

Undersökning av möjligheter för svenska kraftvärmeverk att leverera primär frekvensreglering, FCR-N.

Michael Eng, Bengt Johansson, Peter Dahlström



**Undersökning av möjligheter för svenska
kraftvärmeverk att leverera primär
frekvensreglering, FCR-N**

**Investigation of possibilities for Swedish
cogeneration plants to supply frequency control,
FCR-N**

Michael Eng, Solvina AB
Bengt Johansson, Solvina AB
Peter Dahlström, Solvina AB

P 37771

Abstract

Detta projekt har, genom tvärtekniska studier av både elkraft- och ångsidan, visat att Svenska kraftvärmeverk har goda förutsättningar att erbjuda primär frekvensreglering till ett konkurrenskraftigt pris. Vid behov av pannan i dellast kan kraftvärmeverken erbjuda primärreglering till konkurrenskraftiga priser över hela året, vid full pannlast endast enskilda timmar. Anläggningarna kan ge reglersvar ett antal minuter men har svårare, jämfört med vattenkraftverk, till längre eller flera upprepade svar.

Sammanfattning

I ett elnät med ökande behov av att kunna balansera den varierande produktionen från främst vindkraft är det intressant att undersöka om kraftvärmeverk kan användas för att frekvensreglera elnätet. I ett elnät måste det ständigt råda effektbalans, d.v.s. den producerade och konsumerade effekten skall vara lika stora. Uppstår en obalans kommer frekvensen att driva iväg ifrån sitt nominella värde på 50 Hz vilket kan leda till att utrustning i kraftsystemet tar skada.

Målet med denna studie är att undersöka både tekniska och ekonomiska möjligheter för svenska kraftvärmeverk att leverera reglerkrafttjänster i form av primär frekvensreglering, s.k. FCR-N. Härigenom ges större möjligheter att kunna balansera framtidens varierande elproduktion som följer med ökad andel vindkraft. Studien inriktar sig på befintlig utformning av kraftvärmeverk men blickar samtidigt framåt genom att undersöka krav som förväntas komma inom en snar framtid. Kraven tas fram av ENTSO-E, en organisation av bestående av europeiska nätverksoperatörer.

Målgruppen för studien är i första hand anläggningsägare som överväger möjligheten att erbjuda FCR-N eller som kan komma att påverkas av de nya kraven från ENTSO-E.

Möjlighet till deltagande i primär frekvensreglering, FCR-N, utreds genom studie av fem olika typer av kraftvärmeverk: gaskombikraftverk, bioeldat kraftvärmeverk, avfallseldat kraftvärmeverk, pappers- och massabruk samt kraftvärmeverk eldat med industrigas. I studien bedöms förutsättningarna för deltagande för respektive varje kraftvärmeverk, ur både tekniskt och ekonomiskt perspektiv.

I studien konstateras att samtliga studerade anläggningar tekniskt sett kan uppfylla kraven för att erbjuda FCR-N. De har både de parametrar och reglerinställningar som krävs men även en ångprocess som kan möta turbinens behov. Avgörande är dock ekonomin för de olika tekniska lösningarna. Vid behov av pannan i dellast kan FCR-N erbjudas till en minimal kostnad: endast ökat slitage i, primärt turbin och panna samt tillfälliga verkningsgradsförluster i samband med uppreglering. Lösningen kräver balans mellan pannas pålastningshastighet och möjlighet att tillfälligt minska ångförbrukning i andra delar av anläggningen (t.ex. fjärrvärmeproduktion). Av de studerade anläggningarna har gaskombikraftverket Rya, biobränsleanläggning Aros samt Lulekrafts kraftvärmeverk eldat med industrigas dessa förutsättningar, åtminstone delar av året.

Vissa perioder, med hög ersättning för FCR-N jämfört med spotpriset på el, finns även lönsamhet att minska turbinlast för att skapa reglerutrymme och erbjuda FCR-N. Även massabruket Mönsterås har goda förutsättningar men erfordrar installation av ångackumulator för en ekonomiskt hållbar hantering av snabba ångbehov. Avfallsanläggningen Sävenäs saknar förutsättningar för deltagande då maximal förbränning av avfall prioriteras.

Nyckelord: Kraftvärmeverk, pappers- och massabruk, reglerkraft, frekvensreglering, FCR-N

Executive summary

1 Background

In an electrical grid with increasing need to balance varying production, primarily from wind power, it is of interest to investigate if Combined Heat and Power (CHP) plants can be used for frequency control. Balance between produced and consumed power is a prerequisite for a stable electrical grid. If imbalance occurs, the frequency in the grid will start deviating from its nominal value of 50 Hz, causing severe damage connected power equipment.

As the proportion of generated power from renewable energy sources keeps increasing, the capacity needed to compensate for the intermittency of e.g. wind and solar increases as a direct result. An example of this is shown in Figure 1. Accumulated time when frequency deviation is so large that the total regulating power capacity could not compensate for a large disturbance is shown from 1995 until 2011.

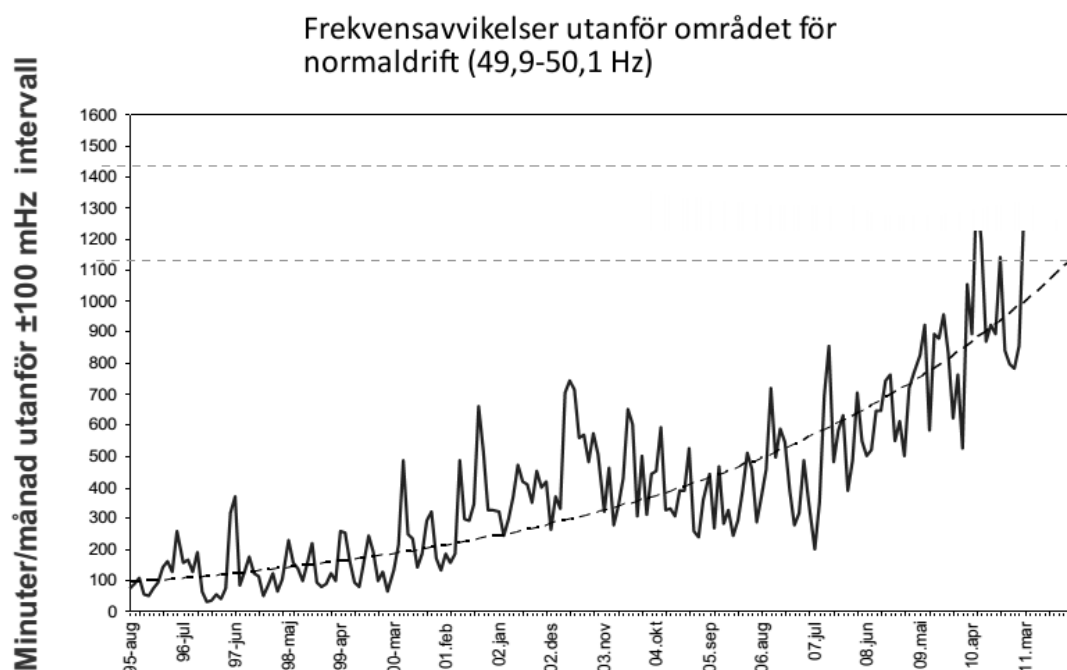


Figure 1. The number of minutes for which the frequency was outside ± 100 mHz, i.e. outside the frequency where enough balancing power is available to handle larger disturbances. Values are available from 1995 to 2011. Source: Svenska kraftnät [8]

Svenska Kraftnät (SvK) is Transmission System Operator (TSO) in Sweden and is therefore responsible for its power balance. Procurement of primary regulating power (FCR-N) is one way in which SvK ensures that the balance is sustained even though minor stochastic fluctuations occur. Primary frequency control is more or less exclusively done by hydro power in Sweden currently. In 2013 SvK procured 245 MW primary regulating power (FCR-N)¹.

¹ Source: Svenska kraftnät [16]

The European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) is an association striving towards facilitating delivery of power across national borders in Europe. ENTSO-E creates general guidelines and regulations related to the power system, so called grid codes, e.g. stating how facilities delivering regulating power should be built and operated. New regulations are currently under development and these guidelines might lead to stricter requirements related to frequency control.

1.1 Purpose of the study

Earlier work studying frequency control has been focused on the electric power aspects. This report provides a more detailed study of Swedish Combined Heat and Power (CHP) plants and their prerequisites for participating in frequency control by considering the thermodynamic process of the plants, electric power aspects as well as economic incentives. The aim of this study is to provide a better understanding for primary frequency control (FCR-N) and to evaluate if Swedish CHP plants can operate as a compliment to, or even compete with, hydro power in regard to frequency control. The target audience of the report is primarily plant owners who might be affected by the new regulations or who might be considering entering the primary frequency control market.

2 Method

Five different types of CHP plants were studied to evaluate the possibilities for Swedish CHP plants to take part in FCR-N. The chosen plants and their specifications are presented in Table 1. An important criterion when choosing which plants to study was to select plants that would generate as universal results as possible, thus increasing the possibility of being able to project the results onto other plants of the same type.

Table 1. Summary of the characteristics of the chosen plants.

	Type of boiler	Rated power	Number of boilers and turbines	Primary purpose of plant
Rya, Gas Combined Cycle	Fluegas, Steam drum	265 MWe	4 boilers, 4 gas turbines, 1 steam turbine	Production of district heating
Aros boiler 5, Bio-fueled CHP (Boiler 4, pulverized coal-fired CHP)	CFB, Steam drum (Flow-through)	185 MWe	2 boilers, 1 steam turbine	Production of district heating
Sävenäs, Waste-fueled CHP	Grate-fired, Steam drum	42 MWe	4 boilers, 1 steam turbine	Combustion of waste
Mönsterås, Pulp and paper plant	BFB and recovery boiler, Steam drum	134 MWe	2 boilers, 4 steam turbines	Production of pulp
Lulekraft, CHP plant fueled with industrial gas	Gas, Steam drum	98 MWe	1 boiler, 1 steam turbine	Production of district heating

The study consists of a technical and an economical evaluation of each CHP plant. In the technical evaluation, the possibilities of fulfilling SvK's requirements and the

upcoming regulations from ENTSO-E with regard to FCR-N are evaluated by considering the following questions:

- Which requirements does frequency control impose on the boiler, the turbine, the steam net and the control system?
- Can existing plants fulfill the requirements or are modifications necessary to increase operation flexibility, e.g. decrease minimum load or decrease response time of the control system? Which type of modifications is needed?
- What are the possible operating modes? How is steam surplus or deficit dealt with?

The economical evaluation is essentially done by ranking costs associated with different changes required to the respective plant. The general questions considered are:

- How is production affected with regard to running costs and efficiency?
- How is the operation safety affected?
- Is it economically viable to deliver regulating power considering the economic compensation offered? If not, what level of compensation would be necessary to make it profitable?

3 Technical Background

In a synchronous electrical grid, all generators rotate with the same angular velocity, as if they were all connected to the same shaft. To maintain the frequency of the grid, the consumed electrical power needs to be balanced by the mechanical power put into the system. If supplied mechanical power exceeds consumed electrical power, the turbine and the generator will accelerate and the frequency will consequently increase and vice versa. The speed of the change depends on the inertia of the rotating machinery.

Frequency control is made up of different components: primary, secondary and tertiary frequency control. Primary control or FCR in short, works in the region of 50 ± 0.2 Hz with the purpose of halting frequency deviations. If the capacity of FCR is not enough in order to restore the frequency to its nominal value, secondary frequency power control (FRR) will step in and return the frequency to 50 Hz after a couple of minutes. As the frequency is stabilized at 50 Hz by means of the secondary frequency power control, the setpoint of the primary regulating machine returns to its initial value and thereby retrieves its regulating capacity. If the initializing disturbance remains for a long period of time, tertiary frequency control (manual reserves) are activated allowing FRR to retrieve its regulating capacity. An example of the parts of frequency control is shown in Figure 2.

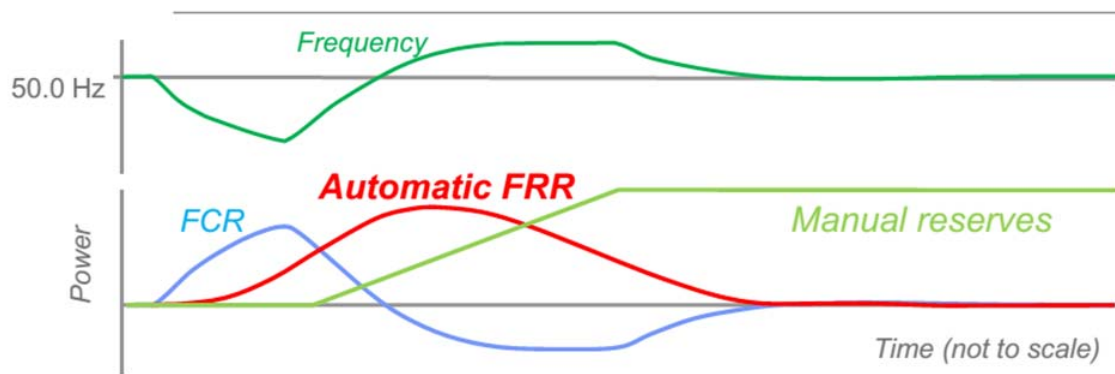


Figure 2. Time-dependencies and purpose of the different types of frequency control in Sweden. FCR halts the departure from 50 Hz, FRR restores the frequency and manual reserves compensates for the imbalances in the long term. Source: Bäck (2012) [8].

This work focuses on minor frequency fluctuations within ± 0.2 Hz resulting from minor spontaneous, occurring variations in production and load. These fluctuations are handled by one part of FCR called FCR-N. FCR-N is the automatic and continuous control of the frequency of the grid, where the idea is to keep the frequency at its setpoint by adjusting the mechanical power put into the system. The frequency of the grid can thereby be maintained within specified limits even though the power consumption varies.

3.1 Static and dynamic frequency control

Frequency control is generally implemented in such a manner that the turbine controller uses the frequency of the grid (by the generator speed) as an input signal and controls the output power by varying the mechanical power, e.g. by changing the amount of steam flowing through the turbine, with certain proportionality depending on the frequency.

The proportionality between frequency deviation and change in power output specifies how much the turbine should increase its production as a result of a frequency drop. This parameter is called **power-frequency characteristics** and is measured in MW/Hz. Another way to state the static regulating capacity of the machine is by specifying **droop** which is given in percentage. A typical interval for droop settings is 2 to 8 %.

The response given by a machine as a result of a frequency change is not immediate and it is not until the output power has stabilized that the proportionality, which depends on the power-frequency characteristics and the droop, is reached. This normally takes a couple of minutes and the nature of the response of the system varies depending on how the turbine regulator is constructed. There are two commonly used types which give different response, P- and PI-controller. Characteristic responses following a step change in decreased frequency are presented in Figure 3 and Figure 4, showing the dynamics of the system for both the P and PI-controller.

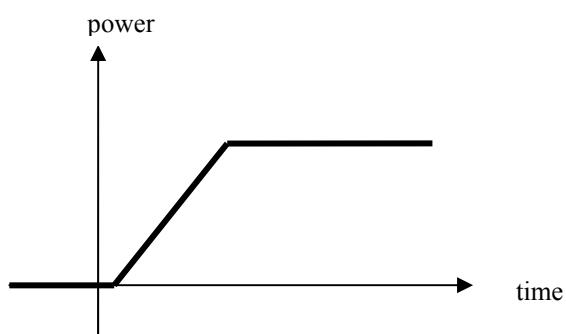


Figure 3. Output after a negative frequency step – ramp limited proportional governor.

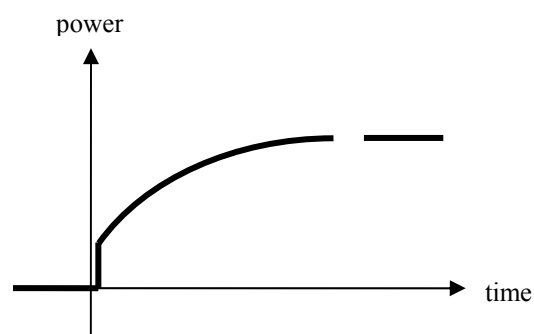


Figure 4. Output after a negative frequency step – PI controller governor with droop.

For the P-controller, the time it takes to reach the final power output depends on the magnitude of the frequency deviation as well as the limiting ramping velocity, which is specified to avoid subjecting the turbine to too extreme power gradients. The requirements on response time from ENTSO-E are based on this type of controller. In the case of PI-controller, the time it takes until the final power output is reached depends solely on the settings of the controller itself. The requirements given by SvK regarding response time are based on the PI-controller.

3.2 Requirements for supplying FCR-N

The requirements for participating in FCR-N as stated by ENTSO-E are presented in ENTSO-E's network codes [7] and are valid for the Nordic grid and power plants type C or larger, i.e. ≥ 10 MW. The requirements from SvK (in SvKFS 2005:2 [9]) are basically similar, but there are some differences with regard to response time, which is probably due to the different types of controllers used in the Nordic countries and in the rest of the European countries. The ENTSO-E requirements are slightly stricter and will be used in this work as a frame of reference when evaluating the suitability of the examined CHP plants to participate in FCR-N. The requirements are presented in Table 2.

Requirements 1-3 in Table 2 from ENTSO-E's network codes [7] are directly related to the turbine regulator and compliance can be determined without extensive analysis. More thorough analyses are however needed to evaluate requirements 4-7. Initially, the turbine needs to be able to fulfill the different response times and power output levels but in the subsequent step, the process delivering steam to the turbine must be able to adjust and sustain the flow of steam required by the turbine to meet the demands.

Table 2. Governing design requirements for participation in the primary frequency control, FCR-N. The requirements have been derived from the ENTSO-E network code (2013) [7]. Where an interval has been specified, it is up to the network operator to decide the exact value within the specified range.

1	Frequency Response Insensitivity	Max 10 ... 30 mHz
2	Frequency Response Deadband	0 ... 500 mHz
3	Droop	2 ... 12 %
4	Active power range	$\pm 1.5 \dots 10$ % of the electrical power (from setpoint)
5	Max. admissible delay	Max 2 s after a frequency deviation
6	Max. admissible full activation time	Within 30 s after a frequency deviation
7	Maintaining full response	During 15 ... 30 min, both for residual deviations as well as reoccurring steps in frequency

Fulfillment of requirements 4-7 requires balancing between fast response from the plant (requirement 5 and 6) and sustained response (requirement 7). Fast responses are normally achieved by temporary overconsumption of steam, e.g. from a buffer or by redistribution of steam from the process to the turbine. Sustained response normally comes from the boiler producing more steam.

4 Economical background

The compensation for FCR-N in Sweden consists of two components:

- Compensation for power reserved for FRC-N, a fixed compensation.
- Compensation for actually regulating net power up or down, which constitutes the volatile part of the compensation.

The compensation for FCR-N is given in addition to the normal income from selling power on the spot market, called Nordpoolspot.

Competitive bidding of regulating power is governed by SvK which are responsible for the procurement of the necessary regulating power. Procurement is done by bidding on offers handed in by the plant owners. The offers specify the amount of power reserved and the specific hours throughout the following day and the day after the following day the power will be reserved for FCR-N. The bids correspond to the fixed part of compensation and they are accepted in ascending order and give compensation pay-as-bid. The bids should be based on the actual cost of providing FCR-N but can include surcharges for risk and profit.

The yearly averaged price for the fixed part of the compensation was approximately 22 EUR/MWh² in 2013 in Sweden (the black solid line in Figure 6). The price fluctuates both with regard to season and time of day and is currently completely governed by the price of hydro power since this is the only technology contributing to FCR-N to a mentionable extent in Sweden today.

In Figure 5 is shown variation in the average accepted bid for two different weeks in 2013 (white lines). The figure shows higher compensation during night than day and

² Source: SvK (n.d.) [11]

higher during autumn than spring. Differences originate from low electricity demand during night which may cause hydro power plants, otherwise shut down, to startup with only purpose of providing FCR-N.

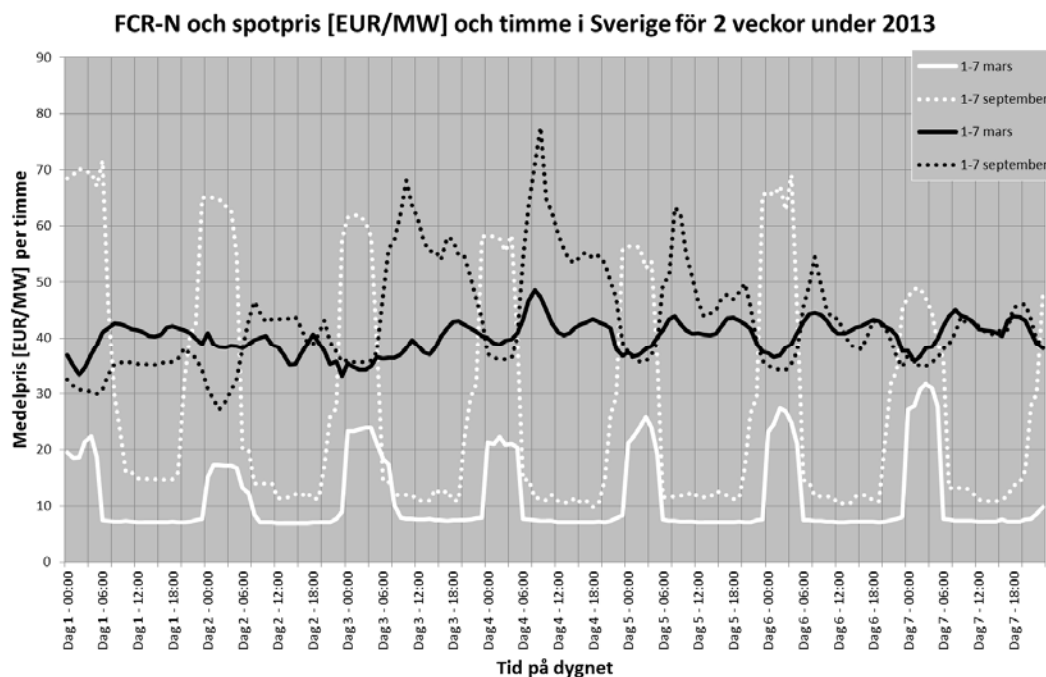


Figure 5. Spot price in region SE4 in Sweden (black lines) presented together with the average compensation of the fixed part of the compensation for reserving power in FCR-N (shown as white lines). Both prices are specified in EUR per reserved MW and hour. Source: Nordpool (n.d.) [12] and SvK (n.d.) [11].

The compensation for the actual frequency control carried out by the plant was normally between 0 and 10 EUR/MWh³ in 2013 in Sweden and was fluctuating quite drastically, sometimes reaching as high as 200 EUR/MWh³. The average price for active regulating power was lower than the income from the fixed part of the compensation in 2013, approximately 10.4 EUR/MWh³ for regulating up and 7.5 EUR/MWh³ for regulating down.

One scenario in participating in FCR-N is when the plant might need to decrease its power production to create the necessary reserve power buffer for ramping up production in the event of a frequency drop. Here the spot market price becomes an important parameter⁴. Figure 6 presents the spot market price (black dotted line) as a moving weekly average in 2013 together with the fixed (black solid line) and the volatile components (white line) of the compensation from FCR-N. The average spot market price was 39 EUR/MWh in 2013 (Nordpool (n.d.) [12]) and most times higher than both the fixed and the volatile part of the compensation as can be seen in Figure.

³ Nordpool (n.d.) [12]

⁴ Other parameters include reduced fuel cost, loss of income from green electricity certificates, increased wear and tear and loss of degree of efficiency.

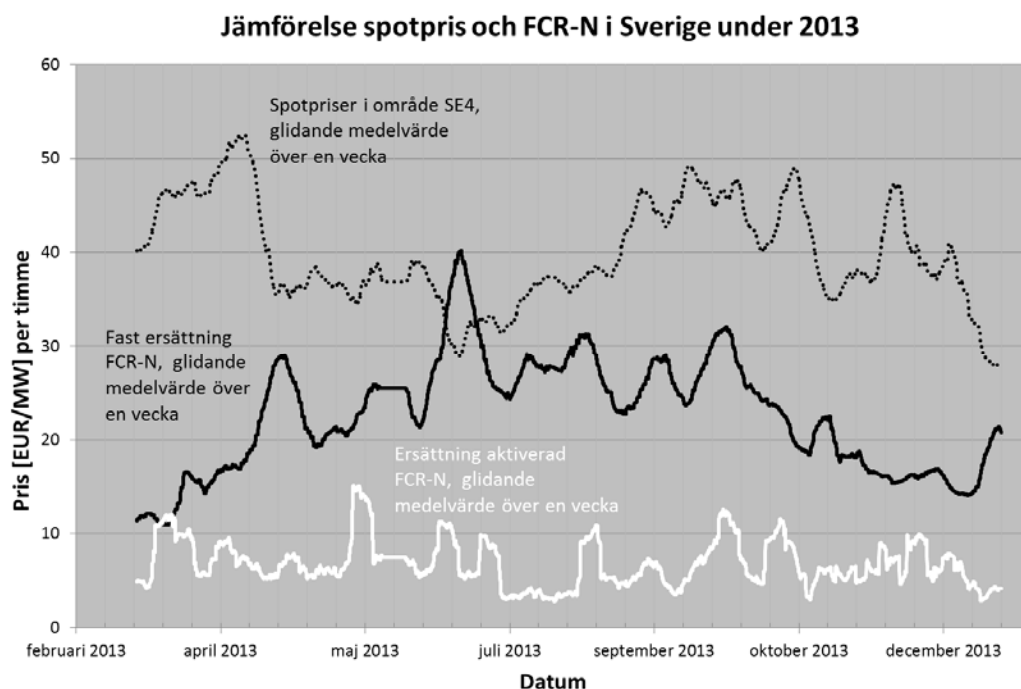


Figure 6. The solid black line shows the moving average over a week for the average price of FCR-N for the part relating to the reserved effect. The solid white line shows the moving average over a week for active control. The dashed line shows moving average over a week for the spot price in region SE4 in Sweden. Source: Nordpool (n.d.) [12].

5 Results

This section presents a description of each studied plant, focusing on the parts that are important for FCR-N. Based on the descriptions, the possibility for each plant to participate in FCR-N is evaluated using the ENTSO-E guidelines as a frame of reference. The section closes by discussing economic viability. Evaluation of each plant focuses on possibility to regulate power up. Surplus of steam when regulating down can for all plants be handled in the same way as a turbine scram.

5.1 Combined Cycle Gas

The chosen plant for evaluating a Combined Cycle Gas Turbine plant is called Rya, owned by Göteborg Energi AB. The plant's primary purpose is to ensure the availability of district heat in the municipality.

The power is generated by three parallel gas turbines (45 MWe each), fueled by natural gas and a steam turbine (130 MWe). The schematics of the plant are shown in Figure 7.

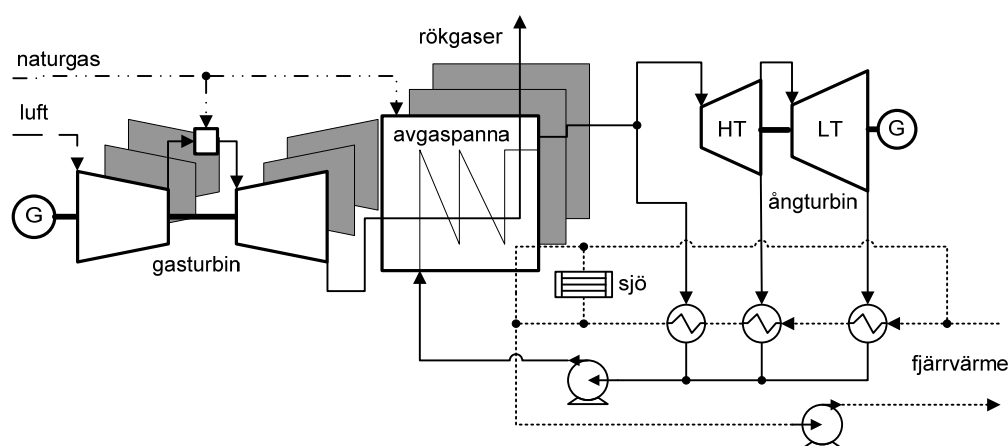


Figure 7. Schematic depiction of the combined cycle gas turbine (CCGT) plant Rya

Steam is produced using three parallel heat recovery boilers equipped with steam drum. Each boiler is connected to a separate gas turbine. It is possible to increase the steam production by supplementary combustion of natural gas in the heat recovery boilers, i.e. after the gas turbines. The steam is normally directed through the steam turbine before being condensed, transferring the heat to the district heating system. The steam can also be condensed by use of the nearby located river after passing the turbine, thereby maximizing power production. If additional heat is demanded for district heating, the steam can be bypassed the turbine and condensed directly against the district heating system.

The load of the plant can vary quite heavily depending on demand from the district heating and price of both electricity and natural gas. During wintertime Rya normally runs on full load and the rest of the year on partial load.

