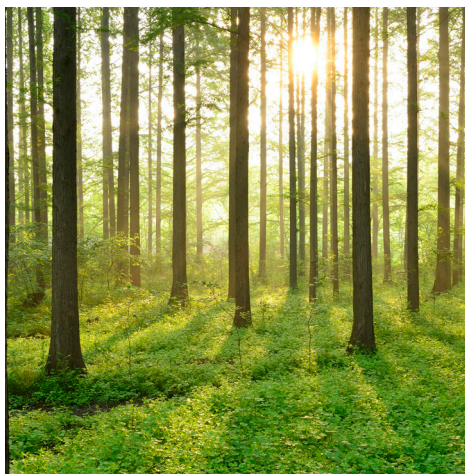


EL OCH FJÄRRVÄRME – SAMVERKAN MELLAN MARKNADERNA

RAPPORT 2015:223



 FJÄRRSYN



El och fjärrvärme – samverkan mellan marknaderna

HÅKAN SKÖLD BERG

THOMAS UNGER

DAVID HOLMSTRÖM

ISBN 978-91-7673-223-6

© 2015 Energiforsk AB

FÖRORD

Håkan Sköldberg har varit projektledare och från Profu har dessutom Thomas Unger och David Holmström medverkat. Projektet har följts av en referensgrupp bestående av Karin Ekh Göteborg Energi t.o.m. april 2015 (ordförande), Lars Holmquist Göteborg Energi fr.o.m. maj 2015 (ordförande), Mikael Amelin KTH, Daniel Andersson Energimyndigheten, Erik Dotzauer Fortum Värme, Oskar Engblom Svenska Kraftnät, Daniel Friberg Energimyndigheten, Rickard Frithiof Vattenfall Värme, Peter Maksinen Mölndal Energi, Erik Thornström Svensk Fjärrvärme och Peter Wassingbo Söderenergi.

Projektet ingår i forskningsprogrammet Fjärrsyn, som finansieras av Svensk Fjärrvärme och Energimyndigheten. Forskningen inom Fjärrsyn ska stärka fjärrvärme och fjärrkyla, uppmuntra konkurrenskraftig affärs- och teknikutveckling och skapa resurseffektiva lösningar för framtidens hållbara energisystem till nytta för fjärrvärmebranschen, kunderna, miljön och samhället i stort.

Carina Bergsten
Ordförande i Svensk Fjärrvärmes Omvärldsråd

Rapporten redovisar projektets resultat och slutsatser. Publicering innebär inte att Fjärrsyns programråd, Svensk Fjärrvärme eller Energiforsk har tagit ställning till innehållet.

SAMMANFATTNING

El- och fjärrvärmemarknaderna har under lång tid påverkat varandra. Det finns flera exempel på kopplingar. Några av de viktigaste är:

- El är en energibärare som utnyttjas i fjärrvärmeproduktionen (i elpannor och värmepumpar).
- I fjärrvärmesystemens kraftvärmeverk produceras el som tillförs elmarknaden.
- På uppvärmningsmarknaden konkurrerar el och fjärrvärmeförbrukning för byggnadsuppvärmning och tappvarmvattenberedning.

De nordiska och europeiska energisystemen förändras i snabb takt, inte minst till följd av den förda energi- och klimatpolitiken. Särskilt utbyggnaden av variabel förnybar elproduktion sker i högt tempo och de utmaningar som är förknippade därmed, till exempel de kraftiga och snabba svängningarna i produktionen, frågan om reservkraft, frekvenshållning, och behovet av nätutbyggnad, får ökad aktualitet. Dessa förändringar i elproduktionssystemet ökar drivkrafterna för samverkan mellan el- och fjärrvärmemarknaderna.

I detta projekt har vi studerat hur den svenska fjärrvärmens kan bidra till att klara av de utmaningar för kraftsystemets stabilitet som kan förutses som en följd av ett ökande inslag av variabel elproduktion. Vi har också gjort kraftsystemberäkningar med målet att visa på ett detaljerat sätt hur elpriserna påverkas av ökande mängder vindkraft samt minskande tillgång på styrbar termisk elproduktion, här i form av kärnkraft. De erhållna elpriserna har sedan använts för att analysera hur fjärrvärmeproduktionen påverkas av den antagna elsystemutvecklingen. Det har gjorts genom att göra detaljerade fjärrvärmeproduktionsberäkningar för fyra olika tidsystem. Exempel på resultat som lyfts fram är driften av kraftvärme och elpannor/värmepumpar samt resulterande fjärrvärmeproduktionskostnader. Dessutom har nyinvesteringar både i kraftvärme och i värmepumpar utvärderats. Slutligen har vi gjort en analys av hur konkurrensen mellan elbaserad uppvärmning och fjärrvärmeförbrukning påverkas i olika elproduktionsscenarioer.

Inom ramen för forskningsprojektet ”North European Power Perspectives” (NEPP)¹ har åtta utmaningar i samband med en ökad andel variabel elproduktion, främst vind- och solkraft, identifierats. Dessa uppstår vid främst två driftsituationer: 1) mycket variabel produktion och låg konsumtion och 2) lite variabel produktion och hög konsumtion. Dessutom uppstår 3) generella utmaningar i alla driftsituationer att upprätthålla balansen och driftsäkerheten i systemet.

Inom projektet har en grundlig genomgång gjorts av hur fjärrvärmeförbrukning på olika sätt kan bidra till elsystemstabilitet. Analysen kan sammanfattas i form av ett enkelt ”score card” (se tabell nedan). Bedömningarna i tabellen visar alltså det samlade värdet av den påverkan som den nuvarande fjärrvärmens, samt ytterligare utbyggd och utvecklad fjärrvärmeförbrukning ger på framtida elsystemstabilitet.

¹ <http://www.nepp.se/>

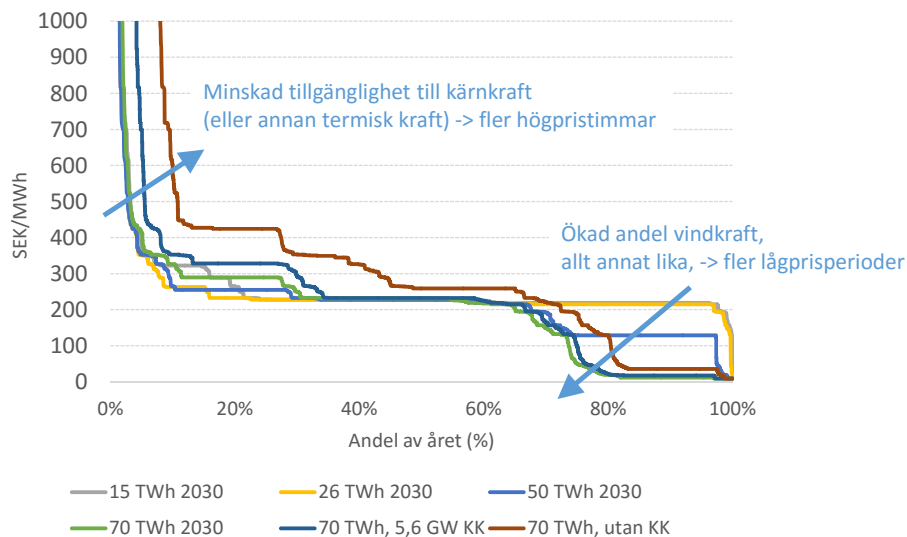
Fjärrvärmens möjliga bidrag till kraftsystemet vid ansträngda driftfall

	Kraftvärme	Elpanna / värmepump	Övrigt
<i>Mycket vind- och solkraft och låg konsumtion</i>			
- Mekanisk svängmassa	+	0	0
- Balansreglering	++	+	0
- Överskottssituationer	+	++	+
- Överföringsförmåga	+	+	0
<i>Lite vind- och solkraft och hög konsumtion</i>			
- Tillgång till topplastkapacitet	+++	+	+++
<i>Generella utmaningar för att upprätthålla balans</i>			
- Flexibilitet i styrbar produktion och förbrukning	+	+	+
- Ansvarsfördelning och marknadsmekanismer	0	0	0
- Årsreglering	0	0	+

+++ Stort bidrag; ++ Tydligt bidrag; + Visst bidrag; 0: Inget eller mycket litet bidrag
Under rubriken "övrigt" återfinns exempelvis ökad fjärrvärmeanvändning och värmelagring

Beräkningar med en mycket detaljerad beräkningsmodell för det nordeuropeiska elsystemet visar att en fortsatt expansion av vindkraften i Sverige i flera avseenden kan komma att få stor betydelse för den framtida elmarknaden och prisbildningen på el. Dock är det inte förrän vid riktigt stora produktionsvolymerna som påverkan blir tydlig. Den lättreglerade svenska och nordiska vattenkraften samt den av oss förutsatta förstärkningen av överföringsförbindelserna mellan länder och inom länder dämpar inverkan från den variabla elproduktionen så som vi förutsatt att den kan se ut år 2030. Ju mer vindkraft som byggs ut i systemet, allt annat lika, desto fler och längre perioder med låga eller mycket låga elpriser kommer vi att se. Samtidigt uppträder dessa lågprisperioder under årets alla säsonger, även vintertid. Detta är en tydlig förändring gentemot den historiska situationen där lågprisperioderna framförallt återfunnits under sommaren.

Om en stor andel vindkraft samtidigt kombineras med ett scenario där stora delar av den svenska kärnkraften fasats ut så ökar andelen perioder med höga eller mycket höga elpriser. I ett sådant fall är kraftbalansen mer beroende av variabel elproduktion (vindkraft) vilket gör att balansen är särskilt utsatt vintertid då efterfrågan på el samtidigt är hög. Det gör att "prisvaraktighetskurvan" över året blir brantare än den är idag (se figur nedan). Ju mer vindkraft och ju mindre styrbar termisk kraftproduktion desto brantare kurva. Variabiliteten i produktionen, och därmed elpriset, ökar över året.



Elprisets (producentpriset) varaktighet under modellåret för olika produktionsvolymen av vindkraft i Sverige samt två olika fall med reducerad tillgång till kärnkraft

I en situation med mycket variabel elproduktion kommer elpriset inte längre att enbart styras av efterfrågan på el utan i minst lika hög grad av tillgången till vind (och sol). Vindkraftverken kommer att producera som mest när det blåser som mest och inte när betalningsviljan för el är som störst. Detta kommer att inverka negativt på vindkraftens intjäningsförmåga så länge som efterfrågeanpassningar eller lagring inte i tillräcklig utsträckning kan uppväga variationerna i produktionen. Ju mer vindkraft i systemet desto större negativ inverkan. En mycket stor andel vindkraft kommer att pressa ner elpriserna ordentligt under perioder med god vindtillgång. Och omvänt, under perioder med liten vindtillgång pressas elpriset uppåt vilket endast kommer vindkraften tillgodo i begränsad utsträckning (eller inte alls om det är vindstilla).

Samtliga kraftslag, även den styrbara elproduktionen, kommer att påverkas av ökande mängder vindkraft så tillvida att det elpris man erhåller kommer att minska. Endast en samtida utfasning av annan elproduktion (och/eller en signifikant ökning av elförbrukningen) kan delvis kompensera för detta men endast för de kraftslag som förmår att exploatera de perioder under året då elpriset är högt.

Utgående från elsystemberäkningarna har vi sedan studerat hur olika elsystemscenarier påverkar fjärrvärmeproduktionen i fyra svenska fjärrvärmesystem.

Typsystemen har valts för att åskådliggöra inverkan av olika produktionsuppbyggnad med avseende på exempelvis avfallsförbränning, industriell spillvärme, storlek, kraftvärme, värmepump / elpanna eller återkylare.

I modellberäkningarna finns ingen beskrivning av start/stopp-kostnader, vilket innebär att beräkningarna kan innehålla perioder då anläggningar går i och ur drift på ett "överdrivet" sätt. Omvänt ingår inte heller värmelagring i beräkningarna, något som snarare skulle påverka resultaten i motsatt riktning.

Stora mängder variabel elproduktion, allt annat lika, sänker det genomsnittliga elpriset och ger perioder med mycket låga priser. I kombination med avvecklad styrbar kraft, här kärnkraft, leder stora mängder variabel elproduktion till ett högt genomsnittligt elpris med mycket stora prissvängningar, från längre perioder med mycket höga elpriser till perioder med mycket låga priser. Detta leder för fjärrvärme-produktionens del till konsekvenser både på elproduktion i kraftvärme och på elanvändning i värmepumpar/elpannor.

De svenska fjärrvärmesystemen har mycket olika uppbyggnad och storlek, vilket leder till att de reagerar på förändrade elpriser på mycket olika sätt. Här lyfter vi fram resultat som ändå kan sägas vara generella.

Kraftvärmeproduktionen minskar något då allt mer variabel elproduktion tillförs. Samtidigt minskar elintäkterna något från kraftvärmeproduktionen. Detta orsakas av att de lägre elpriserna sänker elintäkterna och därmed fördyrar anläggningarnas värmeproduktionskostnad. Det leder i sin tur till kortare drifttider, i och med att andra värmeproduktionsanläggningar går före i driftordningen.

Kraftvärmeproduktionen ökar något då kärnkraften samtidigt avvecklas. Framför allt ökar elintäkterna från kraftvärmeproduktionen kraftigt, en fördubbling eller ännu mer. Det är alltså inte framför allt kraftvärmeproduktionen som ökar utan intäkterna från denna. Här är det viktigt att komma ihåg att elsystemberäkningarna endast varierats på det sätt som vi beskrivit. Det betyder att inga andra förändringar av elproduktionen gjorts. I ett fall då kärnkraften avvecklats skulle det kunna uppstå incitament för att tillföra effekt, vilket därmed skulle sänka elpriset under ”brist-perioder”. Det skulle i så fall dämpa den intäktsökning för kraftvärmeel som vi identifierat i detta elsystemscenario.

I vissa fall kan lönsamhet för ny kraftvärme identifieras. Detta varierar dock från system till system, beroende på nuvarande produktionsapparat och fjärrvärme-systemets storlek. Om ny kraftvärme tillförs så kan konsekvensen bli att redan existerande kraftvärme körs mindre.

I de fall där vi har undersökt olika varianter av ny biokraftvärme (konventionell teknik eller förgasning med kombi-cykel) så uppvisar de likartad lönsamhet. Enkelt uttryckt balanseras förgasningsalternativets större elintäkt av en högre antagen investeringskostnad. En viktig förutsättning för slutsatsen är att tillgängligheten är densamma för båda anläggningstyperna. Osäkerheten kring den framtida kostnadsbilden för fastbränsleförgasning är dock stor.

Återkylardrift av kraftvärmeverk kan ytterligare förbättra ekonomin för fjärrvärmesystemen med kraftvärme. Återkylare medger drift av kraftvärmeverken för elproduktion även då det saknas värmeunderlag. I elsystemscenarierna med de högsta elpriserna kan värdet av sådan elproduktion periodvis vara mycket högt.

Driften av värmepumpar och elpannor ökar marginellt då mer variabel elproduktion tillförs. Orsaken till att ökningen inte blir större när elpriset sjunker är typiskt att annan mycket billig värmeproduktion går före, t.ex. avfallsförbränning och industriell spillvärme. Elanvändningen fördyras också av energiskatten på el som gör att kostnaderna för värmeproduktionen blir relativt höga även vid noll-pris på el.

Nyinvestering i värmepump uppvisar marginell lönsamhet i de fall vi testat den möjligheten.

Intrycket från fallstudierna är att fjärrvärmen har en viktig roll att spela i framtidsscenarier med stort inslag av variabel elproduktion. Det är både i form av att utnyttja elprisförhållandena, vilket vi testat i tpsystemberäkningarna, och genom att bidra till elsystemstabilitet, vilket analyserats i förhållande till de åtta identifierade kraftsystemutmaningarna. Tpsystemberäkningarna visar att det framför allt är kraftvärmen som är av stor betydelse för de aktuella elsystemsituationerna, medan elanvändningen i värmepumpar och elpannor är av mindre betydelse.

Konkurrensförhållandena mellan värmepump och fjärrvärme påverkas också av elsystemets utveckling. Om man bara fyller på med alltmer vindkraft utan att mängden termisk produktion minskar så sjunker elpriset och värmepumpsalternativets konkurrenskraft stärks jämfört med fjärrvärme. Om man i läget med så mycket vindkraft samtidigt avvecklat all kärnkraft så stiger elpriset och fjärrvärmealternativets konkurrenskraft stärks istället. Den senare effekten är starkare än den första.

I samband med projektets analyser har ett antal hinder för rationellt agerande identifierats. I några fall skulle dessa problem kunna minskas genom förändrade styrmedel. I rapporten diskuteras idéer om modifiering av systemen för energiskatt på el, elcertifikat, m.m.

