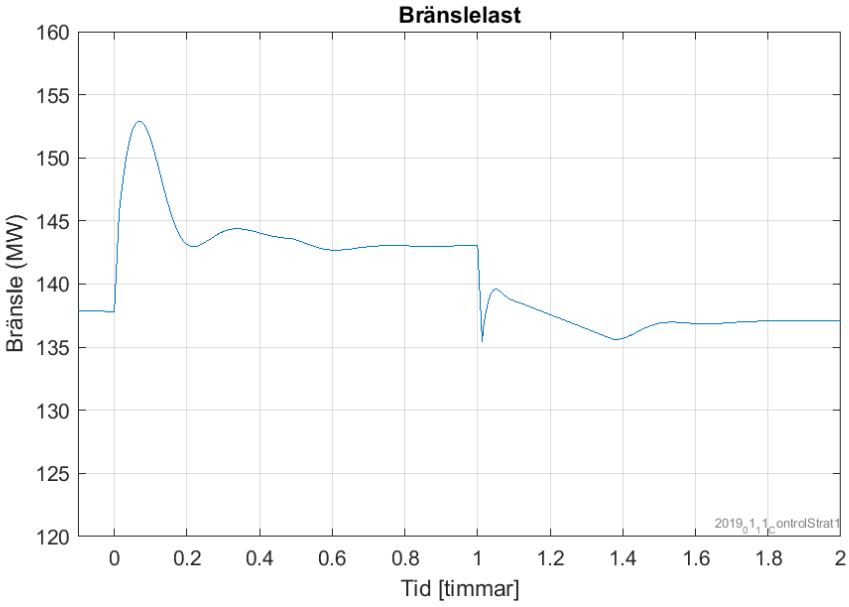
Figur 25, inzoomad (3 minuter) elektrisk effekt och effektbörvärde vid maximalt frekvenssteg och försäljning av 1,8 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 1.



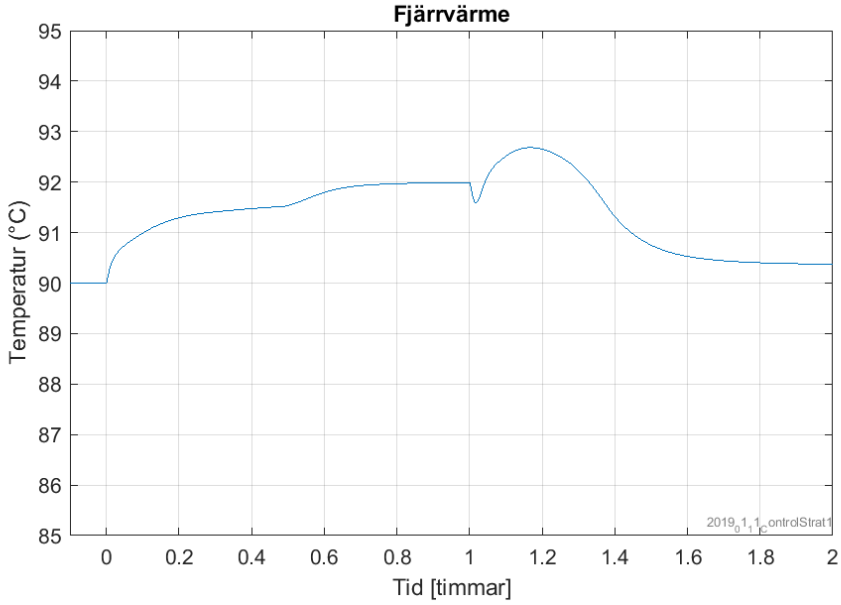
Figur 26, öppningsgraden hos turbininloppsventilen vid maximalt frekvenssteg och försäljning av 1,8 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 1.



Figur 27, ångnätstryck vid maximalt frekvenssteg och försäljning av 1,8 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 1. Röda linjer visar uppsatta gränsvärden.



Figur 28, bränslepådrag vid maximalt frekvenssteg och försäljning av 1,8 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 1.



Figur 29, fjärrvärmeproduktion vid maximalt frekvenssteg och försäljning av 1,8 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 1.

9.1.2 Lösningsalternativ 2: Frekvensreglering via turbinpådrag och lågtrycks-/högtrycksskydd via avtappningsreglering

Lösningsalternativ 2 innebär att ångnätstrycket styr pannlasten och nätfrekvensen styr turbinlasten, som för lösningsalternativ 1. Förutom detta läggs nya regulatorer till för reglerventilerna för avtappningarna för matarvattentank och lågtrycksförvärmare, som övertar styrningen och stänger dessa när ångnätstrycket går under 69 bar(a).

En simulering görs även enligt lösning 2b, där en alternativ anläggningsutformning provas med högtrycksförvärmare för matarvattenflödet via den första turbinavtappningen. Avtappningen för högtrycksförvärmare stänger vid 71 bar(a) och avtappningar för matarvattentank och lågtryckförvärmare vid 69 bar(a).

Simuleringar har genomförts iterativt för att identifiera maximal mängd frekvensreglering som kan levereras samtidigt som acceptanskriterierna från avsnitt 6.3 uppfylls. Identifierad maximal mängd frekvensreglering för lösningsalternativ 2a är 2,6 MW (5,3 % av nominell effekt) och 3,6 MW (7,3 % av nominell effekt) för lösningsalternativ 2b. För båda fallen är minsta tillåtna ångnätstryck begränsande. Simuleringsresultaten baseras på ett steg i elnätsfrekvens från 50,0 Hz till 49,9 Hz och upp igen till 50 Hz vid identifierad maximal mängd frekvensreglering. Simuleringar för lösning 2a visas som blåa linjer och simuleringsresultat från lösning 2b visas som röda linjer.

Från Figur 30 och Figur 31 framkommer att lösningsalternativ 2 inte har några problem att uppfylla kraven på uthållighet för den levererade frekvensregleringen. Genom att dynamiken i kraftvärmeverk går långt bak till pannan blir insvängningstiden till ett helt stabilt driftläge längre än de 3 minuter som SvK kräver för att nå 100 %. Detta syns framförallt i Figur 30 med små störningar på effekten efter ca 45 minuter. Störningarna är dock små och beror på återhämtningen av ångsystemet när avtappningsventilerna börjar öppna igen, se tycket i Figur 33. Precis som för lösningsalternativ 1 behövs en aggressivt inställd turbinregulator för att kompensera för ångnätstryckfallet när försäljningen av reglerkraft maximeras. Turbininloppsventilen öppnas nästan fullt på kort tid, se Figur 32, och därmed begränsas lösningsalternativet även av att anläggningen behöver befinna sig i dellast med god reglermarginal för både bränslepådrag och öppningsgraden för turbininloppsventilen.

När reglerkraftsförsäljningen maximeras sjunker trycket (tycket framgår från Figur 33) ner till minsta tillåtna tryck på 66 bar(a) enligt uppställda acceptanskriterier i avsnitt 6.3. När trycket sjunker stänger avtappningarna för att skydda ångnätstrycket, se Figur 35. För lösningsalternativ 2b finns en betydande återhämtningstid på grund av att avtappningarnas öppningsgrad återställs vid 69 bar(a) respektive 71 bar(a), vilket ökar ångkonsumtionen och kräver att pannlasten behöver ökas, se Figur 34. Detta leder även till en viss översläng i ångnätstryck när avtappningarna sedan återställs. Den långa återställningstiden ses dock främst som ett intrimningsproblem och kan sannolikt hanteras via förfinade reglerinställningar eller framkoppling. Lösningsalternativ 2b simuleras även med

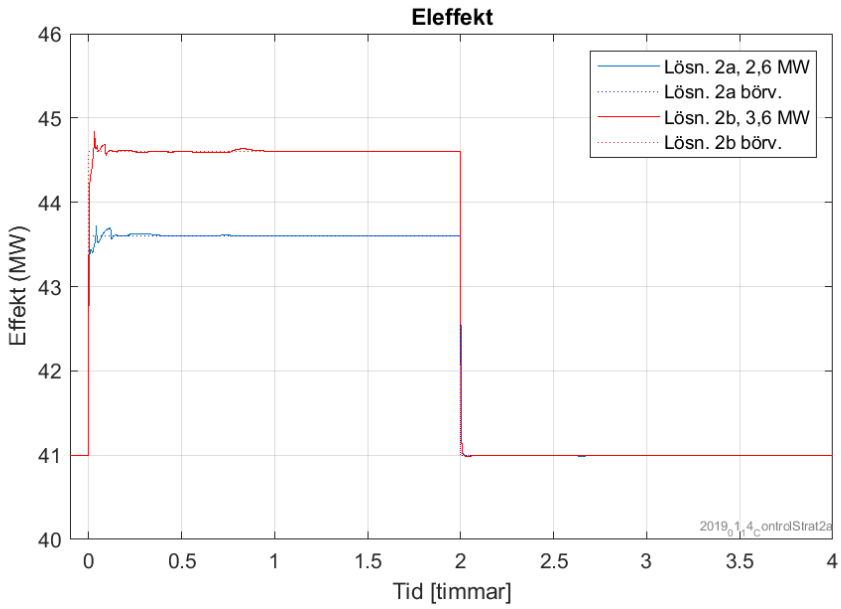
verklig nätfrekvens för att utvärdera om återställningstiden är ett problem, se avsnitt 9.2.

När frekvensen stiger och elproduktionen minskas sker ett betydligt lugnare förlopp. Direktkondensorventilen öppnar något och skyddar ångnätstrycket, se Figur 35. Pannlasten rampas därefter ner fram till att direktkondensorventilen återigen har stängt, se Figur 34.

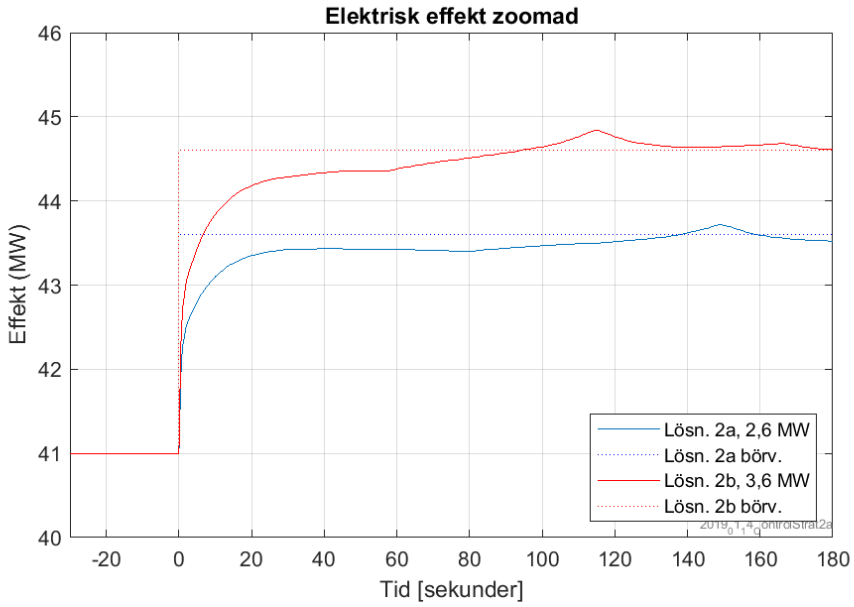
Notera att en lastminskning inte är något problem för direktkondensorregleringen att hantera och all reglering är betydligt lugnare vid lastminskning.

Stegändringarna vid lastminskning leder till en betydande ökning av fjärrvärmetemperaturen. Om detta är ett verkligt problem undersöks genom simulering med verklig nätfrekvens i avsnitt 9.2.

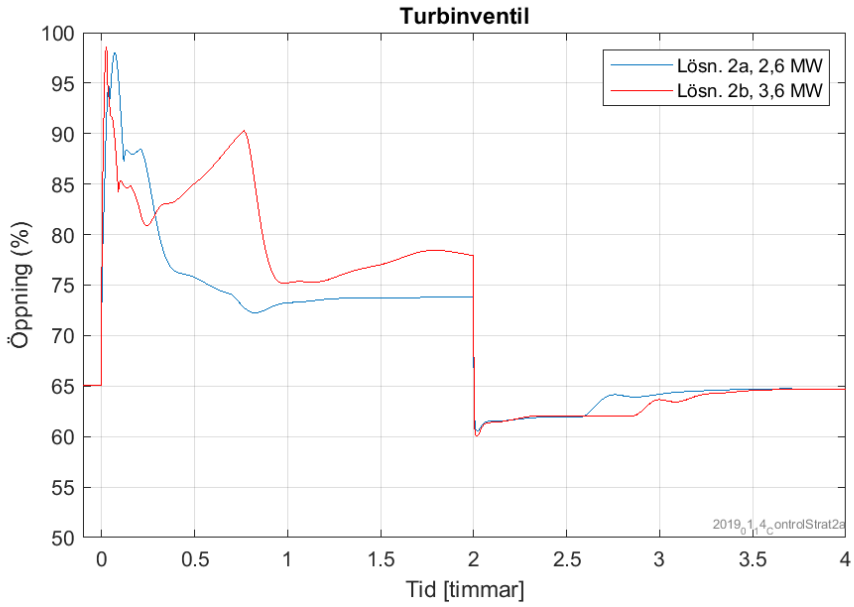
För lösningsalternativ 2a uppkommer maximal temperaturändring i överhettaren, på mindre än 20ºC. För lösningsalternativ 2b uppkommer maximal temperaturändring i högtrycksförvärmaren, på ca 40ºC. Temperaturändringen för högtrycksförvärmaren kan vara skadlig beroende på hur den är konstruerad. Sammantaget kan anläggningen hantera 2,6 MW frekvensreglering med föreslagen reglerlösning 2a. En alternativ anläggningsutformning enligt 2b med högtrycksförvärmare konstruerad för temperaturvariationer har inga problem att leverera 3,6 MW frekvensreglering.