The turbine control system has the required parameter settings and frequency sensitivity stated by requirements 1-3, in Table 2. Good superior control must however be implemented and the control parameters tuned for a viable solution.

Fulfillment of requirements 4-7 is recommended to be handled by mean of the gas turbines. Combined Gas Cycle plants differ from other types of CHP plants in the regard that the gas combustion directly results in power generation without any steam generation. This means that an increased fuel supply gives a rapid power output response. It can consequently be concluded that the use of gas turbines is suitable when it comes to regulating power. However, the turbines have a limitation in ramping speed, limiting them to a response of 0.9; 1.4 and 1.7 % of the total electrical power in 30 seconds using 1, 2 or 3 turbines (to be compared with an 1.5-10 % increase as stated by requirement 4). Including the use of the steam turbine adds 0.2 %-units to these numbers. In order to reach a 10 % response, supplementary combustion in the heat recovery boilers must be utilized.

It should be possible for the plant to maintain the full response for 30 minutes since the plant is designed to handle those loads, being rated at a total of 265 MWe. The

increased load will result in increased heat to the district heat system which the system has to be able to handle. An increased power output of 1 MW generates increased heat of 0.5-0.8 MW but since the system can accept deviations of approximately 20 MW up to 30 MW, this should not be a problem. The decreased heat transferred to the district heat system resulting when regulating down, might however lead to optimization problem considering economics. Göteborg Energi AB is responsible for the balance of the district heat system and another plant might need to compensate in the event that the Rya plant regulates down, which could result in overall increased production costs.

Table 3. The combined cycle gas turbine plant Rya's compliance with ENTSO-E (2013) [7] network codes (Table 2) and possibilities to participate in primary frequency control, FCR-N

Requirement	Fulfilled	Comments
1 Frequency Response Insensitivity	Yes	Turbine control hardware has enough sensitivity
2 Frequency Response Deadband	Yes	Turbine control system supports the setting. Implementation of good superior control is needed.
3 Droop	Yes	
4 Active power range	Yes	1.9 % using gas and steam turbine. With supplementary combustion 10 % can be reached.
5 Max. admissible delay	Yes	By using the gas turbines.
6 Max. time for full activation	Yes	1.9 % using gas and steam turbine. With supplementary combustion 10 % can be reached.
7 Maintaining full response	Yes	By means of gas turbines. Good fuel supply and variations in district heating is allowed.

In summary, Rya has promising technical possibilities for participating in FCR-N. The turbine controller must be included in a good superior control, the ramping velocity of the gas turbines should be increased for the response to give satisfactory performance when regulating up.

5.2 Bio-fueled CHP

Boiler 5 at Mälarenergi AB's plant called Arosverket was chosen to represent the bio-fueled CHP. The purpose of the facility is to oversee the balance of the district heating system in Västerås municipality. The schematics of the plant are shown in Figure 8.

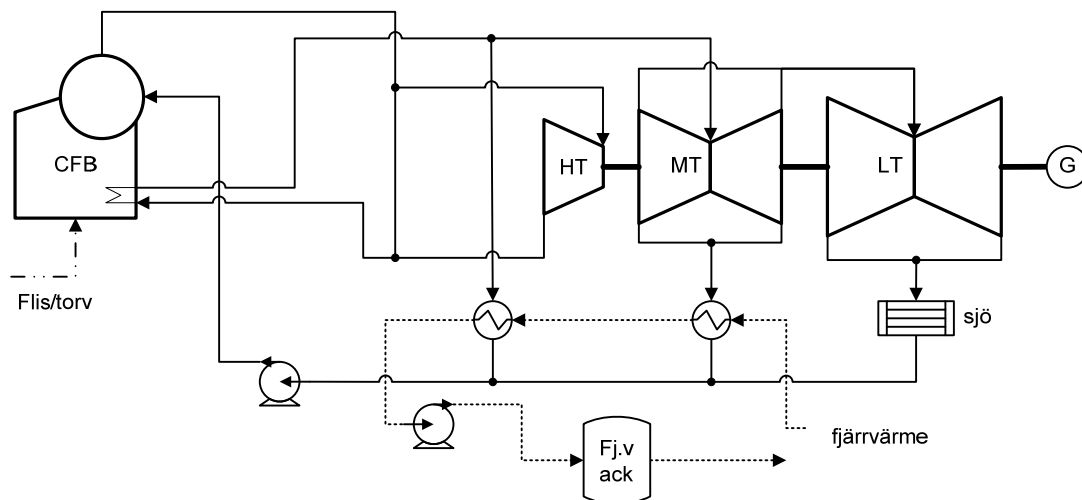


Figure 8. Schematic depiction of the biofueled cogeneration plant Aros

Steam is produced by combustion of chip and peat in a CFB boiler equipped with a steam drum and superheater. The steam is normally directed through the high and medium pressure sections of the turbine before being condensed, thereby transferring heat to the district heating system. The turbine can be bypassed, condensing steam directly against the district heating system in the event of a high district heat demand. When a high power output is called for, the steam can be directed through all three turbine steps, thereby maximizing the power output and condensing the steam using the nearby lake.

The turbine control system has the required parameter settings and frequency sensitivity stated by requirements 1-3, in Table 2. Good superior control must however be implemented and the control parameter tuned for a viable solution.

The initial response according to requirement 5 and a part of the response specified by requirement 6 can be achieved by utilizing the steam buffer constituted by the steam drum and the steam volume of the high pressure steam network. To fully meet requirement 6, the district heat production needs to be temporarily decreased in favor of electricity production by directing more steam through the low pressure turbine. The response from the boiler will be complete after 5-15 minutes thereby fulfilling requirement 7. The decreased amount of heat transferred to district heating, resulting from redirecting steam can be compensated for by using the installed district heating system accumulation tank which has the capacity to load corresponding to 10 hours of sufficient heat to the district heating system.

Table 4. The biofueled cogeneration plant Aros' compliance with ENTSO-E (2013) [7] network codes (Table 2) and possibilities to participate in primary frequency control, FCR-N.

Requirement	Fulfilled	Comments
1 Frequency Response Insensitivity	Yes	Turbine control hardware has enough sensitivity
2 Frequency Response Deadband	Yes	Turbine control system supports the setting. Implementation of good superior control is needed.
3 Droop	Yes	
4 Active power range	Yes	Normally up to 10 % is possible
5 Max. admissible delay	Yes	Boiler speed is balanced by use of buffers and reallocation of steam
6 Max. time for full activation	Yes	
7 Maintaining full response	Yes	The boiler provides long term response after initial. Variations in district heating are handled by the accumulator in district heating system.

5.3 Waste-fueled CHP

Sävenäs, owned by Renova AB, was the evaluated waste-fueled plant. The purpose of the facility is to burn waste and the income from power and heat production can be considered a byproduct. The steam is produced in four parallel grate-fired boilers with steam drum. The boilers are normally operated at full load to maximize waste combustion. The majority of the steam is lead through the steam turbine, rated at 42 MWe, before being condensed against the district heating system. The plant lacks cold water condenser. The schematics of the plant are shown in Figure.

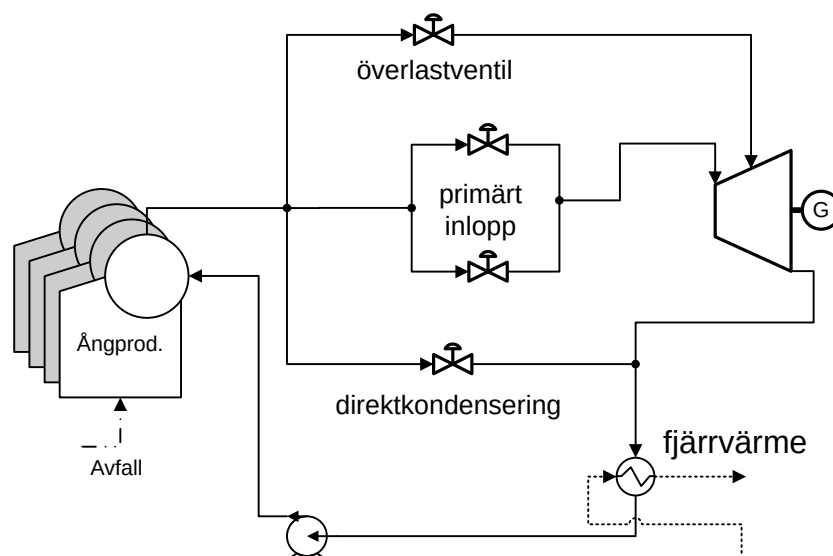


Figure 9. Schematic depiction of the waste-fired cogeneration plant called Sävenäs

Sävenäs has neither limitations nor demands on the amount of delivered heat and the available amount is sold to the district heat system owner who is responsible for the balance of the system.

The plant does not have the ability for sustained response (requirement 7) since an increase in steam production is not possible. The steam in the steam drums and in the high pressure network could possibly deliver an initial response according to requirement 5 and 6 but the production cannot be sustained to meet requirement 7. There is no possibility of increasing the power output by redirecting steam since the majority of the steam is directed through the turbine already at normal operation.

To be able to deliver regulating power, the plant would have to decrease its normal operational load and thereby create the possibility to increase the production. However, this is not an economically viable option. The conclusion is consequently that Sävenäs does not have the required prerequisites to participate in FCR-N.

Table 5. The waste-fired cogeneration plant Sävenäs' compliance with ENTSO-E (2013) [7] network codes (Table 2) and possibilities to participate in primary frequency control, FCR-N.

Requirement		Fulfilled	Comments
1	Frequency Response Insensitivity	N/A	Not relevant according to the arguments below.
2	Frequency Response Deadband	N/A	
3	Droop	N/A	
4	Active power range	No	Boilers always at full load due to their purpose, therefore no room for frequency control.
5	Max. admissible delay	No	
6	Max. time for full activation	No	
7	Maintaining full response	No	

5.4 Pulp and Paper Plant

The evaluated facility is the pulp plant close to Mönsterås owned by Södra Cell AB. The purpose of the plant is to produce pulp, a process in which bark and black liquor result as byproducts. These byproducts are burnt and the generated steam is primarily used in the process itself and secondarily for electricity production. The schematics of the plant are presented in Figure 10.

The steam is primarily produced in two parallel boilers: one fluidized bed boiler burning bark and recovery boiler burning black liquor, both equipped with steam drum.

The produced steam is primarily used in the process, consuming steam from the low and medium pressure steam networks. Most of the steam used is transferred to the lower pressure nets through back pressure turbines. It is also possible to expand the steam using reducing valves. There are three back pressure turbines and one condensing turbine. A higher power production per kilo of steam is achieved using the condensing turbine compared to the back pressure turbines.

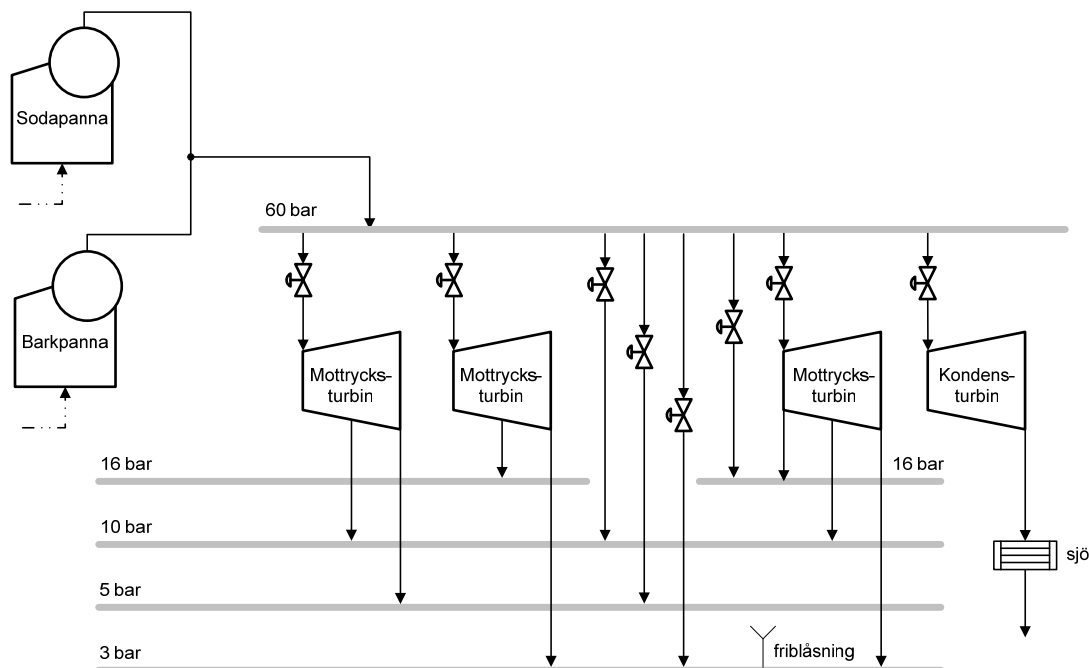


Figure 10. Schematic depiction of the steam system at the pulp mill in Mönsterås.

The turbine control system has the required parameter settings and frequency sensitivity stated by requirements 1-3, Table 2. Good superior control must however be implemented and the control parameter tuned for a viable solution.

The plant is able to give the initial response demanded by requirement 5 and 6 by utilizing the steam buffer in the steam drum and the steam volumes of the different networks. Requirement 6 could be achieved by reducing the steam consumption by internal machinery of the plant and thereby making it possible to redirect steam through the condensing turbine, thus increasing the power production but is not recommended. The increased power output can however not currently be sustained in order for requirement 7 to be achieved since the pulp process will be disturbed experiencing a longer period of time of steam deficit.

The recommended way of adapting the Mönsterås pulp and paper plant for FCR-N is by installing a steam accumulator which supplies the process with steam if needed.

Table 6. The pulp mill in Mönsterås' compliance with ENTSO-E (2013) [7] network codes (Table 2) and possibilities to participate in primary frequency control, FCR-N.

Requirement	Fulfilled	Comments
1 Frequency Response Insensitivity	Yes	Turbine control hardware has enough sensitivity
2 Frequency Response Deadband	Yes	Turbine control system supports the setting. Implementation of good superior control is needed.
3 Droop	Yes	
4 Active power range	Yes	Normally up to 10 % is possible
5 Max. admissible delay	Yes	By using steam from steam drum.
6 Max. time until full activation	No	Possible but not recommended by reducing supply to manufacturing process.
7 Maintaining full response	No	Not possible for a sustained response since it will affect the manufacturing process.

5.5 CHP fueled with industrial gas

The studied CHP plant using industrial gas as fuel is owned by Lulekraft AB. The main purpose of the facility is to burn the gas from the connecting steel plant owned by SSAB, secondary purpose is to deliver district heating to the municipality. The plant schematics are shown in Figure 11.

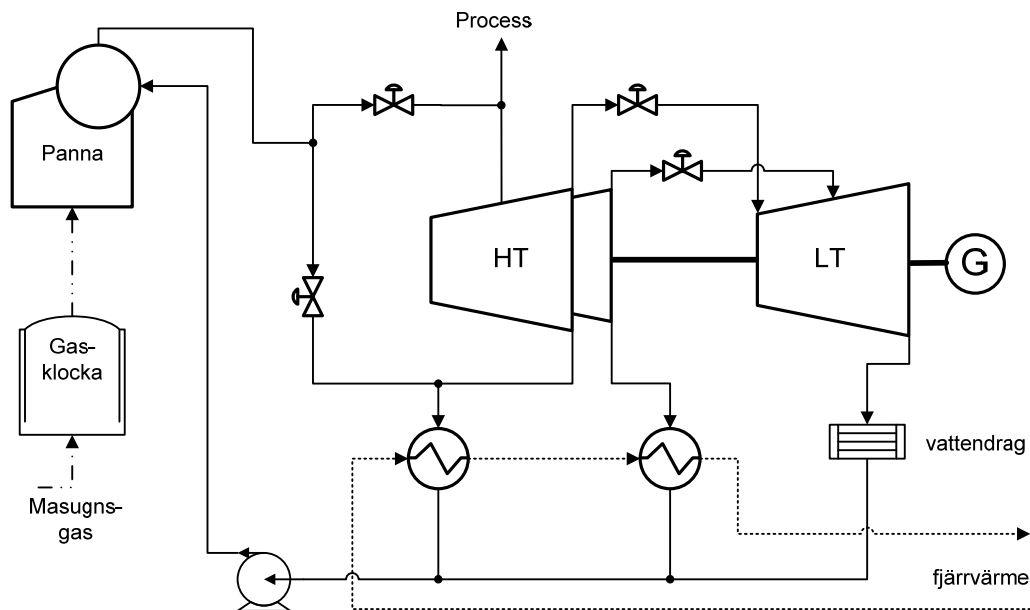


Figure 11. Schematic depiction of the combined heat and power plant fired with industrial gas Lulekraft.

The boiler has a steam drum and the steam turbine is rated at 98 MWe. The majority of the steam at normal operation is expanded through the turbine before being condensed, transferring heat to the district heating system. The steam can also be condensed using external lake-water after passing thorough the low pressure turbine for maximum electric production.

The plant has a gas holder for handling the variations in incoming gas flow which can store gas corresponding to combustion at full load for six minutes.

Table 7. The combined heat and power plant fired with industrial gas Lulekraft's compliance with ENTSO-E (2013) [7] network codes (Table 2) and possibilities to participate in primary frequency control, FCR-N

Requirement	Fulfilled	Comments
1 Frequency Response Insensitivity	Yes	Turbine control hardware has enough sensitivity
2 Frequency Response Deadband	Yes	Turbine control system supports the setting. Implementation of good superior control is needed.
3 Droop	Yes	
4 Active power range	Yes	Normally up to 10 % is possible
5 Max. admissible delay	Yes	By using steam from steam drum and steam net.
6 Max. time for full activation	No	Boiler speed is balanced by use of buffers and reallocation of steam. The turbine unfortunately has a limitation of 1% load in 30 s.
7 Maintaining full response	Yes	Boiler uses gas holder for guaranteed fuel supply but is not able to handle multiple responses without resupplying the buffer.

The turbine control system has the required parameter settings and frequency sensitivity stated by requirements 1-3, Table 2. Good superior control must however be implemented and the control parameter tuned for a viable solution.

It can be concluded that the initial response stated by requirement 5 and 6 can be fulfilled by utilizing steam in the steam drum and in the high pressure network. The boiler responds rapidly to an increased steam demand and requirement 7 can thus be met. The turbine does however have a ramping velocity limit of maximum 1 % over 30 seconds, which essentially means that the combination of requirement 4 and 6, demanding at least 2 % over 30 seconds, cannot be fulfilled. The ramping velocity hence needs to be doubled in order to meet the requirement stated by ENTSO-E .

The dependency of fuel from the connecting steel plant can potentially lead to difficulties for participating in FCR-N. This obstacle can most likely be overcome by introducing a lowest allowable gas limit in the gas holder, at a level high enough for dealing with an increased steam production corresponding to the offered regulating power.

In conclusion, Lulekraft AB's plant has promising technical prerequisites for participating in FCR-N without major alterations of the facility. The turbine controller must be included in a good superior control system, the ramping velocity of the turbines should be increased and a minimum gas holder level is introduced for dealing with requirement 7.

5.6 Evaluation of economic aspects for participation in FCR-N

This chapter presents the economic aspects of different technical solutions for participating in FCR-N. The economic evaluation is based on the assumption that compensation for selling electricity exceeds that of district heat. Increased wear and tear is not included since it is equal for all solutions.

5.6.1 Changed steam production by adjusting fuel supply rate at partial load

In this solution the mass flow through the turbines changes as a direct effect of changed steam production which, in turn, is a direct result of changed fuel inflow. This approach requires a rapidly responding boiler, availability of fuel and a district heat system which can handle variations in transferred heat since an increased power output results in an increased amount of heat transfer to the district heat system and vice versa. The response from the boiler can be balanced by temporary redistribution of steam but, comes at the cost of loss of degree of efficiency. Other than that, this solution is not accompanied by any increasing costs since it is assumed that the accumulated period of time regulating up and down respectively will tend to zero. This method is only applicable for plants operating at part load and can be recommended for:

- Rya Combined Cycle plant operating the gas turbines at part load.
- Aros bio-fueled plant at part load.
- Lulekraft burning industrial gas, at part load.

5.6.2 Use of a steam accumulator

The solution uses an accumulator for providing steam until production in the boiler has increased. This solution can be used for plants that otherwise could not achieve balance between fast and sustained response. At an increased power output demand, low pressure steam from the accumulator is used by the steam consumers of the plant allowing an increased high pressure steam mass flow through the turbine. The increased fuel cost and the decreased income from power and heat production at times of filling the buffer can be assumed negligible since the accumulated time of regulating up and down will cancel out in the long run. The solution is recommended for:

- Mönsterås pulp and paper plant. Requires installation of a steam accumulator.

5.6.3 Redistribution of steam from electricity to heat production to create a control margin

If a plant has a slow boiler and no mentionable buffering capacity, redistribution of steam by decreasing the power production in favor of district heat production is an option. This will create a control margin for the process and steam can be reprioritized to the turbine at times when upwards regulation is required. The method requires that the fluctuations in heat supplied to the district heating system can be dealt with since an increased power production in this case means a decreased heat transfer.

The cost of the solution is the difference between the decreased income from power production and the increased income from district heat production. At times of a really low electricity price, this option could be a viable alternative. The solution is however currently not recommended for any of the studied plants but could be applied to all except for Mönsterås.

5.6.4 Decreased boiler load

This solution is based on the same principles as described in chapter 5.6.1 where fuel supply rate is adjusted, only here the base load is reduced in order to create margin to regulate upwards.

The costs are related to decreased power production and that the decreased district heat production needs to be compensated for, in another facility. Reduced cost of fuel is a positive factor. The solution is only viable when the compensation for FCR-N exceeds the price for electrical power on the spot market⁵ and could be applicable for both Aros and Rya during the months when respective boiler is normally run at full load.

5.6.5 Dumping steam

The solution is based on the idea that the boiler is run at a higher load than normally required and the additional steam wasted in some way, e.g. to the atmosphere. The additional steam can then be reprioritized to the turbine at times when regulating power is required. This alternative is not recommended for any of the plants, even though theoretically applicable and used in island mode operation, since it is not economically favorable.

5.7 Evaluation of profitability

To discuss profitability related to frequency control might be somewhat misleading since the compensation is supposed to cover the additional costs of the plant, or rather the decreased income, resulting from participating in FCR-N. The offers given by the plant owners can however include additional costs for risk and profit but it should be kept in mind that if the offer is too high compared to other offers on the market, it will not be accepted and no compensation will be given.

To be able to assess the opportunities for profitable participation in FCR-N, a comparison between the associated costs for participation and the historically accepted offers can be made. The average accepted offer in 2013 in Sweden was approximately 22 EUR/MWh⁶ which was well below the average spot market price of 39 EUR/MWh⁷. Generally speaking with a whole year in perspective, reducing load and thereby losing income from selling electrical power is not viable.

Large price variations did however exist throughout the year and especially depending on time of day. If FCR-N was only supplied (sold) hours when the compensation for FCR-N exceeded that of electrical from March until December 2013 the sum of differences would have been approximately 29 000 EUR/MW, i.e. if a plant reduced the effect by 10 MW in order to create margin for frequency control these hours it would have increased its income compared to only selling at spot price, by approximately 290 000 EUR over nine months. In reality it is more complex and other factors must be considered but this could give an indication of profitability.

6 Conclusions

The turbine control system for all studied plants has the required parameters and frequency sensitivity required. Implementation of good superior control is however crucial for viable solution.

⁵ Other parameters that also effect profitability is: reduced fuel costs, loss of income from green electricity certificates, increased wear and tear and loss of degree of efficiency

⁶ Source: SvK (n.d.) [11]

⁷ Source: Nordpool (n.d.) [12]

Most of the studied plants can fulfill requirements regarding quick response, although limitations in turbine ramping speed may be a hindrance. Requirements on maintaining full response can be handled by the plants (by increased boiler load) but may result in unnecessary high cost since the need of steam normally is governed by external, non-controllable, factors. It would be less costly if the requirement was customized for each plant so that it could be part of FCR-N in short term but optimized for normal operations in long term.

The cost of participation in FCR-N differs for each plant and its mode of operation (primarily boiler load). If only partial load is required in the boiler, the cost of providing FCR-N is minimal. Costs consisting of increased wear and tear in the turbine and boiler and temporary loss in degree of efficiency while regulating up if redistribution of steam is used. The solution requires balance between boiler loading speed and possibility to temporarily redistribute steam from the process (for example: district heating or preheating of feed water) to the turbine. The plant must also have the possibility to handle variations in fuel consumption and production of district heating. Out of the studied plants CCGT plant Rya, Bio-fueled CHP Aros and CHP fueled with industrial gas Lulekraft fulfill these conditions parts of the year. Rya and Lulekraft are recommended to look into the possibility to adjusting the turbine ramp speed in order to ensure meeting future requirements from ENTOS-E (2013) [7].

The pulp mill Mönsterås have good conditions to deliver FCR-N but requires installation of a steam accumulator in order to get viable operational cost.

The waste-fueled CHP Sävenäs is not suitable to offer FCR-N. The reason for this is that the boilers are always at full load in order to maximize the burning of waste and FCR-N requires reduced load or continuous venting of steam.

The recommended solution for Rya, Aros and Lulekraft with boiler in partial load (or gas turbines in the case of Rya) and when requested increase the load will result in a very low cost of supplying FCR-N. This is true when the need for district heating is low, not having a demand for the boiler at full load. At times when the need for district heating is large and demand for boiler full load, reducing the load and applying the same solution is viable at certain time (primarily at night). At these times supplementary combustion of natural gas in the heat recovery boilers could be profitable for Rya. The same conclusions are valid for Mönsterås but investment cost of an accumulator needs to be considered. Installation of accumulator only for the sake of FCR-N is not justified.

7 References

- [1] European network of transmission system operators for electricity. (2013). *ENTSO-E Network code for Requirements for Grid Connections Applicable to all Generators*. (Elektronisk). Tillgänglig: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/resources/RfG/130308_Final_Version_NC_RfG.pdf (2014-08-29)

- [2] Bäck, Christer. (2012). *Balansreglering i det synkrona nordiska kraftsystemet*. (Elektroniskt). Tillgänglig: <<http://www.elforsk.se/Global/SVC/SVC-dagarna%202012/presentationer/Back.pdf>> (140828)
- [3] Svenska kraftnät. (2005). *SvKFS 2005:2 - Affärsverket svenska kraftnäts föreskrifter och allmänna råd om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar*. (Elektroniskt). Tillgängligt: <http://www.svk.se/Global/07_Tekniska_krav/Pdf/Foreskrifter/SvKFS2005_2.pdf> (140905)
- [4] Svenska kraftnät. (u.å). *Primärreglering*. (Elektroniskt). Tillgängligt: <http://mimer.svk.se/PrimaryRegulation/> (140709).
- [5] Nordpool. (u.å). *Data download page*. (Elektroniskt). Tillgängligt: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Downloads/Historical-Data-Download1/Data-Download-Page/> (140709).
- [6] Svenska kraftnät. (2013). *Perspektivplan 2025 – en utvecklingsplan för det svenska stamnätet*. (Elektroniskt). Tillgängligt: <http://www.svk.se/Global/02_Press_Info/Pdf/20130429-Perspektivplan2025.pdf> (140906)

Innehållsförteckning

1	INLEDNING	1
1.1	BAKGRUND	1
1.2	BESKRIVNING AV FORSKNINGSSOMRÅDET	5
1.3	FORSKNINGSUPPGIFTEN OCH DESS ROLL INOM FORSKNINGSSOMRÅDET	5
1.4	BEGREPP OCH FÖRKORTNINGAR	5
1.5	MÅL OCH MÅLGRUPP	6
2	METOD.....	7
2.1	VAL AV EXEMPELANLÄGGNINGAR.....	7
3	TEKNISK BAKGRUND	9
3.1	OM FREKVENSSREGLERING	9
3.2	GENOMGÅNG AV KRAV FÖR DELTAGANDE I PRIMÄR FREKVENSSREGLERING, FCR-N	14
4	EKONOMISK BAKGRUND – ERSÄTTNING FÖR DELTAGANDE I FCR-N	17
4.1	ERSÄTTNING FÖR EFFEKT SOM RESERVERAS FÖR FREKVENSSREGLERING (FAST ERSÄTTNING).....	18
4.2	ERSÄTTNING FÖR FAKTISK REGLERING (RÖRLIG ERSÄTTNING).....	20
4.3	JÄMFÖRELSE MED SVENSKA SPOTPRISER	22
4.4	ERSÄTTNING I DANMARK OCH TYSKLAND	24
5	RESULTATREDOVISNING	27
5.1	GASKOMBIKRAFTVERK	27
5.2	BIOELDAT KRAFTVÄRMEVERK	28
5.3	AVFALLSELDAT KRAFTVÄRMEVERK	30
5.4	PAPPERS- OCH MASSABRUK	32
5.5	KRAFTVÄRMEVERK ELDAT MED INDUSTRIGAS.....	34
6	RESULTATANALYS	36
6.1	TEKNISK BEDÖMNING AV ANLÄGGNINGARNAS MÖJLIGHET TILL DELTAGANDE I FCR-N UTIFRÅN KRAV ENLIGT ENTSO-E (2013) [1]	36
6.2	UTVÄRDERING AV DE EKONOMISKA ASPEKTERNA VID DELTAGANDE I FCR-N.....	44
6.3	BEDÖMNING AV LÖNSAMHET.....	48
6.4	SAMMANFATTNING AV ANLÄGGNINGARNAS REKOMMENDERADE LÖSNINGAR OCH DESS LÖNSAMHET	49
7	SLUTSATSER.....	51
8	REKOMMENDATIONER OCH ANVÄNDNING	54
8.1	FÖRSLAG TILL ANPASSNING AV KRAVEN FÖR DELTAGANDE I FCR-N	54
9	FÖRSLAG TILL FORTSATT FORSKNINGSARBETE.....	56
10	LITTERATURREFERENSER	57

1 Inledning

1.1 Bakgrund

I ett elnät måste det ständigt råda effektbalans, d.v.s. producerad och konsumerad effekt måste vara lika stora oavsett om elektriciteten kommer från vindkraft, kärnkraft, vattenkraft eller kraftvärmeverk. Uppstår en obalans kommer frekvensen att driva iväg ifrån sitt nominella värde på 50 Hz. Detta kan, vid stora frekvensavvikelser, leda till att utrustning i kraftsystemet tar skada, exempelvis vibrationsskador på ångturbiner. För att upprätthålla frekvensen vid sitt nominella värde har ett antal kraftstationer i uppdrag att variera sin produktion så att effektbalansen upprätthålls. I Sverige sker idag i stort sett all denna frekvensreglering med hjälp av vattenkraft.