SUMMARY

The electricity and district heating markets have influenced each other for a long time. There are several examples of how they are connected. Some of the most important are:

- Electricity is an energy carrier used in district heating production (in electric boilers and heat pumps).
- Cogeneration plants in district heating systems produce electricity for the electricity market.
- On the heating market electricity and district heating are competing for space and water heating.

The Nordic and European energy systems are evolving rapidly, not the least as a consequence of the energy and climate policies pursued. Particularly the expansion of variable renewable electricity generation is significant, and the associated challenges have become increasingly topical, e.g. the massive and rapid fluctuations in the generation, the reserve capacity issue, frequency stability, and the need for grid expansion. These changes in the electricity generation system are strengthening the driving forces for interplay between the electricity and district heating markets.

In this project we have studied how the Swedish district heating can contribute in meeting the challenges for the stability of the power system that can be expected as a consequence of an increasing share of variable electricity generation. We have also made power system calculations, with the aim to show in detail how the prices of electricity are impacted by an increasing amount of wind power and a decreasing availability of controllable thermal electricity generation, here in the form of nuclear power. The resulting prices of electricity have then been used to analyse how the district heating production is impacted by the assumed development of the electricity system. This has been accomplished by performing detailed district heating production calculations for four different typical systems. Examples of results that have been highlighted are the operation of cogeneration and electric boilers/heat pumps and the associated district heating production costs. Also, new investments in cogeneration as well as heat pumps have been evaluated. Finally we have made an analysis of how the competition between electricity based heating and district heating is impacted in different electricity generation scenarios.

Within the framework of the research project "North European Power Perspectives" (NEPP)², eight challenges associated with an increased share of variable electricity generation, particularly wind and solar power, have been identified. These challenges will above all appear under two conditions: 1) large variable generation and a low demand, and 2) low variable generation and a high demand. In addition to this, there are 3) general challenges in maintaining balance and reliability in the system under all operational conditions.

² <http://www.nepp.se/>

Within the project we have made a thorough survey of how district heating in different ways might contribute to stability in the power system. This analysis can be summarised in the form of a simple score card (see table below). The assessments shown in the table include contributions to power-system stability from both existing district heating and potential expansions and developments.

Potential contribution from district heating to the power system in different challenging situations.

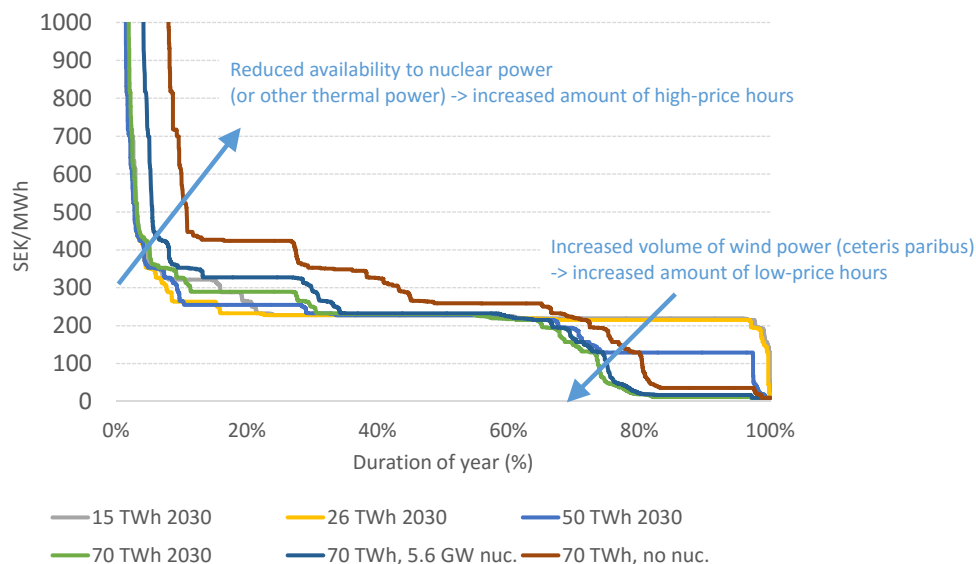
	Co-generation	Electric boiler / heat pump	Other
<i>Large amount of wind and solar power and low demand</i>			
- Inertia	+	0	0
- Load balancing	++	+	0
- Surplus situations	+	++	+
- Transmission capability	+	+	0
<i>Small amount of wind and solar power and high demand</i>			
- Access to peak load capacity	+++	+	+++
<i>General challenges in maintaining balance</i>			
- Flexibility in controllable generation and demand	+	+	+
- Allocation of accountability and market mechanisms	0	0	0
- Annual regulation	0	0	+

+++ : Large contribution; ++ : Distinct contribution; + : Some contribution; 0 : No or very small contribution
The category "Other" includes for example increased use of district heating and heat storage.

Calculations using a very detailed model for the Northern European electricity system show that a continued expansion of wind power in Sweden in many aspects might become very important for the future electricity market and the pricing of electricity. But the impact will be significant only in situations with really large volumes of variable generation. The easily controllable Swedish and Nordic hydro power, and the assumed expansion of the international and national transmission capacity, will moderate the impact from the variable electricity generation as we assume it will look like in 2030. As more wind power is fed into the system, periods with low or very low wholesale electricity prices will increase in duration and frequency, all other things being equal. Furthermore, such low-price periods will occur during all seasons throughout the year, even in winter time. This is an obvious deviation from the historical trend with low-price periods mainly occurring during the summer.

If a large share of wind power is combined with a scenario where a large proportion of the Swedish nuclear power is phased out, the share of periods with high or very high prices of electricity will increase. Under these conditions, the power balance is more dependent on variable electricity generation (wind power), which means that the balance is more stressed during winter when the demand for electricity is high. This makes the "price duration curve" over the year steeper compared with today (see figure below). The more of wind power and the less of controllable

thermal power generation, the steeper the curve will become. Thus, the variability in generation, and in electricity price, over the year will increase.



The duration of the price of electricity (producer price) during the model year for different volumes of generation of wind power in Sweden, and two cases with reduced availability to nuclear power.

In a situation with large volumes of variable electricity generation, the price of electricity will no longer only be determined by the demand for electricity, but to at least the same degree by the availability of wind (and solar) power. Most wind power will be generated when it is windy rather than when the willingness to pay for electricity is largest. This will have a negative impact on the profitability of wind power as long as demand flexibility or energy storage cannot sufficiently compensate for the fluctuations in the generation. The more wind power in the system, the larger the negative impact becomes. A very large share of wind power will reduce the price of electricity significantly during periods with high availability of wind. And the other way around, during periods with low availability of wind, the price of electricity will be pushed up, but this will only to a limited extent benefit the wind power producers (or not at all if there is no wind).

All generation technologies, even the controllable (or dispatchable) technologies, will be impacted by increasing amounts of wind power in the way that the price of electricity that is possible to receive will be reduced. Only a simultaneous phase-out of other generation (and/or a significant increase of electricity demand) might partly compensate for this, but that applies only to generation technologies that may exploit the periods of the year when prices are high.

Based on the electricity system calculations, we have studied how different electricity scenarios influence the district heating production in four typical Swedish district

heating systems. The typical systems have been chosen to illustrate the effects of different build-ups of the production regarding for example waste incineration, industrial waste heat, size, cogeneration or heat pump/electric boiler.

In the model calculations there is no inclusion of start-up/shut-down costs, which means that the calculations may somewhat overestimate the cycling of certain heat producing units. Inversely, no heat storage is included in the calculations, which otherwise would have influenced the results in the opposite direction.

All other things being equal, large amounts of variable electricity generation will reduce the average price of electricity and it will also result in periods with very low prices. In combination with decommissioned controllable power, here nuclear power, large amount of variable electricity generation will result in a high average price of electricity with large fluctuations, from longer periods with very high prices to periods with very low prices. This will, for the district heating production, lead to consequences for electricity generation in cogeneration plants as well as for electricity demand from heat pumps/electric boilers.

The Swedish district heating systems are very different in size and how they are built-up, which means that they react very differently to changes in the prices of electricity. We are here highlighting results that, nevertheless, can be regarded as general.

Cogeneration will decline slightly as more variable electricity generation is introduced. At the same time, revenues from selling electricity from cogeneration will drop somewhat. This is because the lower price of electricity decreases the revenues and thereby it makes the heat production more expensive. This will in turn lead to fewer hours of operating time, since other heat production plants will be prioritised in the merit order of operation.

Cogeneration will increase slightly as nuclear power is phased out. Particularly the electricity revenues from cogeneration will increase massively, to the double or even more. So, it is the revenues from the cogeneration that increase rather than the production itself. It is important to keep in mind that the electricity calculations have only been varied in the way we have described, no other changes of the electricity generation have been made. In a case where the nuclear power has been decommissioned, there might be incentives for providing more capacity, which would press down the price of electricity during “scarcity periods”. This would reduce the rise in revenues for cogeneration electricity that we have identified in this electricity system scenario.

In some cases it is possible to identify profitability for new cogeneration. But it varies from system to system, depending on the characteristics of the existing production plants and the size of the district heating system. If new cogeneration is added to a district heating system, the consequence might be that existing cogeneration is utilized less.

In the cases where we have analysed different variations of bio-cogeneration (conventional or gasification with combined cycle) they show a similar profitability. Basically, you can say that the higher revenues for the gasification alternative are balanced by the assumed larger investment costs. An important condition for this

conclusion is that the availability for both types of plants is about the same. The uncertainties are also large regarding the future cost structure of solid fuel gasification.

Increased operation time of cogeneration plants through wasting heat when heat demand is lacking might further improve the profitability of district heating systems with cogeneration. This can be accomplished by using a heat exchanger for this specific purpose. In the electricity system scenarios with the highest prices of electricity the value of such electricity generation might occasionally be very high.

The operating hours of heat pumps and electric boilers increase marginally as more of variable electricity generation is added. The reason why the increase is not larger when the price of electricity decreases is typically that other very inexpensive heat production is prioritised, e.g. waste incineration and industrial waste heat. Use of electricity is also subject to significant electricity taxation, which means that costs for heat production are relatively high even with a zero-price for electricity. New investments in heat pumps show a marginal profitability in the cases where we have tested this option.

The case studies clearly indicate that district heating has an important role to play in future scenarios with a large share of variable electricity generation. Both by exploiting the variations in the price of electricity, which we have analysed in the specific system calculations, and by contributing to stability in the power system, which we have analysed in relation to the eight identified power system challenges defined earlier. The system calculations show that, above all, cogeneration is of great importance for the analysed electricity system configurations, whereas the electricity use in heat pumps and electric boilers is of less significance.

The conditions for the competition between heat pumps and district heating on the heating market are also influenced by the development of the electricity system. If more and more wind power is added without reducing the amount of thermal generation the price of electricity will drop and the competitiveness of heat pumps will increase compared to district heating. However, if such a large production capacity of wind power is combined with a nuclear phase-out, the price of electricity will instead increase and district heating will, thus, become more competitive. The latter effect is stronger than the first one.

In the analysis work of the project we have also identified a number of barriers to a rational behaviour. In some cases these barriers can be removed by changing the design of policy instruments. In the report we discuss some ideas regarding how the systems for energy tax on electricity, electricity certificates etc. can be modified in order to more efficiently exploit and moderate the variability of the future electricity market.

INNEHÅLL

1	INLEDNING	17
1.1	BAKGRUND	17
1.2	MÅL	18
1.3	RAPPORTENS INNEHÅLL	19
2	DAGENS ELSYSTEM OCH ENKLA ÖVERSLAG FÖR FRAMTIDEN	20
2.1	DAGENS EL- OCH FJÄRRVÄRMEPRODUKTION	20
2.2	KRAFTBALANSEN – NÅGRA ÖVERSLAG	24
3	KRAFTSYSTEMUTMANINGAR VID STORA MÄNGDER VARIABEL PRODUKTION – FJÄRRVÄRMENS ROLL	27
3.1	ÅTTA UTMANINGAR FÖR KRAFTSYSTEMET	27
3.1.1	Utmaningar vid mycket vind- och solkraft och låg konsumtion	28
3.1.2	Utmaningar vid lite vind- och solkraft och hög konsumtion	30
3.1.3	Generella utmaningar för att upprätthålla balans	30
3.2	UTMANINGAR VID MYCKET VIND- OCH SOLKRAFT OCH LÅG KONSUMTION – FJÄRRVÄRMENS ROLL	32
3.3	UTMANINGAR VID LITE VIND- OCH SOLKRAFT OCH HÖG KONSUMTION – FJÄRRVÄRMENS ROLL	41
3.4	GENERELLA UTMANINGAR FÖR ATT UPPRÄTTHÅLLA BALANS – FJÄRRVÄRMENS ROLL	44
3.5	DISKUSSION OCH SLUTSATSER	46
4	ELPRODUKTION MED ÖKANDE INSLAG AV VARIABEL ELPRODUKTION – MODELLBERÄKNINGAR	49
4.1	ELIN-MODELLEN – EN MODELL FÖR DEN LÅNGSIKTIGA UTVECKLINGEN FÖR DEN EUROPEISKA ELPRODUKTIONEN	50
4.2	SVENSK OCH NORDISK ELPRODUKTION	50
4.3	EPOD – EN MODELL FÖR DETALJERAD PRODUKTIONSANALYS INOM ETT GIVET ÅR	51
4.4	VÅRA BERÄKNINGSFALL	51
4.5	ELPRISER	54
4.6	STÖDNIVÅER VIA EXEMPELVIS ELCERTIFIKAT	59
5	FJÄRRVÄRMEPRODUKTION VID ALLTMER VARIABLA ELPRISER – NÅGRA FALLSTUDIER	62
5.1	MEDELSTORT FJÄRRVÄRMESYSTEM MED MYCKET KRAFTVÄRME – TYP JÖNKÖPING	63

5.1.1	Påverkan på fjärrvärmeproduktionen	64
5.1.2	Flexibelt biobränslekraftvärmeverk	66
5.1.3	Marginalkostnaden för fjärrvärmeproduktion	69
5.2	LITET SYSTEM DOMINERAT AV BIOHETVATTENPANNA	71
5.2.1	Ekonomiskt utfall av nyinvestering	72
5.2.2	Elproduktion kontra elförbrukning	73
5.2.3	Känslighetsanalys med avseende på energiskatt på el och elcertifikatintäkt	74
5.3	STORT SYSTEM MED MYCKET SPILLVÄRME OCH AVFALLSFÖRBRÄNNING SAMT GASKRAFTVÄRME – TYP GÖTEBORG	77
5.3.1	Kraftvärme	79
5.3.2	Ny kraftvärme	80
5.3.3	Värmepumpar	81
5.3.4	Fjärrvärmeproduktionskostnader	83
5.3.5	Återkylardrift	85
5.4	SYSTEM DOMINERAT AV BOKRAFTVÄRME – TYP KALMAR	85
5.4.1	Kraftvärme	87
5.4.2	Värmepump	87
5.4.3	Fjärrvärmeproduktionskostnader	89
5.5	GEMENSAMMA SLUTSATSER FRÅN FALLSTUDIERN A90	
6	KONKURRENSEN MELLAN EL OCH FJÄRRVÄRME PÅ VÄRMEMARKNADEN – ETT RÄKNEEXEMPEL	92
7	UTVECKLINGEN PÅ VÄRMEMARKNADEN VID STOR ANDEL VARIABEL ELPRODUKTION – TVÅ WORKSHOPS	94
8	REFERENSER	98

1 INLEDNING

1.1 Bakgrund

De nordiska och europeiska energisystemen förändras i snabb takt, inte minst till följd av den förda energi- och klimatpolitiken. Särskilt utbyggnaden av variabel förnybar elproduktion sker i högt tempo och de utmaningar som är förknippade därmed, till exempel de kraftiga och snabba svängningarna i produktionen, frågan om reservkraft, frekvenshållning, och behovet av nätutbyggnad, får ökad aktualitet. Med tanke på de förnybarhetsmål och de utbyggnadsplaner som idag finns kommer utmaningen att effektivt och storskaligt integrera förnybar elproduktion att vara en av huvudfrågorna för elmarknadens utveckling under de kommande decennierna. Mycket talar för att en framgångsrik förändring av våra energisystem mot ökad hållbarhet med väsentligt lägre växthusgasutsläpp och en klart högre andel förnybar energi kommer att öka kontaktytorna i energisystemet. Detta innebär att såväl de olika leden i energiförsörjningen, det vill säga tillförsel och användning, som de olika energimarknaderna kommer att knytas närmare varandra och kopplas ihop på nya och alternativa sätt. Inte minst det sistnämnda medför en ökad sammankoppling, och ökad konkurrens, mellan energibärarna el och fjärrvärme. Det är just förväntningarna på den ökade kopplingen mellan elmarknaden och fjärrvärmemarknaden i såväl produktionsledet som i slutkundsledet som utgör huvudfokus för detta projekt.