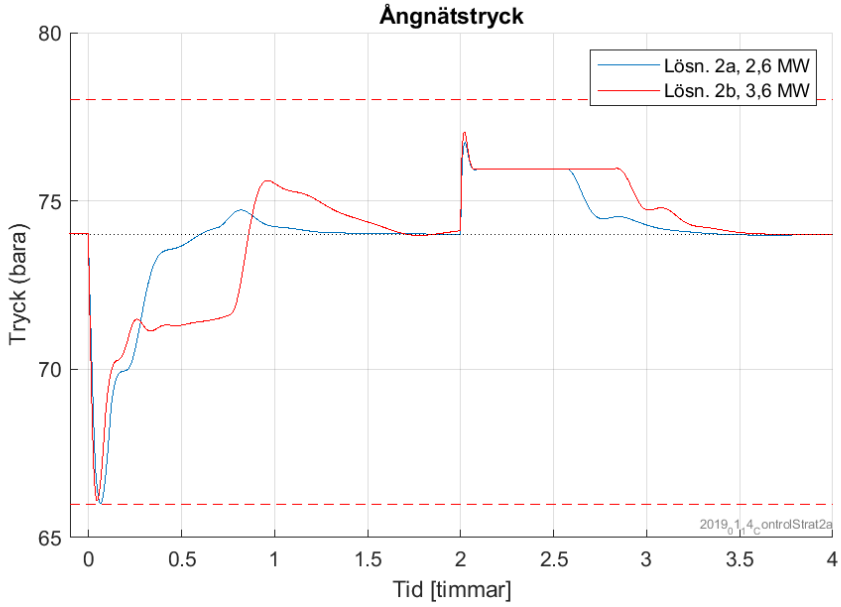
Figur 30, producerad elektrisk effekt och effektbörvärde vid maximalt frekvenssteg och försäljning av 2,6 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 2a (blå linje) respektive 3,6 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 2b (röd linje).



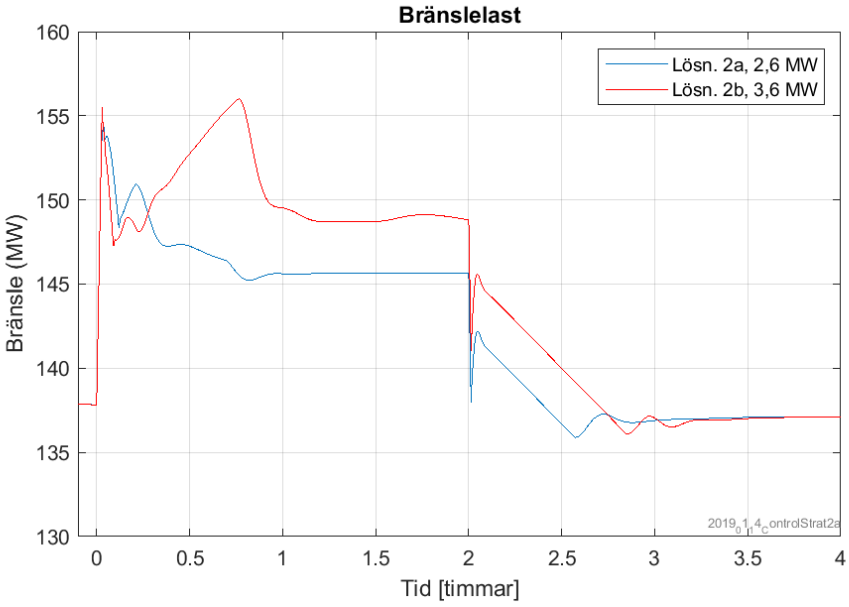
Figur 31, inzoomad (3 minuter) elektrisk effekt och effektbörvärde vid maximalt frekvenssteg och försäljning av 2,6 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 2a (blå linje) respektive 3,6 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 2b (röd linje).



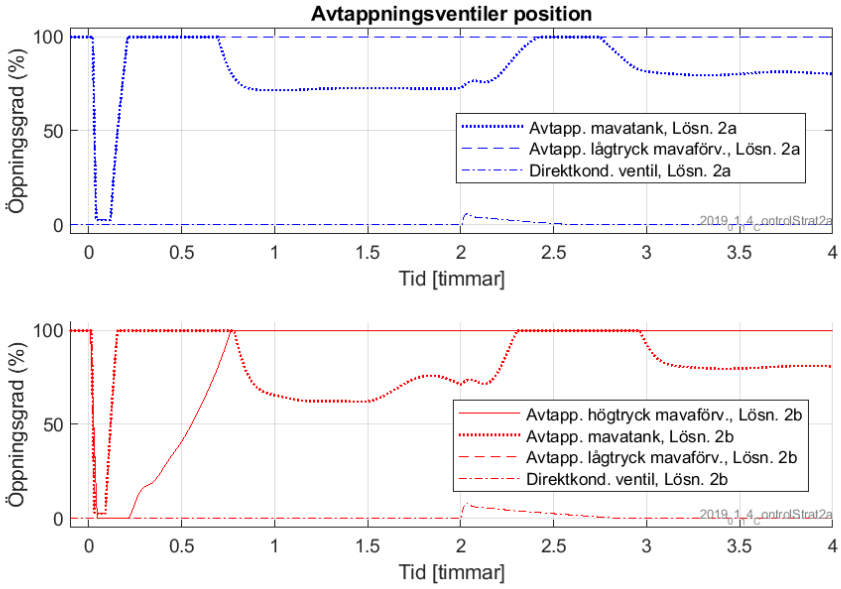
Figur 32, öppningsgraden hos turbininloppsventilen vid maximalt frekvenssteg och försäljning av 2,6 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 2a (blå linje) respektive 3,6 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 2b (röd linje).



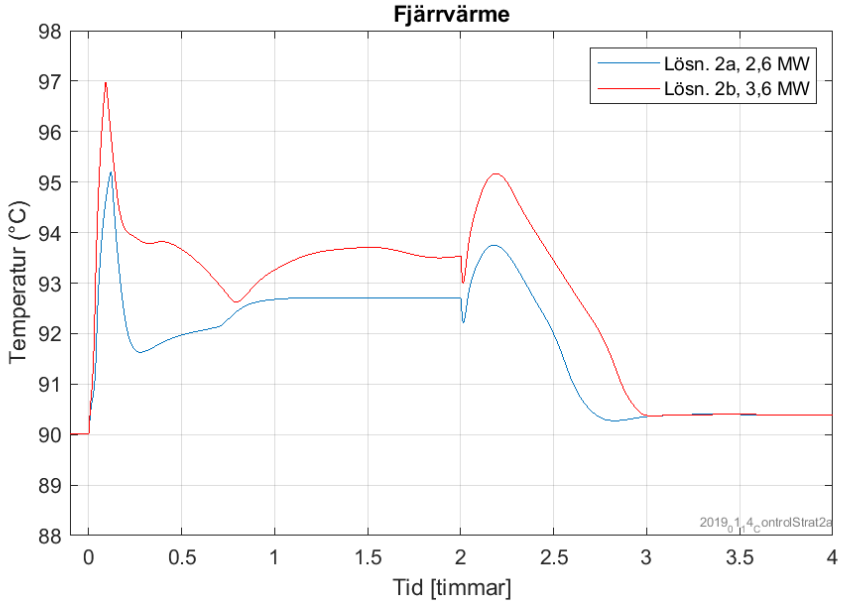
Figur 33, ångnätstryck vid maximalt frekvenssteg och försäljning av 2,6 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 2a (blå linje) respektive 3,6 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 2b (röd linje).



Figur 34, bränslepådrag vid maximalt frekvenssteg och försäljning av 2,6 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 2a (blå linje) respektive 3,6 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 2b (röd linje).



Figur 35, positionerna för turbinavtappningsventiler och direktkondensorventil vid maximalt frekvenssteg och försäljning av 2,6 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 2a (övre graf) respektive 3,6 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 2b (nedre graf).



Figur 36, fjärrvärmeproduktion vid maximalt frekvenssteg och försäljning av 2,6 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 2a (blå linje) respektive 3,6 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 2b (röd linje).

9.1.3 Lösningsalternativ 3 (annan basläggning): Frekvensreglering via turbinpådrag och ångtrycksreglering med något öppen direktkondensor

Lösningsalternativ 3 innebär att anläggningen driftläggs annorlunda jämfört med övriga lösningar. Istället för att maximera elproduktionen öppnas direktkondensorventilen och ånga tillåts direktkondensera och värma upp fjärrvärmenätet. För att göra driftfallet jämförbart med övriga driftfall så minskas pannlasten tills fjärrvärmeproduktionen är samma som för övriga driftfall. Detta innebär en betydligt minskad elproduktion och minskad last på pannan.

Förutom detta innebär lösningen ett nytt reglerläge där elnätsfrekvensen styr elproduktionen genom att ändra turbininloppsventilens läge och ångnätstrycket styr den delvis öppna direktkondensorventilen. Reglerlösningen innebär att utgående fjärrvärmetemperatur fortsatt kan styra pannlasten som för befintliga driftlägen. För detta lösningsalternativ kan alltså fjärrvärmeproduktionen fortsatt styras och frekvensreglering kan erbjudas även vid drift vid full pannlast eller minlast (men i det läget kan inte längre fjärrvärmeproduktionen styras).

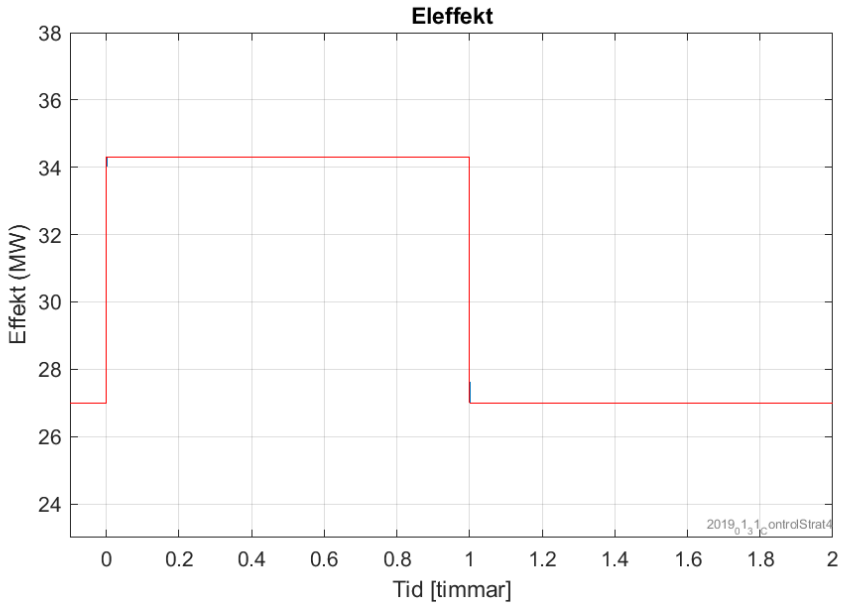
För lösningsalternativet genomförs laständringar på 7,3 MW eller 15 % av nominell effekt, vilket är max tillåten laständring enligt turbinens begränsningskurvor, se avsnitt 6.3. Till skillnad från andra lösningsalternativ är alltså inte ångnätstrycket begränsande för vilken mängd frekvensreglering som kan levereras.

Från Figur 37 och Figur 38 framkommer att önskad elektrisk effekt nås mycket snabbt i samband med stegändringen. Detta beror på ett betydligt stabilare ångnätstryck jämfört med övriga lösningsalternativ. Lösningsalternativet uppfyller därmed med god marginal kraven för att få leverera frekvensreglering. Till skillnad från övriga lösningsalternativ behöver inte heller turbininloppsventilen göra en kraftig översläng för att kunna hålla elproduktionen, se Figur 39. Notera dock att stabil elproduktion ligger vid 27 MW istället för 41 MW som tidigare.