En källa till frekvensvariationer är den förnyelsebara elproduktionen⁸ eftersom den är starkt beroende av väderförhållanden och förhållandevis svår att prediktera. Därför ställs krav på kraftsystem som innehåller denna typ av elproduktion att vara robusta och driftsäkra, vilket innebär bl.a. att ha möjlighet att balansera den varierande produktionen, med annan styrbar produktion. Behovet av att kunna balansera den varierande produktionen⁸ har ökat med utbyggnaden av förnyelsebar elproduktion och bedöms fortsätta öka i framtiden.

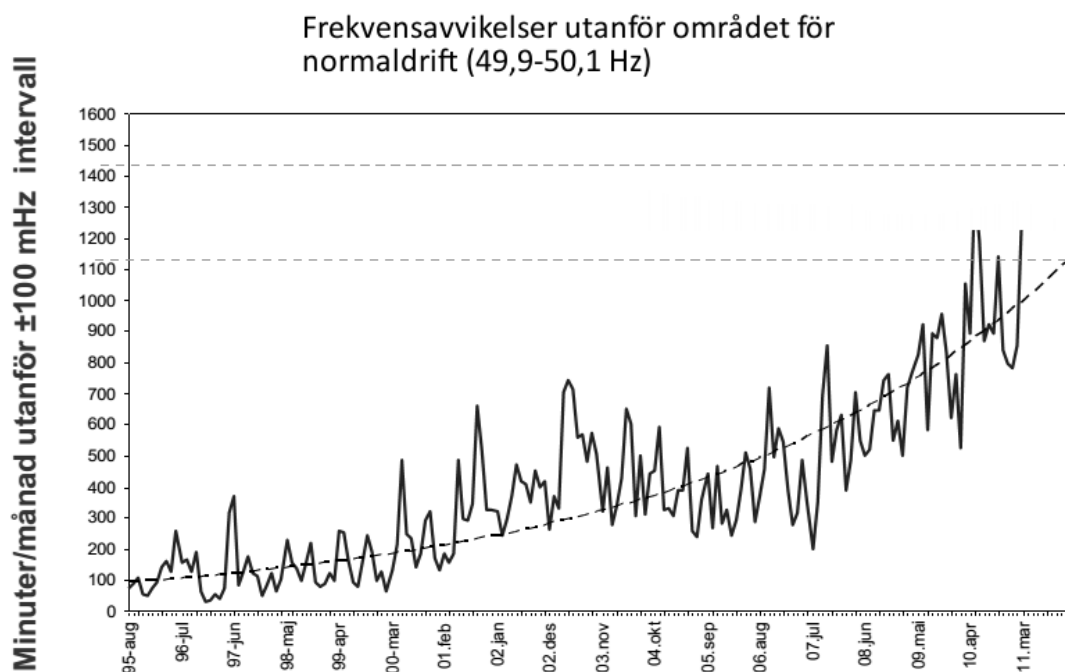
Svenska kraftnät (SvK) har systemansvaret för el i Sverige. Det innebär att de ska se till att Sverige hela tiden har balans mellan produktion och förbrukning av el. En del i arbetet är att handla upp så kallad reglerkraft som kan användas bl.a. för att balansera den varierande produktionen. Upphandling av reglerkraft för hantering av mindre, stokastiska förändringar i förbrukning och produktion (s.k. primär frekvensreglering, FCR-N) uppgick 2013 till 600 MW⁹ för hela det nordiska nätet och av det stod SvK för upphandling av 245 MW⁹ i Sverige. När det gäller reglerkraft för bortfall av större produktionsanläggningar uppgick SvK:s upphandling av denna 2013 till 440 MW⁹.

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 då frekvensen avviker i sådan utsträckning att den samlade reglerkraften inte skulle kunna hantera en större störning har ökat. Denna trend kan ses i Figur 1 som erhållits från den presentation som Christer Bäck (2012) [8] från Svenska kraftnät höll på Svenskt vattenkraftcentrum-dagarna. I figuren visas antalet minuter som frekvensen avviker från 49,9-50,1 Hz¹⁰ som funktion av tiden, från 1995 till 2011.

⁸ Främst från vind- och solkraft.

⁹ Källa: Svenska kraftnät (2013) [16].

¹⁰ Det intervall då större händelser kan hanteras.



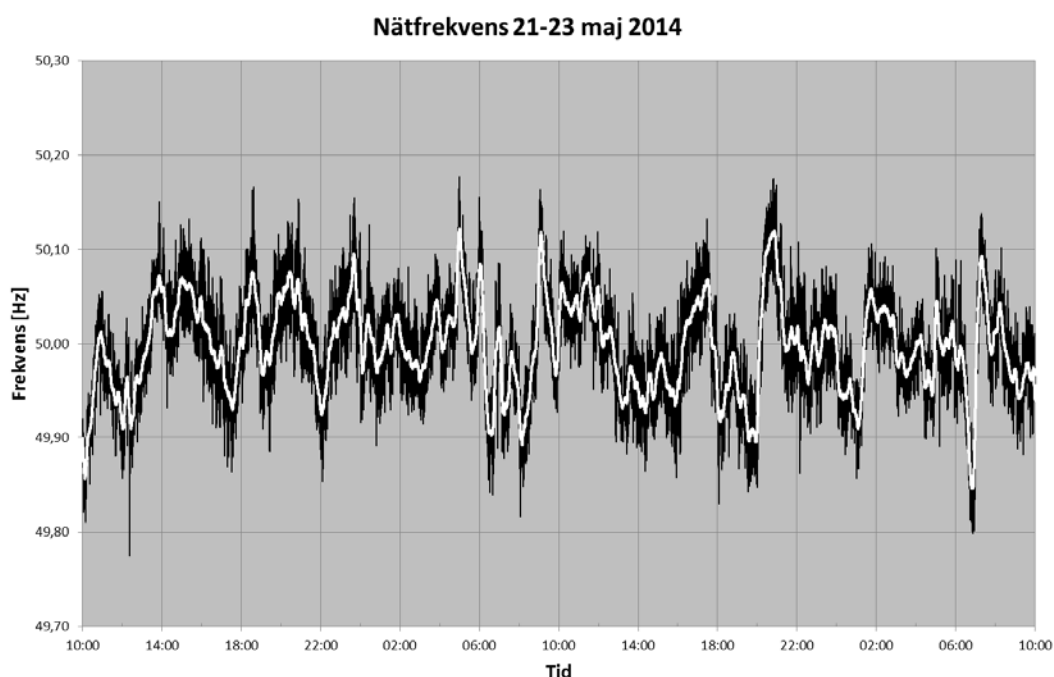
Figur 1. Antal minuter per månad som frekvensen i det nordiska elnätet legat utanför ± 100 mHz, d.v.s. utanför den frekvens där reservkraft finns att hantera större störningar. Värden finns mellan 1995-2011.

Figure 1. The number of minutes for which the frequency was outside ± 100 mHz, i.e. outside the frequency where enough balancing power is available to handle larger disturbances. Values are available from 1995 to 2011.

I Europa finns en sammanslutning av nätoperatörer som kallas "The European Network of Transmission System Operators for Electricity" (ENTSO-E) och har en stor roll i att främja och underlätta elleveranser över landsgränserna i Europa. Detta gör dem bl.a. genom att skapa s.k. grid codes, krav som är gemensamma för alla länder som är med i ENTSO-E, och därigenom få snarlika elnät i hela Europa. Bl.a. tar de fram "grid codes" som styr hur utformningen av anläggningar som deltar i reglerkraft skall se ut.

1.1.1 Frekvensvariation – exempel

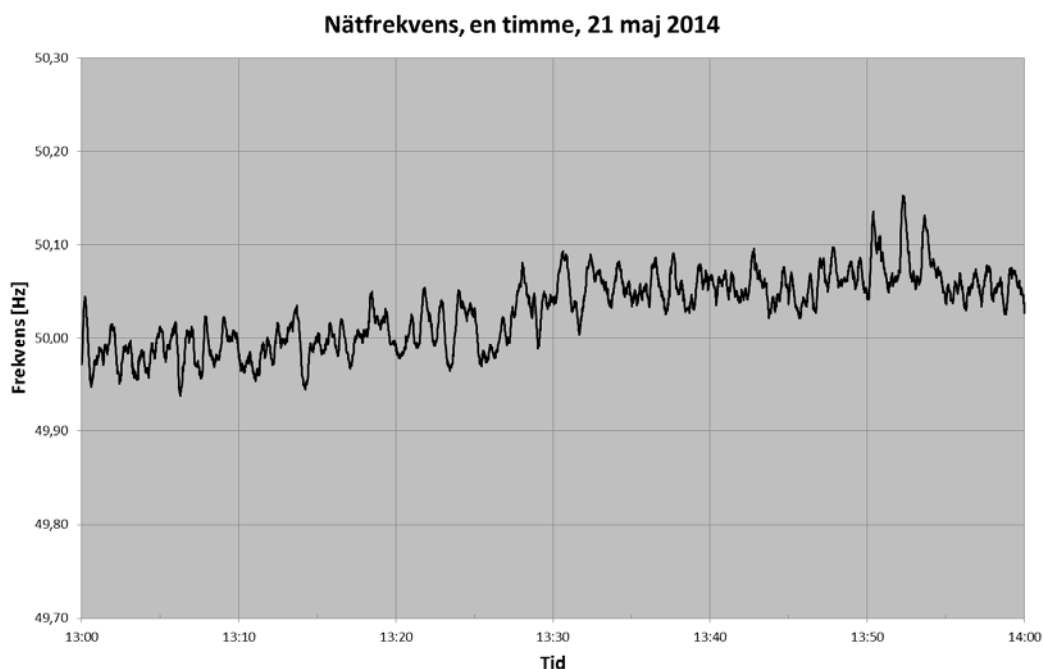
I Figur 2 visas frekvensen i det nordiska elnätet under två dygn i maj 2014. Där kan utskiljas exempel på de frekvensvariationer som förekommer i det nordiska elnätet. Det finns både snabba svängningar och mer långsamma, timvisa, variationer. Det förekommer även timmesmedelvärden som ligger nästan 0,1 Hz från grundfrekvensen. För att skilja de olika komponenterna åt visas i figuren även ett glidande 10-minutersmedelvärde i samma figur (vit linje). Här är huvuddelen av de snabba variationerna bortfiltrerade och de mer långsiktiga variationerna framträder tydligt.



Figur 2. Nätfrekvensen i det nordiska elnätet loggad under 2 dygn, samt glidande medelvärde 10 minuter (vit linje).

Figure 2. Grid frequency in the Nordic grid during 48 hours, with 10 minute average value (white line).

De snabba variationerna visas mer detaljerat i Figur 3, som omfattar en timme. Det finns en tydlig komponent med en svängningsperiod på ca 60 sekunder. Denna svängning leder till ökat slitage på aggregat som deltar i primärregleringen och orsaken till den är för närvarande under utredning av SvK.



Figur 3. Nätfrekvensen i det nordiska elnätet loggad under 1 timme.

Figure 3. Nordic grid frequency during 1 hour

1.1.2 ENTSO-E föreskrifter

I skrivande stund (2014) pågår framtagningen av nya och gemensamma nätföreskrifter för 34 länder i Europa, s.k. ENTSO-E föreskrifter. Dessa föreskrifter kommer underlätta samarbete över gränserna genom att styra elhandeln samt samordna de tekniska reglerna. Föreskrifterna kan komma att leda till hårdare krav på frekvensreglering för alla elkraftproducenter med generatorer på minst 1,5 MW (papper- och massaindustrin undantaget). För ett kraftvärmeverk anslutet till 130 kV med 30 MW elektrisk märkeffekt skulle det t.ex. kunna leda till krav på frekvensreglering ner till 48 Hz. Förslaget antas träda i kraft inom en snar framtid.

Kraftstationerna kommer dock inte gå lottlösa om kraven från ENTSO-E går igenom då anläggningar som ingår i nätets frekvensreglering får ersättning från Svenska kraftnät baserat på anläggningens reglerstyrka (MW/Hz). I länder utanför Norden används ofta kraftvärmeverk för att bistå med reglerkraft till elnäten. I t.ex. Danmark utgör nättjänster som reglerkraft en stor del av intäkten för kraftvärmeverk.

1.2 Beskrivning av forskningsområdet

Tidigare genomförda studier avseende frekvensreglering och vindkrafts påverkan på elnätet har haft stort fokus på elkraft. En del som saknas är dock en mer detaljerad studie av svenska kraftvärmeverk och förutsättningar för dess process för deltagande i frekvensreglering.

Kraftvärmeverks deltagande i primär frekvensreglering har tidigare inte betraktats som ett realistiskt alternativ, eftersom kostnaden för regleringen antagits vara för högt i förhållande till vattenkraft.

1.3 Forskningsuppgiften och dess roll inom forskningsområdet

Denna studie syftar till att ge en bättre förståelse för primär frekvensreglering, FCR-N, samt undersöka hur väl kraftvärmeverk i Sverige kan fungera som komplement till, eller rent av att konkurrera med vattenkraften i detta hänseende.

Studien är tvärteknisk, d.v.s. den ser till hela anläggningen, både till de elkraftstekniska kraven och hur dessa ställer processmässiga krav. Dels för att få en bättre helhetsbild men framförallt bättre insikt i kraftvärmeverkens processer för leverans av frekvensreglering. Förhoppningen är att studien skall leda till att jämförelse mellan vattenkraft och kraftvärmeverk för hantering av frekvensreglering kan ske med nya ögon.

I studien kontrolleras även hur de nya kraven från ENTSO-E kan komma att påverka anläggningar som vill erbjuda primär frekvensreglering, FCR-N.

1.4 Begrepp och förkortningar

Direktkondensering	Kondensering av pannans ånga utan att gå via turbin. Normalt kyls ångan, efter tryckreduktion, via fjärrvärmenätets vatten eller ånga.
Kallvattenkondensering	Kondensering av ånga mot kylmedia till så låg temp att värmen normalt ej kan nyttjas till något annat. Normalt via extern kylning
Varmvattenkondensering	Kondensering av pannans ånga via fjärrvärmenätets vatten eller ånga.
Direktreducering	Reducera ångtryck direkt genom en reducerventil, dvs. ej via en turbin.
Mottrycksreglering	Styra ångflödet baserat på trycket i det nät som har lägst tryck.
Frekvensreglering	Justering av producerad elektrisk effekt som svar på variationer i frekvens
Reglerkraft	Motmedel till effektbalanser, dvs. den elektriska effekt som används inom frekvensreglering.
Primär frekvensreglering	Den frekvensreglering som skall tillse att mindre avvikelser kring 50 Hz ej blir för stora, se kapitel 3.1.

Tillhandahålla/erbjuda FCR-N	Lämna bud för FCR-N.
Leverera/delta i FCR-N	Få ett bud accepterat/avropat och delta i FCR-N.
BFB.....	Bubblande Fluidiserande Bädd
CFB.....	Cirkulerande Fluidiserande Bädd
CHP	Combined Heat and Power (Kraftvärmeverk)
ENTSO-E.....	The European Network of Transmission System Operators for Electricity, där SvK är en part (se kapitel 1.1)
FCR.....	Frequency Containment Reserves, se kapitel 3.1
FCR-N	Frequency Containment Reserves for Normal operating band, se kapitel 3.1
FCR-D	Frequency Containment Reserves for Disturbances, se kapitel 3.1
FNR	Frekvensstyrd NormaldriftReserv, numera FCR-N
FDR	Frekvensstyrd StörningsReserv, numera FCR-D
FRR.....	Frequency Restoration Reserv, se kapitel 3.1.
FSM	Frequency Sensitive Mode (se kapitel 3.2.2)
HVDC.....	High-Voltage direct current (högspänd likström)
LD-gas	Brännbar gas som produceras i framställningen av stål.
LT/MT/HT.....	Låg-/mellan-/hög-tryck, avser ångtryck.
SSAB	Svenskt Stål AB.
SvK.....	Svenska Kraftnät, nätoperatör i Sverige
SvKFS.....	Svenska kraftsnäts föreskrifter
SE1/2/3/4	De fyra elområden i Sverige, där SE4 är det sydligaste
TSO.....	Transmission System Operator, SvK är TSO i Sverige

1.5 Mål och målgrupp

Det huvudsakliga målet med denna studie är att undersöka både tekniska och ekonomiska möjligheter för svenska kraftvärmeverk att leverera reglerkrafttjänster i form av primär frekvensreglering, FCR-N¹¹. Vilka är konsekvenserna och möjligheterna för de svenska kraftvärmeverken om det kommer krav på att kunna leverera primär frekvensreglering, FCR-N¹¹? Inom ramen för studien ingår även att undersöka de nya kraven som kommer från ENTSO-E (2013) [7] och innebörden av dessa.

Målgruppen för studien är i huvudsak anläggningsägarna som kan komma att påverkas av de nya kraven eller som kan vara intresserade av att erbjuda tjänsten FCR-N¹¹.

¹¹ Begreppet primär frekvensreglering och FCR-N beskrivs mer detaljerat i kapitel 3.1.

2 Metod

För att utreda möjligheterna för svenska kraftvärmeverk att leverera reglertjänster i form av primär frekvensreglering, FCR-N, studeras här fem olika typer av kraftvärmeverk. Resultatet från studien ska fungera som kunskapsunderlag och beslutsstöd för anläggningar i Sverige kring erbjudande av FCR-N. Slutsatser från studierna av exempelanläggningarna skall ge andra anläggningar en förståelse för vad som är viktiga aspekter för att kunna delta i den primära frekvensregleringen, ge dem möjlighet att överföra resonemang samt tillämpa detta på den egna anläggningen.

Studien består av både en teknisk och en ekonomisk del för respektive kraftvärmeverk. I den tekniska delen kontrolleras möjligheten till uppfyllande av kraven (nuvarande kravbild enligt SvK och den framtåtriktade kravbilden enligt ENTSO-E) utifrån de generella frågeställningarna:

- Vilka krav ställer frekvensreglering på pannan, turbinen, ångsystemet samt reglersystemet?
- Klarar anläggningen att uppnå kraven eller behöver man göra modifieringar för att öka driftflexibiliteten (t.ex. sänka minsta last, öka snabbhet i reglering)? Vilken typ av modifieringar behöver göras?
- Vilka driftlägen kan man hamna i? Hur kan man hantera ångöverskott och underskott?

Den ekonomiska bedömningen består primärt av en rangordning av kostnaderna som följd av de olika krävda förändringarna för respektive anläggning. Det övergripande målet för den ekonomiska bedömningen är att svara på de generella frågeställningarna:

- Hur påverkas produktionen (driftskostnad och verkningsgrad)?
- Hur påverkas driftsäkerheten?
- Är det lönsamt att leverera reglerkrafttjänster med den ersättning som kan fås? Om inte vad skulle krävas i ersättning för att det skulle vara lönsamt?

För att bredda perspektivet och inspirera till nya idéer studeras upplägget för primär frekvensreglering i Danmark och Tyskland genom att söka bland internationella publikationer.

2.1 Val av exempelanläggningar

Fem olika typer av kraftvärmeverk har studerats. De olika typerna var:

- Gaskombikraftverk
- Bioeldat kraftvärmeverk
- Avfallseldat kraftvärmeverk
- Pappers- och massabruk
- Kraftvärmeverk eldat med industrigas

I valet av specifika exempelanläggningar var det viktigt att anläggningen hade möjlighet att delta i studien. Vidare prioriterades anläggningar som kunde ge så allmängiltiga resultat som möjligt för tillämpning på andra anläggningar.

Pannans möjlighet till snabb ökning av förbränning och mängden ackumulerad ånga bedömdes som viktiga parametrar. Då panntypen har stark inverkan på förbränningen och om pannan är genomströmnings- eller dompanna på den ackumulerade volymen önskades anläggningar av båda dessa varianter.

En summering av utvalda anläggningar och dess egenskaper kan ses nedan i Tabell 1.

Tabell 1. Sammanfattning av egenskaper för utvalda exempelanläggningar

Table 1. Summary of the characteristics of the chosen plants.

	Panntyp	Turbineffekt	Antal pannor och turbiner	Primärt syfte med anläggning
Rya, gaskombikraftverk	Avgas Dom	265 MWe	3 pannor, 3 gasturbiner, 1 ångturbin	Produktion av fjärrvärme
Aros panna 5, bioeldat kraftvärmeverk (Pulverpanna, panna 4)	CFB, Dom (Genomströmning)	185 MWe	2 pannor, 1 ångturbin	Produktion av fjärrvärme
Sävenäs, avfallseldat kraftvärmeverk	Rosterpanna Dom	42 MWe	4 pannor, 1 ångturbin	Förbränning av avfall
Mönsterås, pappers- och massabruk	Sodapanna respektive BFB Dom	134 MWe	2 pannor ¹² , 4 ångturbiner	Produktion av pappersmassa
Lulekraft, kraftvärmeverk eldat med industrigas	Gas Dom	98 MWe	1 panna, 1 ångturbin	Produktion av fjärrvärme

Studiebesök genomfördes på samtliga av dessa anläggningar och olika lösningar för deltagande i primär frekvensreglering, FCR-N, diskuterades utifrån frågeställningarna i kapitel 2 samt kraven i kapitel 3.2. En metod som identifierades efter att besöken genomförts var kondensatstyrning (omfördelning av ånga till turbinen från förvärmning av kondensat/matarvattenförvärmning, se kapitel 6.1). Den tekniska bedömningen av anläggningarna och därmed slutsatserna innefattar inte denna lösning eftersom besöken då redan genomförts. Metoden är dock inarbetad som en delösning i rapporten i övrigt.

¹² Här avses bark- och sodapanna men det finns även starkgas- samt hetvattenpanna.

3 Teknisk bakgrund

I kapitlet beskrivs bakgrunden kring studien, det vill säga: introduktion till frekvensreglering; rent tekniskt men även avseende de krav som frekvensreglering ställer på anläggningen.

3.1 Om frekvensreglering



Figur 4. Översiktsbild av det nordiska elnätet. Källa: Svenska kraftnät (2013) [16]

Sverige, Norge, Finland och en del av Danmark hänger ihop i ett synkront elnät, det s.k. Nordelnätet. Det gör att alla synkrona generatorer roterar tillsammans, som om de skulle suttit på samma axel. I ett elnät gäller, hela tiden, att den elektriska effekt som produceras i samma stund även konsumeras. För att hålla konstant varvantal eller frekvens måste den uttagna elektriska effekten balanseras upp med att mekanisk effekt påförs. Om påförd mekanisk effekt är större än uttagen elektrisk effekt så kommer turbinen och generatoren att accelerera och varvtalet och därmed frekvensen att öka. På motsvarande sätt kommer varvtalet och frekvensen att minska om påförd mekanisk effekt är mindre än uttagen elektrisk effekt. Hur snabbt ändringen sker beror på svängmassan i de roterande maskinerna.

Figure 4. Overview of the Nordic grid. Source: Svenska kraftnät (2013) [16]

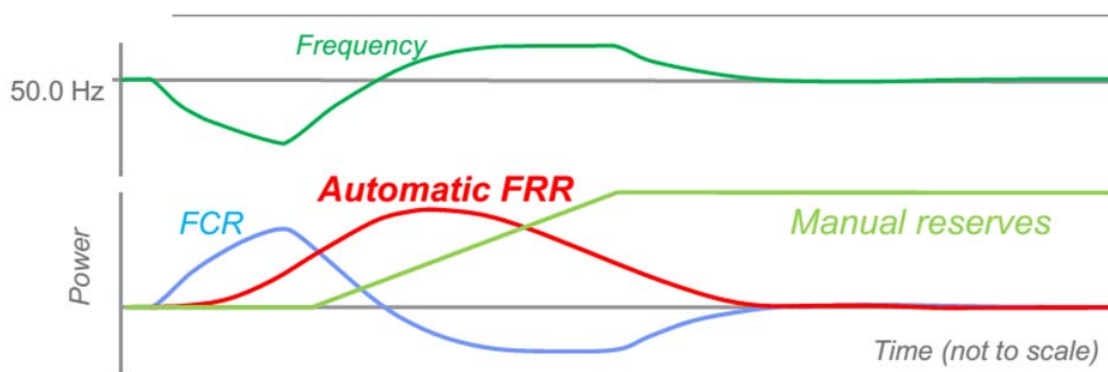
Primär frekvensreglering handlar om att automatiskt och hela tiden styra den påförda mekaniska effekten så att frekvensen håller sig inom tillåtna gränser när den uttagna elektriska effekten, dvs. belastningen i elnätet, varierar. När frekvensen sjunker måste påförda effekten ökas och vice versa. Den primära frekvensregleringen tar även hand om variationer från icke styrbar elproduktion t.ex. vindkraft. Figur 5 visar primär frekvensreglering som "FCR", blå linje.

De överföringslänkar som finns mellan det nordiska och det kontinentaleuropeiska nätet är HVDC-länkar som 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

det nordiska nätet i princip helt hanteras av de kraftverk som finns inom detta nät. Det görs framför allt med hjälp av ett antal vattenkraftverk vars uteffekt är lätt att styra.

Vid kvarstående frekvensavvikelser kommer så småningom (efter ett antal minuter) sekundär frekvensreglering in i bilden. Den kan vara antingen manuell eller automatisk och ser till att justera uteffekten hos ett antal aggregat (som inte nödvändigtvis är samma som de primärreglerande) så att frekvensen återförs till 50 Hz. I Figur 5 visas den sekundära frekvensreglering som "Automatic FRR", röd linje. Den sekundära regleringen hanterar också balansering av produktion och förbrukning över dygnet. Genom att den sekundära frekvensregleringen återför frekvensen återgår de primärreglerande aggregatens uteffekt till sitt börvärde, och därigenom bibehålls deras reglermån. Om frekvensen skulle driva iväg för långt åt något håll skulle dessa förr eller senare annars nå sina max- eller mingränser och då tappa förmågan till ytterligare ändring av effekten.

Detta arbete inriktar sig på de små frekvensändringar (inom $\pm 0,2$ Hz) som främst beror på spontana variationer i produktion och belastning. Denna form av primärreglering betecknas FCR-N och i rapporten är det denna som avses med begreppet primärreglering. Vid stora frekvensavvikelser som kan uppstå om till exempel ett stort kraftverk plötsligt stoppar, kommer fler kraftverk kortvarigt att träda in och hjälpa till att stabilisera frekvensen. Denna andra typ av primärreglering kallas FCR-D och sker normalt med ett frekvensdödband så att den bara ingriper vid stora avvikelser.



Figur 5. Förhållande i tid samt syfte med de olika produkterna inom reglerkraft i Sverige. FCR svarar för att snabbt fånga upp en frekvensavvikelse, FRR återför frekvensen och manuella reserver återställer balansen varaktigt. Källa: Bäck (2012) [8].

Figure 5. Time-dependencies and purpose of the different types of frequency control in Sweden. FCR halts the departure from 50 Hz, FRR restores the frequency and manual reserves compensates for the imbalances in the long term. Source: Bäck (2012) [8].