El- och fjärrvärmemarknaderna har under lång tid påverkat varandra. Det finns flera exempel på kopplingar. Några av de viktigaste är:

- El är en energibärare som utnyttjas i fjärrvärmeproduktionen (i elpannor och värmepumpar). Elen används också som drivenergi för pumpar, m.m. i fjärrvärmedistributionen.
- I fjärrvärmesystemens kraftvärmeverk produceras el som tillförs elmarknaden. Utvecklingen både på elmarknaden och på den lokala fjärrvärmemarknaden avgör lönsamheten för existerande och nya kraftvärmeverk.
- På uppvärmningsmarknaden konkurrerar el och fjärrvärme för byggnadsuppvärmning och tappvarmvattenberedning. Viss konkurrens finns också för annat än byggnadsuppvärmning, exempelvis inom industrin samt för vitvaror i bostäder.

Elsens kostnadsläge i förhållande till andra energibärare för fjärrvärmeproduktion har varierat kraftigt historiskt. Därför har elen över tid förändrat sin del i fjärrvärmens produktionsmix. Dessutom påverkar styrmedelsutformningen relativpriserna mellan de olika energislagen.

I takt med värmepumparnas förbättrade prestanda så har också elens konkurrenskraft i förhållande till fjärrvärme stärkts under senare år. Den utvecklingen kan förväntas fortsätta.

På sikt förutser vi en fortsatt nära koppling mellan de två energimarknaderna. Det finns dock omvärldsförändringar som påverkar balansen. Viktiga faktorer är då:

- Stödsystem för förnybar elproduktion (i Sverige/Norge återfinns elcertifikatsystemet och i många länder finns garanterade priser) driver in stora mängder variabel elproduktion, främst vindkraft, men också solceller. Detta leder till låga rörliga elproduktionskostnader med ökande volatilitet. Tidvis blir elpriserna mycket låga eller till och med negativa. Då kan fjärrvärmens utgöra en viktig resurs för att nyttiggöra ”överskottselen”. Energilagring i samband med fjärrvärme blir samtidigt ännu mer intressant.
- Ökande behov av regler- och spetseffekt i elproduktionen förutses, där kraftvärmens kan få ökande betydelse. Detsamma gäller systemstabilitet och frekvenshållning där frågor som reglerbarhet och svängmassa är viktiga och där egenskaperna skiljer sig mellan olika elproduktionslag.

I samband med de energisystemförändringar som beskrivs ovan kan man förutse ett antal konsekvenser på marknaderna. I detta projekt har vi studerat förhållandet mellan de båda marknaderna ur de perspektiv som beskrivs ovan.

1.2 Mål

Projektet syftar till att identifiera och undersöka hur el- och fjärrvärmemarknaderna kan samverka i framtiden och därigenom skapa resurseffektiva lösningar för framtidens hållbara energisystem, till nytta för el- och fjärrvärmebranscherna, kunderna, miljön och samhället i stort. Det överordnade målet med projektet är att på ett så heltäckande sätt som möjligt svara på forskningsfrågorna:

- I vilken utsträckning är det rimligt att utnyttja fjärrvärmesystemen för att utjämna produktionsvariationerna i elproduktionen på grund av de höga andelarna variabel förnybar elkraft som förväntas i framtiden och med den prisvolatilitet som det innebär?
- Hur påverkas driften och utbyggnad av kraftvärmens av elmarknadens utveckling?
- Hur kan fjärrvärmens bidra till elsystemstabilitet (effektvärde, elbalans, ”svängmassa”, etc.)?
- Hur utvecklas konkurrensen mellan de båda energibärarna på uppvärmningsmarknaden?
- Vilka ytterligare marknadskonsekvenser uppstår (t.ex. aktörer, vinnare/förlorare, risker och affärsmodeller)?

Genom scenarioanalysen beskrivs ett rimligt ”utfallsrum” för resultaten. Vi har också skattat vilka parametrar och omvärldsfaktorer som har störst betydelse för resultaten. Ett viktigt element i analysen är att vi beaktar de svenska fjärrvärmesystemens stora olikheter.

1.3 Rapportens innehåll

Det aktuella projektet fokuserar alltså på de områden där el- och fjärrvärme-marknaderna påverkar varandra och hur denna interaktion påverkas av en elsystem-utveckling med allt större inslag av variabel elproduktion med låga rörliga kostnader.

I kapitel 2 redovisas en inledande bild av det svenska elsystemet som det ser ut idag. Dessutom görs några enkla överslag för ett framtida system för att illustrera hur ökad mängd variabel elproduktion, t.ex. vindkraft, kan påverka situationen.

Efter det diskuteras i kapitel 3 hur den svenska fjärrvärmen kan bidra till att klara av de utmaningar för kraftsystemets stabilitet som kan förutses som en följd av ett ökande inslag av variabel elproduktion.

Därefter beskrivs i kapitel 4 genomförda kraftsystemberäkningar. Målet med dessa beräkningar är att visa på ett detaljerat sätt hur elpriserna påverkas av ökande mängder vindkraft samt minskade tillgång på styrbar termisk elproduktion, här i form av kärnkraft.

I kapitel 5 utnyttjas sedan de erhållna elpriserna för att analysera hur fjärrvärme-produktionen påverkas av den antagna elsystemutvecklingen. Det har gjorts genom att göra detaljerade fjärrvärmeproduktionsberäkningar för fyra olika tpsystem. Exempel på resultat som lyfts fram är driften av kraftvärme och elpannor/värmepumpar samt resulterande fjärrvärmeproduktionskostnader. Dessutom har nyinvesteringar både i kraftvärme och i värmepumpar utvärderats.

I kapitel 6 redovisas därefter beräkningar av hur konkurrensen mellan elbaserad uppvärmning och fjärrvärme påverkas i olika elproduktionsscenarier.

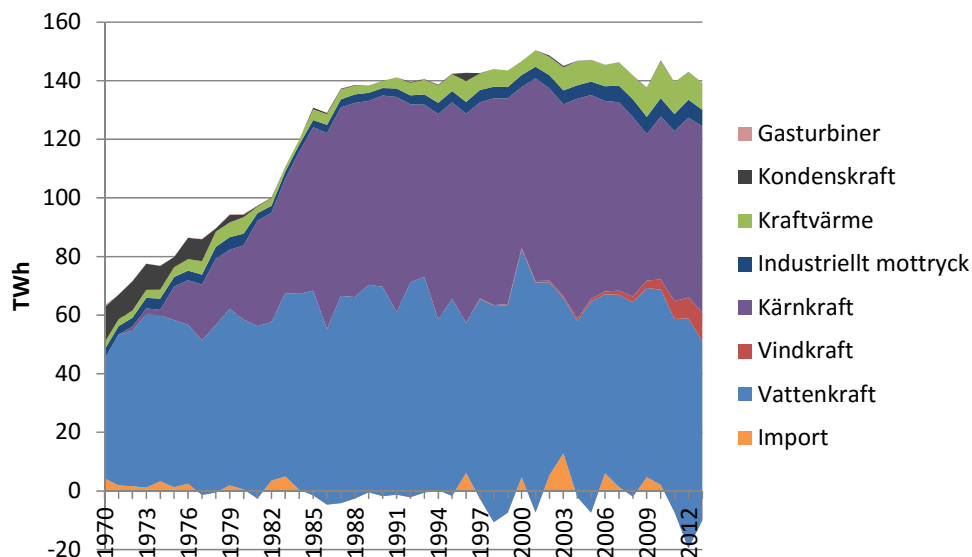
Avslutningsvis diskuteras i kapitel 7 resultaten från två workshops där olika värmemarknadskonsekvenser av en utveckling mot större variabilitet i elproduktionen varit temat.

2 DAGENS ELSYSTEM OCH ENKLA ÖVERSLAG FÖR FRAMTIDEN

I detta avsnitt redovisas kortfattad information om el- och fjärrvärmeproduktionens nuvarande uppbyggnad samt en historisk betraktelse av hur vi kommit hit. Därefter redovisas en enkel bild av kraftbalansen och några grova överslag om hur ytterligare variabel elproduktion och förändrad termisk produktion skulle kunna ändra balansen.

2.1 Dagens el- och fjärrvärmeproduktion

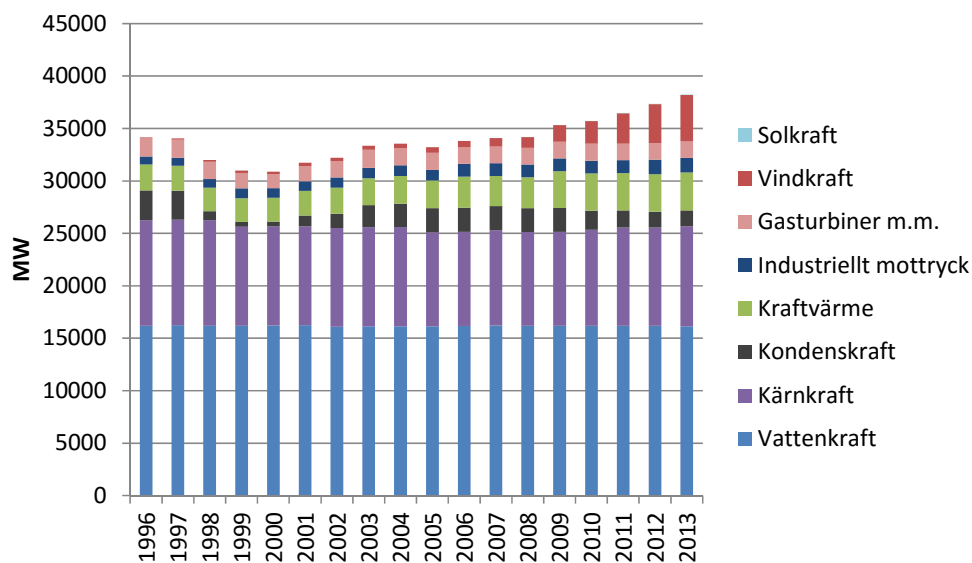
Den svenska elproduktionen domineras som bekant av vattenkraft och kärnkraft, se Figur 1 nedan. Ett viktigt bidrag kommer också från kraftvärme, framför allt i fjärrvärmesystemen men också industriellt mottryck. Under de senaste åren har också vindkraft vuxit ut till en produktion som ger ett tydligt tillskott. Vi har nu nått en årlig vindkraftproduktion på ca 15 TWh. I takt med att elcertifikatsystemet har drivit in stora mängder förnybar elproduktion och elanvändningen samtidigt som elanvändningen stagnerat så är Sverige numera ett typiskt exportland för el.



Figur 1: Sveriges elproduktion per kraftslag. Källa: Energimyndigheten 2014a

Expansionen av vindkraft märks ännu tydligare när man ser på den installerade elproduktionskapaciteten i Sverige, Figur 2. För vindkraft växer kapacitetsandelen snabbare än energiandelen i den svenska elproduktionen. Skälet är naturligtvis den jämförelsevis låga utnyttjningstiden för vindkraftens elproduktion eftersom den kopplar till att vind är en förutsättning för elproduktionen. Man inser att det därmed

snabbt blir stora mängder elproduktionskapacitet som tillförs då vindkraftens elproduktion växer. Det faktum att vindkraftens produktionsförmåga är kopplad till hur mycket det blåser och inte hur mycket el som efterfrågas leder till utmaningar. Dessa förstärks av att vindförhållandena dessutom är svåra att prognostisera med stor precision förrän några få timmar före drifttimmen.



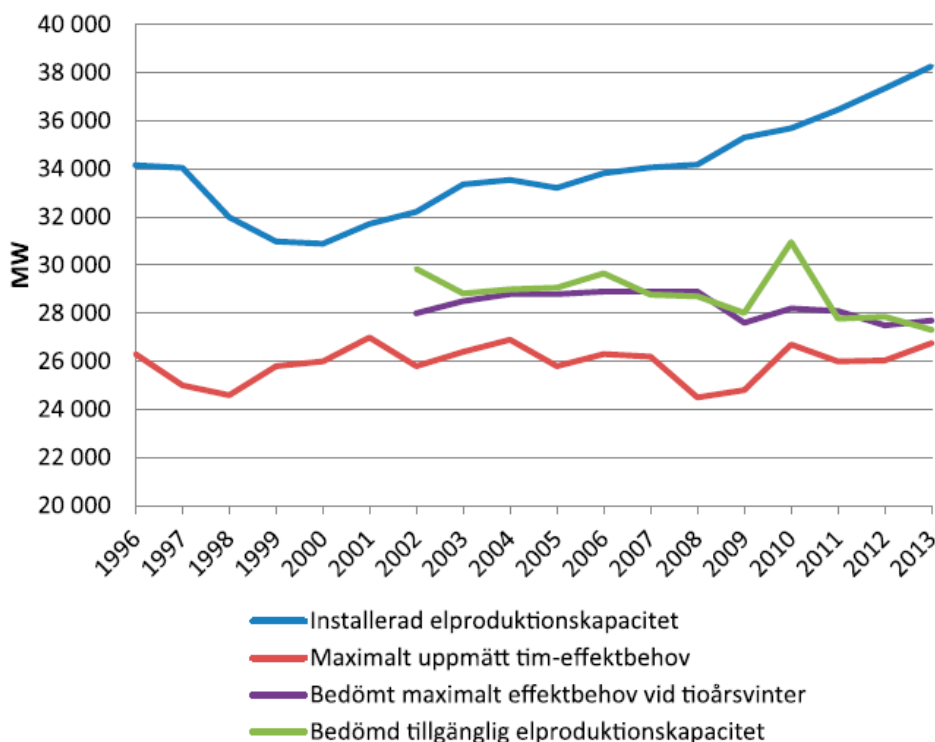
Figur 2: Installerad elproduktionskapacitet i Sverige per kraftslag. Källa Energimyndigheten 2014b

Tabell 1: Installerad elproduktionskapacitet i Sverige per kraftslag år 2013. Källa Energimyndigheten 2014b

Kraftslag	Installerad effekt 2013 (MW)
Solkraft	43
Vindkraft	4 430
Gasturbiner m.m.	1 575
Industriellt mottryck	1 375
Kraftvärme	3 631
Kondenskraft	1 498
Kärnkraft	9 531
Vattenkraft	16 150

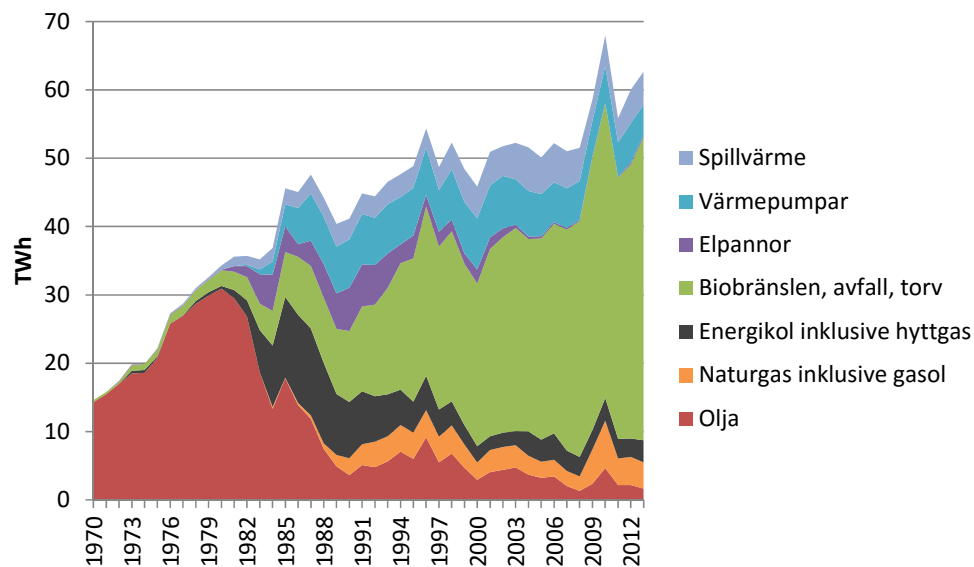
När Svenska Kraftnät gör bedömningar av effektsituationen för kommande vintrar så gör man bedömningar av det bedömda effektbehovet och den tillgängliga elproduktionsförmågan, Figur 3. Av figuren framgår att vindkraften antas bidra i mycket blygsam utsträckning till effektbalansen när systemet är som mest ansträngt.

Den bedömda tillgängliga elproduktionskapaciteten är svagt avtagande trots att den totala installerade elproduktionskapaciteten växer tydligt.