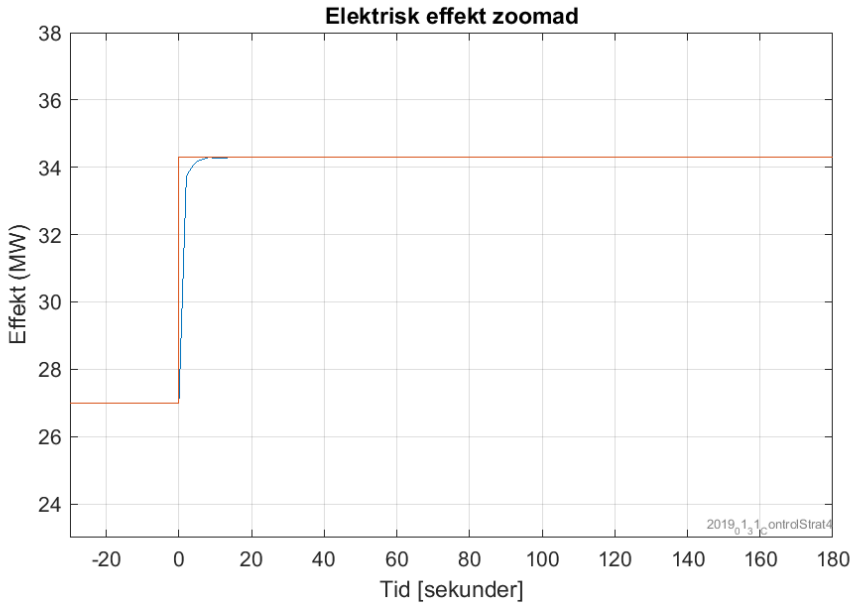
Från Figur 40 framkommer att ångnätstrycket hålls stabilt med enbart mindre ångtrycksavvikelser i samband med frekvensstegen, tack vare snabb reglering hos direktkondensorventilen, se Figur 41.

Fjärrvärmeproduktionen, se Figur 42, förändras bara marginellt i samband med frekvensavvikelserna och återställs med hjälp av bränslepådraget, se Figur 43.

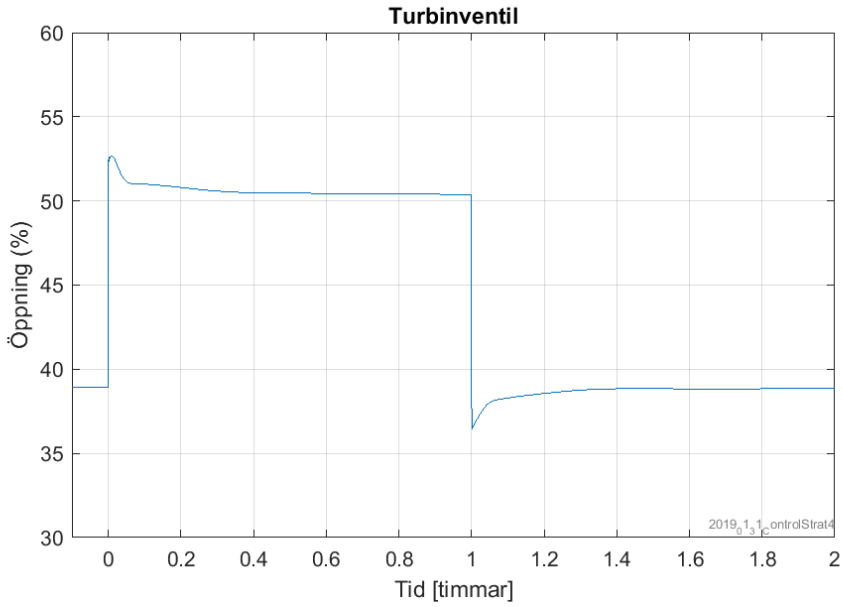
Enbart små temperaturförändringar sker i anläggningen i samband med regleringen. Sammantaget uppfylls uppställda acceptanskriterier med god marginal och lösningsalternativet har möjlighet att leverera en betydande mängd frekvensreglering utan att anläggningen utsätts för stora transienter och utan att göra avkall på styrningen av fjärrvärmetemperaturen.



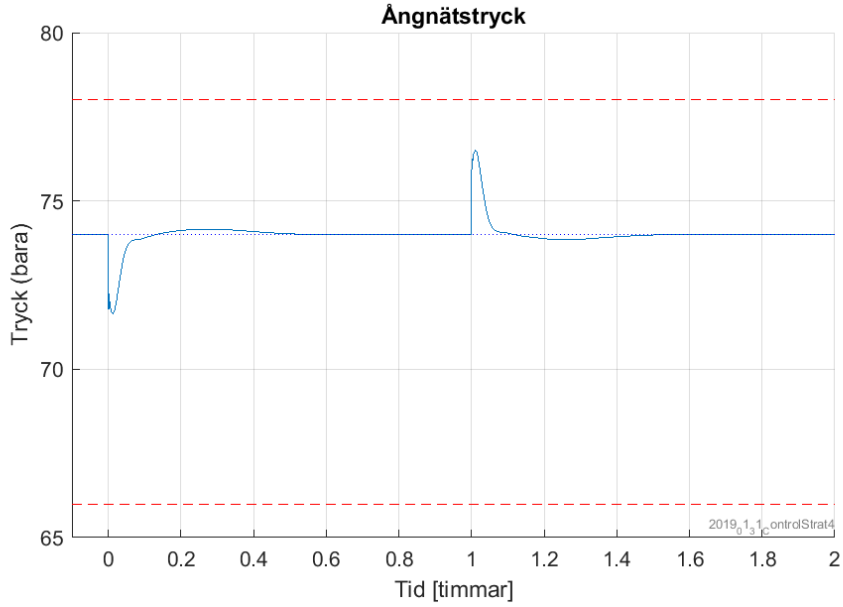
Figur 37, producerad elektrisk effekt och effektbörvärde vid maximalt frekvenssteg och försäljning av 7,3 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 3.



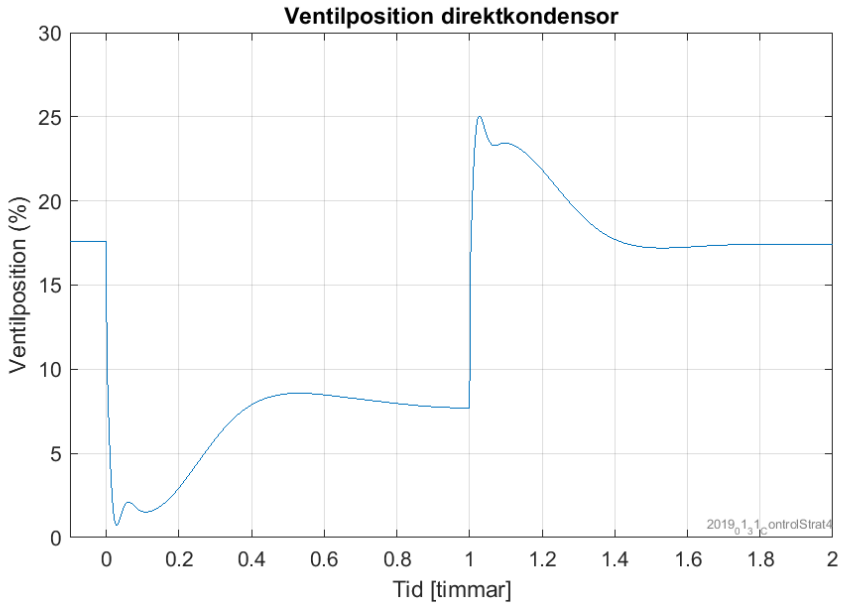
Figur 38, inzoomad (3 minuter) elektrisk effekt och effektbörvärde vid maximalt frekvenssteg och försäljning av 7,3 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 3.



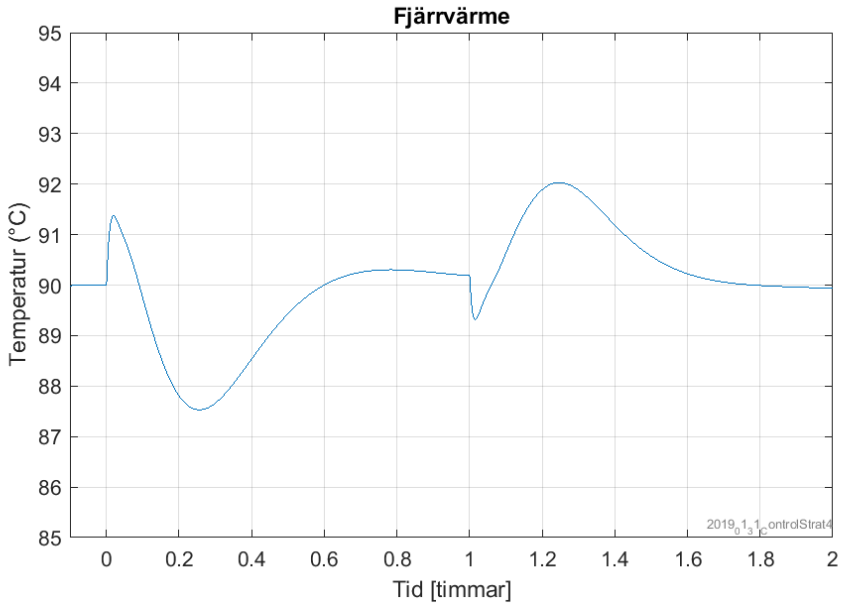
Figur 39, öppningsgraden hos turbininloppsventilen vid maximalt frekvenssteg och försäljning av 7,3 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 3.



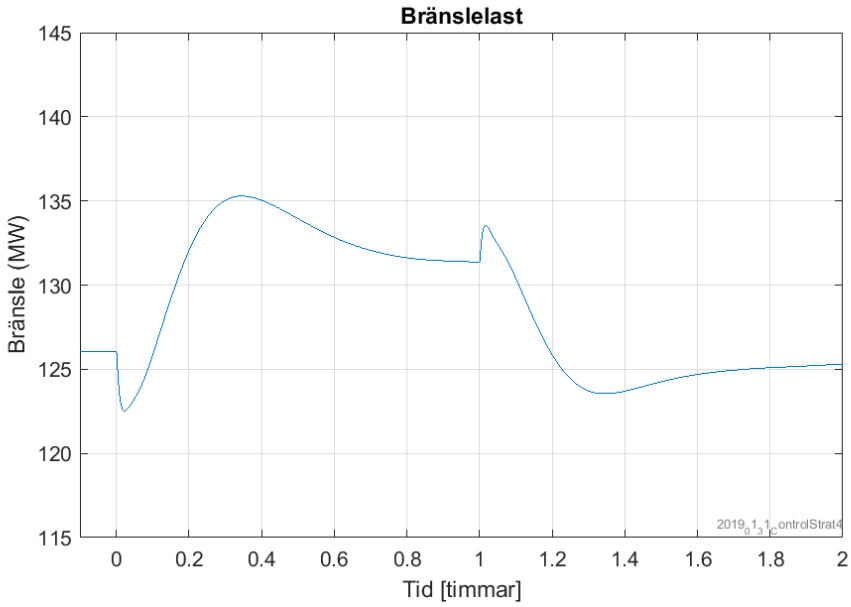
Figur 40, ångnätstryck vid maximalt frekvenssteg och försäljning av 7,3 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 3. Röda linjer visar uppsatta gränsvärden.



Figur 41, öppningsgrad hos direktkondensorventil vid maximalt frekvenssteg och försäljning av 7,3 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 3.



Figur 42, fjärrvärmeproduktion vid maximalt frekvenssteg och försäljning av 7,3 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 3.



Figur 43, bränslepådrag vid maximalt frekvenssteg och försäljning av 7,3 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 3.

9.2 VERKLIG NÄTFREKVENS

Stegstörningarna i elnätsfrekvens enligt avsnitt 9.1 är valda för att ge ett konservativt resultat. I verkligheten sker inga stegmässiga störningar i frekvens på det sättet, men det är ändå av värde att utvärdera reglerlösningarna mot denna typ av störningar eftersom hantering av denna typ av störning kravställs av SvK. För att få en mer realistisk utvärdering av hur anläggningen påverkas av medverkande i frekvensreglering har verklig elnätsfrekvens hämtats för 24h, för den 1a januari 2017. Frekvensdatan som används har en upplösning på 1 s.

Verklig elnätsfrekvens har simulerats för de två fall med störst potential för frekvensreglering, lösningsalternativ 2b samt lösningsalternativ 3. I simuleringarna ansätts samma mängd frekensreglering som visats klara kraven enligt avsnitt 9.1, dvs 3,6 MW för lösningsalternativ 2b samt 7,3 MW för lösningsalternativ 3.