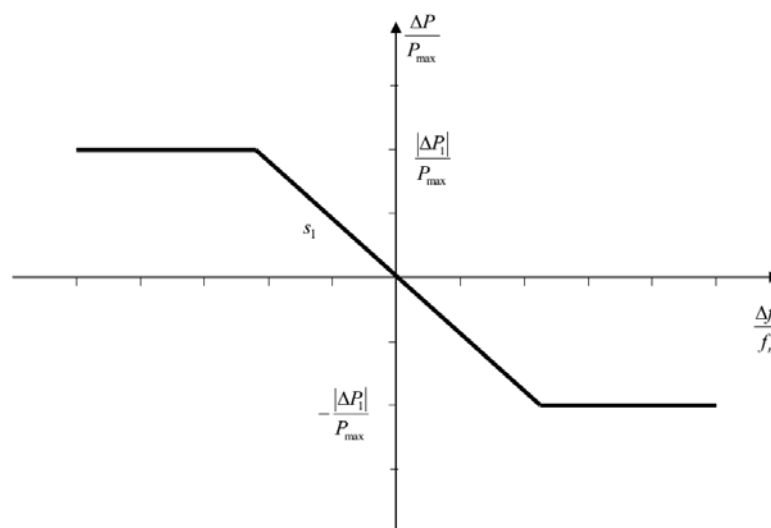
För de relativt små effektvariationer som kan förväntas uppstå på grund av primärreglering vid små frekvensavvikelser spelar det i normalsituationen ingen större roll var i ett synkront nät som regleringen görs. Primärregleringen brukar ändå vara uppdelad så att olika regioner i nätet bidrar med en viss andel. Detta gör driften säkrare i det fall att nätet av någon anledning skulle komma att delas upp i olika delar.

3.1.1 Frekvensreglering - statiskt

Frekvensregleringen går i praktiken till så att ett aggregats styrsystem (turbينregulator) känner av nätets frekvens (eller generatorns varvtal) och styr uteffekten genom att variera den påmatade mekaniska effekten (till exempel ångflödet till en turbin) utifrån frekvensen med en viss proportionalitet. Vid förhöjd frekvens ska uteffekten dras ner och vice versa. Proportionaliteten mellan effektändring och frekvensavvikelse kallas **reglerstyrka** och mäts i megawatt per hertz (MW/Hz). Den anger hur mycket turbinen skall öka sin produktion för varje Hz som frekvensen sjunker.

$$\text{Reglerstyrka} = \frac{\Delta P [\text{MW}]}{\Delta f [\text{Hz}]}$$

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 figuren nedan, Figur 6. Reglerstyrkan motsvarar kurvans lutning.



Figur 6. Samband mellan frekvens och uteffekt. Källa: ENTSO-E (2013) [7].

Figure 6. Frequency-power characteristic. Source: ENTSO-E (2013) [7].

Statik är ett annat sätt att ange ett aggregats reglerstyrka. Statiken som anges i procent är den frekvensavvikelse i procent, Δf , som krävs för att förändra maskinens uteffekt, ΔP , med 100 % av märkeffekten. Den beräknas som frekvensavvikelse (i % av 50 Hz) delat med effektavvikelse (i % av märkeffekt):

$$\text{Statik} = \frac{\Delta f [\%]}{\Delta P [\%]}$$

Typiska värden på statiken hos ett aggregat är 2 till 8 %.

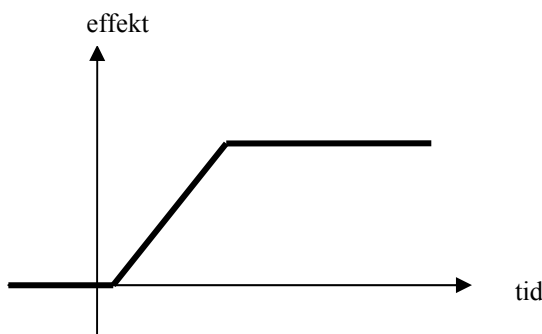
Skulle statiken sättas till noll så kommer aggregatet att försöka hålla frekvensen i nätet på exakt 50 Hz oavsett uteffekt. Är aggregatet då synkroniserat med ett stort nät så kommer aggregatet att ensamt försöka kompensera för alla lastvariationer i nätet och uteffekten kommer att variera kraftigt. 0 % statik kan i praktiken inte användas annat än i ödrift.

3.1.2 Frekvensreglering – dynamiskt

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 som ger distinkt olika svar.

3.1.2.1 P-reglering

Ett vanligt sätt att konstruera en turbinregulator, i synnerhet för gas- och ångturbiner, är att låta den önskade uteffekten omedelbart styras av frekvensen med den valda proportionaliteten. 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 är baserade på denna typ av turbinregulator. Vid en stegvis sänkning av frekvensen kommer en sådan turbinregulator att svara enligt figuren nedan, där det slutliga värdet beror på frekvensavvikelsens storlek och den inställda statiken. Tiden det tar att uppnå det beror på frekvensavvikelsens storlek och den tillåtna ramphastigheten.



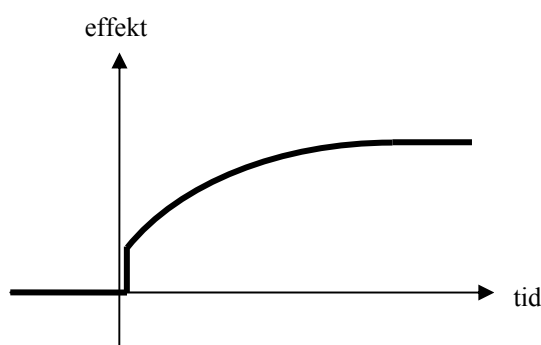
Figur 7. Uteffekt vid en stegvis sänkning av frekvensen – rampbegränsad proportionalregulator

Figure 7. Output after a negative frequency step – ramp limited proportional governor

Denna typ av regulator 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. Detta kan dock lösas genom att ha en separat reglerform för ödrift.

3.1.2.2 PI-reglering

Ett annat vanligt sätt, i synnerhet för vattenkraft, är att låta det initiala svaret från regulatören ha en annan proportionalitet än det slutgiltiga. Det initiala svaret vid en stegvis sänkning av frekvensen beror på regulatorns proportionalförstärkning och denna ställs in för att regulatören ska ge ett så kraftfullt svar som möjligt utan att regleringen blir instabil. Normalt är detta svar betydligt mindre än det slutgiltiga. Svaret ökas sedan långsamt med hjälp av regulatorns integration för att så småningom stabiliseras vid det slutliga värdet som beror på frekvensavvikelsens storlek och den inställda statiken, se figuren nedan. Man kan också uttrycka det som att regulatorns transienta förstärkning är lägre än den statiska. Tiden det tar att uppnå stabil uteffekt beror på regulatorns inställningar. Kraven på responstid i SvK:s upphandlingsregler är anpassade efter denna typ av regulator.



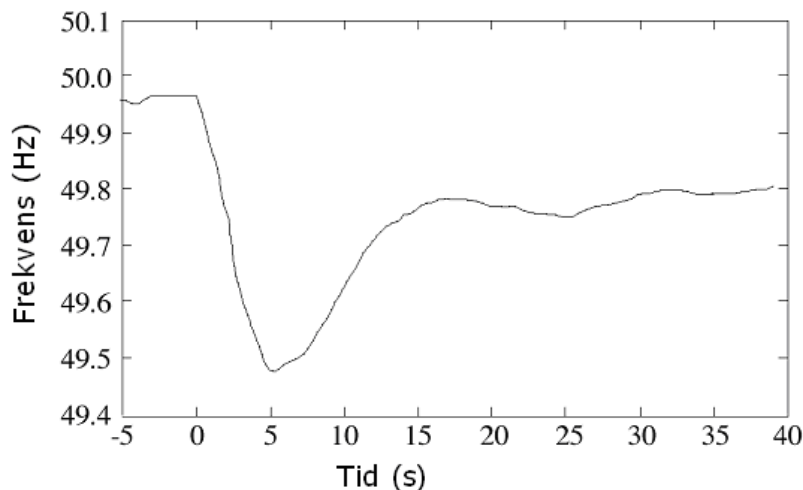
Figur 8. Uteffekt vid en stegvis sänkning av frekvensen – PI-regulator med statik

Figure 8. Output after a negative frequency step – PI controller governor with droop

Svaret på en stegändring är generellt mer utdraget för denna typ av regulator. Den fungerar bra i både stora och små nät, inklusive ödrift, förutsatt att reglerparametrarna är rätt injusterade.

3.1.2.3 Exempel på dynamik

Vid en stegvis ändring i balansen mellan produktion och konsumtion, till exempel i form av en stegvis ökad belastning eller en plötsligt bortfallen produktion, så 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, och i och med att den 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 9 visar det typiska dynamiken. Så småningom, efter ett antal minuter, kommer dock den sekundära regleringen att återföra frekvensen till 50 Hz.



Figur 9. Frekvensfall efter ett plötsligt produktionsbortfall

Figure 9. Frequency drop after a sudden loss of production

3.2 Genomgång av krav för deltagande i primär frekvensreglering, FCR-N

3.2.1 Krav enligt SvK

SvKFS 2005:2 [9] beskriver reglerformen “Automatisk kontinuerlig frekvensreglering” i 5 kap. 5§. Följande gäller för kraftvärmeaggregat (synkrogeneratorer) ≥ 25 MW:

Aggregatet ska kunna bidra med primärreglering med en statik på 2-8 % vid en frekvensvariation inom $50 \pm 0,2$ Hz. Aggregatet ska klara upprepade effektvariationer kring inställt börvärde. Uteffekten skall kunna regleras med ± 2 % inom 30 sekunder inom effektområdet 60 – 90 % (av nominell aktiv turbineffekt) och detta skall kunna upprepas flera gånger.

Det bör dock noteras att dessa siffror inte kan användas helt förbehållslöst då en frekvensavvikelse på 0,2 Hz teoretiskt motsvarar en uteffektändring på 20 % vid 2 % statik och en ändring på 5 % vid 8 % statik. En lämplig kombination av statik och reglerområde behöver alltså beräknas för det aktuella aggregatet.

Vid upphandling av primärreglering är det dock andra siffror som gäller. I faktabladet från SvK rörande regler för upphandling av primärreglering (2012) [10] listas följande tekniska krav för Frekvensstyrd Normaldriftsreserv (FCR-N):

- Aktivering av FCR-N ska ske vid frekvensavvikelser från 50,0 Hz inom intervallet 49,9 Hz till 50,1 Hz.
- FCR-N skall, vid en stegvis förändring av frekvensen från 50,0 till 49,9 Hz, vara aktiverad till 63 % inom 60 sekunder och 100 % inom 3 minuter.

För Frekvensstyrd Störningsreserv (FCR-D), som ska aktiveras under 49,9 Hz, krävs dock kortare responstid.

3.2.2 Krav enligt ENTSO-E

ENTSO-E (2013) [7] beskriver i artikel 10(2) (c) ett "Frequency Sensitive Mode" (FSM). För det nordiska nätet gäller att kraftverk typ C eller större (≥ 10 MW) som arbetar i FSM ska kunna bidra med primärreglering vars parametrar: reglerområde, frekvensokänslighet, dödband och statik, bestäms av respektive TSO.

Parametrarna ska ligga inom:

Reglerområde	$\pm 1,5 - 10 \%$
Frekvensokänslighet	max 10 - 30 mHz
Inställt dödband	0 - 500 mHz
Statik	2 - 12 %

Figur 6 i kapitel 3.1.1 visar reglerformen FSM för fallet med noll dödband och frekvensokänslighet. Notera att brytpunkterna för frekvensen beror på inställd statik och reglerområde och kan i teorin hamna mellan 0,015 och 0,6 Hz från 50 Hz, plus det eventuella inställda dödbandet.

Primärregleringen kan begränsas nedåt av dess minsta effekt och kan begränsas uppåt av den tillgängliga maximala effekten. Det bidrag som faktiskt ges kan alltså bero på drift- och omgivningsförhållanden, särskilt på tillgänglig primärenergi.

Vid en stegändring av frekvensen ska aggregatet kunna ge full respons (i enlighet med inställd statik, dödband och reglerområde) med en viss hastighet. Tillåten initial fördröjning innan responsen börjar komma är 2 sekunder (undantag kan göras om detta är tekniskt motiverat) och tillåten tid till full respons är max 30 sekunder.

Aggregatet ska kunna ge full respons (i enlighet med inställd statik, dödband och reglerområde) under en tidsperiod som bestäms av respektive TSO men som ska ligga mellan 15 och 30 minuter, dock med hänsyn tagen till tillgänglig maxeffekt och primärenergi.

Det ställs även krav på att kraftverket genom prov ska kunna påvisa sin förmåga att åstadkomma primärreglering, se artikel 39(2). Detta kan göras genom att injektera/simulera ett steg eller en ramp på frekvenssignalen.

Observera att för större frekvensavvikelser ($\geq 0,2 \dots 0,5$ Hz) tillkommer andra krav på reglering, dessa reglerformer betecknas LFSM-O och LFSM-U, se artikel 8(1) (c) och 10(2) (b).

3.2.3 Jämförelse mellan SvK 2005:2 (2005) [9] och ENTSO-E (2013) [7]

Även om siffrorna skiljer något mellan kraven i SvK 2005:2 (2005) [9] och ENTSO-E (2013) [7] så är de i grunden snarlika, och en turbinregulator kan i många fall enkelt anpassas så att båda uppfylls. Kraven på snabbhet uttrycks dock olika, möjligen beroende på att det är olika typer av turbinregulatorer som dominerar i Norden och på kontinenten (se avsnitt 3.1.2.1-3.1.2.2) och ett aggregat med PI-regulator kan få problem med att klara kraven enligt ENTSO-E (2013) [7] trots att dess prestanda egentligen är god, eftersom svaret på en stegändring är mer utdraget.

3.2.4 Processmässiga krav

Kraven från SvK 2005:2 (2005) [9] och ENTSO-E (2013) [7] är, helt naturligt, formulerade som krav på turbinen. Att turbinen har möjlighet att hantera detta är endast en del av helheten.

Turbinernas möjligheter att möta kraven bedöms för de flesta av de svenska kraftvärmeverken som mycket god redan idag. Detta eftersom det ofta finns en reglermod för att styra mot frekvens även om den inte är intrimmad och/eller anpassad för deltagande i FCR-N. Det måste dock även finnas en process bakom turbinen som kan leverera den mängd ånga som erfordras, i rätt tid.

Kraven enligt ENTSO-E i kapitel 3.2.2 sammanfattas i Tabell 2.

Tabell 2. Dimensionerande krav för deltagande i den primära frekvensregleringen, FCR-N. Kraven kommer från ENTSO-E föreskrift (2013) [7]. Där ett intervall anges, finns utrymme för nätoperatören att bestämma vad som ska gälla.

Table 2. Governing design requirements for participation in the primary frequency control, FCR-N. The requirements have been derived from the ENTSO-E network code (2013) [7]. Where an interval has been specified, it is up to the network operator to decide the exact value within the specified range.

1	Frekvensökänslighet	Max 10 ... 30 mHz
2	Dödband	0 ... 500 mHz
3	Statik	2 ... 12 %
4	Turbinens reglerområde	$\pm 1,5 \dots 10$ % av elektrisk effekt (från inställt effektbörvärde)
5	Respons	Initierad inom 2 s efter frekvensavvikelse
6	Full respons	Inom 30 s efter frekvensavvikelse
7	Bibehållen respons	Under 15 ... 30 min, både för kvarstående frekvensavvikelse och upprepade frekvenssteg

Krav 1-3 i tabellen är direkt riktade mot turbinregulatorn: - Har regulatorn dessa förutsättningar eller inte? Det krävs inga djupare analyser för att avgöra om dessa krav kan mötas. För att kunna avgöra om krav 4-7 kan uppfyllas av anläggningarna krävs däremot en djupare analys. Initialt måste turbinen kunna hantera dessa tider och effektnivåer men i nästa steg måste processen bakom turbinen kunna hantera det ångflöde som turbinen kräver för att möta dessa krav.

Generellt kan sägas att det behövs en balans mellan de olika delarna i anläggningen för att kunna möta samtliga krav 4-7. Krav 5 och 6 krävställer snabbhet hos anläggningen vilket normalt erhålls genom tillfällig överkonsumtion av ångan t.ex. genom att ta av ångbuffert och/eller omprioritering av ångan. Detta driftläge brukar inte kunna bibehållas en längre tid så för att kunna möta krav 7 måste ångproduktionen komma i balans med konsumtionen. En balans krävs därför mellan hur stor buffert som finns och hur snabbt produktionen kan öka, en mindre buffert ställer krav på snabbare ångproduktion.

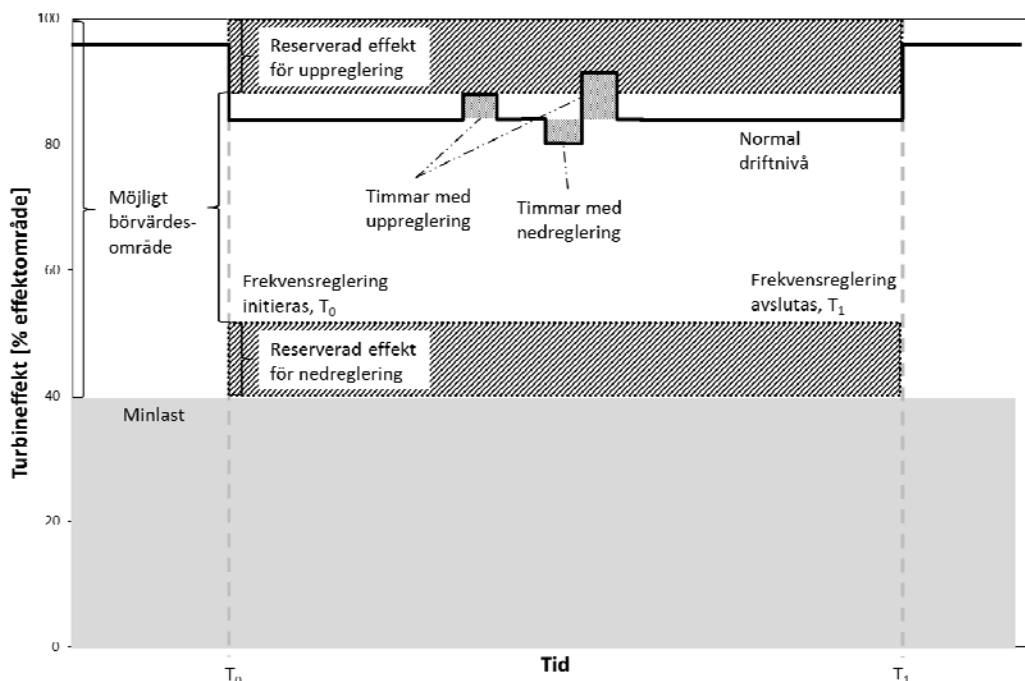
4 Ekonomisk bakgrund – ersättning för deltagande i FCR-N

Ersättningen för primär frekvensreglering, FCR-N, i Sverige idag kan sägas bestå av två olika delar:

- Ersättning för effekt som reserveras för frekvensreglering (fast ersättning)
- Ersättning för faktisk reglering, antal timmar med netto reglering upp- respektive ned (rörlig ersättning).

Ersättningen för FCR-N ges utöver den normala ersättning som ges för varje såld MWh enligt spotpriser på nordpoolspot¹³.

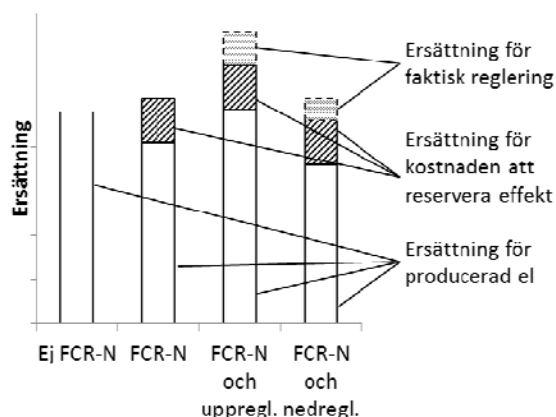
I Figur 10 och Figur 11 visas ett exempel på beståndsdelarna i den ersättning som ges för FCR-N. Innan tiden T_0 ligger anläggningen och kör vid 96 % turbineffekt (heldragen linje) utan att delta i frekvensregleringen. Vid tiden T_0 reserveras ca 12 % av effekten och begränsar därigenom det möjliga börvärdesområdet. I exemplet minskas turbinens börvärde till 82 % men möjlighet finns att använda ett börvärde upp till 88 % (och ner till 52 %). Under tiden för regleringen varierar frekvensen både upp och ner och turbinen justerar sin effekt därefter för att motverka frekvensavvikelsen. Observera att effekten kan gå över 88 % (och under 52 %) när turbinerna försöker återställa en frekvensavvikelse.



Figur 10. Exempel på anläggning som deltar i FCR-N. Mellan tiden T_0 och T_1 sker frekvensreglering och effekt reserveras för att garantera reglermån för upp- och nedreglering. Vissa timmar sker netto reglering upp eller ned.

Figure 10. Example of a plant taking part of FCR-N. Frequency control mode is active between times T_0 and T_1 where the operating range is reduced to guarantee capacity to adjust the output. The frequency control period contain hours of net positive or negative control.

¹³ www.nordpoolspot.com



Figur 11. Nedbrytning av de olika delarna av intäkterna vid deltagande i FCR-N. Figuren svarar mot exemplet i Figur 10 men förändringarna har överdrivits för att få en tydligare bild.

Figure 11. Decomposition of the different parts of the income at participation in FCR-N. This figure corresponds to the example in Figure 10 but the changes have been exaggerated in order to clarify.

Figur 11 förtydligar ersättningen motsvarande exemplet i Figur 10. Innan deltagande i FCR-N består ersättning av spotpris för producerad el (vit stapel). När leverans av FCR-N initieras minskar ersättningen från normal elproduktion och ersätts av den fasta ersättningen för reserverad effekt (streckad stapel).

För timmar med netto uppreglering tillkommer ersättning för merproduktionen av el plus den rörliga delen för uppreglering (grå stapel). Nedreglering ger motsvarande effekt men med minskad intäkt för elproduktion. Det bör poängteras att det ej ges ersättning för variationer inom en timme, utan det är nettoriktningen som är avgörande. Summan av variationerna i ersättning kring börvärdet p.g.a. varierande elproduktion (vita staplar vid FCR-N) kommer över lång tid att vara nära noll.

4.1 Ersättning för effekt som reserveras för frekvensreglering (fast ersättning)

Upphandling av reglerkraft hanteras i Sverige av SvK som har ansvar för att upphandla den reglerkraft som krävs¹⁴. Upphandlingen sker genom budgivning för nästkommande dag samt dagen efter nästkommande dag. Bud lämnas för de timmar som är aktuella samt hur stor effekt som erbjuds:

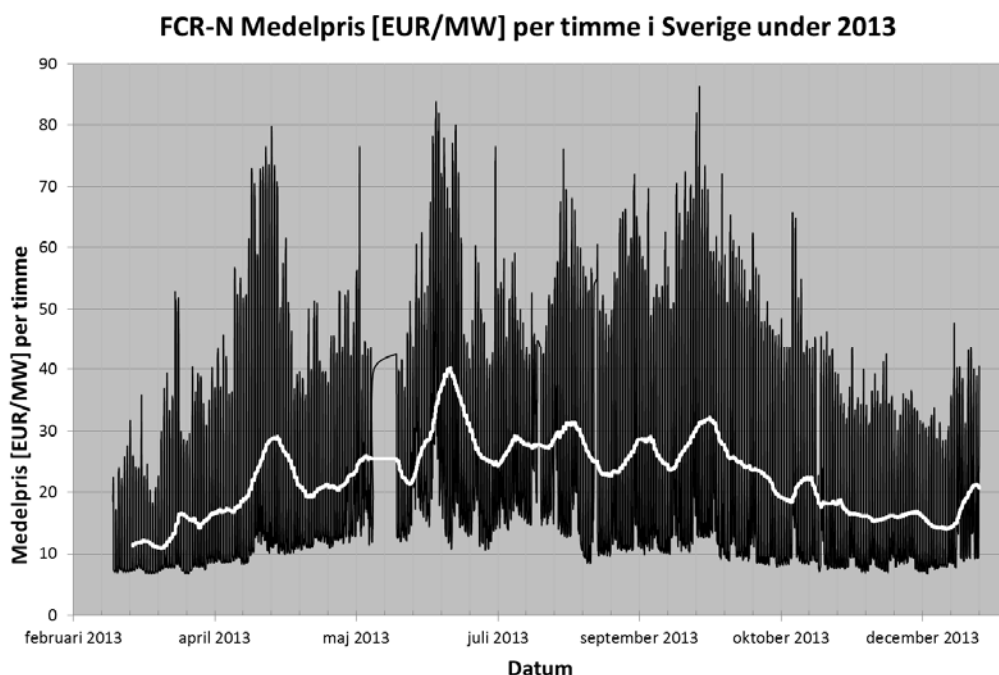
Erbjuden effekt × antal timmar

Buden accepteras (även kallat avropas) av SvK i stigande ordning och respektive anläggning får ersättning i form av det bud som lades (s.k. pay-as-bid). Buden skall vara baserade på den faktiska kostnaden för regleringen¹⁵ men utrymme för vinst- och risktillägg finns. Buden svarar mot den första delen i ersättningen, d.v.s. ersättning för den effekt som erbjuds/reserveras.

¹⁴ Under 2013 upphandlades 245 MW FCR-N och 400 MW FCR-D.

¹⁵ Så som t.ex. verkningsgradsförluster eller ökat slitage.

SvK redovisar historiska medelpriser för bud avseende FCR-N på sin hemsida¹⁶ med upplösning på timskala. Värden för 2013 hämtade från SvK (u.å.) [11] presenteras i Figur 12 tillsammans med medelpriset över en vecka (vit linje). Då det endast är medelpriser för accepterade bud som redovisas går det inte att se vilka bud som avropats men det kan ge en inblick i ersättning för FCR-N. Medelpriset över hela 2013 är ca 22 EUR/MW och timme. Priserna bestäms idag helt och hållet av priset för vattenkraft: vilka vattenkraftanläggningar som bidrar till reglerkraften och kostnaden för reglerkraften för denna typ av anläggning.



Figur 12. Medelpriset för FCR-N för den del av ersättningen som avser reserverad effekt. Den vita linjen visar glidande medelvärde för en hel vecka. Priset ges i EUR per reserverad MW och timme. Källa: SvK (u.å.) [11].

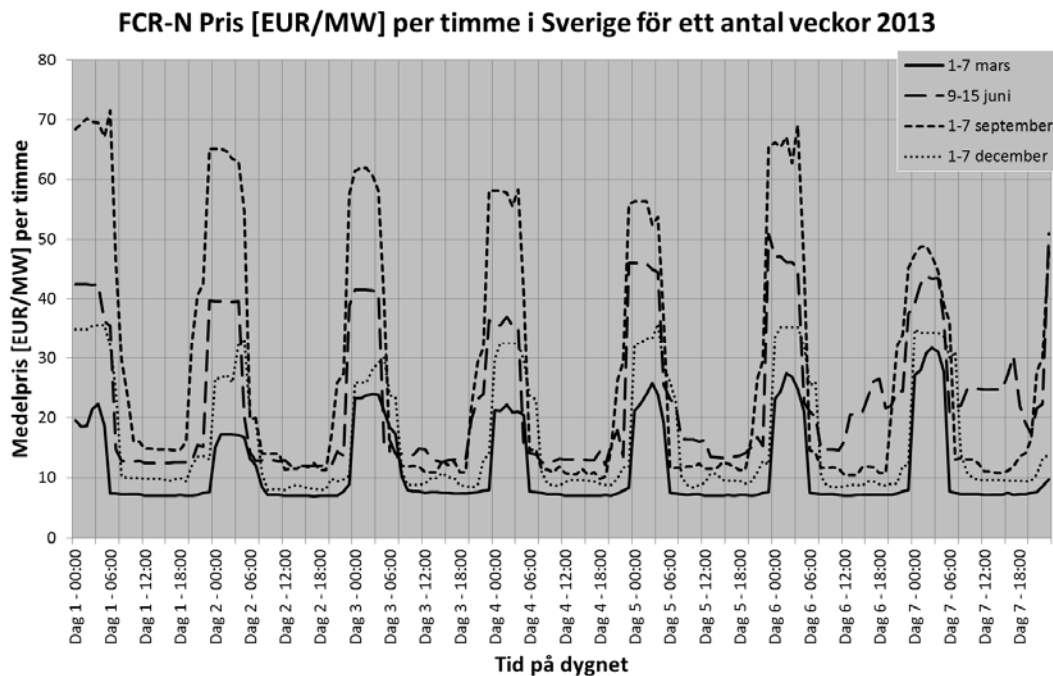
Figure 12. The average compensation for FCR-N, the fixed part of the compensation for reserving effect. The white line shows the mean value over a week. The price is specified in EUR per reserved MW and hour. Source: SvK (n.d.) [11].

I Figur 13 visas samma historiska medelpriser för bud på FCR-N men här visas tydligt på prisvariationen över dygnets timmar sett över en hel vecka i mars, juni, september och december. I figuren ses stora prisvariationer över dygnets timmar med högre priser strax före midnatt fram till tidig morgon. Prisvariationerna skiljer även med årstiderna, där de största variationerna och högsta priserna förekommer på hösten (september) och de lägsta på våren (mars).