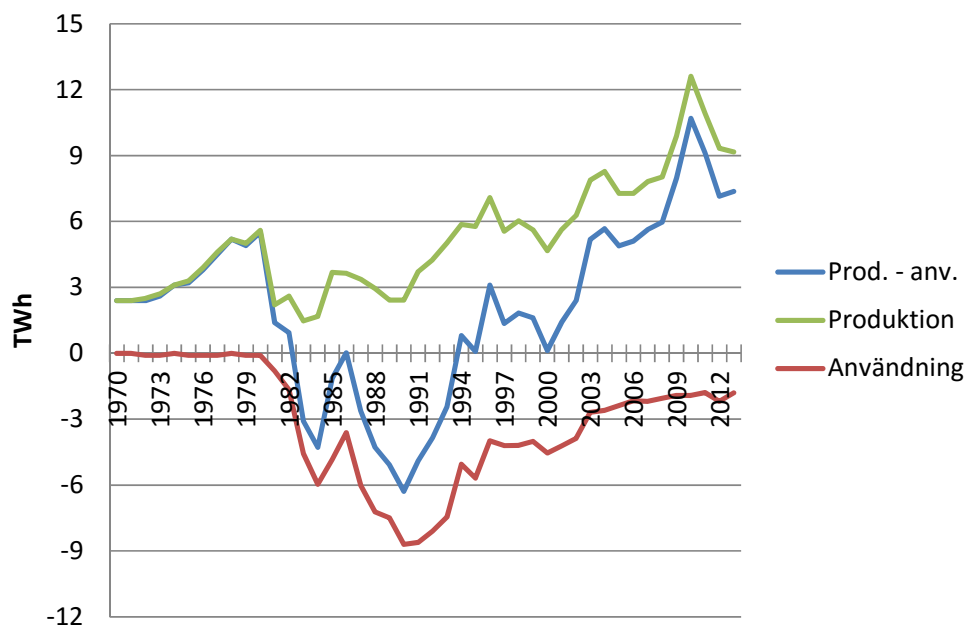
Figur 3: Maximalt uppmätt timeffektbehov jämfört med totalt installerad kapacitet i Sverige samt inför vintern bedömt effektbehov vid en tioårsvinter och förväntad tillgänglig kapacitet under topplasttimmen. Källa: Energimyndigheten 2014

Fjärrvärmeproduktionen i Sverige har vuxit kontinuerligt under lång tid. Nu börjar man dock se en avmattning av tillväxten och behovet förutses stagnera eller på sikt kanske till och med minska något. Produktionsmixen har ändrats rejält flera gånger under de senaste 40 åren, Figur 4. Under 70-talet dominerades produktionen helt av olja. De båda oljekriserna ledde till en önskan att minska oljeberoendet och i slutet av 80-talet hade vi en mycket diversifierade fjärrvärmeproduktion baserad på ungefär lika delar kol, biobränslen och värmepumpar/elpannor samt mindre delar olja naturgas och spillvärme. Under 90-talet växte användningen av biobränslen och avfall snabbt. Det är en utveckling som fortsatt och nu dominerar biobränslen och avfall fullständigt.



Figur 4: Tillförd energi för fjärrvärmeproduktion. Källa Energimyndigheten 2014a

Under de 40 åren har också fjärrvärmesystemens elproduktion i kraftvärmeverk och elanvändning i värmepumpar/elpannor också varierat rejält, Figur 5.



Figur 5: Elproduktion från kraftvärme och elanvändning i samband med fjärrvärmeproduktion. Källa: Energimyndigheten 2014a och egen bearbetning

Under 70-talet fanns i stort sett ingen el i fjärrvärmeproduktionen samtidigt som elproduktionen i kraftvärme växte. Detta ändrades dramatiskt under 80-talet då ”elöverskottet” från kärnkraftsutbyggnaden utnyttjades i fjärrvärmesystemens

värmepumpar och elpannor. Samtidigt blev det mindre lönsamt att producera el i kraftvärme. Under 15 år, från 1980 till 1995, var det till och med så att fjärrvärme-systemen var nettoförbrukare av el. Därefter har elproduktionen ökat kontinuerligt medan elanvändningen minskat, vilket lett till att fjärrvärmesystemen återigen blivit nettolieferantörer av el. Utvecklingen under de senaste åren illustrerar också elproduktionens koppling till elpris och värmeunderlag. 2010 var ett kallt år med höga elpriser och då hade vi en elproduktion i kraftvärme på drygt 12 TWh. Ett par år senare, med mindre fjärrvärmeleveranser och lägre elpris så stannade kraftvärme-produktionen på drygt 9 TWh, detta trots att det under den perioden har tagits nya kraftvärmeverk i drift.

2.2 Kraftbalansen – några överslag

I detta avsnitt redovisar vi vissa data kring elbalansen så som den ser ut idag (eller snarare år 2013). Mycket av underlaget har vi hämtat från NEPP-projektets³ Progress Report från november där professor Lennart Söder i ett kapitel utvecklar tankar ”På väg mot en elförsörjning baserad på enbart förnybar el i Sverige” (Söder 2013).

Sammanställningen nedan visar maximalt och minimalt elbehov i Sverige, både på timnivå och som veckomedelvärden. På motsvarande sätt redovisas maximal och minimal elproduktion från vattenkraft och vindkraft. Dessutom visas elförsörjningens sammansättning under maxförbrukningstimmen 2011.

Kort om elbalansen idag

- Elförbrukning, max: 26 000 MW [tim]; 23 000 MW [vecka]
- Elförbrukning, min: 9 300 MW [tim]; 11 000 MW [vecka]
- Vattenkraft, max: 13 000 MW [tim]; 11 000 MW [vecka]
- Vattenkraft, min: 1 900 MW [tim]; 4 000 MW [vecka]
- Vindkraft, max: 3 800 MW
- Vindkraft, min: 1 MW

- Elbalans under maxförbrukningstimmen 2011 (26 000 MW):
 - Vattenkraft: 12 300 MW
 - Vindkraft: 240 MW
 - ”Bränsle”: 2 480 MW (kraftvärme, mottryck och kondens)
 - Kärnkraft: 7 930 MW
 - Nettoimport: 2 400 MW

³ <http://www.nepp.se/>

Från sammanställningen får man en bild av inom vilka gränser elbehov och vatten- och vindkraftproduktionen rör sig. Utifrån detta har vi i sammanställningen nedan gjort några grova överslag av driftfall med:

- liten efterfrågan och stor vindkraftproduktion
- stor efterfrågan och liten vindkraftproduktion

Hög och låg elförbrukning idag, ett par räkneexempel

- **Låg förbrukning:** 10 000 MW
- Vattenkraft min: 3 000 MW
- Vindkraft max: 3 800 MW
- "Utrymme övrigt": 3 200 MW

Detta kan översättas till 1/3 av kärnkrafteffekten.
Osäkert om exportmöjlighet, då även grannländer kan ha överskott.

- **Hög förbrukning:** 25 000 MW
- Vattenkraft max: 12 000 MW
- Vindkraft min: 200 MW
- Kärnkraft: 8 000 MW
- "Bränsle": 4 000 MW
- Import: 800 MW

Redan vid 2013 års vindkraftskapacitet så är effekten av en storleksordning så att dess driftförhållanden verkligen påverkar elbalansen. Vid låg förbrukning så ger full vindkraftproduktion inte särskilt stort utrymme för annan elproduktion, drygt 3000 MW. Det motsvarar ungefär en tredjedel av kärnkraften. Genom export kan produktionsutrymmet öka, men det är kopplat till produktionsförhållandena i de potentiellt mottagande länderna. I fallet med hög förbrukning och liten vindkraftproduktion så krävs att övriga produktionsslag bidrar så mycket som möjligt och det kan ändå behövas viss import.

Om vi flyttar oss framåt i tiden till år 2030 och som ett räkneexempel antar att vi har ökat den installerade kapaciteten i vindkraft rejält och dessutom att tydliga mängder solel tillförts samt att några äldre kärnkraftverk stängts så ger de båda ovan analyserade driftsituationerna tydligt förändrade konsekvenser, se sammanställningen nedan.

Hög och låg elförbrukning 2030, ett par räkneexempel

▪ Låg förbrukning: 10 500 MW ▪ Vattenkraft min: 3 000 MW ▪ Vindkraft max: 10 600 MW ▪ Solceller max: 1 800 MW ▪ "Överskott": 4 900 MW (trots ej kärnkraftdrift)	Beräkningsförutsättningar ▪ Elförbrukningsökning: 5 % ▪ Vindkraft: 30 TWh; 10 700 MW ▪ Solceller: 2 TWh; 1 800 MW ▪ Oförändrad effekt "bränsle" ▪ Tre äldsta kärnkraftverken stängda
▪ Hög förbrukning: 26 300 MW ▪ Vattenkraft max: 12 000 MW ▪ Vindkraft min: 600 MW ▪ Solceller min: 0 MW ▪ Kärnkraft: 6 200 MW ▪ "Bränsle": 4 000 MW ▪ "Underskott": 3 500 MW	Osäkert om exportmöjlighet, då även grannländer kan ha överskott. Osäkert om importmöjlighet, då grannländer kan ha svårt att behålla planerbar elproduktionskapacitet.

I fallet med låg förbrukning och stor vind- och solelproduktion så finns det här inget utrymme för någon annan produktion, t.ex. kärnkraft eller kraftvärme. Istället blir det ett elöverskott på nästan 5000 MW. Detta kan möjligen exporteras men huruvida det är möjligt beror på förhållandena i de tänkta importländerna. I den omvända driftsituationen med hög förbrukning och minimal produktion från vind- och solkraft så uppstår istället ett importbehov på hela 3500 MW.

Med detta som en första grov introduktion så går vi i kapitel 3 vidare med avsevärt mer detaljerade analyser av elproduktionens utveckling med olika inslag av variabel elproduktion och analys av de elpriser som blir resultatet av sådana utvecklingsalternativ.

3 KRAFTSYSTEMUTMANINGAR VID STORA MÄNGDER VARIABEL PRODUKTION – FJÄRRVÄRMENS ROLL

Uppbyggnaden av det framtida kraftsystemet, och de elpriser som blir följden av detta, kan ge en stor påverkan på den framtida ekonomin för svenska fjärrvärme-företag. Det gäller särskilt för de företag som har stora mängder kraftvärme och i viss utsträckning även de som har värmepumpar i produktionen. Ekonomin för nyinvesteringar i olika produktionsalternativ kommer också att påverkas tydligt. Det är därför viktigt att skapa sig en bild av den möjliga utvecklingen av kraftsystemet och hur detta kopplar till fjärrvärmerna.

En fortsatt expansion av variabel elproduktion ger påfrestningar för elsystemets stabilitet. Där har fjärrvärmerna möjligheter att hjälpa till med att minska dessa påfrestningar, vilket samtidigt medför möjligheter till kostnadsreduktioner för fjärrvärmeproduktionen.

3.1 Åtta utmaningar för kraftsystemet

Inom ramen för forskningsprojektet ”North European Power Perspectives” (NEPP)⁴ är ett av de områden som analyseras hur regleringen av det framtida elsystemet påverkas av stora mängder variabel elproduktion. I rapporten ”Reglering av ett framtida svenskt kraftsystem - reglering av stora mängder vindkraft” (Söder 2014) identifieras åtta utmaningar i samband med den ökade andelen variabel elproduktion. Man konstaterar i sammanfattningen följande (kursiverat nedan):

”Av de framtida förändringar som kan förutses för det svenska kraftsystemet är det en ökad andel av vind- och solkraft som skapar de största utmaningarna för det svenska kraftsystemet i framtiden.

Vind- och solkraft har ett antal egenskaper som skapar dessa utmaningar:

- *De har begränsad styrbarhet, och är beroende på att solen skiner eller vinden blåser. Det har betydelse både kortsiktigt och årstidsmässigt.*
- *Vindprognoser är osäkra och når en hög noggrannhet först några timmar innan drifttimmen. Solens rörelse på himlen är förvisso förutsägbar, men molntäckets tjocklek kan ha en stor inverkan på produktionen varför den kan variera kraftigt från en dag till en annan och har visat sig svår att prognostisera.*

⁴ <http://www.nepp.se/>

- *Vind- och solkraft använder inte synkronmaskiner som är direktkopplade till elsystemet och bidrar därför inte utan speciella lösningar med mekanisk svängmassa och spänningsreglering till systemet.*

En ökande mängd vind- och solkraft ger ett antal utmaningar för kraftsystemet vid främst två driftsituationer:

- *Mycket variabel produktion och låg konsumtion.*
- *Lite variabel produktion och hög konsumtion*

En ökad andel variabel produktion leder också till generella utmaningar i alla driftsituationer att upprätthålla balansen och driftsäkerheten i systemet.

Det finns ett antal tekniska lösningar som kan underlätta hanteringen av dessa utmaningar:

- *Om vindkraftverken utrustas med kraftelektronik som möjliggör att de bidrar med både svängmassa och spänningsreglering kommer flera av utmaningarna vid mycket variabel produktion och låg konsumtion kunna hanteras lättare. Denna teknik finns tillgänglig idag men det saknas idag incitament för vindkraftsproducenter att installera tekniken.*
- *Ökad transmissionskapacitet både inom Norden och till kringliggande områden kan underlätta hanteringen av situationer med både mycket variabel produktion och låg konsumtion samt lite variabel produktion och hög konsumtion.*
- *För de generella utmaningarna med att upprätthålla balansen är det nödvändigt att kunna bibehålla reglerförmågan i vattenkraften. Det kan dessutom bli nödvändigt att utveckla nya reglerresurser i förbrukningsledet, annan flexibilitet i produktionsledet samt i nya energilagringsformer.*

På följande sidor har åtta utmaningar (ej i prioritetsordning) med stora mängder variabel produktion listats.

3.1.1 Utmaningar vid mycket vind- och solkraft och låg

konsumtion

1. Mekanisk svängmassa

Under perioder då konventionell produktion ersätts av stora mängder solkraft eller klassisk vindkraft kommer mängden mekanisk svängmassa i systemet att minska eftersom sol och vindkraftverk vanligtvis inte använder synkronmaskiner direktkopplade till elsystemet. Mekanisk svängmassa behövs för att parera störningar som uppkommer i elsystemet.

Potentiella lösningar

- *Kraftelektronik som kan ge vindkraftverk liknande egenskaper som synkronmaskiner.*
- *Importera masströghet genom mycket snabb reglering av HVDC-förbindelser och från energilager*

- *Investera i synkrondriftmöjlighet i befintliga och nya kraftstationer (dvs. möjlighet att "snurra med på tomgång").*

2. Balansreglering

Med en större mängd vind- och solkraft ökar variationerna i det korta tids-perspektivet (sekunder-timmar) vilket ökar behovet av reglerförmåga. Med en större mängd vind- och solkraft blir det oftare färre konventionella kraftverk i systemet, vilket kan innebära att färre kraftverk måste ta på sig en större del av balansreglering och hålla tillräckliga marginaler för detta.

Potentiella lösningar

- *Korttidsreglering med kärnkraft och annan termisk produktion*
- *Utveckla styrsystem och regelverk för nedreglering (spill) av vind- och solkraft*
- *Utveckla frekvensstyrning av HVDC-förbindelser och förbrukning*

3. Överskottssituationer

Soliga och blåsiga dagar med liten elförbrukning kan en överskottssituation uppstå som måste hanteras, särskilt om de närliggande marknaderna har samma situation och inte kan ta emot överskottet.

Potentiella lösningar

- *Spilla vind- och solkraft (fullt ut utsätta sol och vind för marknadspriser eller t.o.m. prioritera synkron produktion)*
- *Förstärka transmissionsnätet*
- *Utveckla efterfrågeflexibilitet och energilagrar*

4. Överföringsförmåga

Om stora mängder vindkraft ska överföras från norra Sverige samt vidare söderut och på utlandsförbindelserna samtidigt som övrig synkron produktion står i det närmaste still måste det finnas tillräcklig med annan reaktiv kompensering för att upprätthålla spänningen och därmed överföringsförmågan på stamnätet.

En dominerande vind- och solkraftproduktion innebär en låg kortslutningseffekt som kan innebära att dagens reläskyddsutrustningar inte kan koppla bort fel tillräckligt snabbt och säkert.

Potentiella lösningar

- *Investera i ökad shunt- eller seriekompensering*

- *Ge ekonomiska incitament eller ställ krav på kraftelektronik för att vindkraftverken ska kunna bidra till att upprätthålla spänningen.*
- *Utveckla teknik för styrning och övervakning för att kunna driva stamnätet med mindre marginaler men med bibehållen driftsäkerhet.*
- *Säkerställning av att felbortkopplingen i nätet kan fungera även vid låg kortslutningseffekt.*

3.1.2 Utmaningar vid lite vind- och solkraft och hög konsumtion

5. Tillgång till topplastkapacitet

Med en stor mängd vind- och solkraft kommer det finnas situationer med hög elförbrukning och låg vind- och solkraftsproduktion. Även vid dessa situationer måste det finnas tillräckligt med kapacitet.