Lösningsalternativ 2b har även valts framför lösningsalternativ 2a eftersom detta alternativ har en betydligt längre återhämtningstid som därför bör utvärderas djupare.

9.2.1 Lösningsalternativ 2b (alternativ anläggningsutformning med högtrycksmatarvattenförvärmare): Frekvensreglering via turbinpådrag och lågtrycks-/högtrycksskydd via avtappningsreglering

Lösningsalternativ 2b har testats med en stegändring i elnätsfrekvens under avsnitt 9.1.2, aktuellt avsnitt testar reglerlösningen med verklig elnätsfrekvens. Elnätsfrekvensen för 1a januari 2017 (24 h) har införts i modellen och resultatet från denna simulering visas nedan.

Figur 44 visar nätfrekvensen den 1a januari 2017. I bilden framkommer att nätfrekvensen varierar kraftigt denna dag, med flera tillfällen där frekvensen är under 49,9 Hz samt över 50,1 Hz. Vald dag visar därmed en utmanande dag för frekvensregleringen.

Figur 45 visar elproduktionen. Där framkommer att elproduktionen varierar kraftigt på grund av den ojämna elnätsfrekvensen och turbininloppsventilen får hela tiden justera läget, se Figur 47. Trots detta har elproduktionen inga problem att följa det varierande börvärdet, se zoomningen på producerad effekt och effektbörvärde i Figur 46.

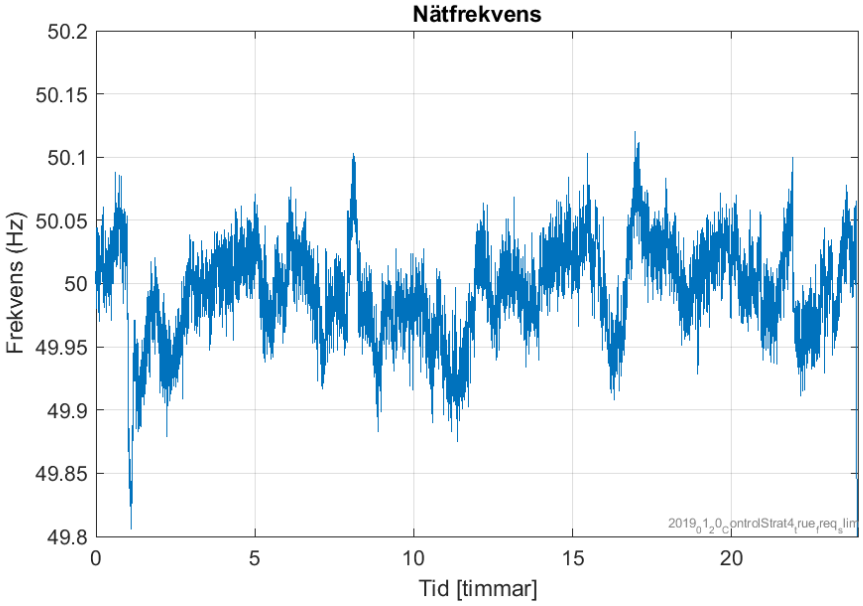
Ångnätstrycket varierar kraftigt och är sällan på sitt börvärde vid 74 bar(a). En stor del av tiden befinner sig regleringen vid börvärdet för när direktkondensorregleringen går in vid 76 bar(a) respektive när avtappningsregleringarna går in vid runt 71/69 bar(a). Den långsamma pannlastregleringen, se Figur 49, klarar inte riktigt av att hålla trycket inom det smala spannet mellan börvärdet och trycknivån då övriga regulatorer går in, speciellt uppåt i tryck. Samtidigt klarar regleringen av att hålla panntrycket inom uppsatta acceptanskriterier, för alla lägen utom ett, där trycket går ner till 65 bar(a). Detta sker när en snabb och stor frekvensavvikelse sker (sannolikt från en tripp från ett större kraftverk) samtidigt som ångnätstrycket redan är något lågt. Avvikelsen anses dock acceptabel, eftersom inga skyddsfunktioner går in för anläggningen trots detta.

Turbinens avtappningsventil för högtrycksförvärmaren regleras i genomsnitt en gång per timme för att skydda ångnätryckstrycket, se Figur 50. Övriga avtappningar till matarvattentank och lågtrycksförvärmare behöver endast stängas några få gånger under dygnet och enbart under mycket kort tid. Normalt hinner matarvattentank inte påverkas alls från ventilstängningen, enbart vid den mycket stora avvikelsen i början av dygnet, där ångnätryckstrycket blir som lägst, hinner trycket i matarvattentank sjunka något. Direktkondensorventilen öppnar däremot ofta, på grund av det något för smala spannet mellan ångnätstryckets börvärde och börvärdet för öppning av direktkondensor. Detta ses dock inte som något problem.

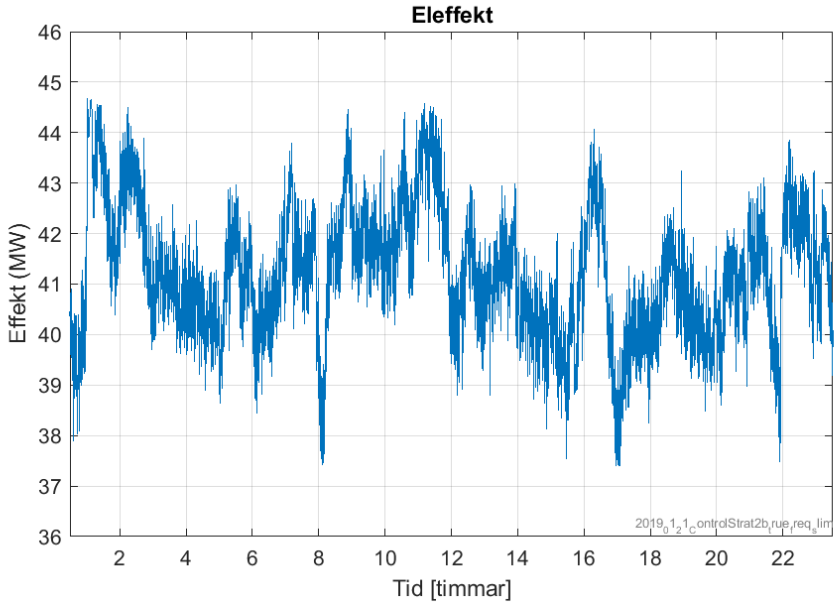
Utgående fjärrvärmetemperatur varierar några grader över dygnet, men hålls ändå relativt stabil, se Figur 51.

Störst temperaturändringar över dygnet uppkommer i högtrycksmatarvattenförvärmaren, där de som mest uppgår till ca 35ºC. En kontroll bör göras av högtrycksförvärmarens konstruktion, men denna temperaturändring, någon gång per dygn, bör inte utgöra ett problem.

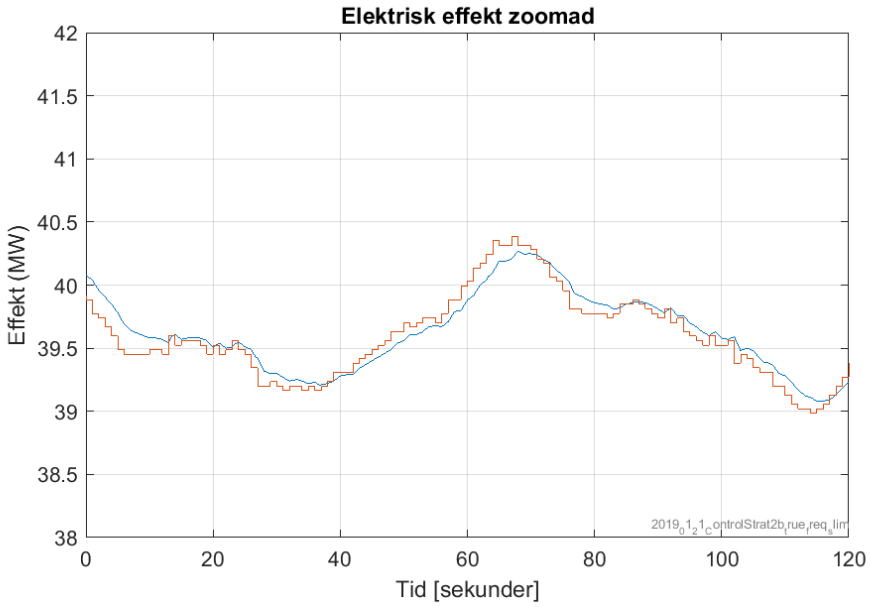
Sammantaget anses lösningsalternativ 2 vara en tekniskt möjlig väg för att leverera frekvensreglering.



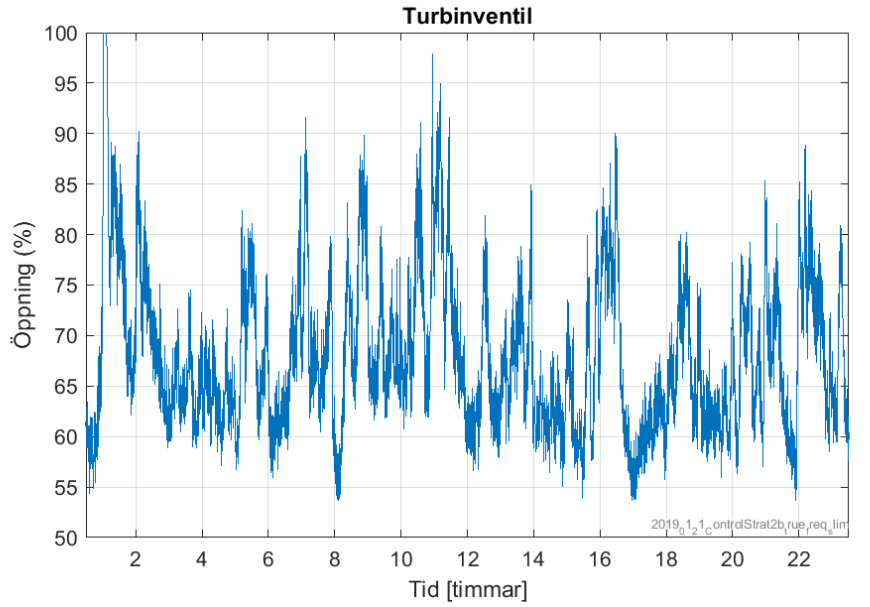
Figur 44, Verklig nätfrekvens den 1a januari 2017.



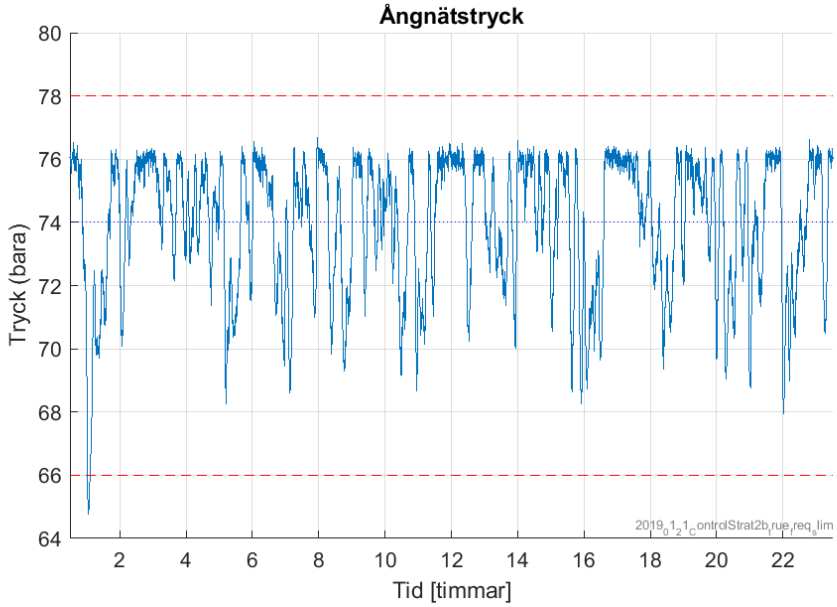
Figur 45, producerad elektrisk effekt vid verklig nätfrekvens (1a januari 2017) och försäljning av 3,6 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 2b.