Att produktionskostnaden för primär frekvensreglering är högre nattetid kommer av att färre vattenkraftanläggningar då är i drift eftersom effektbehovet är lägre. Detta medför att färre aktörer finns tillgängliga för FCR-N och mer kostsamma anläggningar kan komma att användas för FCR-N. Det kan till och med vara så att anläggningar startas

¹⁶ svk.mimer.se

endast för deltagande i FCR-N, d.v.s. körs med en förlust mot spotpriser, eller genom att anläggningen nyttjar av en mer värdefull vattenreserv. Detta medför större kostnader och innebär även en större risk som skall tas med i beräkningarna.



Figur 13. Medelpriset för FCR-N för den del av ersättningen som avser reserverad effekt. Priset ges i EUR per reserverad MW och timme. Prisvariationen visas för en vecka i början av mars, juni, september samt december 2013. Priserna stiger strax före midnatt för att sedan sjunka ca 06:00. Prisskillnaderna är som störst på hösten och minst på våren. Källa SvK (u.å.) [11].

Figure 13. The average compensation of the fixed part of the compensation for reserving power in FCR-N. The price is specified in EUR per reserved MW and hour. The figure shows the variation in compensation over a period of a week in the beginning of March, June, September and December in 2013. The compensation is largest before midnight and lowest around 06:00. Autumn has the largest variation (and compensation) and spring the smallest. Source: SvK (n.d.) [11].

4.2 Ersättning för faktisk reglering (rörlig ersättning)

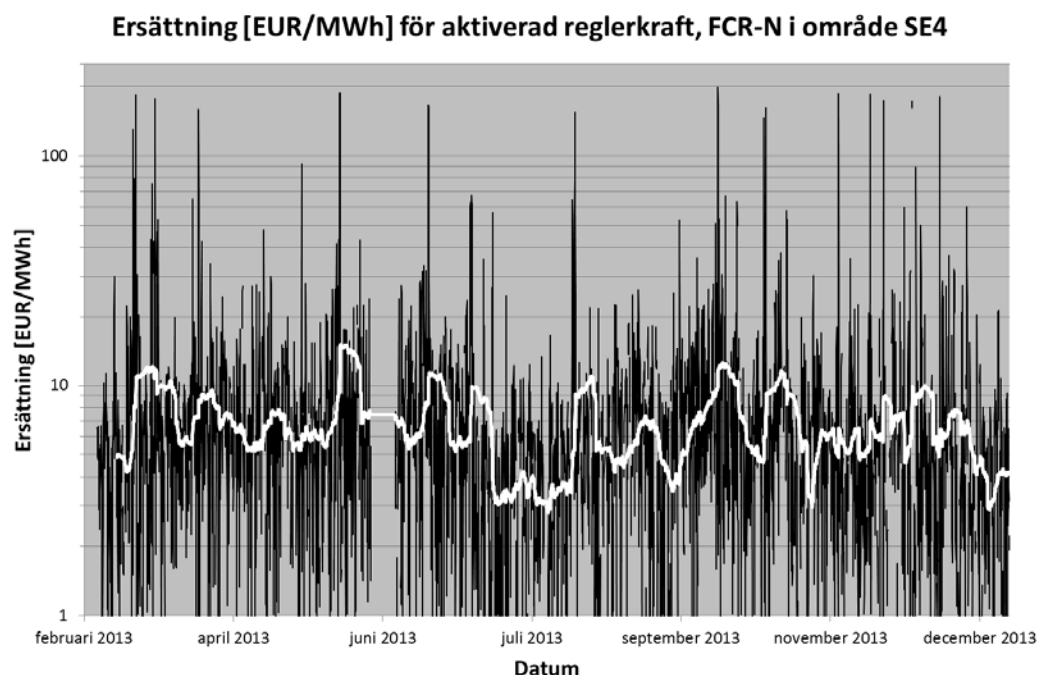
Ersättning för den faktiska regleringen som aktiverats bestäms utifrån skillnaden mellan reglerpriset¹⁷ och balansgrundpriset (spotpriset) och gäller för de timmar och den effekt som reglerats enligt:

$(\text{Uppregleringspris} - \text{Spotpris}) \times \text{antal timmar med nettoreglering upp} +$
 $+ (\text{Spotpris} - \text{Nedregleringspris}) \times \text{antal timmar med nettoreglering ner} + \text{kostnadsökning}$
 Nettoriktningen under respektive timme avgör om det är upp- eller nedregleringspriset som skall användas för beräkning av ersättning. Termen kostnadsökning är en

¹⁷ Reglerpriset är samma sak som upp eller nedregleringspriset och är det resulterande priset utifrån utförda regleringar i driftstimman för ett reglerområde. Nordel (2006) [15]

kompensering som ger ersättning som täcker eventuella obalanskostnader som anläggningen kan få p.g.a. aktivering av FRC-N. Data för både regler- och balansgrundpriser finns tillgängliga på nordpools hemsida¹⁸.

Ersättning för den aktiverade reglerkraften i elprisområde¹⁹ SE4 ses i Figur 14. Den varierade 2013 enligt Nordpool (u.å.) [12] normalt mellan 0 och 10 EUR/MW per timme med ett medelpris sett över hela året på ca 7,5 EUR per MW och timme för nedreglering och ca 10,4 EUR per MW och timme för uppreglering. Generellt sett är alltså ersättningen för aktiverad reglerkraft betydligt lägre än ersättningen för reserverad effekt. Skillnader mellan Sveriges olika elområden förekom. Priset i elprisområde SE1 och SE2 skiljde, enligt Nordpool (u.å.) [12], inte alls. Ersättningen i område SE4 skilde mot SE1/SE2 för ca 7 % av timmarna och låg i medel 0,9 EUR/MW och timme högre i SE4. Samma jämförelse visade skillnader i 2,62 % av timmarna mellan SE4 och SE3 med 0,6 EUR/MW och timme högre ersättning i SE4. För ca 7 % av timmarna skiljde mellan SE3 jämfört med SE1/SE2 där ersättningen i medeltal låg 0,3 EUR/MW och timme högre i SE3.



Figur 14. Ersättning för aktiverad reglerkraft, FCR-N i område SE4. Normalt varierar ersättningen mellan 0 till 10 EUR/MWh med ett fåtal spikar upp mot 200 EUR/MWh för enstaka timmar. Observera logaritmisk skala. Källa: Nordpool (u.å.) [12].

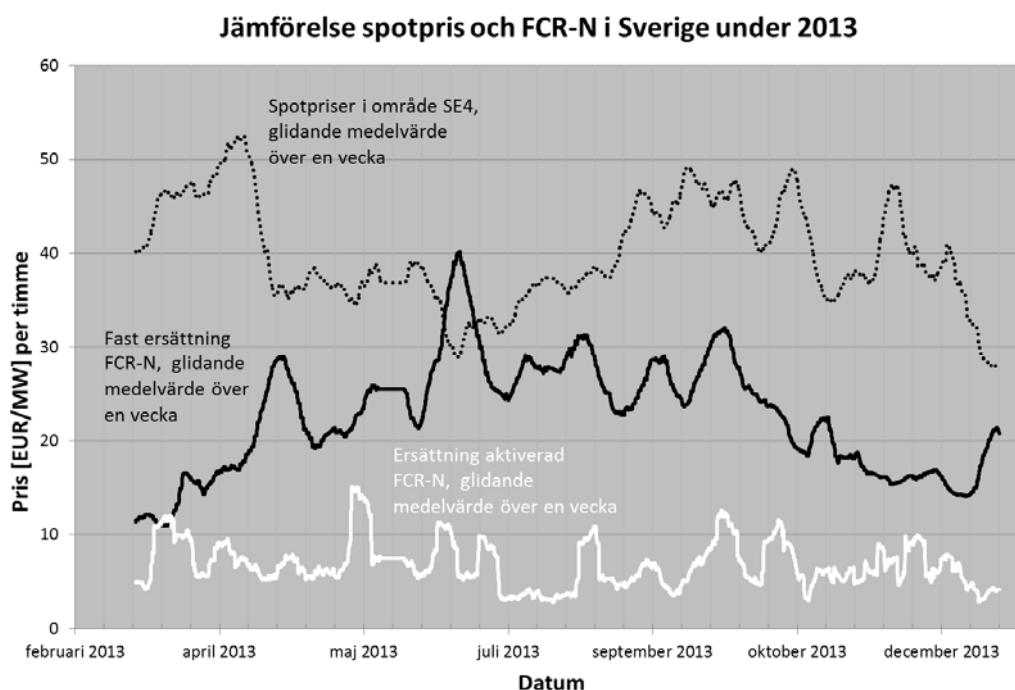
Figure 14. The average compensation (variable part) for activated effect in FCR-N in the area called SE4. Normal variation is between 0 and 10 EUR/MWh, with a few outliers up towards 200 EUR/MWh a few hours. Note the logarithmic scale. Source: Nordpool (n.d.) [12].

¹⁸ <http://www.nordpoolspot.com/>

¹⁹ Sverige är sedan november 2011 indelat i fyra elprisområden med SE1 längst i norr och SE4 längst i söder.

4.3 Jämförelse med svenska spotpriser

Om en anläggning behöver minska sin elproduktion för att skapa reglerutrymme för att kunna delta i FCR-N så blir ersättningen för den ”normala elproduktionen” intressant. Brytpunkt för när det är intressant är då ersättningen för FCR-N överstiger spotpriserna. I praktiken behöver hänsyn även tas till minskad bränslekostnad, minskade intäkter från elcertifikat, ökat slitage i anläggningen och verkningsgradsförluster. Detta är för komplext för att ha utrymme i denna studie och rekommenderas studeras i framtida projekt, se kapitel 9. I Figur 15 visas därför spotpriserna, hämtade från Nordpool (u.å.) [12] för prisområde SE4 under 2013 tillsammans med ersättningen för reserverad effekt och faktiska regleringen inom FCR-N för att ge en fingervisning. Medelpriset över året låg på ca 39 EUR/MWh. Samtliga priser i figuren visas som glidande medelvärde över en vecka.

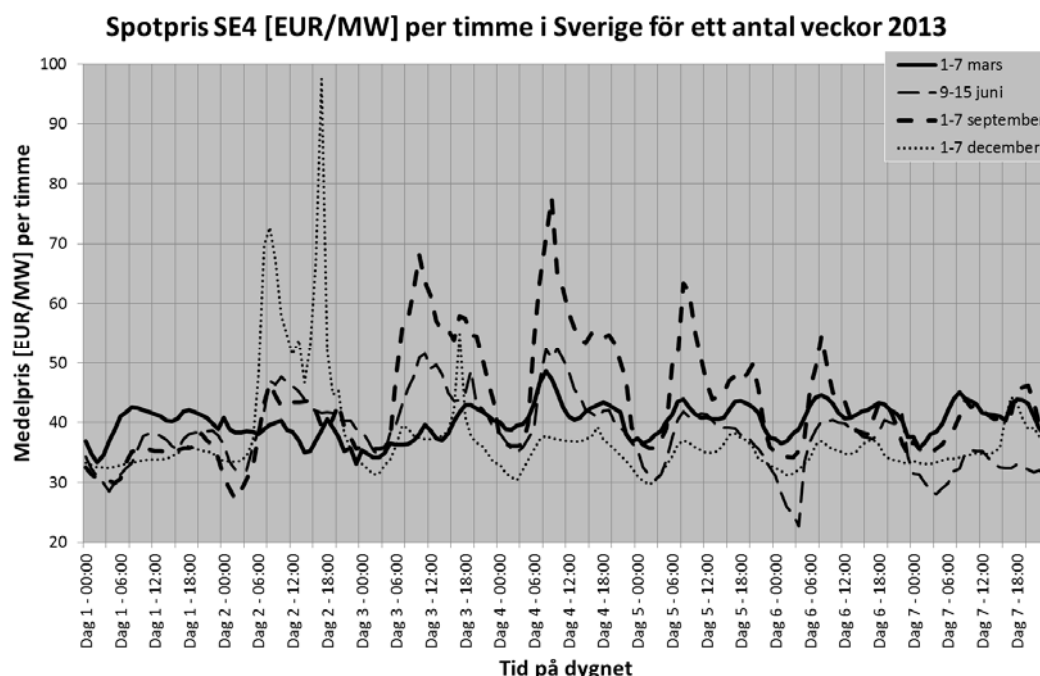


Figur 15. Hel svart linje visar glidande medelvärde över en vecka för medelpriset FCR-N, den del av ersättningen som avser reserverad effekt. Hel vit linje visar glidande medelvärde över en vecka för ersättningen som avser den aktiverade regleringen. Streckad linje avser spotpriset i Sverige som glidande medelvärde över en vecka för prisområde SE4. Källa: Nordpool (u.å.) [12].

Figure 15. The solid black line shows the moving average over a week for the average price of FCR-N for the part relating to the reserved effect. The solid white line shows the moving average over a week for active control. The dashed line shows moving average over a week for the spot price in region SE4 in Sweden. Source: Nordpool (n.d.) [12].

I Figur 15 visas att spotpriserna generellt sett ligger högre än den fasta ersättningen för FCR-N. Endast en period, i juni, låg den fasta ersättningen högre än spotpriserna.

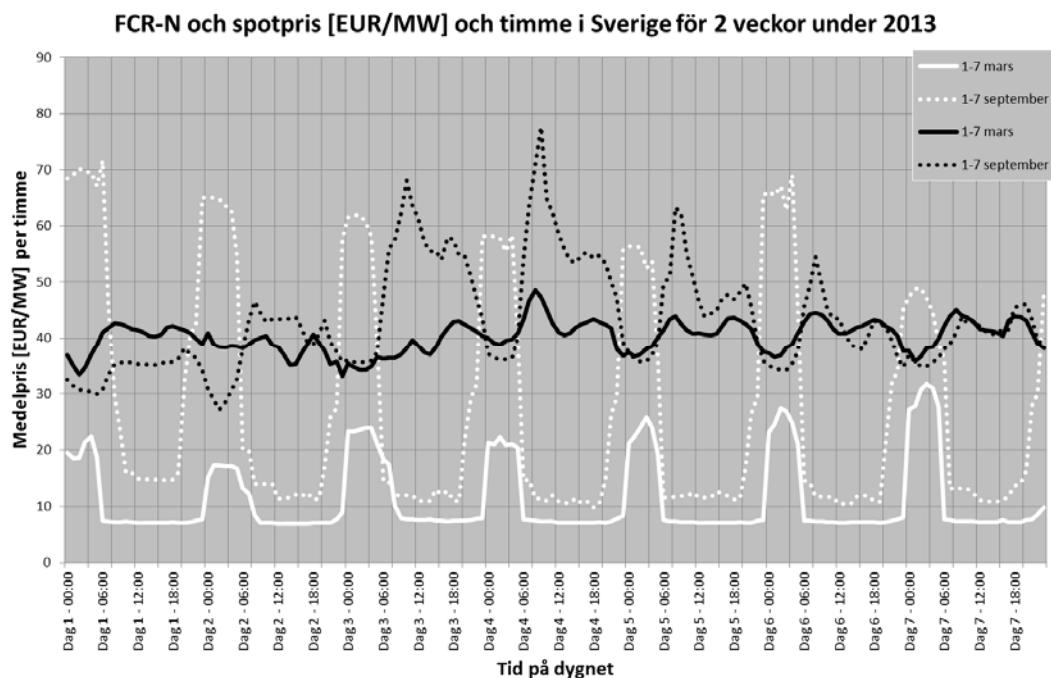
Eftersom den fasta ersättningen för FCR-N varierar kraftigt över dygnet, och med årstiden kan det vara intressant att titta på spotpriserna mer detaljerat. I Figur 16 visas spotpriser för samma tidsperiod som i Figur 13. I mars ligger priserna som mest stabilt men variation förekommer för samtliga veckor över dygnet och veckan.



Figur 16. Spotpriser i prisområde SE4 i EUR per reserverad MW och timme. Priserna visas för en vecka i början av mars, juni, september samt december 2013. Källa: Nordpool (u.å.) [12].

Figure 16. Spot price in region SE4 in Sweden. The price is specified in EUR per reserved MW and hour. The figure shows the variation in compensation over a period of a week in the beginning of March, June, September and December in 2013. Source: Nordpool (n.d.) [12].

Kombineras Figur 16 och Figur 13 erhålls Figur 17. I Figur 17 visas dock endast två veckor. I figuren ses att i veckan i september så överstiger FCR-N ersättningen spotpriserna flera timmar varje natt. Skillnaden kommer både av att spotpriserna minskar under natten men även att ersättningen för FCR-N stiger nattetid.

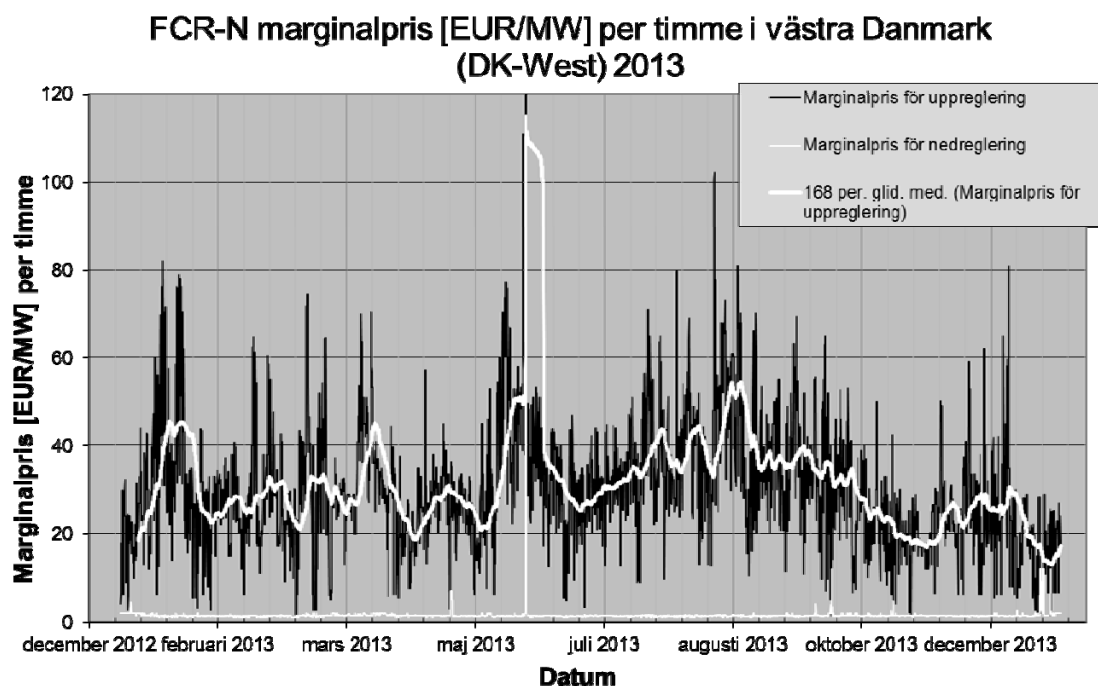


Figur 17. Spotpriser i prisområde SE4 (svarta linjer) tillsammans med medelpriset för FCR-N för den del av ersättningen som avser reserverad effekt (vita linjer), presenterat i EUR per reserverad MW och timme. Källa: Nordpool (n.d.) [12] respektive SvK (u.å.) [11]

Figure 17. Spot price in region SE4 in Sweden (black lines) presented together with The average compensation of the fixed part of the compensation for reserving power in FCR-N. Both prices are specified in EUR per reserved MW and hour. Source: Nordpool (n.d.) [12] and SvK (n.d.) [11].

4.4 Ersättning i Danmark och Tyskland

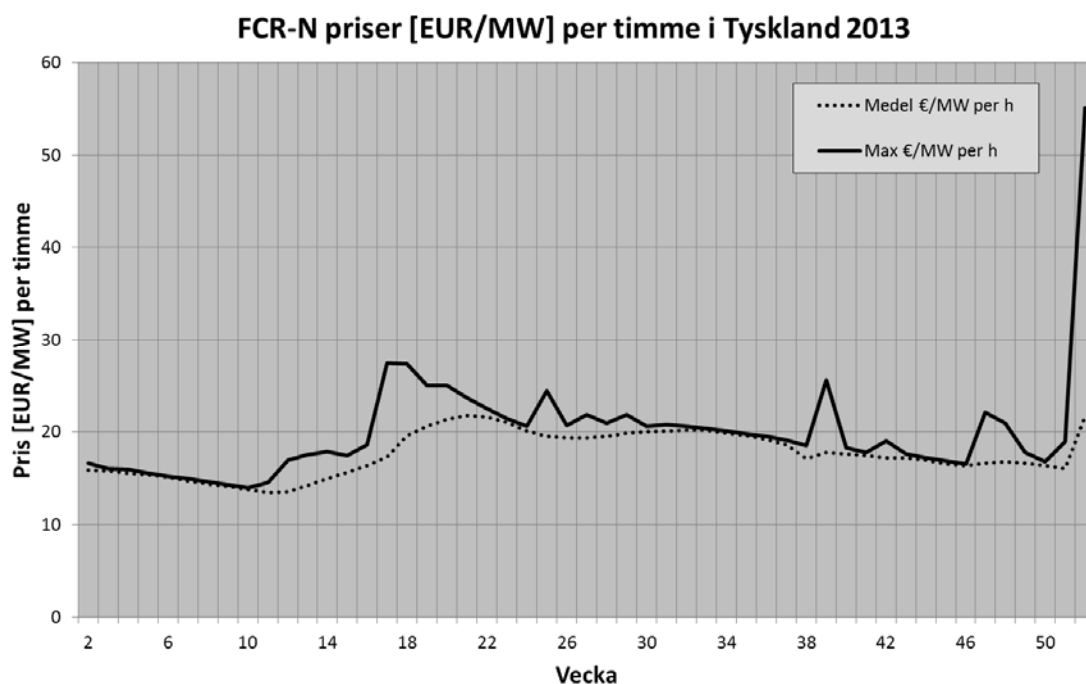
I Danmark och Tyskland sker en mer öppen budgivning än i Sverige avseende primär frekvensreglering, FCR-N. Ersättning i Danmark ges dessutom i form av marginalpriser. Då man i Tyskland och Danmark inte har någon vattenkraft kan dessa data ge en fördjupad insikt i vad kostnaden kan vara för ett kraftvärmeverk att bidra med reglerkraft i den primära frekvensregleringen. Det skall has i åtanke att de danska och tyska anläggningarna ofta ursprungligen är konstruerade för att kunna omfördelning av ånga från kondensat-/matarvattenförvärmning till turbinen, s.k. kondensatstyrning, vilket kan spela in i priset.



Figur 18. Marginalpriser (högsta accepterade bud) för FCR-N i västra Danmark 2013. Olika priser gäller för upp (svart linje) och nedreglering (vit tunn linje). Medelvärde för uppreglering över en vecka visas med vit tjock linje. Källa: Energinet (u.å.) [13].

Figure 18. Largest accepted bids for FCR-N in the western of Denmark in 2013. Bids for upward (black line) and downward regulation (thin white line) are shown. The moving average value over a week for upwards regulation is shown as a thick white line. Source: Energinet (n.d.) [13].

I Figur 18 ses marginalpriserna i Danmark under 2013. Data kommer från Energinet (u.å.) [13]. I Danmark skiljer priserna för upp och nedreglering med mycket högre ersättning för uppreglering. Jämfört med medelpriserna i Sverige (Figur 12) så ligger danska marginalpriser ganska högt, med ett årsmedel på 31 EUR/MW och timme (observera skillnaden mellan marginal- och medelpriserna). Det vill säga ca 9 EUR/MW och timme över de svenska medelpriserna. Variationer finns över hela året med generellt högre priser runt augusti och lägre priser runt december.



Figur 19. Marginal- (högsta accepterade bud) och medelpriser för FCR-N i Tyskland 2013. Källa: regelleistung.net [14].

Figure 19. Largest accepted bids for FCR-N (solid line) and average prices (dotted line) in Germany 2013. Source: regelleistung.net [14].

I Tyskland redovisas ersättningen både som medel- och som marginalpriser, medelvärdesbildat över en vecka. Data för ersättningen, som hämtats från regelleistung.net [14], presenteras i Figur 19. Prisnivåerna liknar Sveriges medelpriser men ligger under de danska priserna. Ersättningen i Tyskland går, på samma sätt som Sverige och Danmark, upp något sommar/höst för att sedan minska vintertid.

5 Resultatredovisning

Resultaten redovisas i form av en beskrivning av respektive studerad anläggnings utformning med fokus på de delar som är viktiga för möjlighet till deltagande i primär frekvensreglering, FCR-N.

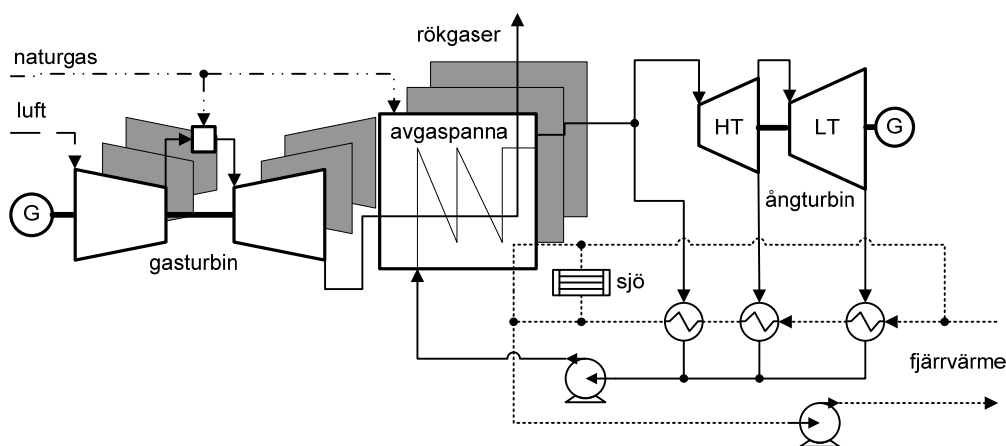
5.1 Gaskombikraftverk

Exempelanläggningen för gaskombikraftverk som studerats är Göteborg Energi AB:s anläggning, kallat Rya kraftvärmeverk.

Anläggningens primära syfte är att tillse att behovet av fjärrvärme i kommunen är uppfyllt. Gaskombikraftverket är dock inte ensamt inom företaget att ansvara för detta utan ett flertal andra verk bidrar till att möta det totala behovet av fjärrvärme.

5.1.1 Beskrivning av anläggningen

Elproduktionen på anläggningen sker dels i de tre gasturbinerna och dels i den, för alla tre avgaspannorna, gemensamma ångturbinen. Gasturbinerna har en maximal effekt på 45 MWe vardera och ångturbinen 130 MWe. Detta ger en total effekt på 265 MWe.



Figur 20. Schematisk figur över gaskombikraftverket Rya

Figure 20. Schematic depiction of the combined cycle gas turbine (CCGT) plant Rya

Ångan i processen produceras i tre parallella avgaspannor med hjälp av varma rökgaserna från gasturbinerna, där en gasturbin är kopplad till respektive panna. Varje avgaspanna har sin egen ångdom. De varma gaserna skapas i gasturbinerna genom förbränning av naturgas. Det finns möjlighet att öka ångproduktionen genom tillsatseldning av naturgas i avgaspannorna, d.v.s. efter gasturbinerna. Detta kan dock endast ske när respektive gasturbin ligger med en effekt över 35 MWe.

Den ånga som produceras leds normalt genom ångturbinen innan den varmvattenkondenserar och ångans värmeenergi överförs till fjärrvärmenätet. Om

fjärrvärmenätet inte kan hantera mer värme kan ångan efter turbinen kallvattenkondensera med hjälp av kylning från den närliggande älven. Krävs mer värme till fjärrvärmenätet finns möjligheten att leda ångan förbi turbinen och direktkondensera den mot fjärrvärmenätet. Endast en mycket liten del av ångan går till uppvärmning i den egna processen.

Naturgas håller en jämn kvalitet och levereras kontinuerligt till anläggningen via rörledning. Gasen, som levereras via det svenska stamnätet, upphandlas i förskott och avviker förbrukningen för mycket, sett över ett dygn, tillkommer straffavgifter.

5.1.1.1 Driftläggning

Anläggningens last kan variera kraftigt med fjärrvärmebehovet, elpris och naturgaspris. Under vintermånaderna går Ryaverket normalt på fullast och övrig tid på dellast eller är helt stoppat. Dellasten kan variera relativt mycket över dygnet med befolkningens vanor och utetemperaturen. Göteborg Energi AB, som har totalansvar för kommunens fjärrvärmeproduktion, har flera olika anläggningstyper där Ryaverket är en av dessa. Stora ekonomiska fördelar finns med att optimera sin produktion av fjärrvärme och el baserat på bränsle, el- och fjärrvärmepriser. Då Ryaverket är ganska flexibelt kan det användas som topplast och för att hantera variationerna över dygnet.