Potentiella lösningar

- *Investera i ny reservkapacitet i form av t.ex. gasturbiner*
- *Utveckling av efterfrågefleksibilitet*
- *Ökad transmissionskapacitet till omkringliggande elsystem.*

3.1.3 Generella utmaningar för att upprätthålla balans

6. Större behov av flexibilitet i styrbar produktion och förbrukning

- *Vindkraftsproduktionen kan förväntas ha lika stora variationer som efterfrågan har idag. Efterfrågan varierar regelbundet och på ett förutsägbart sätt medan vindkraften varierar med ett stokastiskt mönster. Det kommer t.ex. finnas perioder med flera dagar i sträck där tillgången till vindproduktion är minimal. Detta innebär en utmaning planering av vattenkraftproduktion med ett mönster och volym som avviker från hur dagens älvsträckor har designats för.*
- *Fysisk reglerförmåga och regelverk för vattenkraften har utformats för att hantera dagens regelbundna förbrukningsvariationer.*
- *Hydrologiska samband och vattenekologiska hänsyn i älvsträckorna begränsar möjligheterna till snabb omplanering av vattenregleringen.*
- *Stora totala produktionsförändringar från vind kan ske under några timmar - dessutom är det svårt att prognosticera exakt tidpunkt för skeendet. En ökad mängd svårprognostiserad vind- och solkraft försvårar vattenkraftplaneringen längs en älvsträcka och för användningen av transmissionsnätet. Den ökade osäkerheten kan leda till att både produktion och transmission måste planeras mer konservativt med större marginaler.*

Potentiella lösningar

- *Förbättrade prognoser avseende vind- och solförhållanden*

- Anpassning av reglerförmåga, regelverk och miljöåtgärder för sammanhängande älvsträckor till de förändrade reglerbehoven.
- Utveckling av flexibilitet i elförbrukningen
- Utveckling av reglerförmågan i värmekraftproduktionen
- Utveckling av förbättrade metoder för vattenkraftsplanering som beaktar såväl uppdaterade prognoser, osäkerhet i dessa samt fysiska begränsningar och möjligheter
- Utveckling av flexibel elproduktion och elanvändning i fjärrvärmesystemen

7. Anpassning av ansvarsfördelning och marknadsmekanismer

- Ansvars- och arbetsfördelningen mellan elsystemets aktörer för att upprätthålla den fysiska balansen samt de marknadsmekanismer som står till buds för detta är utformade för att klara de hittillsvarande behoven.
- De ökade och förändrade reglerbehoven kan innebära att den nuvarande samverkans- och marknadsmodellen inte kommer att vara ändamålsenlig utan innebära en ineffektiv reglerprocess.
- Om ansvaret för att hantera de ökade prognososäkerheterna ska hanteras av marknadsaktörerna kan det krävas en utveckling så att en stor del av elhandeln ska kunna ske närmare drifttimmen. Alternativet är att en större del av balansregleringen sköts genom den systemansvarige och att upphandlingen av reglertjänster utvidgas.

Potentiella lösningar

- Översyn av ansvarsfördelningen mellan de systemansvariga, balansansvariga företag samt övriga aktörer. Prövning om den timvisa ansvarsgränsen är lämplig att bibehålla eller om den bör vara längre eller kortare.
- Anpassning av elhandelns produkter och tidscykler
- Anpassning av former och incitament i balansavräkningen.

8. Årsreglering

- Om solenergi blir en betydande del av kraftsystemet kommer den skapa ytterligare behov till säsongslagring eftersom större delen av produktionen sker vid lågsäsong för konsumtion.
- En stor säsongslagringskapacitet (som i Norden) inrymmer en stark förmåga att hantera lagring även i kortare tidsperioder.

Potentiella lösningar

- Upprätthålla och om möjligt öka årsregleringsförmågan i vattenkraften
- Utveckling av nya former av säsongslager
- Utveckla möjligheterna för utjämning av säsongsmässiga variationer i energibehoven med övriga Europa genom förstärkt överföringsförmåga

- *Minskad mängd direktverkande elvärme till förmån för värmepumpar och/eller lägre energiförbrukning minskar behovet av årsreglering.”*

Av den refererade utredningen framgår att majoriteten av problemen, ”utmaningar”, för kraftsystemet i ett system med ett mycket stort inslag av variabel kraftproduktion, inträffar i situationen med stor produktion från vind och sol i kombination med liten elanvändning. Det är alltså inte den motsatta situationen, med liten vind- och solkraftproduktion i kombination med mycket hög elanvändning, som orsakar flest problem. (Man måste dock komma ihåg att det inte gjorts någon prioritering av vilka utmaningar som är störst.) Enkelt uttryckt är det på sommaren som flest problem uppstår, inte på vintern.

När man i rapporten diskuterar ”stora mängder vind- och solkraft” så tar man sin utgångspunkt i ”ambitiösa” NEPP-scenarier som redan år 2030 indikerar 30 – 40 TWh vind och 5 TWh sol i Sverige. År 2050 kan omfattningen vara ännu större, 50 – 60 TWh vind och 10 – 20 TWh sol.

I rapporten diskuteras de olika utmaningarna utförligt. Här fokuserar vi på de olika utmaningarnas eventuella koppling till de svenska fjärrvärmesystemen. För att fördjupa analysen av fjärrvärmens bidrag till kraftsystemsstabiliteten har ett par workshops genomförts med driftkunniga personer på ett par svenska fjärrvärme-företag (Göteborg Energi och Mölndal Energi).

Liksom i referatet ovan börjar vi med situationen vid mycket vind- och solkraft samt låg efterfrågan på el.

3.2 Utmaningar vid mycket vind- och solkraft och låg konsumtion – fjärrvärmens roll

1. Mekanisk svängmassa

”Under perioder då konventionell produktion ersätts av stora mängder solkraft eller klassisk vindkraft kommer mängden mekanisk svängmassa i systemet att minska eftersom sol och vindkraftverk vanligtvis inte använder synkronmaskiner direkt-kopplade till elsystemet. Mekanisk svängmassa behövs för att parera störningar som uppkommer i elsystemet.”

Fjärrvärmens roll

I fjärrvärmeproduktionen finns kraftvärmeverk som, vid drift, utgör sådan svängmassa som nämns ovan. Kraftvärmeverkens generatorer är i princip uteslutande synkronmaskiner. Det aktuella driftfallet kan uppstå vid olika tidpunkter. En sådan är sommartid, då elanvändningen generellt är låg. En annan tidpunkt kan vara nattetid eller under helger även under andra delar av året. Driftläget karaktäriseras av mycket låga elpriser, vilket i sin tur medför att mycket lite av elproduktion med synkron-generatorer är i drift.

Ett problem vid det aktuella driftläget under sommarperioden är att en stor del av kraftvärmen då står stilla. Det finns några skäl till detta. Ett är att man typiskt vill

göra revision på sina anläggningar under de tider då värmebehovet är lägst och elpriset typiskt lägst. Detta gäller i stort sett för alla kraftvärmeverk. Ett annat skäl är att det i vissa fall inte är lönsamt att köra kraftvärmeverken under dessa tider eftersom man har billigare värmeproduktion tillgänglig, exempelvis industriell spillvärme. Ett tredje skäl kan vara att värmelasten är för liten för att möjliggöra drift med hänsyn till kraftvärmeverkets minlastbegränsning (det vill säga att anläggningen inte kan köras på ett bra sätt under en viss last, typiskt ca 20 procent av fullast). Ett fjärde skäl är låga elpriser.

Behovet att göra revision är svårt att komma ifrån, men det skulle kunna vara möjligt att välja tidpunkter då risken för den kritiska kombinationen av mycket variabel kraft och liten elanvändning är mindre. Problemet är dock att det då typiskt leder till andra merkostnader, exempelvis dyrare alternativ värmeproduktion, som i så fall på något sätt måste uppvägas. Revisionen tar typiskt ca 1 månad att genomföra.

I många fall är det alltså inte lönsamt att köra kraftvärmen under de aktuella tiderna. Ett undantag kan vara de avfallseldade kraftvärmeverken, som typiskt har mycket låga värmeproduktionskostnader och som ibland körs även då värmebehov saknas (genom att värmen kyls bort). Den samlade elproduktionen, och därmed svängmassan, i de avfallseldade kraftvärmeverken är dock i sammanhanget liten, huvudsakligen till följd av det låga elutbytet. Om man vill köra annan kraftvärme, som vid den aktuella tiden inte är lönsam att köra så måste i så fall tjänsten att erbjuda svängmassa till elsystemet ge tillräckliga intäkter för att täcka dessa kostnader. Alla sätt att tillföra synkron elproduktion vid det aktuella driftläget kommer dock också att få till följd att utrymmet för vind- och solkraft minskar.

En näraliggande tanke är att låta kraftverkens generatorer ”snurra med på tomgång”. Det är dock lättare sagt än gjort eftersom kraftvärmeverkens generatorer är direkt kopplade till turbinerna och turbinerna måste genomströmmas av ånga då de är igång. Det behövs för att kyla turbinerna. Till följd av minlastbegränsningar hos pannorna blir den minsta möjliga ångproduktionen relativt stor. Om produktionen då är olönsam så skulle ”masströghetstjänsten” bli mycket dyr.

Om driftfallet med stora mängder vind- och solkraft och låg elkonsumtion istället inträffar nattetid eller under helger under andra delar av året så kan fjärrvärmebehovet vara större. Då kan kraftvärmeverken därför redan vara i drift, huvudsakligen av värmeproduktionsskäl, och därmed bidra med tjänsten att bidra med svängmassa. Möjligheterna för att köra kraftvärmen dygnet runt underlättas om man i fjärrvärme-systemet har tillgång till värmeackumulering. Då kan kraftvärmen undvika att stoppas av minlastskäl nattetid genom att lagra värme från natt till dag. Då är värdet av värmen dessutom större. En nackdel med ”nattdriften” är dock att värdet av elproduktionen är mycket lågt. Samma principiella resonemang gäller också under helger (då värme kan sparas till vardagar).

Under de tider då kraftvärmeverken av ekonomiska skäl ändå är i drift erbjuder de dock ”på köpet” tjänsten för elsystemet att bidra till svängmassan.

Ett alternativ till att lita till kraftvärmen som mekanisk svängmassa vid de aktuella driftfallen är att utrusta vindkraftverken med kraftelektronik som gör att de ges egenskaper som bidrar till svängmassan.

För att få perspektiv på kraftvärmens betydelse för den mekaniska svängmassan så kan man jämföra effekterna, år 2013, i olika produktionsslag som utnyttjar synkrongeneratorer (Energiindikatorer 2014):

- Vattenkraft: 16 200 MW, men i praktiken kan inte mer än 13 000 MW⁵ köras samtidigt, 42 %
- Kärnkraft: 9 500 MW, 31 %
- Kraftvärme: 3 600 MW, 12 %
- Industriellt mottryck: 1 400 MW, 5 %
- Kondens (ej kärnkraft): 1 500 MW, 5 %
- Gasturbiner: 1 600 MW, 5 %
- *Totalt: 30 600 MW, 100 %*

2. Balansreglering

”Med en större mängd vind- och solkraft ökar variationerna i det korta tidsperspektivet (sekunder-timmar) vilket ökar behovet av reglerförmåga. Med en större mängd vind- och solkraft blir det oftare färre konventionella kraftverk i systemet, vilket kan innebära att färre kraftverk måste ta på sig en större del av balansreglering och hålla tillräckliga marginaler för detta.”

Fjärrvärmens roll

I Sverige sköts frekvensregleringen typiskt av vattenkraft. Om det på sikt inte räcker så skulle fjärrvärme också kunna bidra till detta. Fjärrvärmens skulle kunna bidra på två principiellt olika sätt. Till elproduktionens frekvensregleringsförmåga kan kraftvärmens bidra, medan elpannor och värmepumpar kan bidra genom elanvändningsanpassning. Typiska laständringshastigheter kan vara 30 procent laständring på en halvtimme för fastbränslebaserad kraftvärme och värmepump, medan gaseldade kraftvärmeverk kan ändra lasten ännu snabbare. För fastbränsleeldade kraftvärmeverk tar det dock lång tid att komma från kall anläggning till fullast, ungefär två dygn. För gaseldade kraftvärmeverk kan det gå så fort som två timmar.

Sannolikt blir bidraget från kraftvärme vid det aktuella driftläget, mycket vind- och solkraft och låg elkonsument, litet då kraftvärmeverken i stor utsträckning kan antas stå stilla. Behovet av ytterligare frekvensreglering kan dock uppträda även vid andra tidpunkter. Då är förutsättningarna större för att fjärrvärmesystemen genom kraftvärmens, ska kunna bidra.

Frekvensregleringen kan behöva ske både uppåt och nedåt. Det handlar ofta om korta tidsperspektiv. Primärregleringen i kraftverk som automatiskt styrs för att hålla frekvensen inom givna gränser reagerar mer eller mindre momentant, medan manuell

⁵ (Söder 2013). Trots mycket lågt elpris kommer vattenkraften dessutom i princip aldrig under 1 900 MW (Söder 2013). Det betyder att en viss mängd svängmassa alltid kommer att vara infasad. Om man i framtiden har möjlighet att "köra vattenkraften hårdare" så skulle minimiproduktionen eventuellt kunna minska. Vi har dock inte gjort, eller tagit del av, några sådana analyser.

styrd sekundär- och tertiärreglering används för att inom 15 minuter återställa frekvenshållningen så att ytterligare störningar kan hanteras av primärregleringen.

Frekvensregleringen delas alltså in i olika typer med avseende på hur snabbt den träder in, om den är automatisk eller manuell, m.m. (Engblom 2015):

- *Frekvensstyrd normaldriftsreserv FCR-N (primärreglering)*. Totalt 600 MW (varav 230 MW i Sverige) automatisk frekvensstyrd reserv i Norden för att hålla frekvensen inom 50 +/- 0,1 Hz vid normala mindre avvikelser.
- *Frekvensstyrd störningsreserv FCR-D (primärreglering)*. Totalt ca 1300 MW (varav ca 400 MW i Sverige) automatisk frekvensstyrd reserv i Norden som aktiveras mellan 49,9 och 49,5 Hz för att parera större störningar.
- *Snabb aktiv störningsreserv FRR-M (sekundärreglering)*. Manuell reserv för att återställa frekvensstyrd störningsreserv FCR-D inom 15 min. 1300 MW som avropas från Svk.
- *Frekvensstyrd sekundärreglering FRR-A (sekundärreglering)*. Automatisk frekvensstyrd reserv om 100 MW i Norden / 45 MW i Sverige. För snabbare återreglering till 50 +/- 0,1 Hz än den manuella ”15 minuters-reglering”.
- *Reglerkraftmarknaden*. Manuell avropning av bud på typ 10-15 min tidshorisont.

(Siffrorna ovan avser läget ungefär år 2013.)

För att ett kraftverk skall kunna bidra till att öka frekvensen krävs att det inte redan går på fullast. Man måste alltså i normalfallet begränsa driften så att sådan marginal finns att tillgå. Om man istället vill bidra till att sänka effekten måste effekten snabbt sänkas. För att detta skall vara möjligt så måste anläggningen vara i drift och med viss marginal köras över minlasten. I samband med sådan nedreglering av eleffekten måste ändå värmeproduktionen upprätthållas. Det kan ske genom direktdumpning av ånga till kraftvärmeverkets varmkondensor eller genom att annan värmeproduktion regleras upp. Trögheten i värmeproduktionen är dock avsevärt större än i elproduktionen och det är inte nödvändigt att momentant återställa värmeproduktionen.

Kostnaden för att låta kraftvärme sköta frekvensreglering blir dock i många driftlägen sannolikt hög. För att kunna bidra till frekvensreglering både uppåt och nedåt krävs alltså att man inte utnyttjar full kapacitet i kraftvärmeverket. Det bör också finnas ett värmebehov som kan svälja den eventuella uppregleringen. (Alternativt måste ånga löpande direktkondenseras för att möjliggöra uppregleringen.) Detta medför att dyrare värmeproduktion måste ersätta den värmeproduktion i kraftvärmeverket som undanhålls. Samtidigt medför det att man löpande går miste om elproduktion som den ”ordinarie” driften skulle möjliggjort. Dessa merkostnader måste alltså minst uppvägas av de merintäkter som frekvensregleringstjänsten skapar.

Om kraftvärmen är utrustad med kondenssvans eller återkylare⁶ kan man frigöra sig från beroendet av fjärrvärmeefterfrågan. Det påverkar dock samtidigt driftkostnaderna kraftigt eftersom man får ett minskat bidrag från värmeintäkter.

⁶ En återkylare är helt enkelt en värmeväxlare som kylv bort producerad fjärrvärme.

I en Värmeforskrappport från 2014 diskuteras möjligheterna för svenska kraftvärmeverk att leverera primär frekvensreglering (Eng 2014). Man har studerat ett antal olika typer av kraftvärmeverk och bedömt de tekniska och ekonomiska möjligheterna. Slutsatsen i rapporten är att anläggningarna tekniskt kan uppfylla kraven för att erbjuda primärreglering FCR-N (se ovan). Då anläggningen går på dellast konstaterar man att FCR-N kan erbjudas till en minimal kostnad. I olika omfattning kan man därmed anta att fjärrvärmesystemens kraftvärmeverk kan bidra till frekvensreglering i olika tidsperspektiv, från de snabbaste till de långsammare.