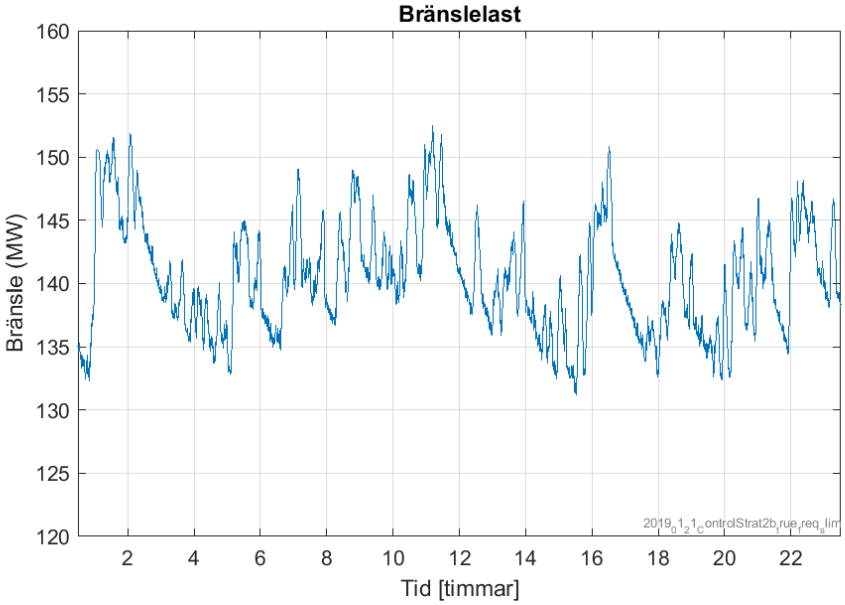
Figur 46, inzoomad (2 minuter) elektrisk effekt och effektbörvärde vid verklig nätfrekvens (1a januari 2017) och försäljning av 3,6 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 2b.



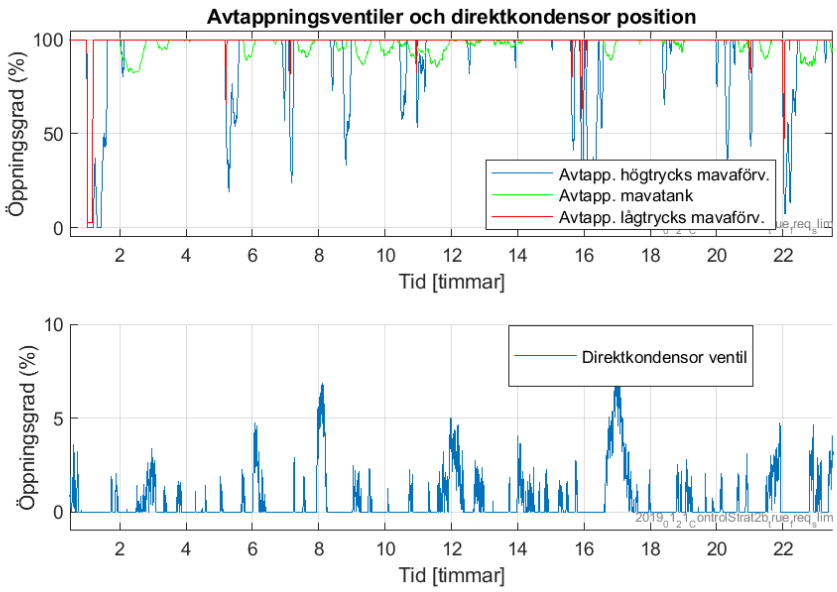
Figur 47, öppningsgraden hos turbininloppsventilen vid verklig nätfrekvens (1a januari 2017) och försäljning av 3,6 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 2b.



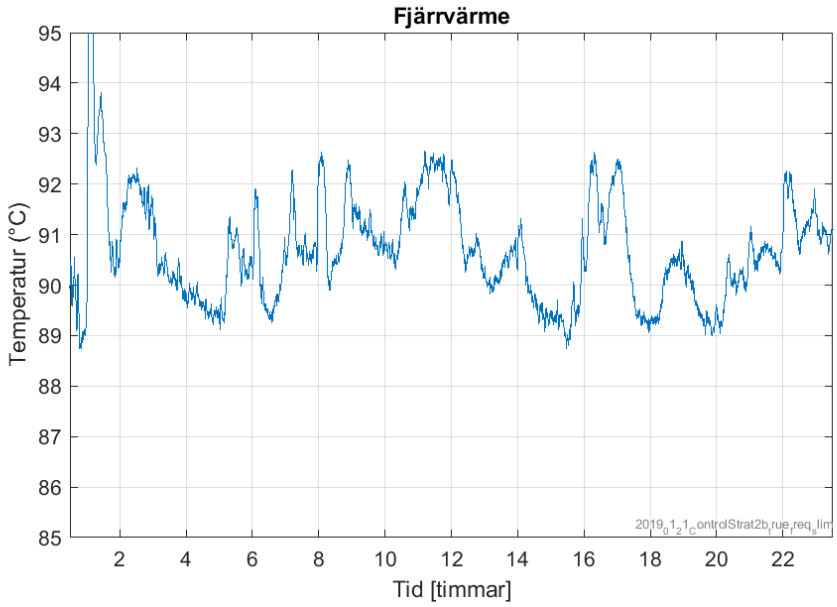
Figur 48, ångnätstryck vid verklig nätfrekvens (1a januari 2017) och försäljning av 3,6 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 2b.



Figur 49, bränslepådrag vid verklig nätfrekvens (1a januari 2017) och försäljning av 3,6 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 2b.



Figur 50, positionerna för turbinavtappningsventiler (övre graf) och direktkondensorventil (nedre graf) vid verklig nätfrekvens (1a januari 2017) och försäljning av 3,6 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 2b.



Figur 51, fjärrvärmeproduktion vid verklig nätfrekvens (1a januari 2017) och försäljning av 3,6 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 2b.

9.2.2 Lösningsalternativ 3 (annan basläggning): Frekvensreglering via turbinpådrag och ångtrycksreglering med något öppen direktkondensor

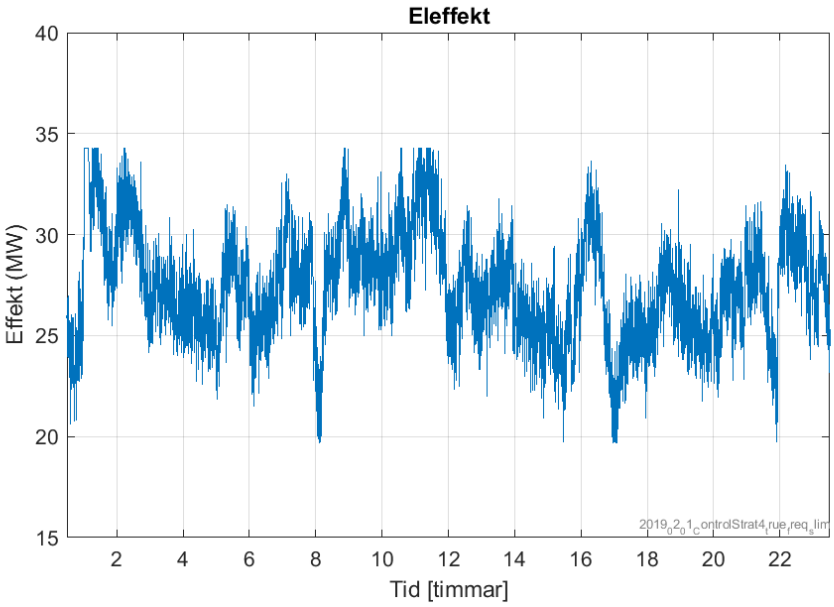
Lösningsalternativ 3 har testats med en stegändring i elnätsfrekvens under avsnitt 9.1.3, aktuellt avsnitt testar reglerlösningen utefter verklig elnätsfrekvens. Elnätsfrekvensen för 1a januari 2017 (24 h) har införts i modellen och resultatet från denna simulering visas nedan. Elnätsfrekvensen framkommer från Figur 44 och varierar kraftigt denna dag.

Från Figur 52 framkommer att elproduktionen varierar kraftigt på grund av den stora mängden såld reglerkraft samt den ojämna elnätsfrekvensen. Trots detta har elproduktionen inga problem att följa det varierande börvärdet, se zoomning på producerad elektrisk effekt och effektbörvärde i Figur 53.

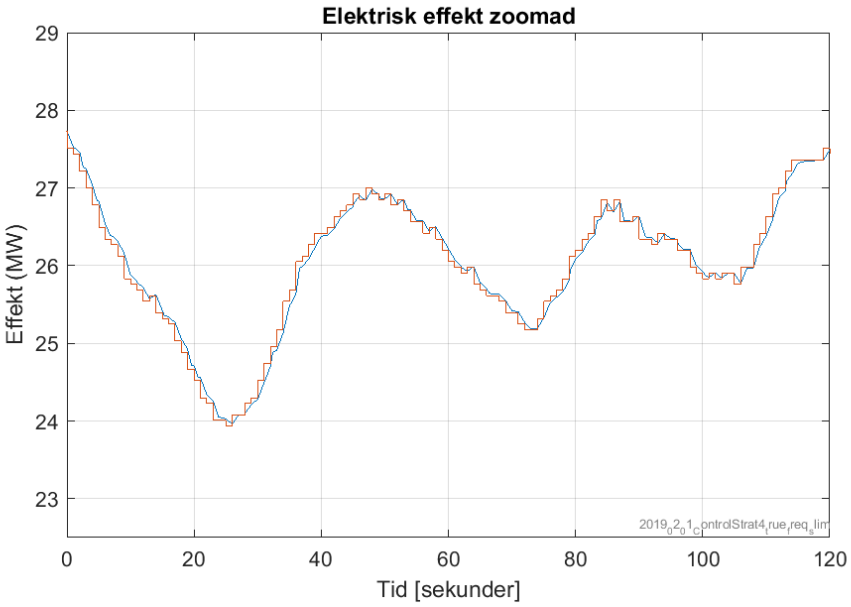
Direktkondensorventilens öppningsgrad varierar mellan stängd och drygt 30 % öppen, se Figur 56, men har inga problem att hålla ångnätrycket stabilt och väl inom uppsatta gränser, se Figur 55.

Utgående fjärrvärmetemperatur varierar några få grader och pannan behöver endast göra mindre lastjusteringar för att hålla fjärrvärmetemperaturen, se Figur 57 och Figur 58. Vid jämförelse med lösningsalternativ 2b, bidrar pannregleringen till att hålla fjärrvärmeproduktionen stabilare, men pannlastregleringen är inte avgörande, eftersom temperaturen ändå kommer hålla sig runt sitt börvärde så länge inkommande fjärrvärmetemperatur och flöde inte ändras.

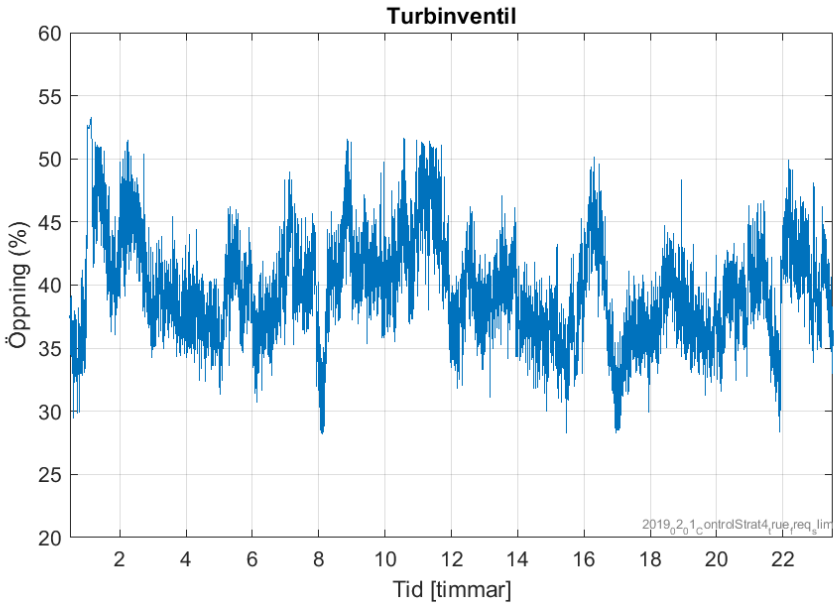
Störst temperaturändring över dagen uppmäts i överhettaren. Skillnaden är på knappt 20ºC och anses inte utgöra något problem. Sammantaget är lösningsalternativ 3 en tekniskt lämplig metod för frekvensreglering som innebär relativt små transienter på anläggningen och möjliggör stor mängd frekvensreglering.