5.1.1.2 Styrning

Normalt styrs anläggningen efter fjärrvärmebehovet genom att ange en önskad total elektrisk effekt som anläggningen skall producera. Om tillsatseldning i avgaspannan inte är i drift styr anläggningens överordnade reglering in gasturbinerna mot den övergripande effekten genom bränslepådraget. Ångturbinen, som är slav till ångproduktionen, får även den en ökad elproduktion men svarar mycket långsammare än gasturbinerna. När ångturbinens svar väl kommer leder det till att gasturbinerna effekt kommer att minska något för att kompensera för den ökade elproduktionen och så vidare till dess att ett jämviktsläge uppnåts. Om tillsatseldning är aktivt sker styrningen mot den överordnade regleringen primärt av tillsatseldningen.

Ångtrycket i högtrycksnätet regleras av ångturbinen, ventiler för direktkondensering och/eller ventiler för friblåsning.

5.2 Bioeldat kraftvärmeverk

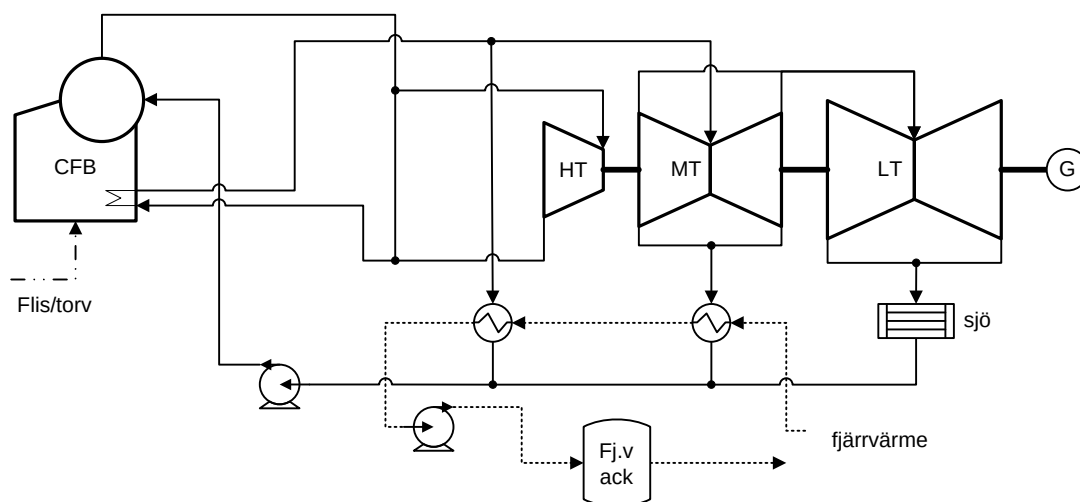
Det bioeldade kraftvärmeverket som studerats är Mälarenergi AB:s panna 5 på Arosverket.

Anläggningen syftar primärt till att tillse att Västerås kommuns fjärrvärmebehov är tillgodosett. Den aktuella pannan är inte ensamt ansvarigt för att tillgodose fjärrvärmebehovet utan ett antal andra pannor och anläggningar bidrar till att möta det totala behovet.

5.2.1 Beskrivning av anläggningen

Ångan produceras genom förbränning av flis och torv i en CFB-panna, panna 5. Normalt tillförs ca 200 MW bränsle till pannan som är en dompanna med mellanöverhettare. Parallellt med CFB-pannan sitter panna 4 som är en oljepanna som

byggts om till pulverpanna. Pulverpannan ligger dock i malpåse för närvarande och körs normalt inte.



Figur 21. Schematisk figur över bioanläggningen Aros

Figure 21. Schematic depiction of the biofueled cogeneration plant Aros

Nästan all ånga som produceras leds genom de första stegen (HT- och MT-turbinerna) av turbinen innan ångan varmvattenkondenserar och dess värmeenergi överförs till fjärrvärmenätet. Vid behov av att maximera fjärrvärmeproduktion eller att minimera elproduktionen kan färskånga direktkondenserar och användas för att värma fjärrvärmenätet, ångan producerar då ingen el eftersom den går förbi turbinen. Den andra ytterligheten är då ångan leds genom alla turbinsteget och kallvattenkondenserar mot den angränsande sjön för maximal elproduktion och minimal fjärrvärmeproduktion. Endast en mycket liten del av ångproduktionen går till uppvärmning av den egna processen.

Elproduktionen sker i en för båda pannorna (CFB- och pulverpannan) gemensam turbin, T4. Turbinen är dimensionerad för att hantera ångflöde från den gamla oljepanna (numera pulverpanna) vilket medför en kapacitet på 255 MWe vilket är mer än båda nuvarande pannor kan ge samtidigt. Maximal turbineffekt med enbart CFB-pannan i drift är 55 MWe och minimal 25 MWe.

Bränslets kvalitet eller energiinnehållet kan variera något vilket ger upphov till variationer i panneffekt. Variationerna hanteras normalt genom ångdomens nivåreglering.

Anläggningen bedöms som en typisk biopanna, om än något större än genomsnittet. Det som skiljer sig från det normala är kopplingen till den nedlagda pulverpannan och därmed den överdimensionerade turbinen.

5.2.1.1 Driftläggning

Mälarenergi har ansvar för fjärrvärmebalansen i det anslutande nätet. Idag ligger CFB-pannan som baslast i fjärrvärmenätet. Pannan ligger då konstant vid en hög last. En ny panna, panna 6, är i skrivande stund under färdigställande och kommer att ta över CFB-pannans roll som baslast. CFB-pannan kommer därefter att endast gå dellast ca fyra månader om året och maxlast ca fem månader.

Pannans effekt planeras dygn till dygn beroende på väderprognos, elpris samt status på övrig fjärrvärmeproduktion.

5.2.1.2 Styrning

Ånga för fjärrvärmeproduktion kan tas ut uppströms HT-, MT- eller LT-turbinen. I första hand produceras fjärrvärmen med hjälp av ånga uppströms LT-turbinen eftersom processen vid detta driftläge blir mest effektiv. Produktion av mer el kan åstadkommas genom att styra den ånga som går till fjärrvärmeproduktion till att passera genom LT-turbinen och kallvattenkondensera. I kallvattenkondensorn kyls ångan med sjövattnet.

HT-ångan kan användas direkt för maximal fjärrvärmeproduktion. Den reduceras då ner till MT-nätet för att sedan användas för fjärrvärmeproduktion.

En reglerventil kontrollerar trycket i pannans ångdom till ca 120 bar ö. Lägsta tillåtna tryck i pannan är ca 90 bar vilket kopplar mot lägsta tryck uppströms turbinen. Trycket i HT-nätet styrs sedan av turbinen och dess reglerventil. Börvärdet för trycket i ångdomen väljs sådant att turbinens reglerventil ligger vid en vid en gynnsam öppningsgrad²⁰. Normalt ligger trycket i HT-nätet på ca 80 bar.

Pannan regleras genom att en önskad värmeeffekt i pannan sätts av operatörerna, värmeeffekten skall motsvara en önskad mängd fjärrvärme. Regleringen hanterar därefter styrningen av pannan, inklusive bl.a. bränsleinmatningen och domnivå. Turbinen styr därefter trycket i HT-nätet genom reglerventilerna. "Överskottsånga" går genom turbinen, genererar el och används därefter till fjärrvärme.

Ett ökat elbehov på 4 MW el korresponderar med en ökad fjärrvärmeproduktion på 6 MW. Svarstiden från ökad mängd tillfört bränsle till ökad elektrisk effekt uppskattas till 5-15 minuter.

5.3 Avfallseldat kraftvärmeverk

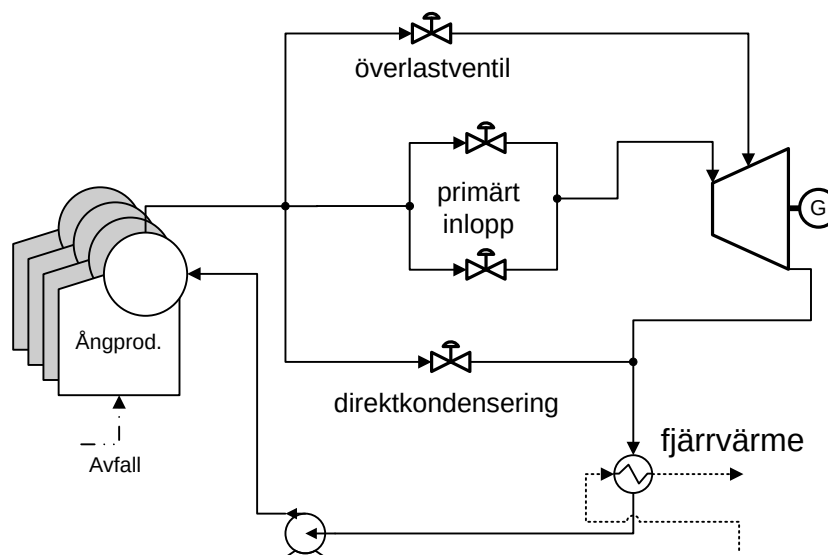
Det avfallseldade kraftvärmeverk som studerats är Renova AB:s anläggning kallad Sävenäs.

Syfte med denna anläggning är att förbränna avfall. Produktion av el och fjärrvärme kan ses som inkomstbringande biprodukter från avfallsförbränningen.

²⁰ Orsaken till detta är att ventilen (och turbinen) är överdimensionerad och för att kunna ha en bra styrning är den öppningsgrad önskvärd.

5.3.1 Beskrivning av anläggningen

Ångan produceras genom att avfall eldas i fyra stycken parallella pannor. Pannorna är rosterpannor och samtliga har ångdom. Totalt förbränns ca 525 000 ton avfall per år i anläggningen.



Figur 22. Schematisk figur över det avfallseldade kraftvärmeverket Sävenäs

Figure 22. Schematic depiction of the waste-fired cogeneration plant called Sävenäs

Huvuddelen av den ånga som produceras leds först genom turbinen innan den varmvattenkondenserar och ångans värmeenergi överförs till fjärrvärmenätet. Sävenäs har ingen begränsning i, eller krav på hur mycket fjärrvärme som kan eller skall levereras. Sävenäs säljer endast tillgänglig värmeenergi och ägaren av fjärrvärmenätet är ansvarig för regleringen av fjärrvärmenätet. Det finns även möjlighet att låta ångan gå förbi turbinen och direktreduceras för en större fjärrvärmeproduktion. Endast en mycket liten del av ångan går till uppvärmning i den egna processen. Kallvattenkondensor saknas på denna anläggning och ångan kyls därför endast av fjärrvärmenätet. Det finns möjlighet att kyla inkommande fjärrvärme via kyltorn på maximalt 60 MW. Fjärrvärmen styrs dock av extern aktör mot önskad utgående fjärrvärmetemperatur vilket innebär att vid kylning via kyltorn så minskar leverantören flödet av fjärrvärme-vatten och temperaturen i kondensorn förblir mycket snarlik tidigare värde.

Elproduktionen sker genom en, för alla fyra pannorna gemensam ångturbin. Turbinen har en maximal effekt på 42 MWe. Temperatur och flöde för fjärrvärmen styrs som tidigare nämnts ej av Sävenäs utan av fjärrvärmenätets ägare. Då turbineffekten beror av ångans entalpi nedströms turbinen, vilket i sin tur påverkas av fjärrvärmenätet medför detta att turbineffekten kan variera av orsaker utanför Sävenäs kontroll.

Ett bekymmer som avfallsanläggningar har är den varierande bränslekvalitet eller energiinnehållet hos bränslet. Variationerna påverkar bland annat ångdomens nivåreglering. Det kan nämnas att dessa variationer är större än den justering som den primära frekvensregleringen bedöms behöva.

5.3.1.1 Driftläggning

Normalt går samtliga pannor på full last 11 av årets 12 månader. Varje panna tas ur drift en månad per år för planerat underhåll vilket leder till att endast 3 av 4 pannor är i drift ca 4 månader per år.

5.3.1.2 Styrning

Styrningen av anläggningen sker genom inmatningshastigheten av bränslet. Inmatning sker i den takt som erfordras för att erhålla önskad ångproduktion, där börvärdet anges. Trycket i högtrycksnätet regleras nedströms pannorna via fyra stycken ventiler. Två ventiler leder ångan till det primära turbininloppet och är det primära styrmedlet för att reglera trycket. Om mer ånga produceras än vad turbinen normalt kan hantera kommer ånga styras om och ledas direkt in till ett senare turbinsteg via en överlastventil som reglerar med glidtrycksreglering. Då denna ventil är fullt öppen kommer trycket i HT-nätet att ha stigit med ca 1 bar. Det sista steget i regleringen är direktkondensering via den fjärde reglerventilen.

5.4 Pappers- och massabruk

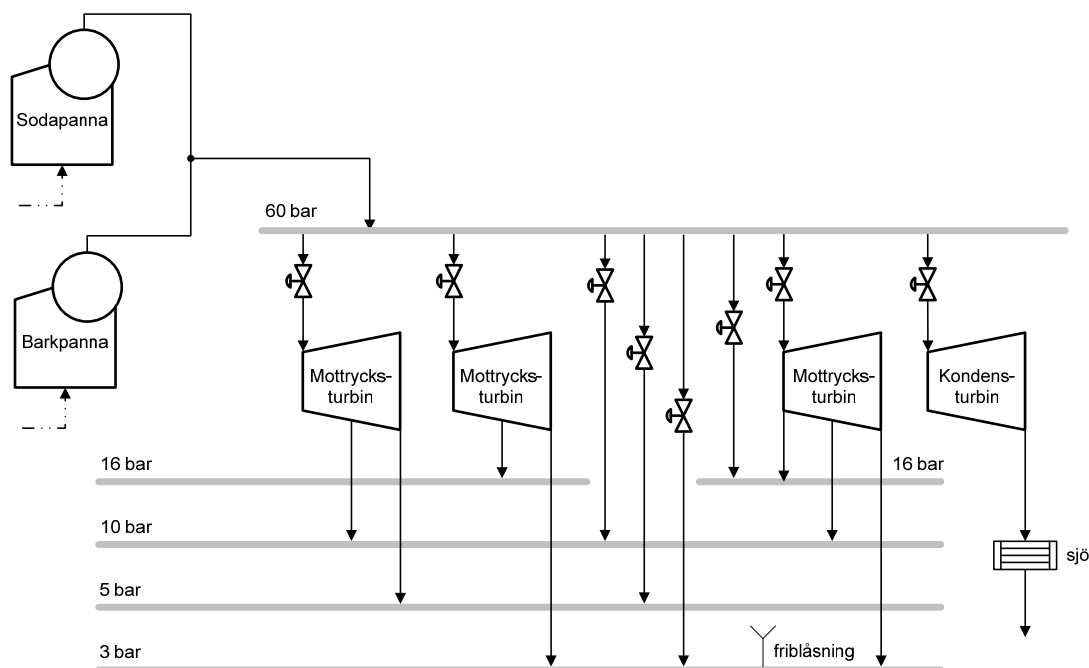
Anläggningen som behandlas är Södra Cell AB:s massabruk i närheten av Mönsterås.

Anläggningen syftar till att producera pappersmassa. I processen uppkommer biprodukter i form av bark och lut som behöver omhändertas. Biprodukterna förbränns och den bildade ångan används primärt i den egna processen och sekundärt för elproduktion²¹.

5.4.1 Beskrivning av anläggningen

Ångan produceras i huvudsak i två stycken parallella pannor: barkpannan och sodapannan. I barkpannan, som är en BFB-panna (bubblande fluidiserande bädd), eldas rester från avbarkning av den massaved som kommer in till anläggningen och spån som sållas bort innan kokning. I sodapannan eldas lut, en restprodukt från massaprocessen. Både barkpannan och sodapannan har ångdom och en maximal ångproduktion på 30 kg/s för barkpannan vid barkeldning (37,5 kg/s vid oljeeldning) och för sodapannan 176 kg/s. Det finns även en starkgaspanna, där starkgaser och metanol förbränns, som ansluter till 16 bars-nätet. En oljepanna med värmeeffekt på 12 MW finns även för hetvattenproduktion men används dock sparsamt av ekonomiska anledningar.

²¹ Produktion av el och processånga sker samtidigt men processånga prioriteras högre än elproduktionen.



Figur 23. Schematisk avbildning av ångsystemet på massabruket i Mönsterås.

Figure 23. Schematic depiction of the steam system at the pulp mill in Mönsterås.

Ångan som produceras används primärt i den egna processen i ett antal trycknivåer. Merparten av den ånga som kommer till mellan- och lågtrycksnäten kommer från HT-nätet och passerar då genom en mottrycksturbin innan den kommer till respektive nät. Det finns även möjlighet att direktreducera ner ånga till respektive nät från något eller några av de överliggande näten.

Elproduktionen sker i de fyra olika turbinerna. Turbinerna har effekt på 23,7 MWe, 30 MWe, 30,8 MWe respektive 50 MW, vilket totalt ger 134,5 MW. Tre av turbinerna arbetar som mottrycksturbiner och en som kondenssturbin med kylning mot externt vattendrag. De som körs i mottrycksdrift ger mindre el per kilo ånga än turbinen som körs i kondensdrift, eftersom en större del av ångans entalpi omvandlas till elektrisk energi.

Det primära bränslet är den lut som eldas i sodapannan som kommer från processen. Energivärdet för luten är relativt jämnt men bränslet finns i en begränsad mängd. Barken tas från stora lager och kan variera en del i fukthalt och därmed även energiinnehåll.

Mönsterås skiljer något från den normala utformningen av massabruk. Det som skiljer är främst att Mönsterås är ett stort bruk samt att det har en kondenssturbin.

5.4.1.1 Driftläggning

Normalt följer förbränningen i sodapannan den mängd lut som processen skapar, vilket innebär en relativt jämn och hög belastning för sodapannan. Belastningen för

barkpannan varierar något mer med priset för råvaran och el. Vid höga bränslepriser jämfört med elpriser säljs barken istället och det omvända vid låga bränslepriser och höga elpriser.

5.4.1.2 Styrning

Produktionen av ånga styrs av inmatningshastighet av bränslet i pannorna som bestäms av operatörerna. Mottrycksturbinerna reglerar trycken i förbrukarnäten, medan kondensatorn reglerar trycket i HT-nätet. Det finns även en övergripande reglering som sköter om prioriteringen mellan de olika näten och avgör om direktreducering eller friblåsning krävs.

5.5 Kraftvärmeverk eldat med industrigas

Det kraftvärmeverk, eldat med industrigas, som studerats är Lulekraft AB:s anläggning.

Anläggningens primära syfte är att förbränna den masugnsgas som levereras från SSAB:s stålverk. Gasen är en biprodukt från processerna i stålverket. Anläggningens sekundära syfte är att leverera fjärrvärme till kommunen. Verket, som står för den större delen av kommunens fjärrvärmeproduktion, är dock inte ensamt inom företaget att ansvara för detta utan ett antal andra verk kan bidra till att möta det totala behovet.

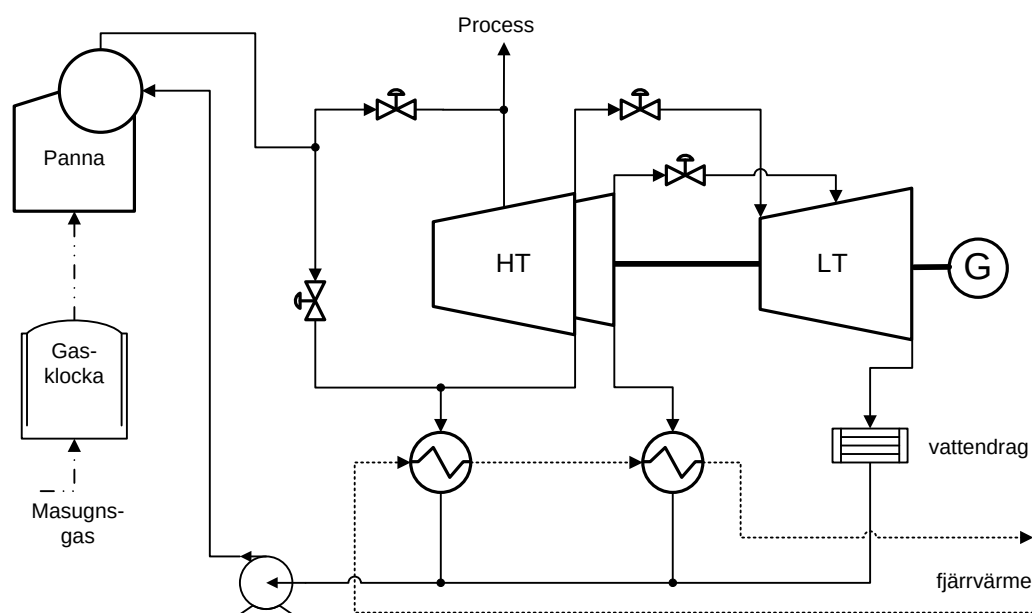
5.5.1 Beskrivning av anläggningen

Ångan produceras genom eldning av gas från anslutande stålverk i en panna. Det finns även möjlighet att tillsatselda olja i pannan och på så sätt producera mer ånga men detta används endast i undantagsfall, för extra fjärrvärmeproduktion. Pannan har en ångdom och därmed en viss ångbuffert. Totalt förbränns gas motsvarande ca 2000 GWh per år i anläggningen.

Huvuddelen av den ånga som produceras leds genom turbinen innan den varmvattenkondenserar och ångans värmeenergi överförs till fjärrvärmenätet. Om fjärrvärmenätet inte kan hantera, eller har behov av, mer värme kan ånga ledas genom hela turbinstråket och kallvattenkondensera med hjälp av kylning från det närliggande vattendraget. Krävs mer värme till fjärrvärmenätet finns möjligheten att leda ångan förbi turbinen och direktkondensera den mot fjärrvärmenätet. En del av högtrycksångan går tillbaka till stålverket och en liten del används för värmning av den interna processen.

Elproduktionen på anläggningen sker i ångturbinen. Turbinen har en maximal effekt på 98 MWe.

Gasen som eldas består i huvudsak av masugnsgas men det blandas även i LD- och koksgas för att öka gasens energivärde och garantera att det inte slocknar. Gasen kommer normalt i en relativt stadig ström från stålverket men kan variera kraftigt vid större driftomläggningar i stålverkets processer. Energiinnehållet i gasen är relativt konstant. För att kunna hantera variationer i tillförsel av gas finns en större gasklocka på anläggningen. Gasklockan har möjlighet att lagra bränsle motsvarande 6 minuters förbränning vid full effekt. Idag går man normalt inte under 2/3 av gasvolymen i klockan för att ha en så stor bränslereserv som möjligt.



Figur 24. Schematisk figur över det industrigaseldade kraftvärmeverket hos Lulekraft.

Figure 24. Schematic depiction of the combined heat and power plant fired with industrial gas Lulekraft.

5.5.1.1 Driftläggning

Pannornas last varierar med bränsletillförseln från SSAB som dock ligger relativt stabilt. Det som varierar mest är turbinens effekt med årstiderna. Vid kalla dagar ökas fjärrvärmeproduktionen och turbinen förbikopplas till stor del medan varma dagar medför fullt utnyttjande av turbinen via kallvattenkondensering och kylning via närliggande vattendrag.

5.5.1.1.1 Styrning

Pannlast styrs av att önskad nivå i gasklockan ansätts. Bränsletillförsel till gasklockan kan Lulekraft ej påverka utan detta kontrolleras av SSAB. Nivå i gasklockan regleras därför genom gaspådrag i pannan.

Turbinen styrs primärt genom att börvärde för temperatur på det utgående fjärrvärmevattnet anges. Regleringen styr fjärrvärmemetemperaturen genom att balansera den producerade ångan mellan direktkondensering, varm- och kallvattenkondensering. Turbinregleringen styr även panntrycket genom att balansera ångflödet mellan turbininlopp och direktkondensering. Begränsning i turbin pålastningshastighet på maximalt 2 % per minut finns i turbinens reglering.

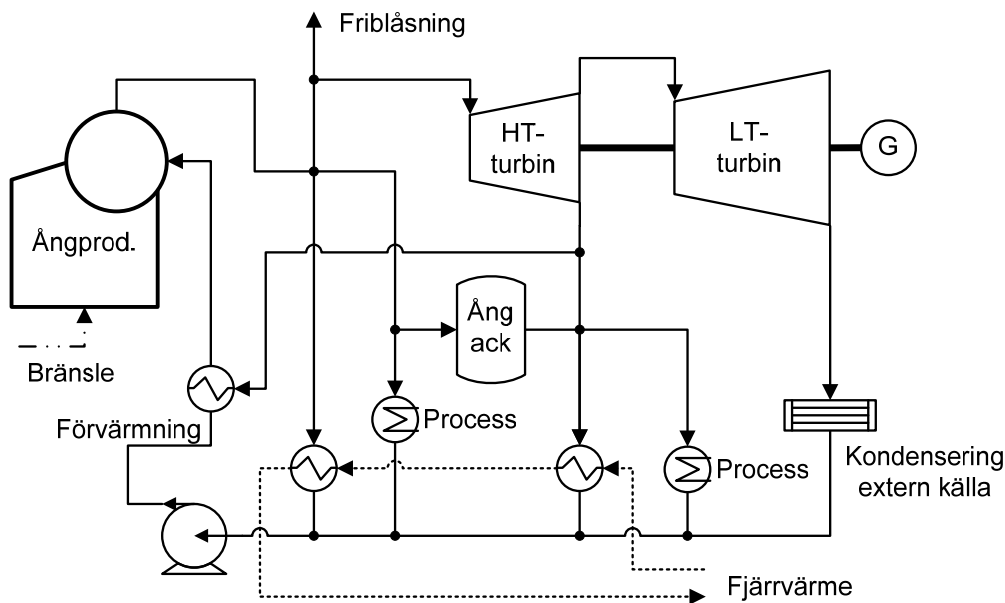
6 Resultatanalys

Baserat på beskrivningarna av de olika anläggningarna i kapitel 5 sker i detta kapitel en utvärdering av varje anläggnings möjligheter att leverera primär frekvensreglering, FCR-N. Utvärderingen sker tekniskt, utifrån kraven i ENTSO-E (2013) [7] (diskuteras i kapitel 3.2) samt ekonomisk genom bedömning av realiserbarhet i lösningen.

6.1 Teknisk bedömning av anläggningarnas möjlighet till deltagande i FCR-N utifrån krav enligt ENTSO-E (2013) [7]

För att kunna bidra med reglerkraft måste det finnas utrymme för en anläggning att öka och minska sin elproduktion från sitt normala driftläge. Förändring i elproduktion kan åstadkommas enligt följande:

- ändrat massflöde genom turbinerna
 - o ändrad ångproduktion ("bränsle" i Figur 25)
 - o omfördelning av ånga mellan turbinerna och
 - produktionsprocessen
 - fjärrvärme
 - förvärmning av kondensat/matarvatten
 - o nyttjande av ånga till/från en ångbuffert ("ack" i Figur 25 eller rörvolym)
- ändrad entalpiändring för ångan över turbinerna
 - o Ändrad entalpi före turbinen (t.ex. ändrat tryck)
 - o Ändrad entalpi efter turbinen (t.ex. ändrad kylning)
- ändrad intern elförbrukning²²



Figur 25. Generell representation av ett kraftvärmeverk.

Figure 25. General representation of a cogeneration plant (CHP).

²² Påverkar inte den faktiska elproduktionen men dock nettot över hela anläggningen.

Ändrad intern elförbrukning ligger utanför omfattningen av detta arbete och behandlas därför inte vidare. Ändrad entalpiändring över turbinerna bedöms som en känslig parameter och svår att styra på. Detta har därför inte utvärderats som en lösning för de studerade anläggningarna. De tekniska lösningarna som har utvärderats handlar samtliga om att ändra massflödet genom turbinen/turbinerna. I de flesta fall innebär lösningen en balans mellan det långsamma pannpådraget (ändrad ångproduktion) för långsiktighet och den snabba omfördelningen av ånga. Om omfördelning av ånga inte är möjlig kan nyttjande av buffert för ett snabbt svar användas istället.

De olika metoderna för omfördelning av ånga från en del till turbinen kan utföras en eller flera samtidigt, en lösning behöver inte utesluta den andra. Till exempel kan en kombination av omfördelning från fjärrvärme och förvärmning till turbinen balanseras så att en tillräcklig nivå uppnås. För samtliga omfördelningar gäller dock att de måste kompenseras för i ett senare skede. T.ex. om fjärrvärmeproduktionen tillfälligt minskas från sin nominella nivå måste den i ett senare skede ökas i motsvarande mängd. Omfördelning av förvärmning av kondensat/matarvatten är ett specialfall som används mycket i Danmark och Tyskland. Där är många anläggningar ursprungligen konstruerade för att kunna styras på detta sätt. Något som normalt inte är fallet i Sverige. Nyttjas omfördelning medför detta att anläggningens verkningsgrad (tillfälligt) minskar.

Förutsättningar för snabb/omedelbar minskad elproduktion, eller nedreglering, bedöms finnas på alla anläggningar redan idag i form av friblåsning. Funktion för friblåsning behövs t.ex. om en turbin snabbstoppas för att då bli av med överflödiga ånga. Alternativa lösningar till friblåsning för nedreglering är att styra om ångan från turbinen till övriga delar av anläggningen (t.ex. processvärmning eller fjärrvärme) eller att den överflödiga ångan lagras tillfälligt i en ackumulator. De senare lösningarna har bättre driftekonomi än friblåsning då visst värde av ångan i dessa fall kan tillgodogöras.