Ett alternativ till att använda kraftvärmen för frekvensreglering skulle kunna vara att låta vindkraften ta denna roll. Det skulle kräva att de utvalda vindkraftverken vid normala förhållanden skulle behöva köra på dellast för att möjliggöra uppreglering. Situationen där nedreglering efterfrågas sker genom att spilla ännu mer vind än vid normala förhållanden. En förutsättning är dock naturligtvis att det blåser, så att det finns någon drift att reglera ned. Vilket som blir billigast, kraftvärme eller vindkraft för frekvenshållningstjänsten, beror på beräkningsförutsättningarna.

Under perioder med mycket låga fjärrvärmeproduktionspriser blir frekvensregleringstjänsten med kraftvärme mycket dyr. Om värme värderas till 0 SEK/MWh (kan vara fallet om den annars kommer från avfallsförbränning eller viss spillvärme) så kostar elproduktionen baserad på biobränsle rörligt typiskt 750 SEK/MWh. Kostnaden sjunker något tack vare elcertifikatintäkten, ned till ca 550 SEK/MWh. Motsvarande för vindkraft utgörs av de rörliga drifts- och underhållskostnaderna, som inte är särskilt höga, säg 50 SEK/MWh. Med elcertifikatintäkt (med samma antagande som ovan) blir det en negativ elproduktionskostnad på 150 SEK/MWh⁷. Om man som ett tankeexperiment antar att kraftvärmeverket eller vindkraftverket körs på 70 procent last för att möjliggöra både upp- och nedreglering för att möta frekvenssvängningarna (lika mycket åt båda håll) så avgör rådande elprisnivå vem som gör frekvensregleringen billigast. För kraftvärme består kostnaden av att producera el till högre kostnad än marknadspriset medan kostnaden för vindkraften utgörs av den uteblivna lönsamma produktionen (över 70 procent driftläget). I detta läge blir det billigare att använda kraftvärmen för frekvensreglering om elpriset är högre än 340 SEK/MWh, medan vindkraften kan erbjuda tjänsten till lägre kostnad under den elprisnivån. (Anledningen till att man inte hamnar på ett elpris mitt emellan de båda alternativens elproduktionskostnader är att kraftvärmen måste öka sin produktion med 70 procent, medan vindkraftverket minskar sin produktion med 30 procent för att kunna fullgöra frekvensregleringstjänsten.)

Under perioder med högre fjärrvärmepris blir utfallet ett annat. Om man antar att fjärrvärmeproduktionskostnaden sätts av den rörliga kostnaden för biobränsleeldade hetvattenpannor blir kraftvärmeverkets elproduktionskostnad i storleksordningen 235 SEK/MWh och därmed endast 35 SEK/MWh efter elcertifikatintäkt. Därmed kommer

⁷ Att elcertifikatintäkten är oberoende av värdet på den producerade elen ger alltså olyckliga konsekvenser. Certifikatberättigad produktion ges därmed kraftiga incitament att producera el, trots att det inte finns någon betalningsvilja från användarna. En möjlig styrmedelmodifiering skulle kunna vara att inte tilldela certifikat till elproduktion som infaller då elpriset faller under en viss nivå.

drift av kraftvärmeverket nästan alltid vara lönsam. Samtidigt kommer elproduktionen att vara något billigare i vindkraftverket och det blir därmed marginellt billigare att utnyttja kraftvärmeverket för frekvensregleringstjänsten. Frekvensregleringstjänsten blir dock relativt dyr både för vindkraft och för kraftvärme eftersom man måste avstå från att köra på fullast och därmed går miste om lönsam elproduktion (och för kraftvärmeverket krävs också att annan värmeproduktion med rimliga kostnader finns till förfogande).

Räkneexemplen ovan innehåller långtgående förenklingar, bland annat eftersom vi inte beaktar vindkraftens låga tillgänglighet jämfört med kraftvärmens, men det kan ändå fungera som ”tankemodell”.

Som nämnts ovan kan även fjärrvärmesystemens elanvändning användas för frekvensreglering. Det kräver då att elpannor och/eller värmepumpar är i drift, men inte körs på fullast. Om det uppstår ett behov av att höja frekvensen så bidrar elpannor och värmepumpar till detta genom att minska elanvändningen, och därmed värmeproduktionen. För att möjliggöra detta så måste det finnas möjlighet att ersätta värmeproduktionsbortfallet med annan värmeproduktion. Om man, på samma sätt som ovan ser på exemplet då värdet av värmen är mycket lågt, säg 0 SEK/MWh, så måste alltså frekvensregleringstjänsten betala den merkostnad som driften av de aktuella elpannorna och värmepumparna. Dessa har relativt höga värmeproduktionskostnader även om elpriset skulle vara 0. Skälet är energiskatt på el, elcertifikatpåslaget, rörlig drift- och underhållskostnad. Värmeproduktionskostnaden uppgår därför till ca 400 SEK/MWh för elpannan och ca 130 SEK/MWh för värmepumpen. Är elpriset högre så ökar värmeproduktionskostnaden med ungefär det beloppet för elpannan medan endast en tredjedel av elpriset slår igenom i värmepriset från värmepumpen.

Ett incitament för att underlätta drift av elpannor och värmepumpar vi extremt låga elpriser skulle kunna vara att undanta dessa från energiskatt på el vid de aktuella tidpunkterna. Det skulle också underlätta för ökad elanvändning vid överskottssituationer, se punkt 3 nedan. Av 9 kap. 5 § i lagen om skatt på energi följer dock redan i dag att bränslen som används för att framställa fjärrvärme som levereras för förbrukning i tillverkningsprocessen i industriell verksamhet medges nedsatt energiskatt till 0,5 öre/kWh på el.

Vid högre värde på värmen så minskar kostnaden för att hålla anläggningarna i drift på dellast, men å andra sidan kan det istället uppstå en kostnad genom att exempelvis värmepumpen producerar värme till ett så lågt pris så att den av kostnadsskäl redan utnyttjas i värmeproduktionen. Eftersom anläggningen måste gå på dellast för att möjliggöra frekvensreglering så uppstår en kostnad då dyrare värmeproduktion istället måste träda in.

Om det uppstår ett behov av att sänka frekvensen så måste elanvändningen i elpannan eller värmepumpen öka. Effekterna av detta kan analyseras på motsvarande sätt.

Ökning och minskning av elanvändning i värmepumpar och elpannor underlättas om systemet innehåller möjlighet till värmeackumulering, eftersom man då till viss del kan frikoppla sig från värmebehovet vid den aktuella tidpunkten.

Hur stora effekter är det då som kan uppregleras respektive nedregleras? Den totala installerade effekten i kraftvärmeverk uppgår idag till ca 3 600 MW. År 2030 bedöms den uppgå till 4 700 MW. Den uppskattningen bygger på tidigare genomförda analyser av potentialen för kraftvärme där elproduktionen antas öka till 15 TWh år 2030 (Sköldberg 2013). Om man, hypotetiskt, antar att all denna kapacitet är tillgänglig för frekvensreglering och att uppreglering respektive nedreglering uppgår till max 30 procent av kapaciteten så blir reglereffekten 1 100 MW (idag) respektive 1 400 MW (2030).

På användarsidan är eleffekten i elpannor idag uppskattningsvis 500 MW och ungefär lika stor i värmepumpar. (I nuläget har vi ingen uppskattning av ökning eller minskning av elpanne- eller värmepumpsmängderna år 2030.) Om vi på samma sätt som ovan antar att uppreglering respektive nedreglering max uppgår till 30 procent av kapaciteten och att hela effekten är tillgänglig för frekvensreglering så blir den samlade reglereffekten i fjärrvärmesystemens elanvändning 300 MW.

Det betyder att den totala frekvensregleringskapaciteten som fjärrvärmens totalt kan ställa upp med idag, 1 400 MW, är av samma storleksordning som den lägsta möjliga driften av vattenkraften, 1 900 MW. Vattenkraftproduktionen, som idag står för huvuddelen av balansregleringen, är som ett årsgenomsnitt av storleksordningen 7 500 MW. Om man som ett tankeexperiment antar att den största störningen skulle vara att kärnkraftreaktorn O3 faller bort så skulle den samlade frekvensregleringskapaciteten i fjärrvärmesystemen teoretiskt räcka för att täcka det bortfallet (förutsatt att alla anläggningar finns till förfogande för frekvensreglering enligt ovan).

3. Överskottssituationer

”Soliga och blåsiga dagar med liten förbrukning kan en överskottssituation⁸ uppstå som måste hanteras, särskilt om de närliggande marknaderna har samma situation och inte kan ta emot överskottet.”

Fjärrvärmens roll

Elöverskottet kan översättas till att man skulle vilja tillföra elanvändning vid dessa tidpunkter och på det sättet förvandla överskottet till nyttig användning. Fjärrvärmesystemen har möjlighet att göra detta på olika sätt. En metod kan vara att minska elproduktionen i kraftvärmeverk, och därmed ge mer plats för vindkraften. Under de aktuella tiderna kan systempriset på el antas vara mycket lågt och om kraftvärmen körs så är det av andra skäl än elens värde. Ett sådant skäl kan vara att man tilldelas elcertifikat för produktionen. Det innebär att trots nollpris på el så kan det vara lönsamt att producera el från biobränslekraftvärme. Avfallskraftvärme kan också vara lönsam att köra för att skapa utrymme för att fortsätta ta emot och elda avfall, vilket i

⁸ Definitionsmässigt blir det i praktiken inte överskott. Elproduktionen måste i varje ögonblick vara densamma som användningen. I texten använder vi dock trots det begreppet överskott för att beskriva den aktuella situationen.

sig ger intäkter. I dessa fall måste kraftvärmeproducenterna på något sätt kompenseras för att avstå från elproduktion.

Det mest uppenbara sättet är kanske istället att öka elanvändningen. Det kan i fjärrvärmesystemen göras via elpannor och värmepumpar. Under de tider då elbehovet är litet kan man anta att även uppvärmningsbehovet ofta är litet. Många fjärrvärmesystem försörjs då av mycket billig värmeproduktion, t.ex. industriell spillvärme eller avfallsförbränning. Det betyder att värmen från elpannor och värmepumpar ofta konkurrerar med mycket billig värme och för att elanvändningen skall öka så måste fjärrvärmeproducenterna kompenseras för de merkostnader detta medför. (Vi påminner om de kostnader elpannorna och värmepumparna har, trots nollpris på el, se ovan. Det incitament som föreslås ovan, att tidvis undanta elanvändningen från energiskatt på el, skulle dock förbättra förutsättningarna för ökad elanvändning.)

Ett indirekt sätt att ge utrymme för ökad elanvändning i fjärrvärmeproduktionen vid låga elpriser (typiskt sommartid) är att stimulera efterfrågan på fjärrvärme. Detta är något som många fjärrvärmeföretag redan arbetar med eftersom man, även oberoende av lågt elpris, har tillgång till mycket billig värmeproduktion under sommaren. En metod är att erbjuda säsongsuppdelade fjärrvärmepriser, där energipriset är mycket lågt under sommarmånaderna. En annan metod, på samma tema, är att erbjuda särskilda avtal med låga priser för den typen av sommarleveranser, exempelvis poolvärme. Man kan också tänka sig att utnyttja fjärrvärme för att producera kyla, exempelvis via absorptionskylmaskiner. Problemet är dock att hitta ytterligare värmeefterfrågan under dessa tider där betalningsviljan är tillräckligt hög för att täcka kostnaderna.

Värmelagring är en annan principiell möjlighet. Här handlar det i så fall ofta om ganska långsiktig lagring, till och med från en säsong till en annan. Dygnslagring, som är relativt väl spridd i fjärrvärmesystemen, kan dock också ha visst värde för att underlätta sådana driftfall. Korttidslagring kan också ske genom att värme ackumuleras i byggnaders stomme.

Drivkrafterna för säsongslagring av värme är dock inte nya. Trots gratis värme sommartid har det dock i de flesta fall inte visat sig vara ekonomiskt lönsamt med säsongslagring. Ett skäl till detta är att varmt vatten inte är särskilt ”energiintensivt” och att det krävs mycket stora vattenmängder för att lagra relevanta energimängder. Det är alltså osäkert om värmelagring kommer att bli en användbar metod för lastutjämning. I enstaka fall skulle det dock kunna bli intressant, t.ex. vid en kombination av mycket dyr värmeproduktion vintertid, och mycket goda förutsättningar för lagring. Det finns också utredningar som pekar på att säsongslagring kan vara lönsam (Zinko 2008) och (Håkansson 2013).

4. Överföringsförmåga

”Om stora mängder vindkraft ska överföras från norra Sverige samt vidare söderut och på utlandsförbindelserna samtidigt som övrig synkron produktion står i det

närmaste still måste det finnas tillräcklig med annan reaktiv kompensering för att upprätthålla spänningen och därmed överföringsförmågan på stamnätet.

En dominerande vind- och solkraftproduktion innebär en låg kortslutningseffekt som kan innebära att dagens reläskyddsutrustningar inte kan koppla bort fel tillräckligt snabbt och säkert.”

Fjärrvärmens roll

Här är det svårt att se att fjärrvärmens på något påtagligt sätt kan påverka läget. Det skulle kunna handla om att minska behovet av transport genom att tillföra efterfrågan (t.ex. elpannor och värmepumpar fjärrvärmesystemen) i norra Sverige eller tillföra produktion (t.ex. kraftvärme) i södra Sverige. Det senare ökar möjligheterna att överföra el från norr, men samtidigt minskar behovet att överföra då produktion tillförs i söder. Möjligen kan nettot ändå bli positivt vad gäller utnyttjad överföring. Eftersom dessa kompenserande åtgärder inte sker ”spontan” skulle nya incitament i så fall behövas.

Eventuellt skulle kraftvärmeverkens generatorer, med rätt teknik, kunna användas som synkronkompensatorer vid hög andel vind- och solkraftproduktion. Om detta är en tekniskt/ekonomiskt rimlig åtgärd vet vi inte i dagsläget. För att svara på detta krävs vidare analys.

3.3 Utmaningar vid lite vind- och solkraft och hög konsumtion – fjärrvärmens roll

5. Tillgång till topplastkapacitet

”Med en stor mängd vind- och solkraft kommer det finnas situationer med hög elförbrukning och låg vind- och solkraftsproduktion. Även vid dessa situationer måste det finnas tillräckligt med kapacitet.”

Fjärrvärmens roll

Här är kapacitetssituationen i huvudsak den motsatta jämfört med punkten 3 ovan (”Överskottssituationer”). Därmed kan man förenklat se det som att fjärrvärmens kan underlätta situationen, men genom att, så att säga, genomföra åtgärderna tvärt om. Här bör elanvändningen minska eller upphöra, samtidigt som elproduktionen i kraftvärmeverk maximeras.

Den första delen av åtgärdsbatteriet, minskad elanvändning, sker delvis spontan till följd av att man kan förutse mycket höga elpriser under de aktuella episoderna. En försvårande omständighet är dock att även fjärrvärmeproduktionen på marginalen sannolikt är mycket dyr vid dessa tidpunkter. Om man utgår av att det är oljeeldning som sätter priset så kan det uppgå till 1 000 SEK/MWh. Det innebär att en elpanna tappar sin konkurrenskraft redan vid ett elpris på 600 SEK/MWh (till följd av övriga driftkostnader, t.ex. energiskatt på el). Det innebär att de sannolikt inte är i drift vid de aktuella bristsituationerna⁹ då elpriserna av allt att döma är betydligt högre. Däremot kommer en existerande värmepump att vara konkurrenskraftig ända upp till

⁹ Definitionsmässigt blir det i praktiken inte brist. Elproduktionen måste i varje ögonblick vara densamma som användningen. Det är snarare en mycket ansträngd elbalans som avses. I texten använder vi dock trots det begreppet brist för att beskriva den ansträngda elbalansen.

ett elpris på nästan 3 000 SEK/MWh! Detta förhållande påverkas både av värmepumpens höga effektivitet och av den mycket kraftiga beskattningen av fossil värmeproduktion (i oljepannan). En tanke skulle kunna vara att det totalt sett skulle vara en fördel om fjärrvärmeföretagen gavs incitament att inte använda el vid de aktuella tidpunkterna. Det skulle i så fall, utifrån nuvarande förhållanden och om värmepumpsdrift fortfarande skulle vara lönsam, kunna avlasta elefterfrågan med 500 MW, genom att avstå från drift av värmepumpar. Detta borde vara värdefullt ur kraftbalanssynpunkt. För att åstadkomma detta skulle exempelvis fjärrvärmeföretag som potentiellt vill använda el i elpannor eller i värmepumpar vid tidpunkter då svensk fossilbränsleeldad kondenskraft tas i anspråk kunna slippa betala energi- och koldioxidskatt på olja som används i hetvattenpannor.