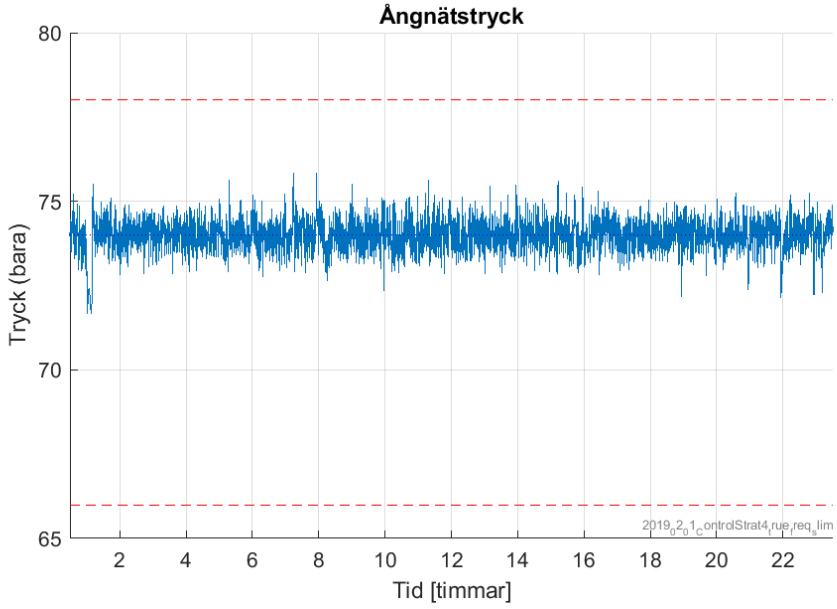
Figur 52, producerad elektrisk effekt vid verklig nätfrekvens (1a januari 2017) och försäljning av 7,3 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 3.



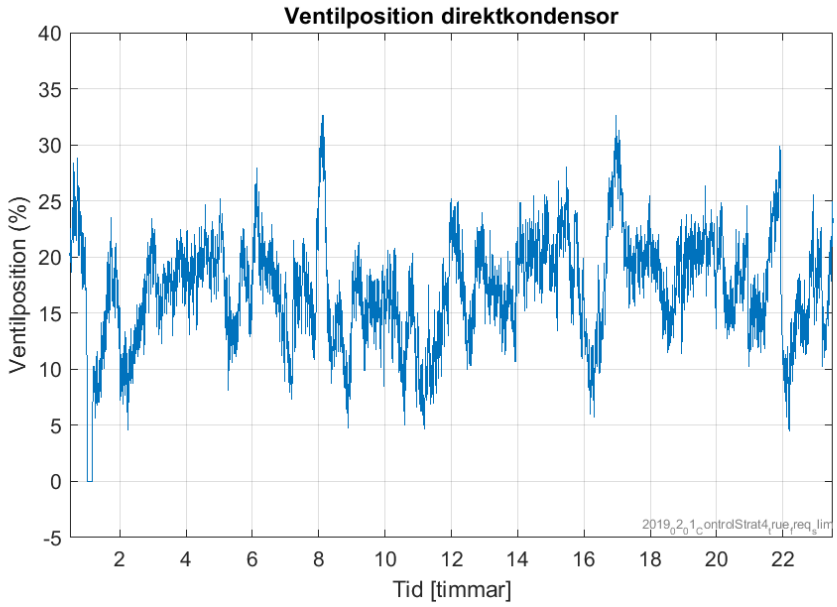
Figur 53, zoomad (2 minuter) elektrisk effekt och effektbörvärde vid verklig nätfrekvens (1a januari 2017) och försäljning av 7,3 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 3.



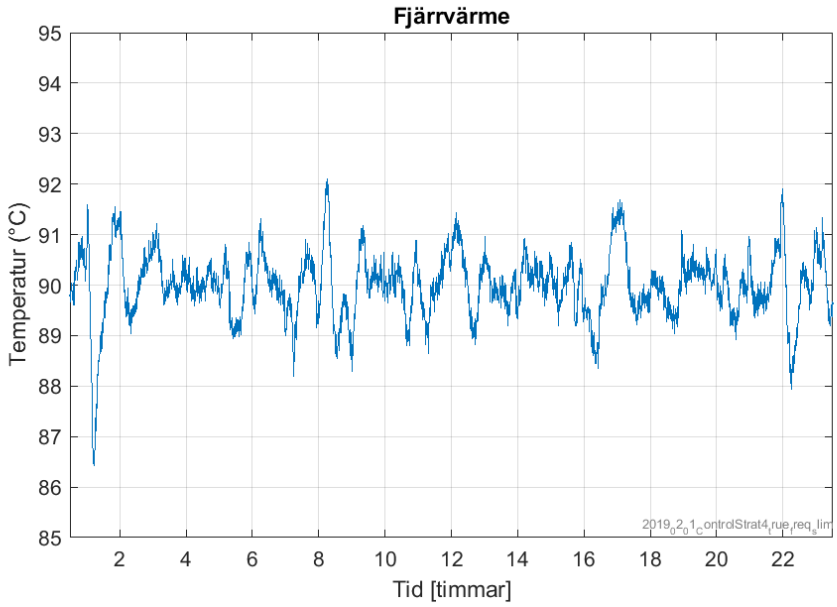
Figur 54, öppningsgraden hos turbininloppsventilen vid verklig nätfrekvens (1a januari 2017) och försäljning av 7,3 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 3.



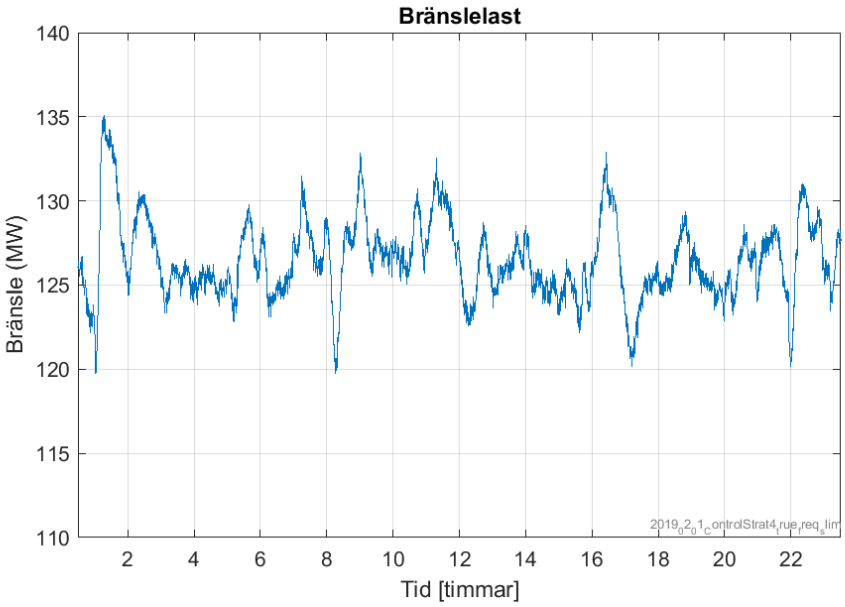
Figur 55, ångnätstryck vid verklig nätfrekvens (1a januari 2017) och försäljning av 7,3 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 3. Röda linjer visar uppsatta gränsvärden.



Figur 56, öppningsgrad hos direktkondensorventil vid verklig nätfrekvens (1a januari 2017) och försäljning av 7,3 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 3.



Figur 57, fjärrvärmeproduktion vid verklig nätfrekvens (1a januari 2017) och försäljning av 7,3 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 3.



Figur 58, bränslepådrag vid verklig nätfrekvens (1a januari 2017) och försäljning av 7,3 MW frekvensreglering enligt lösningsalternativ 3.

10 Ekonomisk utvärdering

10.1 BERÄKNING AV MARGINALKOSTNAD FÖR FREKVENSREGLERING

De presenterade lösningsalternativen är valda för att de innebär en relativt liten investeringskostnad, liten påverkan på befintlig anläggning och driftläggning (med undantag för lösningsalternativ 3) samt bör inte ge en betydande ökning av slitaget på anläggningen.

10.1.1 Lösningsalternativ 1

Lösningsalternativ 1 innebär försumbart minskade intäkter i form av minskad elproduktion när direktkondensorn öppnar vi högt tryck, men värderas inte djupare.

10.1.2 Lösningsalternativ 2

El-verkningsgraden för lösningsalternativ 2 bli något lägre på grund av öppning av direktkondensor samt periodvis stängning av avtappningsventilerna. En jämförelse av verkningsgraderna har därför gjorts för simulering med verklig nätfrekvens och lösningsalternativ 2b samt en motsvarande simulering med stabil elnätsfrekvens på 50 Hz. Jämförelsen visar att el-verkningsgraden sjunker från 29,57 % till 29,34 % (0,23 %-enheter eller 94 kW) för det aktuella driftläget. Samtidigt stiger verkningsgraden för fjärrvärmen med motsvarande mängd och den totala verkningsgraden är konstant.

Den sänkta el-verkningsgraden innebär en förlorad intäkt från elförsäljning på ca 0,1 MW samtidigt som bränslelasten går ner i motsvarande mängd. Vid en prisskillnad mellan inköp av bränsle och försäljning av el på 100 kr/MWh leder detta till en marginalkostnad på ca 3 kr/MWh för lösningsalternativ 2b. Vid en prisskillnad på 500 kr/MWh blir marginalkostnaden ca 15 kr/MWh frekvensreglering. Sammantaget ses därför denna marginalkostnad som försumbar.

10.1.3 Lösningsalternativ 3

Som diskuterats under avsnitt 7.1 innebär lösningsalternativ 3 en betydande marginalkostnad på grund av minskad elproduktion. Viss besparing av bränsle sker eftersom pannan backar i last.

Från avsnitt 9.1.3 framgår att börvärdet för eleffekten behöver sänkas från 41 MW till 27 MW för att hålla fjärrvärmeproduktionen vid samma nivå som för lösningsalternativ 1 och 2. Bränslelasten för pannan går samtidigt ner lika mycket.

Detta innebär en förlorad intäkt från el på 14 MW och en bränslebesparing på 14 MW.

Vid en prisskillnad mellan elproduktion och bränsle på 100 kr/MWh blir marginalkostnaden för frekvensreglering knappt 200 kr/MWh. Vid en prisskillnad på 200 kr/MWh blir marginalkostnaden knappt 400 kr/MWh.

10.2 UPPSKATTAD VINST FRÅN ATT DELTA I FREKVENSREGLERING

I Tabell 7 summeras uppskattade kostnader och intäkter från att delta i frekvensreglering med de prisnivåer för frekvensreglering som beräknats under avsnitt 7.4, för att uppskatta hur ekonomiskt lönsamma de olika lösningsalternativen är.

Tabell 7, beräkning av vinsten per år för del olika lösningsalternativen för frekvensreglering

Lösningsalternativ	Såld effekt [MW]	Marginal-kostnad [kr/MWh]	Tid i frek. regl. [mån/år]	Bruttointäkt [kr/MW,mån]	Bruttointäkt [MSEK/år]	Fasta kostnader [MSEK/år]	Vinst [MSEK/år]
Lösningsalternativ 1	1,8	0	3	148 400	0,80	0,20	0,60
Lösningsalternativ 2a	2,6	0	3	148 400	1,16	0,20	0,96
Lösningsalternativ 2b	3,6	0	3	148 400	1,60	0,20	1,40
Lösningsalternativ 3	7,3	200	9	53 500	3,51	0,20	3,31
Lösningsalternativ 3	7,3	400	9	22 200	1,46	0,20	1,26

För lösningsalternativ 3 redovisas två fall med relativt små skillnader mellan intäkt från elförsäljning och kostnad för bränsleinköp, på motsvarande 100 kr/MWh och 200 kr/MWh, eftersom det enbart är i dessa fall som lösningsalternativet är lönsamt.

Sammantaget är alltså den förändrade driftläggningen enligt lösningsalternativ 3 det lösningsalternativ som är mest lönsamt, förutsatt att skillnaden mellan kostnaden för inköp av bränsle och försäljning av el är liten eller att priset för reglerkraft är högt. För fall där skillnaden mellan bränslepris och elpris är högre är lösningsalternativ 2 mest lönsamt.

11 Diskussion

11.1 KRAFTVÄRMEVERKENS MÖJLIGHET ATT UPPFYLLA KRAVEN FÖR FREKVENSREGLERING

Simuleringsresultaten från avsnitt 9.1 och 9.2 visar att det finns flera lösningar för kraftvärmeverk att uppfylla SvK:s krav på responstid och uthållighet. För de lösningsalternativ där ångtrycket påverkas kraftigt vid maximal frekvensavvikelse blir det dock svårare att uppfylla kraven på fullt svar efter tre minuter trots en aggressiv trimning av turbinregulatorn. Ett fallande ångtryck motverkar regulatorns öppning av turbininloppsventilen och gör att fullt utslag tar längre tid att nå.

Samtidigt är kravet på 100 % svar efter tre minuter inte anpassat för att fungera på kraftvärmeverk. Teoretiskt sett tar det mycket lång tid att nå exakt 100 % utslag. Rapporten rekommenderar att detta krav relaxeras något till 95 % utslag (som använts som acceptanskriterie i denna rapport) för att underlätta för kraftvärmeverk att bidra till frekvensreglering.