Lösningar för ökad elproduktion, eller uppreglering, behandlas mer i detalj separat för respektive anläggning då det finns stor variation i lösningar.

En aspekt att ha i åtanke är att ta hänsyn till följd effekterna av den ändrade elproduktionen, t.ex. kräver en ökad ångproduktion tillgång till bränslet samt att den ökade mängden värme kan omhändertas.

6.1.1 Gaskombikraftverket Rya:s möjligheter för deltagande i reglerkraft, FCR-N

För gaskombikraftverket har bedömts om kraven hämtade från ENTSO-E (2013) [7] kan uppfyllas. En sammanställning av bedömningen kan ses i Tabell 3.

Tabell 3. Gaskombikraftverket Rya:s möjlighet till mötande av dimensionerande krav (enligt ENTSO-E (2013) [7] i Tabell 2) för deltagande i primär frekvensreglering, FCR-N.

Table 3. The combined cycle gas turbine plant Rya's compliance with ENTSO-E (2013) [7] network codes (Table 2) and possibilities to participate in primary frequency control, FCR-N

Krav		Uppfylls kravet	Kommentar till kravuppfyllnad
1	Frekvensokänslighet	Ja	Tillräcklig känslighet finns
2	Dödband	Ja	Möjlighet till inställning finns men parametrarna behöver trimmas för att fungera optimalt.
3	Statik	Ja	
4	Turbinens reglerområde	Ja	Möjlighet att erbjuda upp till 10 % finns vid dellast
5	Respons	Ja	Tillräckligt snabb respons finns i gasturbinerna
6	Full respons	Ja	Med enbart gasturbiner kan svar på 1,7 % uppnås. Används ångturbin och tillsatseldning är 10 % möjlig.
7	Bibehållen respons	Ja	Gasturbinerna kan bibehålla sin respons

Hårdvara för hantering av krav 1-3 finns redan idag i turbinernas reglering. För att anläggningen skall kunna leverera primär frekvensreglering behöver en lämplig reglering implementeras och trimmas in i den överordnade regleringen.

Gaskombikraftverk skiljer sig från andra typer av kraftvärmeverk genom att förbränningen i gasturbinerna ger elproduktion direkt utan att gå vägen via ånga. En ökning av bränsletillförsel ger därför tillräckligt snabbt ökad elproduktion för att möta krav 5 och 6. Det bedöms därför lämpligt att använda gasturbinerna för att tillhandahålla reglerkraft.

Gasturbinerna har idag på- och avlastningsbegränsningar i sin ramphastighet på 3 MW/min och turbin, vilket motsvarar med:

- 1 tillgänglig gasturbin
 - o 1,5 MW på 30 sekunder eller 0,86 % av aktuell total eleffekt²³
- 2 tillgängliga gasturbiner
 - o 3,0 MW på 30 sekunder eller 1,36 % av aktuell total eleffekt²³
- 3 tillgängliga gasturbiner
 - o 4,5 MW på 30 sekunder eller 1,70 % av aktuell total eleffekt²³

Då krav 4 tillsammans med krav 6 krävställer en ökning på minst 1,5 % på 30 sekunder kan kravet tillgodoses om 3 gasturbiner är tillgängliga för frekvensreglering. För att uppnå kravet även för de andra driftläggningarna rekommenderas att begränsningen i ramphastighet justeras. Med en ramphastighet på 5,3 MW per minut kan kravet på

²³ Inkluderar aktuellt antal gasturbiner och en ångturbin

1,5 % uppfyllas oberoende av antal tillgängliga gasturbiner. För att klara 10 % med 3 tillgängliga gasturbiner krävs en ramphastighet på knappt 18 MW per minut.

En möjlig lösning för att förbättra uppfyllnaden av krav 6 skulle vara att även nyttja ångturbinen. Det resulterande svaret från ångturbinen vid en maximal ökning (på 3 MW/min) från samtliga gasturbiner är knappt 1 MW/min. Detta motsvarar ett totalt svar på knappt 1,1 %, 1,6 % respektive 1,9 % av den totala effekten med 1, 2 respektive 3 gasturbiner i drift. En lösning för öka svaret från ångturbinen skulle vara att tillsatselda i avgaspannorna och/eller omfördela ånga från t.ex. fjärrvärmenätet. Med dessa åtgärder skulle en total effektökning på 10 % kunna nås. Att ta med i beaktande är att tillsatseldning idag ej är tillåtet vid effekter under ca 14 MW samt den ändrade kostnaden som tillsatseldning innebär.

Att bibehålla detta svar i upp till 30 minuter enligt krav 7 bedöms inte innebära några tekniska svårigheter för anläggningen eftersom den är dimensionerad för dessa laster. Den ökade lasten kommer att medföra en ökad värmeförsörjning till fjärrvärmenätet som behöver kunna hanteras. En ökad elproduktion på 1 MW ger en ökad tillförsel till fjärrvärmenätet på 0,5-0,8 MW. Detta medför inga problem då fjärrvärmenätet har viss tröghet och klarar avvikelser på ca 20 MW i 30 minuter.

En nedreglering i gasturbinerna leder till minskad värmeproduktion som i sin tur resulterar i minskad fjärrvärmeproduktion om ingen kompensation för detta utförs, t.ex. genom att tillsatselda i avgaspannorna. Detta faktum skall tas i beaktande då en ändrad fjärrvärmeproduktion kan komma att kompenseras för i ett annat värmeverk, eventuellt medförande andra produktionskostnader. Detta är aktuellt då Göteborg Energi har ansvar för den totala fjärrvärmebalansen.

Sammanfattningsvis bedöms Rya ha goda tekniska möjligheter att leverera primär frekvensreglering, FCR-N. Dock behövs en lämplig reglering implementeras och trimmas in i den överordnade regleringen. Vidare rekommenderas gasturbinernas ramphastighet ökas alternativt att ångturbinen med tillsatseldning i avgaspannorna nyttjas för att kunna möta kraven enligt ENTSO-E (2013) [7] när endast en gasturbin är tillgänglig.

6.1.2 Det bioeldade kraftvärmeverket Aros möjligheter för deltagande i reglerkraft, FCR-N

För anläggningen har bedömts om kraven hämtade från ENTSO-E (2013) [7] kan uppfyllas. En sammanställning av bedömningen kan ses i Tabell 4.

Tabell 4. Bioeldade kraftvärmeverket Aros möjlighet till mötande av dimensionerande krav (enligt ENTSO-E (2013) [7], Tabell 2) för deltagande i primär frekvensreglering, FCR-N.

Table 4. The biofueled cogeneration plant Aros' compliance with ENTSO-E (2013) [7] network codes (Table 2) and possibilities to participate in primary frequency control, FCR-N.

Krav		Uppfylls kravet	Kommentar till kravuppfyllnad
1	Frekvensokänslighet	Ja	Tillräcklig känslighet kan åstadkommas
2	Dödband	Ja	Möjlighet till inställning finns men kräver omprogrammering av överordnad reglering för att fungera
3	Statik	Ja	
4	Turbinens reglerområde	Ja	Möjlighet att erbjuda upp till 10 % finns vid dellast
5	Respons	Ja	Tillräckligt snabb, genom nyttjande av ångbuffert
6	Full respons	Ja	
7	Bibehållen respons	Ja	Pannan är snabb och bedöms kunna hantera den ökade ångförbrukningen innan buffert tagit slut. Fjärrvärmenätets ackumulator kan hantera variationer i leverans till fjärrvärmenätet.

Tillhandahållande av primär frekvensreglering, FCR-N, bedöms som tekniskt möjlig utan några större förändringar av anläggningen. Turbinregleringens hårdvara tillåter inställningar avseende dödband och statik, d.v.s. krav 2 och 3 kan mötas. Även tillräcklig frekvensokänslighet för att möta krav 1 finns i regulatorn. Dock är turbinregleringen anpassad för ödrift och därför behöver hela den överordnade regleringen programmeras om för att anläggningen ska kunna fungera optimalt vid frekvensreglering, FCR-N.

Processens möjlighet till initial respons enligt krav 5 och en del av krav 6 hanteras genom nyttjande av den ångbuffert som finns i pannans ångdom tillsammans med HT-nätets ångvolym. För att fullt ut kunna möta krav 6 måste fjärrvärmeproduktionen minskas ner till förmån för elproduktionen genom att låta en större mängd ånga gå genom LT-turbinen. Pannans svar kommer sedan att kunna ge effekt efter ca 5-15 minuter och responsen kan därefter bibehållas under en längre tid och krav 7 tillgodoses.

Den minskade produktionen av fjärrvärme kan hanteras genom nyttjande av den ackumulatortank som finns i anslutning till anläggningen. Detta förfarande medför att det måste ställas krav på att laddningen av ackumulatortanken måste överstiga miniminivå för att kunna hantera detta. Ackumulatortanken bedöms dock ha goda möjligheter för att kunna hantera detta idag (har utrymme för lagring av värme motsvarande leverans av fjärrvärme i ca 10 h, att jmf med krav 7 som maximalt kräver

svar i 30 minuter). Tanken måste dock hinna laddas mellan flera återkommande frekvensavvikelser krävande uppreglering.

Sammanfattningsvis bedöms Aros panna 5 ha goda tekniska möjligheter att leverera primär frekvensreglering, FCR-N. Vid ett deltagande rekommenderas att den överordnade regleringen programmeras om, turbinernas reglerparametrar trimmas in och att laddningsgraden i fjärrvärmenätets ackumulatortank anpassas för att passa för frekvensregleringen.

6.1.3 Det avfallseldade kraftvärmeverket Sävenäs möjligheter för deltagande i reglerkraft, FCR-N

För anläggningen har bedömts om kraven hämtade från ENTSO-E (2013) [7] kan uppfyllas. En sammanställning av bedömningen kan ses i Tabell 5.

Tabell 5. Avfallsanläggningen Sävenäs möjlighet att uppfylla dimensionerande krav (enligt ENTSO-E (2013) [7] i Tabell 2) för deltagande i primär frekvensreglering, FCR-N.

Table 5. The waste-fired cogeneration plant Sävenäs' compliance with ENTSO-E (2013) [7] network codes (Table 2) and possibilities to participate in primary frequency control, FCR-N.

Krav		Uppfylls kravet	Kommentar till kravuppfyllnad
1	Frekvensokänslighet	N/A	Ej relevant enligt nedanstående resonemang.
2	Dödband	N/A	
3	Statik	N/A	
4	Turbinens reglerområde	Nej	Pannorna körs alltid vid full last p.g.a. deras syfte vilket medför att det ej finns utrymme att svara på en önskad lastökning.
5	Respons	Nej	
6	Full respons	Nej	
7	Bibehållen respons	Nej	

Eftersom pannorna normalt går med full last när de är i drift finns inte möjlighet att öka ångproduktionen för att möta krav 4. Den ånga som finns i domar och HT-nätet skulle eventuellt kunna räcka för att kunna ge initial respons enligt krav 5 och 6 men ej för att bibehålla den i upp till mellan 15 till 30 minuter enligt krav 7. Den ånga som produceras går normalt i första hand genom turbinen för att producera el innan restvärmen nyttjas till fjärrvärme. Detta medför att det inte heller finns möjlighet att styra om ånga till turbinen.

För att kunna bidra med reglerkraft behöver anläggningen skapa förutsättningar för turbinen att öka sin produktion genom att ändra sitt normala driftläge. En lösning skulle vara att direktreducera ånga för fjärrvärmeproduktion motsvarande den effekt som erbjuds som reglerkraft. Denna ånga skulle då kunna styras om för elproduktion vid behov. En annan lösning vore att minska lasten motsvarande den effekten som avsätts för reglerkraft på någon av pannorna. Inga av dessa lösningar är dock ekonomiskt hållbara i dagsläget.

Sammanfattningsvis kan sägas att Sävenäs idag inte har goda förutsättningar för att leverera tjänsten FCR-N. Bedömningen baseras på anläggningen måste gå ifrån dagens driftsätt med full last på pannorna i stort sett över hela driftåret.

6.1.4 Massabruket i Mönsterås möjligheter för deltagande i reglerkraft, FCR-N

För anläggningen har bedömts om kraven hämtade från ENTSO-E (2013) [7] kan uppfyllas. En sammanställning av bedömningen kan ses i Tabell 6.

Tabell 6. Massabruket Mönsterås möjlighet till mötande av dimensionerande krav (enligt ENTSO-E (2013) [7] i Tabell 2) för deltagande i primär frekvensreglering, FCR-N.

Table 6. The pulp mill in Mönsterås' compliance with ENTSO-E (2013) [7] network codes (Table 2) and possibilities to participate in primary frequency control, FCR-N.

Krav		Uppfylls kravet	Kommentar till kravuppfyllnad
1	Frekvensokänslighet	Ja	Tillräcklig känslighet finns
2	Dödband	Ja	Möjlighet till inställning finns
3	Statik	Ja	Möjlighet till inställning finns
4	Turbinens reglerområde	Ja	Normalt finns tillräckligt effektutrymme ända upp till 10 % av maximal effekt
5	Respons	Ja	Kan erhållas genom att ta av den ångbuffert som finns i ångdomarna
6	Full respons	Nej	Full respons skulle kunna erhållas genom att strypa förbrukare och därigenom styra om ånga från mottrycks- till kondens turbin, är dock ej lämpligt
7	Bibehållen respons	Nej	Ej lämpligt att bibehålla responsen under en lägre tid p.g.a. att ångbrist uppstår i processen

Inställningsmöjligheter i turbinregleringen enligt krav 1-3 finns men turbinregleringen behöver trimmas in för att fungera optimalt. Anläggningen bedöms även ha den snabbhet som krävs i respons enligt krav 5 och 6. Detta kommer av initialt nyttjande av den ångbuffert som finns i pannornas ångdomar samt ångvolymen i de olika näten. För att sedan möta krav 6 behöver ånguttaget minskas för vissa förbrukare och på så sätt möjliggöra en omfördelning av ånga från mottrycks- till kondens turbinen. Bedömningen är att det finns möjlighet att täcka upp för effektkravet enligt krav 4 på detta sätt. Dock saknas idag möjligheten att bibehålla responsen en längre tid eftersom pannorna²⁴ är långsamma och processen störs av en längre tid med ångbrist vilket medför att responsen inte kan bibehållas tillräckligt länge för att svara mot krav 7.

För att anläggningen ska kunna leverera primär frekvensreglering, FCR-N, med krav enligt ENTSO-E (2013) [7] ses två alternativa tekniska lösningar. Båda lösningarna innebär att ånga omfördelas från mottrycks- till kondens turbinen, med ökad elproduktion per kilo ånga som följd. Vid omfördelning får inte fabriksprocessens ångtillförsel minska. Båda lösningarna möter detta behov. Det första alternativet är att konstant friblåsa ånga, vid påkallat elbehov och omfördelning från mottrycks- till

²⁴ Även oljepannan räknas in här. Även om pannan i sig är snabb tar det tid att starta den från avstängt läge, i vilket den normalt är och att låta den vara i drift p.g.a. reglerkraft bedöms som alltför kostsamt.

kondensturbinen tas ånga till fabriksprocessen genom minskad friblåsningen. Alternativ två, som är en mer smakfull lösning, innebär att en ångackumulator installeras mellan några av ångnäten. Vid påkallat effektbehov och omfördelning från mottrycks- till kondensturbinen tas ånga till fabriksprocessen från ackumulatoren. För båda lösningarna måste beaktas att omfördelningen från mottryck- till kondensturbinen ger en ökad elproduktion i form av skillnaden mellan flöde genom turbinerna.

Sammanfattningsvis bedöms leverans av primär frekvensreglering, FCR-N, för Mönsterås massabruk kunna ske på ett konkurrenskraftigt sätt men det kräver investering i en ångackumulator.

6.1.5 Det industrigaseldade kraftvärmeverket inom Lulekrafts möjligheter för deltagande i reglerkraft, FCR-N

För anläggningen har bedömts om kraven hämtade från ENTSO-E (2013) [7] kan uppfyllas. En sammanställning av bedömningen kan ses i Tabell 7.

Tabell 7. Industrigaseldade kraftvärmeverket inom Lulekraft AB:s möjlighet till mötande av dimensionerande krav (enligt ENTSO-E (2013) [7] i Tabell 2) för deltagande i primär frekvensreglering, FCR-N.

Table 7. The combined heat and power plant fired with industrial gas Lulekraft's compliance with ENTSO-E (2013) [7] network codes (Table 2) and possibilities to participate in primary frequency control, FCR-N

Krav		Uppfylls kravet	Kommentar till kravuppfyllnad
1	Frekvensokänslighet	Ja	Tillräcklig känslighet finns
2	Dödband	Ja	Möjlighet till inställning finns men justeringar för att optimera driftläget är att rekommendera
3	Statik	Ja	
4	Turbinens reglerområde	Ja	
5	Respons	Ja	Ånga kan lånas från ångdom och HT-nät
6	Full respons	Nej	Ånga kan initialt lånas från ångdom och HT-nät och pannan kan snabbt ge högre ångproduktion. Turbinen har dock begränsning i pålastning på max 1 % på 30 s.
7	Bibehållen respons	Ja	Pannan tar av bränslebufferten, gasklockan, för att bibehålla responsen men klarar ej upprepade svar utan att hinna fylla på bufferten mellan dessa.

Turbinregulatorn har förutsättningar för att kunna implementera den ändrade reglerinställningen enligt krav 1-3 men justering av parametrar för optimering av driftläget är att rekommendera.

Processmässigt finns goda förutsättningar att uppfylla kraven 4-7. För den initiala responsen enligt krav 5 och 6 kan ånga tas från ångdom och HT-nätet. För att möta krav 7 nyttjas pannan som snabbt kan svara på ett ökat ångbehov. Det finns även möjlighet att styra om en del av ångan från fjärrvärme till elproduktion eftersom fjärrvärmenätet kan hantera mindre temperaturvariationer ($\pm 5^\circ\text{C}$ på uttemperaturen) även om detta inte är önskvärt. Turbinen har dock begränsning i pålastningshastighet på maximalt 1 % på 30 sekunder vilket innebär att kombinationen av krav 4 och 6, som ger

krav på minst 2 % på 30 sekunder, ej kan uppfyllas. För att uppfylla kraven behöver således ramphastigheten fördubblas.

Utöver begränsningen i turbinpålastning har anläggningen en svårighet med produktion av reglerkraft, i form av bränsletillförseln; gasen kommer från den angränsande stålproduktionen. Den varierande bränsletillförseln hanteras genom nyttjande av anläggningens gasklocka. Genom att införa krav på lägsta nivå i gasklockan, tillräckligt hög att räcka för ökad ångproduktion motsvarande erbjuden elektrisk effekt till reglerkraft, kan detta hanteras. Gasklockan har utrymme motsvarande 6 minuters förbränning vid full effekt vilket motsvarar för 10 % förbränning ca 60 minuters eller för 30 minuter, 20 % förbränning. Volymen ligger alltså inom rimlig nivå för att kunna svara mot kraven 4 och 7. Ser man över en längre tidsperiod än enligt krav 7 krävs jämvikt mellan perioderna av upp- och nedreglering för att nivån i gasklockan ska kunna hinna återställas mellan tillfällena.

Sammanfattningsvis bedöms Lulekraft:s anläggning ha goda tekniska möjligheter för att leverera primär frekvensreglering, FCR-N, utan större ingrepp i anläggningen. För att kunna delta rekommenderas att parametrar i turbinregleringen trimmas, att rampbegränsningar i turbinpådraget justeras samt att reglermånen i gasklockan styrs in hårdare för att kunna tillgodose bränslebehovet under den aktuella tid som till slut fastslås som krav.

6.2 Utvärdering av de ekonomiska aspekterna vid deltagande i FCR-N

Hur stora driftskostnader det skulle medföra att tillhandahålla primär reglerkraft, FCR-N, beror på respektive kraftvärmeverks utformning och driftläggning. Ett och samma kraftvärmeverk kan ha radikalt olika kostnader vid olika tider, till exempel beroende på om turbinen behöver ändra sitt normala driftläge upp eller ner för att ha tillräcklig reglermån till skillnad från om det redan ligger vid lämplig delast.

I detta kapitel görs en rangordning av driftförhållanden och kraftvärmeverk efter hur stora driftskostnader som det skulle medföra att delta i primärreglering, FCR-N. I bedömningen har ersättningen för elproduktion antagits ge högre ersättning än fjärrvärmeproduktion²⁵. Den driftskostnad som ökat slitage innebär tas inte med i bedömningen eftersom den anses som likvärdig för samtliga lösningar. Inte heller kostnad i form av omprogrammering av reglering tas med baserat på samma anledning. Samtliga lösningar som bedöms handlar om att ändra massflödet genom turbinerna på ett eller en kombination av flera av de sätt som omnämns i kapitel 6.1.

En sammanfattning av driftfall/lösningar och dess kostnadspåverkan kan ses i Tabell 8.

²⁵ Blir intressant för anläggningar som ej har totalansvar för fjärrvärmebalansen i nätet och för företag som har andra anläggningar som kan kompensera för minskad eller ökad fjärrvärmeproduktion.

Tabell 8. Värdering av kostnaderna för olika lösningalternativ för deltagande i FCR-N. Fallen svarar mot beskrivningarna i kapitel 6.2.1-6.2.5.

Table 8. Evaluation of the cost of different solutions associated with participation in FCR-N. The solutions are described in chapter 6.2.1-6.2.5.

	Lösningalternativ	Fjärrvärme- produktion	Elproduktion (netto längre tid)	Driftskostnader	Investerings kostnader
1	Justering av mängden bränsle i dellast-fall	Påverkas ej	Påverkas ej	Påverkas ej	Inga
2	Buffring i ångbuffert	Påverkas ej	Påverkas ej	Ev. drift av ackumulator	Ev. installation ackumulator
3	Fördela om ånga från el- till fjärrvärmeproduktion för att skapa reglermän	Produktionen ökar	Produktionen minskar	Påverkas ej	Inga
4	Minskad pannlast	Produktionen minskar	Produktionen minskar	Minskat bränslebehov	Inga
5	Ångdumpning	Påverkas ej	Ev. utebliven intäkt motsv. dumpad ånga	Ökat bränsle- och matarvattenbehov	Inga

6.2.1 Ändrad ångproduktion genom justering av mängden tillfört bränsle vid dellast.

Om ett kraftvärmeverk antas initialt ligga i dellast på grund av måttligt fjärrvärmebehov, så kan dess elektriska uteffekt enkelt ökas och/eller minskas genom att ändra mängden tillförd bränsle. Metoden innebär att massflödet genom turbinerna ändras direkt genom ändrad ångproduktion. Metoden kräver en snabb panna, tillgång till det bränsle som pannan erfordrar samt att värmesystemet kan svälja de variationerna som uppstår eftersom ökad elproduktion samtidigt ger mer värme. Snabbheten i pannan balanseras av tillfällig omfördelning av ånga i systemet, mellan turbin och antingen fjärrvärmeproduktion, produktionsprocess eller kondensat-/matarvattenförvärmning.

Denna lösning medför inga egentliga ökade kostnader förutom möjligen kostnad i form av det ökade slitaget som uppstår av att turbinen och pannan manövreras mera. Krävs omfördelning av ånga så tillkommer kostnader i form av verkningsgradsförluster. Bränslekostnaden antas inte öka eftersom tiden för upp- respektive nedreglering sett över en längre tid bedöms komma att bli likvärdig.

Denna lösning rekommenderas för²⁶:

- Rya kraftvärmeverk körande gasturbinerna i dellast, utan tillsatselding. Detta ger möjlighet till snabb ändring av effekten i gasturbinerna. Tillräcklig tröghet antas finnas i fjärrvärmenätet att hantera variationerna som kan uppstå. Lösningen är tillämpbar månaderna utanför vintertid.
- Arosverket i dellast. Pannans ångdom fungerar som ångbuffert till dess att den ökade eldningen kan ge effekt. Fjärrvärmeackumulator hjälper till att

²⁶ Bedömning av möjlighet till nyttjande av omfördelning av ånga från kondensat-/matarvattenförvärmning har ej bedömts för anläggningarna, se 2.1.

stabilisera fjärrvärmenätet. Denna lösning kommer att vara möjlig ca 4 månader per år.

- c. Lulekraft i dellastfall. Pannan är snabb nog att svara på de laständringar som krävs. Gasklockan hanterar variationerna i bränsleförbrukning. Lösningen är tillämpbar månaderna utanför vintertid.

6.2.2 Nyttjande av ångbuffert

För en anläggning i dellast där pannan inte är tillräckligt snabb för att hantera ett ökat effektbehov finns möjligheten att nyttja en buffert i något av LT-näten. Vid ökat effektbehov tas ånga till förbrukare i LT-nätet från bufferten och färskången kan nyttjas till elproduktion istället.

Metoden kräver en balans mellan storlek på bufferten och pannans pådragshastighet och kan kräva installation av ångackumulator. Eventuell installation av ackumulator och dess drift är den enda tillkommande kostnaden för lösningen. Ökade kostnader för bränsle samt bortfall av el- eller fjärrvärmeproduktion i samband med fyllning av ångbufferten antas inte öka eftersom tiden för upp- respektive nedreglering sett över en längre tid bedöms komma att bli likvärdig.

Denna lösning rekommenderas för:

- d. Mönsterås, som med lösningen skulle behöva installera en ångackumulator mot LT-näten och låta styra om HT-ången från mottrycksturbinerna till kondensatorn baserat på nätfrekvensen.

Lösningen kan även tillämpas på Rya, Aros, Lulekraft för att minska kraven på pannorna. Detta ses dock varken som nödvändigt eller rekommenderat.

6.2.3 Omfördelning av ånga från el- till fjärrvärmeproduktion för att skapa reglermån

Med en för långsam panna utan tillräcklig ångbuffert eller möjlighet till tillräcklig omfördelning av ånga kan en lösning för att kunna tillhandahålla primär frekvensreglering, FCR-N, vara att skapa reglermån för turbinen genom att minska elproduktionen till förmån för fjärrvärmeproduktion. Vid ett givet värmebehov och/eller panneffekt (t.ex. maximal last i pannan) får en del av ången direktreduceras istället för att gå via turbinen. Vid behov kan sedan ången snabbt omprioriteras från direktreducering till turbinen med ökad elproduktion som följd. Lösningen kräver att värmesystemet kan svälja variationerna eftersom en ökad elproduktion i samband med uppreglering i detta fall ger mindre värme. Anläggningen kan inte heller vara ensamt totalansvarig för fjärrvärmeleverans eftersom anläggningen i grundläget ger mer fjärrvärme.

Kostnaden utgörs av bortfallen elproduktion minus fjärrvärmeintäkten (d.v.s. kostnaden man sparar genom att ersätta annan värmeproduktion) samt minskad verkningsgrad. Vid tillfällen med mycket låga elpriser kan detta i sig själv vara lönsamt.

Denna lösning rekommenderas inte för någon anläggning i dagsläget men skulle kunna vara tillämpbar för samtliga de studerade anläggningarna bortsett från Mönsterås som ej har fjärrvärmeleveranser direkt anslutet till ångnätet. Om lösningen är ekonomiskt

lämplig påverkas av utformningen av fjärrvärmenätet, vilka anläggningar som är anslutna och respektive produktionskostnad. Utöver behov av utrymme för merproduktion av fjärrvärme tillkommer även kostnaden för minskad eller ökad fjärrvärmeproduktion i en alternativ anläggning i de fall den frekvensreglerande anläggningen behöver upp- eller nedreglera under en längre tid. Denna faktor påverkas av fjärrvärmenätets känslighet mot variationer.

6.2.4 Minskad panneffekt

Detta alternativ är egentligen identiskt med alternativet där mängden bränsle justeras, enligt kapitel 6.2.1, men med skillnaden att kraftvärmeverket har behov av att köra med full last men har dragit ner panneffekten för att snabbt kunna reglera upp effekten. Metoden har samma tekniska förutsättningar som alternativet enligt kapitel 6.2.1.

Kostnaden utgörs av utebliven elproduktion plus kostnaden att framställa fjärrvärmen i någon annan anläggning. Samtidigt erhålls en bränslebesparing på anläggningen. Denna lösning bedöms endast som lönsam vid en högre ersättning för FCR-N än för spotpriserna på el, med hänsyn taget till bränslekostnad, elcertifikathandel, ändrat slitage och verkningsgrad.

Denna lösning skulle kunna tillämpas för²⁷:

- e. Ett möjligt driftsätt på Arosverket för de månader när pannan normalt ligger med maximal last. Pannan läggs då något under maxeffekten och istället sker fjärrvärmeproduktion motsvarande minskningen i annan anläggning.
- f. Ett möjligt sätt att köra Ryaverket månader när pannan normalt ligger med maximal last. Gasturbinerna körs lite under maxeffekten och istället tillsatseldar man eller kör annan anläggning för att få samma fjärrvärmeeffekt ut.