En sådan åtgärd skulle också få effekter på användningen av fossil energi. Å ena sidan skulle det då medföra mer värmeproduktion från olja, men å andra sidan kanske drift av oljeeldade kraftverk eller gasturbiner kan undvikas. Det blir dock knappast någon nettopåverkan av detta eftersom värmepumpens effektivitet i princip balanserar effektiviteten i de aktuella kondensproduktionsalternativen.

Omvänt kan man anföra att det endast är prisförhållandena som bör styra huruvida värmepumparna körs eller ej och att det inte finns några anledningar till att i dessa situationer förändra styrmedelsförhållandena.

Som redan konstaterats är både värmebehovet stort och elpriset högt vid dessa bristsituationer. Det medför att fjärrvärmesystems kraftvärmeverk ”spontan” utnyttjas fullt. Det finns därmed ingen ytterligare eleffekt att tillföra när elbalansen blir ansträngd. Om kraftvärmeverken skulle vara utrustade med kondenssvans så skulle man kunna få ut något mer elproduktion, men på bekostnad av 100 procent av kraftvärmeverkets möjliga värmeproduktion. Det betyder att den värmeproduktionen måste ersättas med annan produktion, vilket skulle bli mycket dyrt. Detta är därmed knappast något rimligt driftfall.

Det har tvärt om periodvis funnits en drivkraft att ”backa” elproduktionen i kraftvärmeverk för att därigenom öka värmeproduktionen baserad på biobränsle istället för att köra oljehetvattenpannor. Om man lite förenklat antar att värmeproduktionen baserad på biobränsle kostar 200 SEK/MWh och att den kan ersätta oljebaserad värmeproduktion som kostar 1000 SEK/MWh så tjänar man alltså 800 SEK/MWh genom att direktkondensera den ånga som annars skulle ha gått till kraftvärmeverkets turbin. Å andra sidan går man miste om motsvarande elproduktion med dess intäkter. Det betyder alltså att elen måste vara värd minst 800 SEK/MWh om det skall vara lönsamt att köra kraftvärmedrift om den alternativa värmeproduktionen kommer från oljehetvattenpanna. Om kraftvärmen är biobränslebaserad bidrar elcertifikatintäkten och elpriset behöver då inte vara riktigt så högt. Om man antar ett elcertifikatpris på 200 SEK/MWh så räcker det med ett elpris på $800 - 200 = 600$ SEK/MWh för att elproduktionen skall vara mer lönsam än direktkondensering till värme. Fenomenet att ”backa” elproduktion skulle kunna undvikas genom den styrmedelsidé som nämns ovan (slippa skatter på olja för fjärrvärmeproduktion under tider då fossilbränsleeldade kondenskraftverk används i elsystemet). I samtal med personer med omfattande driftserfarenhet konstaterar vi dock att kraftvärmen typiskt

inte backas i dessa situationer. Det finns dock undantag, t.ex. om det finns kapacitetsbrist i värmeproduktionen och man helt enkelt behöver direktkondenseringen av kapacitetsskäl.

Ett sätt att minska behovet av topplasteffekt i elsystemet är att generellt minska användningen av el för uppvärmning. Här kan fjärrvärmens spela viss roll genom att fjärrvärme väljs istället för elbaserad uppvärmning (t.ex. direktel, elpanna eller värmepump). Genom detta minskar behovet av el under perioderna med störst totalt elbehov. Dessutom ökar värmeunderlaget för kraftvärme och det blir utrymme för något mer kraftvärme, vilket i sin tur tillför elproduktionskapacitet vid de aktuella tidpunkterna. Självklart finns gränser för hur långt en sådan strategi kan drivas, eftersom uppvärmningen i de mest värmeglesa områdena aldrig kan bli aktuell för fjärrvärme. Även andra uppvärmningsslag än fjärrvärme kan bidra till att ersätta elbaserad uppvärmning. Ett exempel är pelletseldning.

Ytterligare ett sätt för fjärrvärmens att bidra till tillgången på topplastkapacitet är om kraftvärmens skulle tillämpa teknik med avsevärt större elutbyte. Genom att använda kombicykel (gasturbin och ångcykel kombinerat) så kan elproduktionen från ett givet värmeunderlag fördubblas. Detta försvåras dock av att det mest attraktiva bränslet, fast biobränsle, först måste förgasas för att möjliggöra detta. Det ökar komplexitet och kostnader. Ett alternativ till detta är naturgasbaserad kraftvärme. Sådana kombicykelanläggningar kan betraktas som helt konventionell teknik redan idag. Vilket som blir mest konkurrenskraftigt – förgasad biomassa eller naturgas – kommer i hög grad att bli en konsekvens av de klimatmål som tillämpas i framtiden, och de styrmedel som då kommer till användning. Självklart påverkar också priserna på biobränslen och naturgas.

Om man för år 2030 med konventionell teknik förutser en kraftvärmeproduktion på 15 TWh och en kapacitet på 4 700 MW el så skulle den kapaciteten, hypotetiskt, istället kunnat uppgå till drygt 9 000 MW. Det finns dock praktiska skäl som omöjliggör en sådan teknikomställning på medellång sikt. Skälet är att alla nuvarande kraftvärmeanläggningar är av konventionell typ med jämförelsevis lågt elutbyte. Samma sak gäller för de kraftvärmeverk som är under byggnad eller som man planerar att bygga inom överskådlig tid. Om man accepterar naturgas som bränsle så är det bara ekonomin som måste vara sådan att kraftvärme med högt elutbyte väljs. Om kombicykel baserad på biomassa som bränsle istället skulle behövas så tillkommer svårigheten att biobränsleförgasning, kombinerat med kombicykel, inte finns kommersiellt tillgänglig. Pyrolys av biobränsle tillsammans med kombicykel är en likartad teknik, men även den är kommersiellt oprövad. En teknikomställning som den som beskrivs ovan kommer sannolikt att ta lång tid. Om teknik med mycket högre elutbyte skulle börja införas på lång sikt, i takt med att gamla kraftvärmeverk måste ersättas av åldersskäl, så skulle dock elproduktionskapaciteten i de svenska kraftvärmeverken kunna öka rejält. Om de teknisk/ekonomiska förutsättningarna för detta kommer att finnas är idag osäkert.

Om man vill åstadkomma kraftvärme baserad på biobränsle och med högt elutbyte så skulle det kunna vara motiverat att staten träder in för att möjliggöra demonstration av sådan teknik i kommersiell skala.

3.4 Generella utmaningar för att upprätthålla balans – fjärrvärmens roll

6. Större behov av flexibilitet i styrbar produktion och förbrukning

- ”Vindkraftsproduktionen kan förväntas ha lika stora variationer som efterfrågan har idag. Efterfrågan varierar regelbundet och på ett förutsägbart sätt medan vindkraften varierar med ett stokastiskt mönster. Det kommer t.ex. finnas perioder med flera dagar i sträck där tillgången till vindproduktion är minimal. Detta innebär en utmaning vid planering av vattenkraftproduktion med ett mönster och volym som avviker från hur dagens älvsträckor har designats för.
- Fysisk reglerförmåga och regelverk för vattenkraften har utformats för att hantera dagens regelbundna förbrukningsvariationer.
- Hydrologiska samband och vattenekologiska hänsyn i älvsträckorna begränsar möjligheterna till snabb omplanering av vattenregleringen.
- Stora totala produktionsförändringar från vindkraft kan ske under några timmar - dessutom är det svårt att prognosticera exakt tidpunkt för skeendet. En ökad mängd svårprognostiserad vind- och solkraft försvårar vattenkraftplaneringen längs en älvsträcka och för användningen av transmissionsnätet. Den ökade osäkerheten kan leda till att både produktion och transmission måste planeras mer konservativt med större marginaler.”

Fjärrvärmens roll

En av de möjliga lösningar som diskuteras generellt är en mer direkt priskoppling till marknaden i användarledet. De elpannor och värmepumpar som finns i fjärrvärmesystemen har sannolikt redan denna kortsiktiga priskoppling och har alltså möjlighet att reagera på kortsiktiga prissvängningar. Om elpannorna och värmepumparna deltar i frekvensregleringen, se punkt 2 ovan, så har de dock inte möjlighet att fullt ut reagera på elmarknadspriserna, eftersom de i så fall måste köras på ett visst sätt för ”frekvensregleringstjänsten”.

Även för elproduktionen i kraftvärmeverk finns redan den direkta priskopplingen. Här kan man alltså förutse att priserna timme för timme kommer att skilja sig åt mer jämfört med dagsläget. Det är dock inte detsamma som att kraftvärmeverken startar och stoppar timme för timme. I driftoptimeringen ingår tydliga start/stopp-kostnader, vilket innebär att det kan vara lönsamt att köra vidare under ett antal timmar även om inte elpriset motiverar det. Det blir helt enkelt dyrare att stoppa driften för att några timmar senare starta upp igen.

För lastvariationer mellan dag och natt samt mellan arbetsdagar och veckoslut så kan korttidslagring av värme i ackumulatorer få ett ökat värde. Sådana ackumulatorer finns redan i många fjärrvärmesystem. Det finns alltså redan nu tydliga drivkrafter för att jämma ut lasten och därmed undvika, eller åtminstone minimera, den dyraste värmeproduktionen. Det finns också andra driftfall än lastutjämning som ackumulatorerna kan möjliggöra. Det kan exempelvis vara att köra kraftvärme maximalt på

dagen då elproduktionen har högst värde för att sedan nattetid gå ner till minlast på kraftvärme och fylla på med värme sparad från dagen. De förstärkta elprisvariationerna inom dygnet (eller några dygn) kan komma att ge ytterligare incitament för korttidslagring av värme i ackumulatorer.

7. Anpassning av ansvarsfördelning och marknadsmekanismer

- ”Ansvars- och arbetsfördelningen mellan elsystemets aktörer för att upprätthålla den fysiska balansen samt de marknadsmekanismer som står till buds för detta är utformade för att klara de hittillsvarande behoven.
- De ökade och förändrade reglerbehoven kan innebära att den nuvarande samverkans- och marknadsmodellen inte kommer att vara ändamålsenlig utan innebära en ineffektiv reglerprocess.
- Om ansvaret för att hantera de ökade prognososäkerheterna ska hanteras av marknads-aktörerna kan det krävas en utveckling så att en stor del av elhandeln ska kunna ske närmare drifttimmen. Alternativet är att en större del av balansregleringen sköts genom den systemansvarige och att upphandlingen av reglertjänster utvidgas.”

Fjärrvärmens roll

För denna utmaning har vi inte identifierat någon unik roll för fjärrvärmen, utöver sådant som diskuteras under avsnitten om andra utmaningar.

8. Årsreglering

- ”Om solenergi blir en betydande del av kraftsystemet kommer den skapa ytterligare behov till säsongslagring eftersom större delen av produktionen sker vid lågsäsong för konsumtion.
- En stor säsongslagringskapacitet (som i Norden) inrymmer en stark förmåga att hantera lagring även i kortare tidsperioder.”

Fjärrvärmens roll

Den säsongslagring som kan bli aktuell för fjärrvärmen är värmelagring. Sådan säsongslagring har redan diskuterats under punkten 3. ”Överskottssituationer”. Erfarenheten visar alltså att säsongslagring av fjärrvärme visat sig vara svår att hitta lönsamhet för.

Ett sätt för att minska behovet för säsongslagring är att jämna ut elbehovet över året. Detta kan exempelvis åstadkommas genom att minska värmelasten i elförsörjningen. Detta diskuteras under punkten 5. ”Tillgång till topplastkapacitet”: Genom att basera mer av uppvärmningen på fjärrvärme och mindre på elbaserad uppvärmning (t.ex. direktel, elpanna eller värmepump) så avlastas elbalansen under de mest ansträngda perioderna. Dessutom ökar värmeunderlaget för kraftvärme och det blir utrymme för något mer kraftvärme, vilket i sin tur tillför elproduktionskapacitet vid de aktuella tidpunkterna.

3.5 Diskussion och slutsatser

I en situation med ökande mängder variabel elproduktion uppträder ett antal problemområden, ”utmaningar”, för kraftsystemet. Fjärrvärmens kan i olika hög grad underlätta för kraftsystemet i samband med dessa utmaningar. I denna rapport har en systematisk genomgång av fjärrvärmens möjliga roller vid dessa åtta utmaningar gjorts. Fjärrvärmens kan enkelt uttryckt underlätta för kraftsystemet på två olika sätt – genom elproduktionen i kraftvärmeverk eller genom elanvändningen i elpannor och värmepumpar. Indirekt kan fjärrvärme också påverka genom att ersätta elanvändning för uppvärmning i bebyggelsen.

Man kan konstatera att flera av utmaningarna kommer till uttryck i elpriserna, som i ett läge med avsevärt högre andel variabel elproduktion allt oftare kan bli mycket låga eller mycket höga. De ger därmed signaler till fjärrvärmesystemen som därmed kan reagera med större eller mindre elproduktion och elanvändning. Dessa förhållanden uppträder redan idag, men man kan alltså förutse ännu kraftigare elprissvängningar i framtiden. Detta kan påverka hur fjärrvärmesystemen körs. Det finns dock ett antal förhållanden som sätter gränser för fjärrvärmesystemens möjligheter till anpassning med hänsyn till kraftsystemet. Exempel på sådana är:

- Efterfrågan på fjärrvärme
- Tillgången till mycket billig värmeproduktion sommartid
- Styrmedel, exempelvis energi- och koldioxidskatter, energiskatt på el, elcertifikat och utsläppsrättshandel.
- Kommersiellt tillgänglig teknik, exempelvis elutbyte för kraftvärme och värmelagring

Analyserna i denna rapport är i huvudsak kvalitativa (liksom också de bakomliggande kraftsystemsutmaningarna). I vissa fall görs dessutom grova kvantitativa uppskattningar. I andra kapitel i denna rapport redovisas kvantitativa konsekvenser för några verkliga fjärrvärmesystem. De kvantitativa analyserna ger information om de ekonomiska konsekvenserna för den framtida fjärrvärmeproduktionen. Ekonomin för existerande kraftvärmeverk kan potentiellt påverkas kraftigt av de elpriser som blir följden av ett stort inslag av variabel elproduktion och en samtidig utfasning av termisk produktion. På motsvarande sätt påverkas också ekonomin för värmepumpar och elpannor. Dessutom påverkar kraftsystemets utveckling tydligt ekonomin för nyinvesteringar i kraftvärme, inklusive vilka typer av kraftvärmeverk som blir lönsamma (t.ex. elutbyte och bränsleval). Investeringar i värmepumpar och elpannor kan också bli intressanta. Sammanfattningsvis kan man konstatera att kraftsystemets utveckling kan komma att få en kraftig påverkan på ekonomin för många svenska fjärrvärmeföretag.

Nedan gör vi ett försök att i form av ett enkelt ”score card” sammanfatta i vilken utsträckning fjärrvärmens kan bidra till att underlätta för kraftsystemen vid de identifierade utmaningarna. Bedömningarna i tabellen visar alltså det samlade värdet av den påverkan som den nuvarande fjärrvärmens, samt ytterligare utbyggd och utvecklad fjärrvärme ger på framtida elsystemstabilitet.

Tabell 2: Fjärrvärmens möjliga bidrag till kraftsystemet vid ansträngda driftfall

	Kraftvärme	Elpanna / värmepump	Övrigt
<i>Mycket vind- och solkraft och låg konsumtion</i>			
- Mekanisk svängmassa	+	0	0
- Balansreglering	++	+	0
- Överskottssituationer	+	++	+
- Överföringsförmåga	+	+	0
<i>Lite vind- och solkraft och hög konsumtion</i>			
- Tillgång till topplastkapacitet	+++	+	+++
<i>Generella utmaningar för att upprätthålla balans</i>			
- Flexibilitet i styrbar produktion och förbrukning	+	+	+
- Ansvarsfördelning och marknadsmekanismer	0	0	0
- Årsreglering	0	0	+

+++; Stort bidrag; ++; Tydligt bidrag; +; Visst bidrag; 0: Inget eller mycket litet bidrag

Under rubriken "övrigt" återfinns exempelvis ökad fjärrvärmeanvändning och värmelagring

I samband med analysen har ett antal hinder för rationellt agerande identifierats. I några fall skulle dessa kunna minskas genom nya eller modifierade styrmedel. Här lyfter vi fram några sådana idéer. Vi vill dock betona att de just skall ses som idéer och inte färdiga förslag. Det krävs kompletterande analyser för att klarlägga de totala effekterna av styrmedelsidéerna.