Kraftvärmeverkens möjlighet till ett snabbt och samtidigt uthålligt effektsvar bedömdes i början av arbetet vara begränsande varför det kunde vara intressant att utreda tiden för uthållighet för olika storlekar på effektsvar, se avsnitt 6.1.4. Simuleringarna från avsnitt 9.1 och 9.2 visar dock att dessa dynamiska effekter i kraftvärmeverken är för snabba för att det skall vara meningsfullt att prata om uthållighet och möjligheten att leverera större mängd frekvensreglering med kortare uthållighet. Identifierad mängd reglerkraft är därför alltid beräknad med full uthållighet. Det som begränsar kraftvärmeverken att vara utstyrda mycket lång tid (tex. för att delta i aFRR) är att driftläget påverkar leveransen av fjärrvärme negativt och kräver att fjärrvärmenätet har ackumulatorer. För primär frekvensreglering är dock detta inget problem.

11.2 ANLÄGGNINGSPÅVERKAN FRÅN FREKVENSREGLERING

För lösningsalternativ 1 och 2 behövs en panna som klarar snabba laständringar. Mälarenergi block 6 klarar av de laständringar som krävs, men vissa reglerloopar behöver trimmas om ifall frekvensreglering skulle implementeras på anläggningen. Från provdriften framgår att luftregleringen sannolikt inte är snabb nog utan skulle behöva justeras, för att undvika oönskade ökningar av bland annat CO och NOx. Från data från turbintripp vid anläggningen framgår att även ångdomens nivåreglering sannolikt skulle behöva trimmas om. Från simuleringarna har nivåregleringen inte varit något problem och det bör inte vara några problem att uppnå mer störningståliga inställningsvärden även för verklig anläggning.

Sammantaget kan utsläppen öka något vid frekvensreglering och stegförsök bör därför göras på den anläggning där frekvensreglering skall implementeras för att identifiera ifall några reglerloopar behöver trimmas.

Vid lösningsalternativ 2 styrs avtappningarna från turbinen till matarvatten-förvärmningen och matarvattentank. När avtappningarna stängs minskar trycket och temperaturen i matarvattensystemet. Dessa störningar fortsätter upp till pannans ekonomiser, men dämpas här ut i stor utsträckning. Eftersom avtappningarna sällan stängs helt och i de fall de faktiskt stängs helt så är det under relativt kort tid, vilket gör att störningarna ändå blir begränsade i matarvattensystemet. Om högtrycksförvärmarsteg finns i anläggningen kan dock relativt stora temperaturvariationer uppkomma och en kontroll bör göras av att högtrycksförvärmare och ekonomiser klarar av stora temperaturvariationer innan frekvensreglering enligt lösningsalternativ 2b implementeras på en anläggning.

Vid frekvensreglering behöver turbinen snabbt ändra last i relativt stora steg och det krävs en turbin som är byggd för detta. Om turbinen är byggd för ödrift/husturbindrift bör den även gå att använda för frekvensreglering. För Mälarenergi block 6 är turbinen byggd för husturbindrift och implementering av ett frekvensregleringsläge även för yttre nät kan göras.

Lösningsalternativ 3 innebär mindre påverkan på anläggningen jämfört med övriga lösningsalternativ, eftersom varken matarvattensystem eller panna utsätts för stora laständringar.

11.3 ANLÄGGNINGAR SOM KAN LEVERERA FREKVENSREGLERING

För lösningsalternativ 1 och 2 krävs pannor som klarar av snabba laststegsändringar utan betydande ökningar i utsläpp och försämrad förbränning. För fastbränsleanläggningar (som de flesta av Sveriges kraftvärmeverk är) är därför främst CFB-pannor lämpade att använda.

Med lösningsalternativ 3 kan däremot en stor del av kraftvärmeverken bidra till frekvensreglering.

Det bör noteras att Mälarenergi block 6 ej är bland de mest lämpade anläggningarna för att leverera frekvensreglering. Pannan saknar högtrycksförvärmare för matarvattnet och befinner sig en stor del av tiden i max- eller minlast eftersom dess primära funktion är förbränning av hushållsavfall. Då bränslet dessutom är gratis eller har negativt pris, kan den faktiska marginalkostnaden vid en driftomläggning för att möjliggöra frekvensreglering bli hög.

11.4 DRIFTLÄGEN FÖR FREKVENSREGLERING

En stor del av lönsamheten kring de olika lösningsalternativen beror på i vilket driftläge kraftvärmeverket befinner sig i. För lösningsalternativ 1 och 2 är det avgörande att anläggningen befinner sig i dellast. Dellasten kan förekomma både tidigt och sent på året beroende på om anläggningen agerar baslast eller spetslast i fjärrvärmenätet och därför kan det vara lönsamt att implementera frekvensreglering på flera anläggningar och utnyttja den tiden anläggningen ändå befinner sig i dellast.

Notera att anläggningen som skall leverera frekvensreglering enligt lösningsalternativ 1 och 2 inte får befinna sig för nära max- eller minlast för att kunna leverera anläggningens maximala potential för frekvensreglering. Från Figur 28 och Figur 34 framgår att bränslelasten behöver göra en betydande översläng för att kunna återhämta trycket. Om maximal bränslelast nås måste anläggningen sänka den maximala potentiella frekvensreglering som kan levereras. På samma sätt får turbininloppsventilens öppningsgrad ha marginal för att kunna göra en översläng vid en ökning av eleffekten. Överslängen blir högre än för bränslelasten på grund av att ångtrycket sjunker. Hur mycket maximal möjlig leverans av frekvensreglering sjunker beror på hur nära gränsen för högsta bränslelast respektive fullt öppen turbininloppsventil anläggningen befinner sig i vid driftläget och är något som får trimmas in för varje enskild anläggning.

Frekvensreglering enligt lösningsalternativ 3 kan levereras även om anläggningen befinner sig vid maximal pannlast. Överslängen för turbininloppsventilen vid frekvensreglering är dessutom mycket liten och begränsar inte leveransen av frekvensreglering på samma sätt som för lösningsalternativ 1 och 2.

Lösningsalternativ 3 är mycket lönsam om man oavsett frekvensreglering ändå planerar att ha direktkondensorventilen öppen. Det kan tex. vara på grund av ökat behov av fjärrvärme samtidigt som pannan redan är på full effekt och det inte är önskvärt att starta upp ett nytt kraftverk. I detta läge kan turbinen backas istället och fjärrvärmeproduktionen kan ökas. I samband med detta kan även frekvensreglering säljas för extra intäkter. I beskrivet driftfall saknas helt marginalkostnad för frekvensregleringen och de förlorade intäkterna från den minskade elproduktionen kan istället kompenseras via intäkten från frekvensreglering.

Driftfallet ovan kan även vara aktuellt vid hög efterfrågan på fjärrvärme där dyrare bränslen behöver användas, så som olja. Det bör istället vara mer lönsamt och mer miljövänligt att istället minska elproduktionen via öppning av direktkondensor och samtidigt leverera frekvensreglering.

11.5 FÖRSÄLJNING OCH INTÄKTER FRÅN FREKVENSREGLERING

Intäkterna från försäljning av reglerkraft varierar mellan år men även mellan tider på dygnet. Runt tiden 23:00-06:00 är reglerkraftspriserna betydligt högre än för övrig tid. För anläggningar som önskar leverera reglerkraft med en betydande marginalkostnad kommer därför leverans nästan enbart att kunna ske nattetid. Från den ekonomiska modellen framkommer att vid högre försäljningspris sker försäljning nästan enbart nattetid och ofta säljs en stor del av natten om buden går igenom.

Sammantaget är dock osäkerheten stor kring försäljningspriset och vad som händer på marknaden framöver. Framtagen ekonomisk modell baseras på att reglerna för upphandling av primär frekvensreglering ändras så att det är tillåtet med vinst från leverans av primär frekvensreglering. I detta fall bör modellen ge en indikation kring vilken storleksordning vinsterna bör bli. Om en aktiv marknadsaktör kontinuerligt optimerar försäljningspriset kan sannolikt högre vinster nås än vad modeller ger.

Intäkten från själva försäljningen av uppreglering och nedreglering är inte medräknat i modellen, utan istället har bara en genomsnittsleverans av el med värde motsvarande nordpool spotpris antagits. Skulle denna intäkt beräknas skulle de totala intäkterna öka.

Alla intäkter från försäljning av frekvensreglering är högst beroende av marginalkostnaden för att leverera frekvensregleringen. Om lösningsalternativ 3 skulle kunna användas utan marginalkostnad, tex. på grund av att anläggningen ändå vill köra med något öppen direktkondensor, så skulle intäkterna öka mångdubbelt.

12 Slutsatser

Rapporten har visat på praktisk implementering av olika tekniska lösningar för att möjliggöra frekvensreglering, fastställt möjlig effekt reglerkraft, fastställt lösningarnas anläggningspåverkan samt ekonomiskt utvärderat de olika alternativen.

Försäljning av reglerkraft för kraftvärmeverk är tekniskt möjligt och frekvensregleringen kan implementeras på flera olika sätt. Det krävs generellt inte någon stor ombyggnad för att möjliggöra frekvensreglering för kraftvärmeverk utan ofta krävs enbart en analys av den specifika anläggningens förutsättningar och en mjukvarumässig uppdatering av styrsystemet för att implementera nya reglerlägen.

Vilken typ av reglerläge som är lämpligt för kraftvärmeverket beror på dess utformning (typ av panna, turbinavtappningarnas utformning etc.), på vilka driftlägen anläggningen är i över året samt hur lång tid anläggningen befinner sig i dessa driftlägen.

Sammantaget är dock den potentiella intäkten från försäljning av reglerkraft relativt liten vid jämförelse med intäkterna från försäljning av fjärrvärme och elkraft. Det kan dock utgöra ett komplement för att ytterligare öka vinsten något när anläggningen befinner sig i ett gynnsamt driftläge. Det ger även en viss robusthet mot lägen där elpriserna är låga, eftersom anläggningen istället kan ställa om till att producera en större mängd frekvensreglering. Att även leverera reglerkraft innebär dock en ökad komplexitet för körning av anläggningarna och ett nytt tankesätt för driftplanering. Detta innebär att det sannolikt krävs en högre ersättning för försäljning av reglerkraft för att detta skall få ett stort genomslag bland kraftvärmeverken.

Med kraftvärmeverkens dynamiska processer är det svårt att få svar som är exakt 100 % av såld frekvensreglering efter 3 minuter. Insvängningstiden kan vara längre än så men utan större felmarginaler. Därför rekommenderar rapporten att kravet på 100 % inom 3 minuter justeras till 95 % utslag för att underlätta för kraftvärmeverk att bidra till frekvensregleringen.

12.1 GENERELLA REKOMMENDATIONER FÖR KRAFTVÄRMEVERK

Vilka kraftvärmeverk som är lämpliga för frekvensreglering beror på valet av lösningsalternativ. Med lösningsalternativ 3 kan en stor del av alla kraftvärmeverk delta i frekvensreglering, eftersom pannlasten inte snabbt behöver styras i detta läge. Det som främst styr om en anläggning bör delta i frekvensreglering med detta lösningsalternativ är i vilket driftläge anläggningen befinner sig i, vad elpriset är samt vad priset är för bränslet till anläggningen. Följande generella rekommendationer görs.

Frekvensreglering enligt lösningsalternativ 3 bör implementeras och användas om följande fall frekvent uppstår:

- Skillnaden mellan elpriset och bränslepriset är liten (under ca 100-150 kr/MWh). Elpriset skall jämföras med det bränslepris som gäller för marginalproduktionen för fjärrvärmenätet
- Fjärrvärmebehovet är sådant att en ny fjärrvärmeanläggning behöver startas som använder ett dyrare bränsle. I detta läge kan turbinen på befintlig anläggning backas för att öka fjärrvärmeproduktionen och samtidigt kan frekvensreglering säljas.

För övriga lösningsalternativ krävs en panna som är stabil nog för att snabbt kunna ändra bränslelasten. Eftersom de flesta kraftvärmeverk i Sverige är fastbränsleanläggningar (biobränsle eller avfall) är det främst CFB-pannor som är lämpade för detta. För de kraftvärmeverk som har CFB-panna kan frekvensreglering levereras till mycket låg marginalkostnad förutsatt att anläggningen befinner sig i dellast. Dellast kan förekomma för både baslastanläggningar och för pannor som agerar spetslast.

Av de olika lösningsalternativen rekommenderas lösningsalternativ 2 med reglering av turbinavtappningarna eftersom detta möjliggör en större mängd frekvensreglering. Särskilt effektivt är detta om även avtappningarna med störst ångtryck kan regleras.

Frekvensreglering enligt lösningsalternativ 2 bör implementeras och användas om följande gäller:

- Anläggningen har en CFB-panna och kör flera månader om året i dellast (ej minlast), samt
- Anläggningens turbin har turbinavtappningar för förvärmning av matarvatten som kan styras och där trycknivåer och flöden är sådana att avtappningsflödet har en betydande energimängd.