6.2.5 Ångdumpning

En teoretisk lösning skulle vara att låta pannan ligga vid en högre effekt än vad som normalt erfordras och låta överproduktionen gå till friblåsning eller kondensering (till sjö/hav). Detta är vanligt vid ödrift. Möjlighet finns då att omprioritera ånga till turbinerna och därigenom erhålla en ökad elektrisk uteffekt.

Kostnaden utgörs av utebliven elproduktion plus ev. kostnaden för utblåst totalavsaltat vatten. Knappast en ekonomiskt realistisk lösning annat än i undantagsfall som ödrift. Denna lösning skulle kunna tillämpas för samtliga anläggningar men rekommenderas inte för primär frekvensreglering. Undantag till detta är aktuellt om friblåsningen sker efter en mottrycksturbin. Med denna konfiguration kan detta lönsamt vid höga elpriser. Jämför med massabruket Mönsterås enligt Figur 23 i kapitel 5.4.

Värdering av exempelanläggningarnas möjlighet och lämplighet att tillämpa de olika lösningarna finns sammanställt i Tabell 9.

²⁷ Bedömning av möjlighet till nyttjande av omfördelning av ånga från kondensat-/matarvattenförvärmning har ej bedömts för anläggningarna, se 2.1.

Tabell 9. Värdering av teknisk möjlighet och ekonomisk lämplighet för olika lösningsalternativ för deltagande i FCR-N.

Table 9. Evaluation of the technical possibilities and economically advisability of different solutions associated with participation in FCR-N.

Lösningalternativ	Rya	Aros panna 5	Sävenäs	Mönsterås	Lulekraft
1 Justering av mängden bränsle i dellast-fall ²⁸	Lämplig och möjlig	Lämplig och möjlig	Ej lämplig eller möjlig p.g.a. aldrig i dellast	Ej möjlig p.g.a. långsamma pannor	Lämplig och möjlig
2 Nyttjande av ångbuffert	Möjligt men ej lämplig (behövs ej)	Möjligt men ej lämplig (behövs ej)	Ej lämplig eller möjlig p.g.a. aldrig i dellast	Lämplig och möjlig lösning	Möjligt men ej lämplig (behövs ej)
3 Fördela om ånga från el- till fjärrvärmeproduktion för att skapa reglermån	Möjlig, lämplig endast vid gynnsamma priser	Möjlig, lämplig endast vid gynnsamma priser	Möjlig, lämplig endast vid gynnsamma priser	Ej möjligt	Möjlig, lämplig endast vid gynnsamma priser
4 Minskad pannlast ²⁸	Möjlig, lämplig endast vid gynnsamma priser	Möjlig, lämplig endast vid gynnsamma priser	Ej lämplig eller möjlig p.g.a. aldrig i dellast	Ej möjligt p.g.a. processen kräver ånga	Ej möjligt p.g.a. bränslehantering
5 Ångdumpning	Möjlig men ej lämplig	Möjlig men ej lämplig	Möjlig men ej lämplig	Möjlig men ej lämplig ²⁹	Möjlig men ej lämplig

6.3 Bedömning av lönsamhet

I projektbeskrivningen anges att en bedömning av kraftvärmeverkens driftekonomi för att delta i primär frekvensreglering, FCR-N, ska göras.

Det kan verka lite missvisande att diskutera lönsamhet kopplat till primär frekvensreglering, eftersom ersättningen endast skall vara kostnadstäckande enligt SvK. Bud som läggs skall alltså vara baserade på den faktiska kostnadsökning för anläggningen som ett deltagande innebär. Budet kan dock innehålla tillägg för risk och vinst men om budet är för högt i jämförelse med andra bud och efterfrågan på primär frekvensreglering kommer det inte att accepteras och ingen ersättning ges.

För att ändå kunna bedöma driftekonomin kan anläggningarna jämföra sina kostnader för att delta i frekvensreglering med de bud som accepterats historiskt och därigenom värdera möjligheten till att få bud accepterade i framtiden.

Sett över hela 2013 låg medelvärdet för medelpris på accepterade bud i Sverige på ca 22 EUR/MW och timme (SvK (u.å.) [11]). Det vill säga tydligt under spotpriset i Sveriges sydligaste elområde SE4 på ca 39 EUR/MWh (Nordpool (u.å.) [12]). Det

²⁸ Bedömning av möjlighet till nyttjande av omfördelning av ånga från kondensat-/matarvattenförvärmning har ej bedömts för anläggningarna, se 2.1.

²⁹ För Mönsterås kan ångdumpning vara lämpligt vid höga elpriser eftersom friblåsningen sker nedströms mottrycksturbinerna

förekom dock stora prisvariationer över året men framförallt över dygnet avseende ersättning för FCR-N. Exempel på dessa variationer ses i Figur 13.

Lösningen där anläggningen i utgångsläget ligger i dellast och frekvensreglerar genom pannan (samt ha tillräckligt snabb panna jämfört med den ångbuffert som finns³⁰), enligt kapitel 6.2.1, har en mycket låg kostnad. Kostnaden består endast av ökat slitage i, primärt, turbin och panna på grund av de ökade variationerna som FCR-N innebär samt verkningsgradsförluster i samband med omfördelning av ånga vid uppreglering. Med denna lösning bedöms möjlighet finnas att få lönsamhet för att tillhandahålla primär frekvensreglering, FCR-N, under hela året. Jämförs den låga kostnaden för denna lösning med medelpriset bedöms accepterade bud kan erhållas så gott som varje timme, hela året.

Prisvariationerna ger dock tillfällen då ersättningen för FCR-N ligger vid samma nivå eller t.o.m. över spotpriserna. Från mars till och med december 2013 skedde detta för ca 24 % av timmarna enligt SvK (u.å.) [11] och Nordpool (u.å.) [12]. Vid dessa tillfällen finns det även utrymme att få lönsamhet för lösningarna ”omfördelning av ånga från el-till fjärrvärmeproduktion” (kapitel 6.2.3) och ”sänkt panneffekt för att tillhandahålla FCR-N (kapitel 6.2.4). För att få en känsla för storleken på skillnaderna summeras prisskillnaderna mellan spotpriser i SE4 och den fasta ersättningen för FCR-N för tiden perioden ovan, för de timmar då FCR-N överstiger spotpriset.

$$\sum_{mars}^{dec} \text{Ersättning}_{FCR-N} - \text{Spotpris}_{SE4}$$

Summan blir drygt 29 000 EUR/MW. Antaget att en anläggning skulle erbjudit 10 MW/h till FCR-N till medelpriset för samtliga dessa tillfällen och då minskat sin elproduktion med 10 MW/h för att skapa utrymme för regleringen skulle detta öka intäkterna från elproduktionen med nästan 300 000 EUR på dessa nio månader. I praktiken är det inte så enkelt då hänsyn ska tas till minskad kostnad för bränsle, intäktsbortfall för elcertifikat och ökat slitage. Rekommendationen är att studera detta vidare i mer detalj, vilket rekommenderas i kapitel 9.

För lösning med ångbuffert måste även månadskostnaden för investeringen tas i beaktande. Antaget en kostnad för installation av ångackumulator på 10 MSEK, återbetalningstid på 10 år och en ränta på 5 % erhålls en årskostnad på 1,5 MSEK första året. Antaget att all reglerkraft säljs med 22 EUR/MWh $\approx$ 220 SEK/MWh i vinst (medelpriset för accepterade) krävs att ca 6800 MWh säljs första året för att täcka upp kostnaden på 1,5 MSEK. 6800 MWh motsvarar ca 18 MWh per dag.

6.4 Sammanfattning av anläggningarnas rekommenderade lösningar och dess lönsamhet

Utifrån tidigare resonemangen i kapitel 6 sammanställs i Tabell 10 en sammanfattning av slutsatserna innehållande rekommenderad lösning för respektive anläggning samt tillkommande större kostnader och bedömning av lönsamheten för lösningen.

³⁰ Lösningar 1 och 2 enligt kapitel 6.2.

Tabell 10. Rekommenderad lösning för respektive anläggning samt bedömning av tillkommande kostnader och lönsamhet för lösningen.

Table 10. The table lists the recommended configuration for each plant together with assessment of associated cost and the profitability of the configuration.

Anläggning	Rekommenderad lösning för uppfyllande av krav	Kostnader för rekommenderad lösning	Bedömning av lönsamhet för anläggningen
Rya, gaskombi-kraftverk	Trimning av turbinens reglerparametrar. Ökad ramphastighet för gasturbinerna.	Ökat slitage turbiner. Ev. fjärrvärme-produktion på annan anläggning	Med gasturbiner i dellast kan lönsamhet för FCR-N sannolikt uppnås. Vid lågt elpris, låg kostnad för alternativ fjärrvärmeproduktion och stor efterfrågan på FCR-N kan det vara lönsamt att minska pannlast eller tillsatseldat för ett deltagande.
Aros panna 5, bioeldat kraftvärmeverk	Omprogrammering av den överordnade regleringen. Trimning av turbinens reglerparametrar. Minskad reglermån i fjärrvärmeackumulator.	Ökat slitage turbiner. Omprogrammering av överordnad reglering.	Med pannan i dellast kan lönsamhet för FCR-N sannolikt uppnås. Vid lågt elpris, låg kostnad för alternativ fjärrvärmeproduktion och stor efterfrågan på FCR-N kan det vara lönsamt att minska pannlast för ett deltagande.
Sävenäs, avfallseldat kraftvärmeverk	Anläggningen bedöms ej som lämplig för deltagande i FCR-N och rekommenderad hantering av krav finns därför ej.	Ej tillämpligt.	Lönsamhet skulle kunna uppnås i framtiden om mängden tillgängligt avfall (bränsle) minskar så att anläggningen går i dellast.
Mönsterås, (pappers- och) massabruk	Skapa en ångbuffert tillräckligt stor att förse processen med erforderlig ånga under aktuell svarstid.	Kostnad för ångackumulator (investering och drift)	Här krävs en värdering av investeringskostnad mot troligt ökad inkomst.
Lulekraft, kraftvärmeverk eldat med industrigas	Trimning av turbinens reglerparametrar. Ökad ramphastighet för gasturbinerna. Införande av snävare driftområde för gasklocka.	Ökat slitage turbiner. Ev. fjärrvärme-produktion på annan anläggning	Med gasturbiner i dellast kan lönsamhet för FCR-N sannolikt uppnås. Vid lågt elpris, låg kostnad för alternativ fjärrvärmeproduktion och stor efterfrågan på FCR-N kan det vara lönsamt att minska pannlast för ett deltagande.

7 Slutsatser

Avsikten med studien var att utifrån frågeställningarna i kapitel 2 avgöra om Svenska kraftvärmeverk har tekniska och ekonomiska förutsättningar för att erbjuda primär frekvensreglering, FCR-N. I detta kapitel summeras svaren på frågorna och därigenom slutsatserna i studien.

- **Vilka krav ställer frekvensregleringen på pannan, turbinen, ångsystemet och reglersystemet?**

Krav har identifierats från SvK och ENTSO-E. Kraven har sedan brutits ner från elkraftkrav och tillämpats på ångsystemet. Kraven och tillämpningen på ångsystemet ses i kapitel 3.2 och underliggande kapitel samt kapitel 6.1. Kraven har vidare använts i bedömning av respektive anläggning.

- **Klarar anläggningen att uppnå kraven eller behöver man göra modifieringar för att öka driftflexibiliteten (t.ex. sänka minsta last, öka snabbhet i reglering)? Vilken typ av modifieringar behöver göras?**

Hårdvaran för turbinregleringen har redan idag, i samtliga studerade turbinregleringar, de parameterinställningar och den frekvensokänslighet som krävs för kraven kopplade till detta. Trimning av reglerparametrar krävs för samtliga anläggning och för de flesta anläggningar rekommenderas även omprogrammering av den överordnade regleringen för att passa de nya reglerinställningarna.

De flesta av de studerade anläggningarna klarar av att uppfylla kraven på snabbhet i svar. Dock måste begränsningar i pålastningshastighet för vissa av turbinerna ses över och vid behov justeras för att kunna möta kraven enligt ENTSO-E (2013) [7]. Kravet på uthållighet bedöms kunna hanteras av anläggningarna men kan medföra ökade kostnader, då anläggningens behov av att producera ånga eller fjärrvärme i första hand styrs av yttre, ej påverkbara, faktorer. I de flesta fall uppnås uthållighet genom ökad panneffekt. Om kraven på uthållighet skulle kunna anpassas mot respektive kraftvärmeverk så att det deltar i FCR-N på kort sikt men styr efter optimal drift på längre sikt, så blir det betydligt lättare för kraftvärmeverken att delta. Se utveckling av konceptet i kapitel 8.1.

- **Vilka driftlägen kan man hamna i? Hur kan man hantera ångöverskott och underskott?**

Resonemang kring hantering av ångöverskott och underskott finns i kapitel 6.1. Ångöverskott bedöms enkelt att hantera genom tillfällig friblåsning. De olika tekniska lösningarna som diskuteras i kapitel 6 för de olika anläggningarna handlar om olika sätt att hantera ångunderskott, eller snarare säkerställa att ångunderskottet ej blir så stort att det får negativa effekter.

Vidare krävs att den överordnade regleringen i många fall programmeras om. Vilka lägen som kan inträffa beror bl.a. på hur regleringen implementeras. Med dagens kunskap ses inga hinder som inte kan omhändertas med bra implementerad reglering.

- **Hur påverkas produktionen (driftskostnad och verkningsgrad)?**

Generellt innebär deltagande i primär frekvensreglering en ökad driftskostnad, beroende på vald lösning kommer dock kostnaden att variera. En sammanställning av påverkan på driftkostnad mellan de olika lösningarna kan ses i Tabell 8. Utöver detta tillkommer det ökade slitaget på turbinen som regleringen innebär.

För verkningsgrad är det svårt att dra generella slutsatser då påverkan både beror på vilken lösning som väljs av de i Tabell 8 och hur omfördelning av ånga sker. T.ex. ger minskad förvärmning av matarvatten/kondensat och nyttjande av ånga i ångdom som buffert en minskad verkningsgrad. Mer detaljerade studier av en lösning för en specifik anläggning rekommenderas.

Det kan dock sägas att avsikten med ersättningen för FCR-N är att den skall täcka de ökade kostnaderna som uppstår på grund av ökad driftskostnad och förlorad verkningsgrad.

- **Hur påverkas driftsäkerheten?**

I studierna har inte identifierats något avseende driftsäkerhet som hindrar deltagande i primär frekvensreglering, FCR-N. I de flesta fall krävs dock väl genomtänkta reglerstrategier för att bibehålla god driftsäkerhet, t.ex. nivåregleringen av gasklockan på Lulekrafts anläggning eller fjärrvärmeackumulatören i Aros. Denna aspekt är något som rekommenderas att studeras mer detaljerat i en framtida studie.

- **Är det lönsamt att leverera reglerkrafttjänster med den ersättning som kan fås? Om inte vad skulle krävas i ersättning för att det skulle vara lönsamt?**

Även om samtliga av de studerade anläggningarna tekniskt sett kan bidra med reglerkraft inom primär frekvensreglering så är det dock kostnaderna, både investeringskostnad och tillkommande driftskostnader, som kommer fälla avgörande för om ett deltagande är intressant och möjligt³¹.

Kostnaderna för att kunna leverera primär frekvensreglering, FCR-N, skiljer mellan anläggningarna, driftläggning (främst avseende pannlast) samt över året. Om värmebehovet endast erfordrar pannan i dellast kan primär frekvensreglering, FCR-N, erbjudas till en minimal kostnad. Kostnaderna består endast av ökat slitage av primärt turbin och panna till följd av det nya sättet att reglera samt tillfälliga verkningsgradsförluster vid omfördelning av ånga i samband med uppreglering. Lösningen kräver dock balans mellan pannas pålastningshastighet, möjlighet att tillfälligt omfördela ånga från andra delar av anläggningen (t.ex. fjärrvärmeproduktion) och möjlighet att hantera variationerna i bränsleförbrukning och fjärrvärmeleverans. Av de studerade anläggningarna är det gaskombikraftverket Rya, det bioeldade kraftvärmeverket Aros samt kraftvärmeverket eldat med industrigas Lulekraft som har dessa förutsättningar delar av året (utanför vintertid och stor fjärrvärmebehov). Rya och Lulekraft rekommenderas dock att undersöka möjligheten till ändrad ramphastighet för att kunna uppfylla förväntade framtida krav från ENTSO-E (2013) [7].

³¹ En för hög kostnad innebär att budet inte kommer att antas av SvK och ingen ersättning ges.

Även massabruket Mönsterås har goda ekonomiska förutsättningar men kräver installation av en ångackumulator för hantering av de snabba omställningarna, som leverans av i FCR-N innebär för ångsidan. Utan en ångackumulator kommer processen att påverkas negativt av de snabba förändringarna.

Det avfallseldade kraftvärmeverket Sävenäs är i dagsläget ekonomiskt sett olämpligt för att erbjuda primär frekvensreglering, FCR-N. Orsaken till detta är att pannorna alltid går vid full last och att leverans av FCR-N kräver minskad last alternativt kontinuerlig ångdumpning.

Den primära lösningen som rekommenderades för Rya, Aros och Lulekraft, där pannan (eller gasturbinerna i Ryas fall) ligger i dellast för att vid påkallat behov öka effekten, kommer att ge en mycket låg kostnad för att tillhandahålla primär frekvensreglering i de lägen då pannan naturligt ligger i dellast. Dellast förekommer generellt utanför vintertid då fjärrvärmebehovet är lågt. I de lägen då fjärrvärmebehovet är så stort att pannan ligger med mycket hög last finns tillfällen (främst nattetid) då minskad pannlasten för att tillhandahålla primär frekvensreglering enligt samma lösning kan vara lönsamt. I dessa lägen kan det även vara lönsamt att använda tillsatseldningen i Rya för FCR-N.

Samma slutsats som dras för Rya, Aros och Lulekraft gäller även för Mönsterås men här måste då även tas hänsyn till den tidigare nämnda investeringskostnaden för en ångackumulator. Idag är det svårt att motivera en investering i en ångackumulator för att kunna tillhandahålla primär frekvensreglering med de osäkerheter som föreligger.

Dessa resonemang finns sammanfattade i Tabell 10.

Det skall poängteras att dagens prisredovisningsmodell för primär frekvensreglering, FCR-N, i Sverige endast redovisar medelpriser. Detta medför en viss osäkerhet i vilka faktiska bud som accepterats. Något som talar för att lönsamhet kan uppnås för svenska kraftvärmeverk i tillhandahållande av primär frekvensreglering är jämförelsen med danska och tyska priser. Eftersom primär frekvensreglering i Danmark och Tyskland främst utgörs av kraftvärmeverk bedöms priserna där ganska väl svara mot en lönsam nivå för primär frekvensreglering för kraftvärmeverk. Då priserna inte skiljer mycket mot de redovisade svenska priserna borde lönsamhet även kunna uppnås i Sverige.

Sökning bland internationella publikationer rörande upplägg för primär frekvensreglering i Danmark och Tyskland har resulterat i kapitel 4.4 avseende de ekonomiska aspekterna samt lösning med minskad ånga till förvärmning av kondensat och matarvatten enligt kapitel 6.1. Utöver detta har sökningarna inte gett ytterligare information.

8 Rekommendationer och användning

Baserat på resultaten för de studerade anläggningarna tillsammans med förutsättningarna för den ekonomiska kompensationen vid primär frekvensreglering, FCR-N, rekommenderas kraftvärmeverk i Sverige att överväga ett deltagande. Flera av de studerade anläggningarna har visats ha goda förutsättningar för att kunna erbjuda primär frekvensreglering åtminstone delar av året och dygnet, något som även borde vara aktuellt för andra anläggningar. Anläggningarna rekommenderas att tillämpa den metod och de resonemang som förs i denna rapport på den egna anläggningen. Metoden tillsammans med mer detaljerad anläggningskännedom bör ge goda förutsättningar för att avgöra om deltagande i primär frekvensreglering är tekniskt och ekonomiskt möjligt.

Att komplettera dagens samlade effekt för primär frekvensreglering, FCR-N, bestående av vattenkraft med kraftvärmeverk stärker Sveriges möjlighet att upprätthålla rätt frekvens. Det ger även förutsättningar för fortsatt utbyggnad av förnyelsebar, icke styrbar energi som t.ex. vindkraft.

8.1 Förslag till anpassning av kraven för deltagande i FCR-N

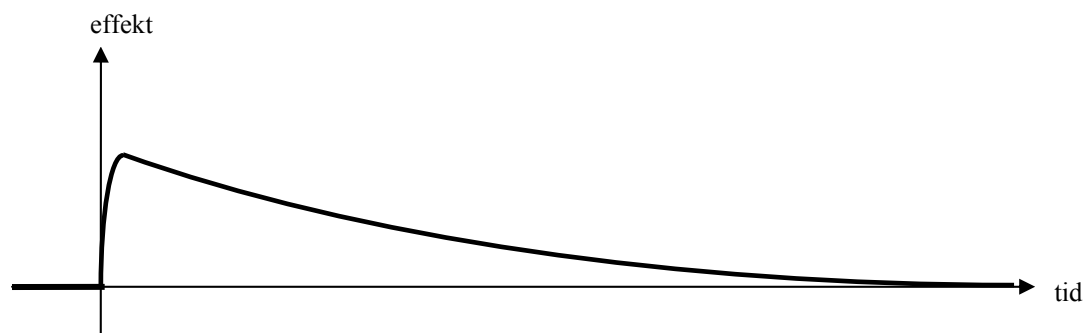
I samband med genomförandet av studien har observerats att med en viss anpassning av kravformuleringarna så kommer kraftvärmeverkens möjligheter att leverera primär frekvensreglering kunna förbättras. En rekommendation är att ha med denna studie i fastställandet av de nya kraven för deltagande i FCR-N. Kraven för kraftvärmeverks deltagande bör dessutom fastställas i samarbete mellan SvK och kraftvärmeverken. På detta sätt kan en djupare insikt i kraftvärmeverkens svårigheter och möjligheter ligga i jämförelse med vattenkraften.

Något som bör övervägas att skilja på kraven för kraftvärmeverk och vattenkraft. Å andra sidan kan krav som är anpassade för kraftvärmeverk även vara lämpade för vattenkraftverk med små magasin.

Bakgrunden är att många kraftvärmeverks svårighet i uppfyllandet kravet på uthållighet. Med något justerade krav så skulle dock många kunna tillhandahålla en något begränsad variant som i synnerhet skulle kunna bidra till att dämpa de snabbaste frekvensvariationerna till en mycket låg kostnad. Denna justering skulle också göra det möjligt för vattenkraftverk med små magasin att delta i primärreglering. Dessa har i princip samma problem med uthållighet som många kraftvärmeverk.

Justeringen som skulle behövas är att kraftvärmeverken tillåts ha en betydligt långsammare reglerloop som justerar tillbaka uteffekten till den som den långsiktigt tillgängliga primärenergien (och/eller fjärrvärmebehovet) kräver, förutom den snabba reglerloop som krävs för primärreglering. Vid en frekvensändring deltar kraftverket fullt ut, men på längre sikt, typiskt något tiotal minuter till en timme, återgår alltså effekten även om frekvensavvikelsen består. Figur 26 visar svaret vid ett frekvenssteg skulle kunna se ut. Rent praktiskt så skulle samma effekt uppnås genom att frekvenssignalen till turbinregulatorn högpasfiltreras med en tidskonstant på några

tiotal minuter. Man kan också uttrycka det som att regleringen får en deriverande verkan.



Figur 26. Uteffekt vid en stegvis sänkning av frekvensen – högpasfiltrerad frekvenssignal.

Figure 26. Output after a negative frequency step – frequency signal high pass filtered

Kraftverk med denna variant av primärreglering skulle väl komplettera kraftverk som utrustats för Automatic Frequency Restoration Reserve (FRR), se avsnitt 3.1. Om responsen från dessa olika kraftverkstyper kombineras på lämpligt så kommer den sammantagna responsen att kunna motsvara ett primärreglerande kraftverk med obegränsad uthållighet. Ett väl utbyggt system för FRR skulle också kunna reducera varaktigheten hos frekvensavvikelserna i nätet, vilket skulle underlätta för de primärreglerande kraftverken att ge respons utan att t ex primärenergireserver töms.

Som referens kan nämnas att kravet på uthållighet enligt ENTSO-E, kontra vissa kraftverks begränsade reservkapacitet, har diskuterats av ENTSO-E (2013) i ”Explanation of FCR Energy Requirement for CE and NE as Defined in NC LFCR” [17]. Denna diskussion gäller dock för det kontinentaleuropeiska elnätet.

9 Förslag till fortsatt forskningsarbete

Nästa naturliga steg i forskningsarbetet är att gå djupare i studierna av specifika anläggningar och fokusera på de typerna av anläggningar som i denna studie har konstaterats ha goda förutsättningar. Intressanta studier att gå vidare med är:

- Framtagning av simuleringsmodeller för att genom simuleringar mer i detalj studera olika typer av kraftvärmeverk och hur de påverkas.
- Undersöka hur reglering för primär frekvensregling, FCR-N, med hjälp av termiska kraftverk skulle se ut; d.v.s. vilken är den mest kostnads- och verkningsgradseffektiva reglerstrategin.
- Framtagande av en komplett kravspecifikation för primär frekvensreglering, FCR-N, för termiska kraftvärmeverk.
- Optimering av intern reglerstrategi för olika anläggningar vid frekvensreglering.
- Utredning av vilka påfrestningar pannor och övrig utrustning kommer att utsättas för vid frekvensreglering. Kommer slitaget att bli betydande på grund av tryck och temperaturvariationer?
- Genomförande av mer detaljerade ekonomiska beräkningar. Utifrån en anläggning specificera exakta kostnader olika potentiella scenarier som kan uppstå i samband med leverans av primär frekvensreglering, FCR-N.
- Det skulle även vara lämpligt att utreda bakgrunden kring de rampbegränsningar som identifierats för både gas- och ångturbiner. Varför har de aktuella värden och vilka möjligheter finns att justera dem?

10 Litteraturreferenser

- [7] European network of transmission system operators for electricity. (2013). *ENTSO-E Network code for Requirements for Grid Connections Applicable to all Generators*. (Elektroniskt). Tillgänglig: <https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/library/resources/RfG/130308_Final_Version_NC_RfG.pdf> (2014-08-29)
- [8] Bäck, Christer. (2012). *Balansreglering i det synkrona nordiska kraftsystemet*. (Elektroniskt). Tillgänglig: <<http://www.elforsk.se/Global/SVC/SVC-dagarna%202012/presentationer/Back.pdf>> (140828)
- [9] Svenska kraftnät. (2005). *SvKFS 2005:2 - Affärsverket svenska kraftnäts föreskrifter och allmänna råd om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar*. (Elektroniskt). Tillgängligt: <http://www.svk.se/Global/07_Tekniska_krav/Pdf/Foreskrifter/SvKFS2005_2.pdf> (140905)
- [10] Svenska kraftnät. (2012). *Regler för upphandling och rapportering av primärreglering FCR-N och FCR-D (från 16 november 2012)*. (Elektroniskt). Tillgängligt: <http://www.svk.se/Global/02_Press_Info/Pdf/Faktablad/Upphandling-och-rapportering-av-primarreglering-fran-16-nov-2012-20140120.pdf> (140905)
- [11] Svenska kraftnät. (u.å). *Primärreglering*. (Elektroniskt). Tillgängligt: <http://mimer.svk.se/PrimaryRegulation/> (140709).
- [12] Nordpool. (u.å). *Data download page*. (Elektroniskt). Tillgängligt: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Downloads/Historical-Data-Download1/Data-Download-Page/> (140709).
- [13] Energinet. (u.å.). *Download of market data*. (Elektroniskt). Tillgängligt: <<http://energinet.dk/EN/El/Engrosmarked/Udtraek-af-markedsdata/Sider/default.aspx>> (140120).
- [14] *Data for control reserve*. (Elektroniskt). Tillgängligt: <https://www.regelleistung.net/ip/action/abrufwert> (140120)
- [15] Nordel. (2006). *Avtal om driften av det sammankopplade nordiska kraftsystemet*, (Elektroniskt). Tillgängligt: <<http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Danske%20dokumenter/el/Systemdriftsaftale%20-%201.%20juli%202006.pdf>> (140904)
- [16] Svenska kraftnät. (2013). *Perspektivplan 2025 – en utvecklingsplan för det svenska stamnätet*. (Elektroniskt). Tillgängligt: <http://www.svk.se/Global/02_Press_Info/Pdf/20130429-Perspektivplan2025.pdf> (140906)
- [17] European network of transmission system operators for electricity. (2013). *Explanation of FCR Energy Requirement for CE and NE as Defined in NC LFCR*. (Elektroniskt). Tillgängligt: <http://www.acer.europa.eu/Media/Events/Invitation_to_the_expression_of_views_on_the_Network_Code_on_Load-Frequency_Control_and_Reserves/ACERs%20Evaluation/1/2-

[%20Explanation%20of%20FCR%20Energy%20Requirement%20for%20CE%20and%20NE%20as%20Defined%20in%20NC%20LFCR.pdf](#)> (141103)