För att identifiera mängden reglerkraft ett kraftvärmeverk kan leverera samt för att identifiera möjliga begränsningar hos kraftvärmeverket bör stegförsök på pannlast göras på verket. Stegförsöken identifierar pannans prestanda och kan identifiera reglerloopar som behöver trimmas i samband med införandet av de nya reglerlägena. Resultaten från stegförsöken kan användas i simuleringar för att fastställa möjlig mängd reglerkraft som kan säljas. Simuleringarna kan även användas för att fastställa lämpliga inställningsvärden för de nya reglerlägena.

Intäkterna från försäljning av reglerkraft är relativt små vid jämförelse med försäljning av fjärrvärme och elkraft och bör ses som ett komplement för att ytterligare öka anläggningens vinst när ovanstående kriterier är uppfyllda.

12.2 FRAMTIDA ARBETEN

Eftersom de kostnaderna som är associerade med reglerkraft på ett kraftvärmeverk endast är grovt uppskattade i denna studie, skulle en mer ingående case-study på faktiska kostnader vara av intresse. Där skulle kostnader för implementering av styrsystemskod, eventuellt utbyte av vissa komponenter, utbildning för personal samt kostnaden att ha anställda som jobbar med reglerkraftsmarkanden ingå. Utöver det skulle en djupare analys av marginalkostnaden i bränslebesparing

kontra förlorad inkomst av producerad el ge en bättre bild över hur höga bud som skulle krävas från kraftvärmeverken för att vara med på reglerkraftmarknaden.

Tekniska svårigheter för kraftvärmeverk är utöver denna studie svåra att identifiera då inget svenskt kraftvärmeverk deltar på reglerkraftsmarknaden. Genom att flera intressenter delar på kostnaden för en investering på ett referensverk skulle skarpa tester kunna genomföras. Testerna skulle kunna ge indikationer på ytterligare svårigheter som kraftverken har för att leverera reglerkraft.

13 Referenser

[1] M. Eng, B. Johansson och P. Dahlström, ”Undersökning av möjligheter för svenska kraftvärmeverk att leverera primär frekvensreglering, FCR-N,” Värmeforsk, rapport 1261, Stockholm, 2015.

[2] M. Hübel, ”Modelling a Lignite Power Plant in Modelica to Evaluate the Effects of Dynamic Operation and Offering Grid Services,” i *Proceedings of the 10th International Modelica Conference*, Lund, 2014.

[3] Y. Zhao, ”Improvning operational flexibility by regulating exraction steam of heigh pressure heaters on a 660 MW supercritical coal-fired power plant: A dynamic simulation,” *Applied Energy,* nr 212, pp. 1295-1309, 2018.

[4] V. Stevanovic, ”Primary control reserve of electric power by feedwater flow rate change through an additional economizer – A case study of the thermal power plant ”Nikola Tesla B,” *Energy,* nr 147, pp. 782-798, 2018.

[5] SvK, ”Regler för upphandling och rapportering av FRC-N och FCR-D (2015/2017 version 4),” 12 December 2018. [Online]. Available: https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/balansansvar/dokument/balansansvarsavtal-3829-0/6-regeldokument-fcr---produktion-v4-andringar-inkluderade.pdf?_t_id=1B2M2Y8AsgTpgAmY7PhCfg==&_t_q=fcr-n&_t_tags=language:sv,siteid:40c776fe-7e5c-4838-84. [Använd 04 Februari 2019].

[6] SvK, ”Översikt kravbild för reserver,” [Online]. Available: https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/information-om-reserver/reservmarknader.pdf. [Använd 04 Februari 2019].

[7] ENTSO-E, ”ENTSO-E Network Code for Requirments for Grid Connection Applicable to all Generators,” 08 Mars 2013. [Online]. Available: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/resources/RfG/130308_Final_Version_NC_RfG.pdf. [Använd 04 Februari 2019].

[8] ENTSO-E, ”Nordic Balancing Philosophy,” 06 Juni 2016. [Online]. Available: https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/SOC/Nordic/Nordic_Balancing_Philosophy_160616_Final_external.pdf. [Använd 04 Februari 2019].

[9] N. Damsgaard, *Efterfrågeflexibilitet på energimarknaden,* Seminarium om flexibilitet på energimarknaden, Svenska kraftnät, 14 November 2017.

[10] Raziyeh Khodayari - Energiföretagen, ”Fjärrvärmestatistik: Tillförd Energi,” 23 Augusti 2017. [Online]. Available: https://www.energiforetagen.se/statistik/fjarrvarmestatistik/tillford-energi/. [Använd 04 Februari 2019].

[11] Svenska kraftnät, ”Affärsverket svenska kraftnät föreskrifter och allmänna råd om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar,” 09 December 2005. [Online]. Available: https://www.svk.se/siteassets/om-oss/foreskrifter/svkfs2005_2.pdf. [Använd 04 Februari 2019].

[12] Fingrid, ”www.fingrid.fi,” [Online]. Available: https://data.fingrid.fi/open-data-forms/search/en/?variable_id=177. [Använd 04 Februari 2019].

[13] J. Storesund, ”Flexibel drift av kraftvärmeverk,” Värmeforsk, rapport 2016:296, Stockholm, 2016.

[14] O. Gelineau, ”High Cycle Thermal Fatigue : experience and state of the art in French LMFRs,” IASMiRT, Washington DC, 2001.

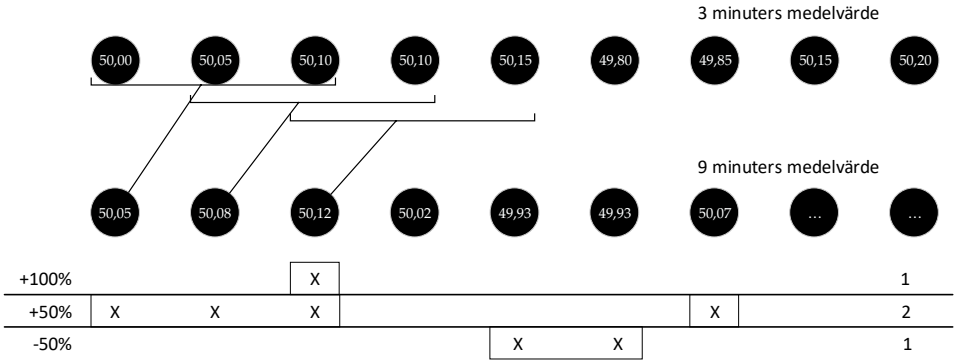
[15] Valmet, ”Mälarenergi P6 - Drift och underhållsmanual,” METSO POWER OY, 2014.

[16] D. Cooke, ”On prediction of off-design multistage turbine pressures by Stadolas ellipse,” Huston, Texas, 1984.

Bilaga A: Frekvensdata

Frekvensdata (3 minuters medelvärde) samlat var 3 minut med tre decimalers noggrannhet hämtades från Finngrids hemsida[4] för perioden 30.09.2016 till 01.09.2017. Mätvärden som var identiska över 3 mätpunkter exkluderades eftersom det antogs att dessa var felaktiga mätvärden.

Medelvärde för frekvens fastställdes över hela dataserien för olika tidsperioder[5], datapunkt för datapunkt, se Figur 59. Antal medelvärden överstigande kontrollerad effektnivå summerades (för olika effektnivåer). Flera överstigande medelvärden inom den aktuella tidsperioden för medelvärdesbildningen räknades endast en gång.



Figur 59: Visualisering av databehandling. Visar hur 9 minuters medelvärde skapats för varje datapunkt, medelvärden överstigande en effektnivå summeras (flera punkter inom tiden för medelvärdesbildning räknas endast en gång)

Tabell 8 visar resultatet för summeringarna över hela tidsperioden. Röda markeringar visar den längsta tidperioden för medelvärdesbildning som aktuell effektnivå överstigs fler än 12 ggr (ca 1 ggr per månad).

Tabell 8: Antalet regleravvikelser per månad samt händelsens reglerstyrka och uthållighet.

	9 min	15 min	30 min	45 min	1 h	2 h	4 h	8 h	12 h
100 %	19	6	0	0	0	0	0	0	0
90 %	161	64	7	0	0	0	0	0	0
80 %	505	248	51	11	1	0	0	0	0
70 %	1142	656	195	69	24	3	0	0	0
60 %	2217	1389	514	240	127	15	0	0	0
50 %	3841	2465	1166	617	363	86	12	0	0
40 %	5935	4022	2011	1264	803	240	37	2	0
30 %	8672	5912	3188	2107	1504	571	145	16	2
20 %	12 012	8202	4599	3136	2368	1035	382	90	24
10 %	15 804	10 827	6072	4253	3288	1666	771	319	184

[4] https://data.fingrid.fi/open-data-forms/search/en/?variable_id=177
[5] Enligt första raden i Tabell 8.

	9 min	15 min	30 min	45 min	1 h	2 h	4 h	8 h	12 h
-10 %	15 206	10 463	5859	4172	3217	1644	790	326	165
-20 %	11 815	8071	4488	3085	2322	1069	381	99	26
-30 %	8728	5928	3187	2112	1530	573	143	10	2
-40 %	6124	4085	2077	1305	872	267	36	1	0
-50 %	4007	2617	1219	696	440	86	5	0	0
-60 %	2426	1455	618	318	163	24	0	0	0
-70 %	1281	739	270	100	53	4	0	0	0
-80 %	605	316	83	34	14	0	0	0	0
-90 %	217	111	24	8	4	0	0	0	0
-100 %	28	6	1	0	0	0	0	0	0

Implementering av primär frekvensreglering på svenska kraftvärmeverk

Genom modellering och dynamiska simuleringar av en referensanläggning visar forskningsprojektet på praktisk implementering av olika lösningsalternativ för leverans av primär frekvensreglering, hur stor mängd som kan levereras, hur anläggningen påverkas samt ger en ekonomisk utvärdering av lösningsalternativen. Rapporten ger även generella rekommendationer kring hur kraftvärmeverk kan bidra till frekvensreglering.

Forskningsprojektet visar att det är tekniskt möjligt för kraftvärmeverk att bidra till frekvensreglering. Generellt krävs ingen ombyggnation utan enbart analys av den specifika anläggningens förutsättningar och en mjukvarumässig uppdatering av styrsystemet för att införa nya reglerlägen.

Vilken typ av reglerläge som är lämpligt för kraftvärmeverket beror på dess utformning (typ av panna, turbinavtappningarnas utformning etc.), på vilka driftlägen anläggningen är i över året samt hur lång tid anläggningen befinner sig i dessa driftlägen.

För anläggningar med cirkulerande fluidiserande bäddpanna och som befinner sig i dellast kan frekvensreglering levereras utan att elproduktion eller fjärrvärmeproduktion behöver minskas. Frekvensreglering kan även levereras av övriga anläggningar och vid andra driftlägen men kräver då en annan driftläggning som minskar elproduktionen och pannlast. För att detta skall vara lönsamt krävs därför att skillnaden mellan inköpspriset av bränsle och intäkten från försäljning av el är liten eller att frekvensregleringspriset är högt.

Sammantaget är dock den potentiella intäkten från försäljning av reglerkraft relativt liten vid jämförelse med intäkterna från försäljning av fjärrvärme och elkraft. Det kan dock utgöra ett komplement för att ytterligare öka vinsten något när anläggningen befinner sig i ett gynnsamt driftläge. Det ger även en viss robusthet mot lägen där elpriserna är låga, eftersom anläggningen istället kan ställa om till att producera en större mängd frekvensreglering.

KRAFTVÄRMEVERK FÖR ELSYSTEM MED VOLATILA ELPRISER

Kraftvärmeverk för elsystem med rörliga elpriser kommer att efterfrågas i allt större utsträckning förutsatt den kraftiga utbyggnaden av sol och vindkraft fortsätter att värmemarknaden domineras av centrala termiska anläggningar.

Här har en teknisk och ekonomisk utvärdering genomförts för tre typer av flexibilitet hos kraftvärmeverk – produktflexibilitet, termisk flexibilitet och driftflexibilitet. Design och driftsdata baseras på olika fallstudier. Den ena är Mälarenergi Block 6 som är en avfallseldad baslastanläggning, den andra Göteborg Energi Rya KVV som är en gaskombi topplastanläggning.

Resultaten visar att en mer flexibel drift och försäljning av reglerkraft är tekniskt möjligt och att produkt- och termisk flexibilitet kan öka lönsamheten genom att minska bränslekostnaderna eller öka antalet fullasttimmar. Lönsamheten är dock marginell. Värdet och nyttjandet av olika åtgärder för att öka flexibiliteten ökar med en ökad volatilitet på elprismarknaden. Den potentiella intäkten från försäljning av reglerkraft är relativt liten i jämförelse med intäkterna från försäljning av fjärrvärme och el.

Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. www.energiforsk.se

Energiforsk

Energimyndigheten