- Att elcertifikatintäkten är oberoende av värdet på den producerade elen ger alltså olyckliga konsekvenser. Certifikatberättigade produktionsanläggningar ges därmed kraftiga incitament att producera el, trots att det inte finns någon betalningsvilja från användarna. En möjlig styrmedelsmodifiering skall kunna vara att inte tilldela certifikat till elproduktion som infaller då elpriset faller under en viss nivå.
- Ett incitament för att underlätta drift av elpannor och värmepumpar i fjärrvärmesystemen vid extremt låga elpriser skulle kunna vara att undanta dessa från energiskatt på el vid de aktuella tidpunkterna. Skälet skulle vara att det då inte finns något egentligt behov av att hushålla med el. Det skulle underlätta för ökad elanvändning vid överskottssituationer, och därmed undvika att el i onödan "går till spillo". (Skälet till att begränsa skatteundantaget till elanvändning inom fjärrvärmesystemen är att man annars skulle ge incitament för användning av elbaserad uppvärmning som anstränger elbalansen vid höglastsituationer.)
- Att köra värmepumpar i fjärrvärmesystemen vid ansträngd elbalans skulle kunna undvikas genom att fjärrvärmeföretag som avstår från att köra elpannor eller

värmepumpar vid tidpunkter då svensk fossilbränsleeldad kondenskraft tas i anspråk slipper energi- och koldioxidskatt på olja som används i hetvattenpannor.

4 ELPRODUKTION MED ÖKANDE INSLAG AV VARIABEL ELPRODUKTION – MODELLBERÄKNINGAR

Utgångsläget i vår analys av elmarknaden är ett scenario med en stor expansion av andelen förnybar (och variabel) förnybar elproduktion i Sverige och i resten av det europeiska kraftsystemet. Kärnfrågan är just att studera effekterna av ett elsystem med en mycket hög andelen variabel elproduktion snarare än att bedöma det troliga eller önskvärda i en sådan utveckling. Följaktligen har vi valt att utgå från scenariot ”Regional Policy” som har definierats och utformats inom ramarna för forskningsprogrammet Pathways (som leds av Chalmers) och forskningsprojektet North European Power Perspectives (som leds av Energiforsk och Profu)¹⁰. I dessa studier görs en betydligt mer omfattande scenarioanalys än vad vi berör här. Bland annat studerar man även en alternativ stringens i energi- och klimatpolitiken samt en alternativ balans mellan de olika målen för växthusgasutsläpp, förnybar energi och energieffektiviseringar.

Huvuddragen i ”Regional Policy”-scenariot är: fortsatt ambitiös utbyggnad av förnybar elproduktion runtom i Europa och satsningar på energieffektivisering även inom elanvändning. Till och med år 2050 antas andelen förnybar elproduktion i Europa stå för drygt 60 procent av den totala bruttoelanvändningen. År 2050 ska CO₂-utsläppen från den europeiska elproduktionen ha reducerats med nästan 100 procent jämfört med basåret 1990. Detta antas vara en konsekvens av att utsläppen från hela energisystemet skall minska med minst 80 procent enligt EUs färdplan för 2050. De europeiska staterna förutsätts fortsätta på den hittills inslagna vägen med i huvudsak nationella styrmedel inte minst avseende stöd till förnybart. Kärnkraften runtom i Europa antas ha 60 års livslängd sånär som på de aviserade avvecklingsplanerna i Tyskland, Belgien och Schweiz. Ny kärnkraften är möjlig om den är lönsam i beräkningarna. Vi har inte tagit hänsyn till de nyligen beslutade utfasningsplanerna av de äldsta svenska reaktorerna i dessa beräkningar. Vi har istället valt att variera tillgängligheten på svensk kärnkraft i den timvisa analysen. En mer detaljerad beskrivning av förutsättningarna för ”Regional Policy”-scenariot återfinns i Johnsson et al (2014).

¹⁰ Se mer om dessa program/projekt på respektive hemsida: <http://www.energy-pathways.org/index.htm> och www.nepp.se

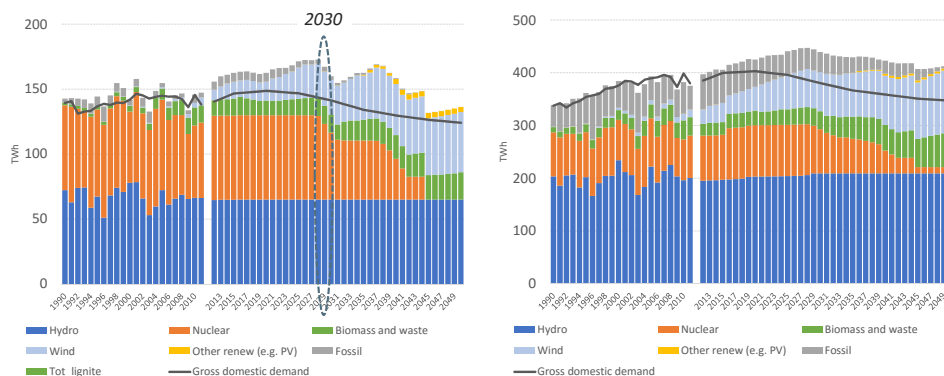
4.1 ELIN-modellen – En modell för den långsiktiga utvecklingen för den europeiska elproduktionen

Beräkningsresultaten för ”Regional Policy” är beräknad med den så kallade ELIN-modellen som utvecklats på Chalmers under senare år. Modellen är en kostnadsminimerande dynamisk och linjär modell som beräknar utvecklingen i det europeiska kraftsystemet mellan idag och 2050 givet en lång rad randvillkor bland annat avseende utvecklingen på bränslemarknaderna, nationell och europeisk energi- och klimatpolitik, teknisk utveckling och det framtida elbehovet. En mycket detaljerad databas över samtliga idag existerande termiska kraftanläggningar ner på blocknivå ingår i modellen liksom samlade kapaciteter för vind- och solkraft. Baserat på antagna livslängder för den existerande kapacitetsstocken, elbehovsutvecklingen och en mycket omfattande meny av nya tekniker beräknas så den kommande utvecklingen mot 2050. Mer om ELIN-modellen finns att läsa i Johnsson et al (2014) och Johnsson et al (2011).

4.2 Svensk och nordisk elproduktion

Inom det svensk-norska elcertifikatsystemet förutsätter vi en utbyggnad på 26,4 TWh mellan 2012 och 2020, 55 TWh mellan 2012 och 2030 samt 100 TWh mellan 2012 och 2050. Vi har medvetet valt en betydligt ambitiösare förnybar politik efter 2020 än den som idag är beslutad eftersom huvudsyftet är att studera effekterna av en mycket stor andel variabel förnybar elproduktion. Om en sådan utveckling drivs av ett modifierat elcertifikatsystem eller ett annat stödsystem saknar egentligen reell betydelse för vår analys i denna studie.

Följden av våra beräkningsantaganden är i basfallet en kraftig utbyggnad av framförallt vindkraft. I kombination med en vikande elefterfrågan så leder denna utveckling till ett stort årligt elöverskott i Sverige och Norden som exporteras till Kontinentaleuropa (se Figur 6).



Figur 6: Elproduktionen i basfallet i Sverige och i Norden beräknad med ELIN-modellen baserat på scenariot ”Regional Policy”.

4.3 EPOD – En modell för detaljerad produktionsanalys inom ett givet år

I vår analys har vi koncentrerat oss på år 2030. Vi har därmed plockat ut de produktionskapaciteter som beräknats med ELIN-modellen för just 2030 (jämför Figur 6 ovan) och använt dessa som ingångsvärden i en detaljerad analys, på timnivå, med ett annat modellverktyg, nämligen EPOD-modellen. EPOD är utvecklad av samma forskningsgrupp (Chalmers och Profu) som ELIN-modellen och beräknar i detalj kraftproduktionen inom ett givet år. Därmed kan man i långt större utsträckning ta hänsyn till kortsiktiga variationer i elproduktion och ellast än vad ELIN-modellen förmår med sin trubbigare tidsupplösning inom ett år. Dessutom inkluderar EPOD start- och dellastkostnader (försämrade verkningsgrad) för olika termiska kraftslag. Detta kan under vissa perioder få betydelse för produktionens sammansättning och, därmed, elpris. EPOD-modellen körs i tretimmarsblock och alltså inte timme för timme. Typiska beräkningsresultat från en EPOD-körning inkluderar elproduktion per bränsleslag och per region, CO₂-utsläpp, elhandel mellan länder eller regioner och marginalkostnader för att producera el i de olika regionerna. Mer om EPOD-modellen står att finna i samma rapporter som nämndes ovan i samband med ELIN-modellen.

4.4 Våra beräkningsfall

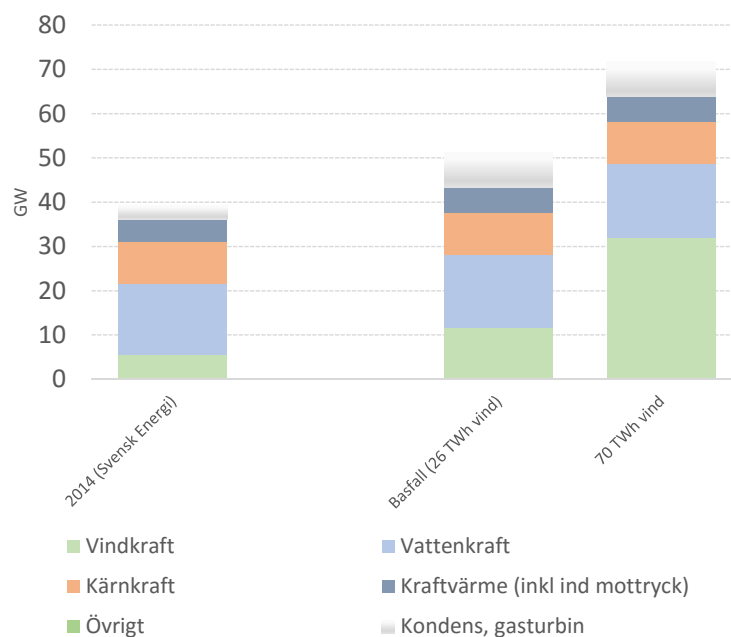
Baserat på utdata från ELIN-modellen för år 2030 och för vårt scenario ”Regional Policy” erhåller vi en produktionskapacitet i Sverige som fördelar sig på de olika kraftslagen enligt Figur 7 (”Basfall”) nedan. Utifrån detta basfall, som genererar 26 TWh vindkraft i Sverige, har vi sedan varierat dels den installerade kapaciteten på vindkraft i Sverige och dels den tillgängliga kapaciteten på kärnkraft. Detta har vi enbart gjort i EPOD-modellen vilket innebär att den övriga produktionskapaciteten inte ändrats. I basfallet antas all kärnkraft vara tillgänglig. På grund av utbyggnaden av förnybart i Sverige och i omvärlden utnyttjas dock inte kärnkraften full ut utan endast motsvarande 70 procent av den maximala årsproduktionen. Detta är alltså ett EPOD-resultat för basfallet. Den övre gränsen för kärnkraftens tillgänglighet i detta fall är satt till 85 procent (på grund av revisioner och oplanerade stopp) vilket motsvarar en produktionskapacitet på 70 TWh per år. När det gäller vindkraften har vi analyserat spannet mellan 15 TWh per år (motsvarar dagens produktionsvolym) och 70 TWh.

Beräkningsfallet ”70 TWh vind” har vi kombinerat med tre olika tillgängligheter för kärnkraften: all kapacitet är tillgänglig, endast de fyra yngsta reaktorerne finns tillgängliga (R3-4, O3 och F3 motsvarande ca 5,6 GW) samt att all kärnkraft är utfasad. Figur 7 redovisar även det fall där vindkraften producerar 70 TWh (med kärnkraften tillgänglig). Utöver detta har vi, som nämnts, antagit samma kapacitet för övrig kraftproduktion som i basfallet, vilket naturligtvis är en förenkling. Viktigt att komma ihåg är dock att utbyggnaden av förnybart i Sveriges omvärld också är stor i basfallet. Samt att överföringsförbindelserna inom länder och mellan länder stärkts som ett resultat av denna utveckling. Inget av detta förändras dock till följd av de

olika vindkraftvolymerna alternativt tillgänglighet till kärnkraft i Sverige. Vi har alltså metodmässigt valt att utgå från en given och beräknad (med ELIN) produktionskapacitet när vi varierat vindkraftkapaciteten respektive kärnkraftkapaciteten.

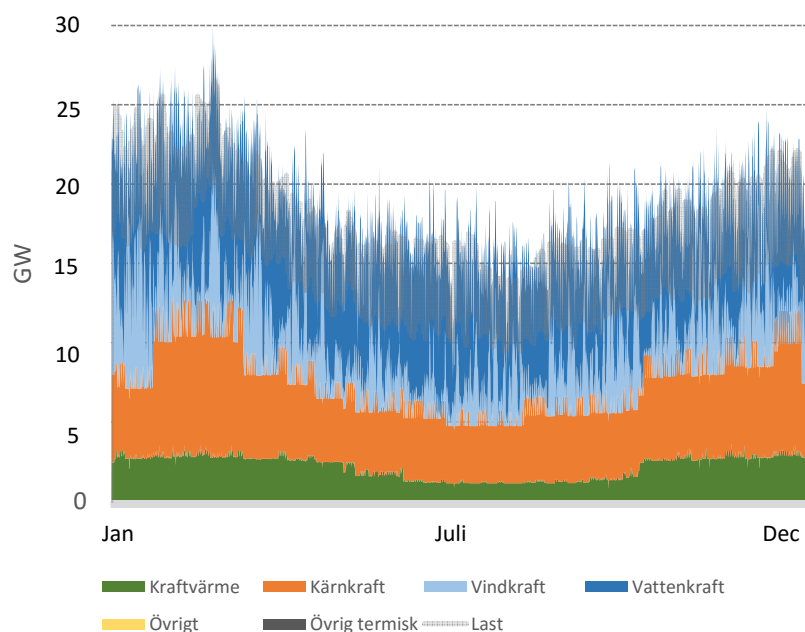
En alternativ, betydligt mer modellintensiv, ansats är att med ELIN-modellen analysera även de olika vindkraft- och kärnkraftfallen. Och därefter utföra den detaljerade timanalysen i EPOD för varje beräkningsfall. På så sätt hade man inkluderat det faktum att systemet utvecklas olika beroende på om vindkraftproduktionen i Sverige år 2030 ligger på 15 TWh, 26 TWh, 50 TWh eller 70 TWh. Men på grund av framförallt resursskäl har vi istället begränsat oss till EPOD-modellen när det gäller att analysera effekten av olika mängder vindkraft och tillgänglighet till kärnkraft.

Vi har medvetet valt ett stort produktionsspann för vindkraft och en mycket hög maximal produktion, 70 TWh. Detta eftersom vår huvudfråga för analysen av elsystemet är att förstå dynamiken i, och konsekvenser av, olika produktionsvolymerna vindkraft i kombination med olika tillgänglighet till styrbar termisk kraftproduktion och inte i första hand måla upp det mest troliga scenariot. Vi har heller inte inkluderat efterfrågeanpassningar eller lagringsmöjligheter i vår modellering. Detta leder till att vi, allt annat lika, rimligen överskattar effekterna något av stora mängder vindkraft. För vår forskningsfråga behöver detta inte vara något problem eftersom vi i första hand är intresserade av att få fram resultat för en framtid med en stor prisvariation på elmarknaden.



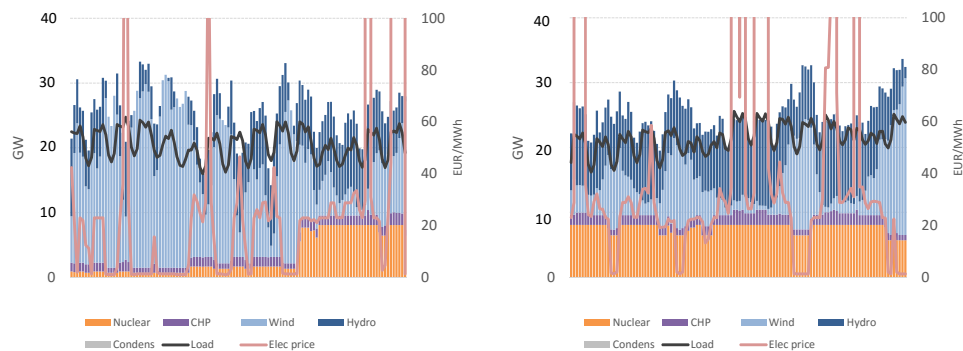
Figur 7: Produktionskapaciteten i basfallet, i fallet med 70 TWh vindkraft och i nuläget.

I Figur 8 presenteras den svenska elproduktionen över året baserat på en EPOD-körning för basfallet. Följaktligen produceras 26 TWh vindkraft med stora timvisa fluktuationer, och mindre än 60 TWh kärnkraft. Vi kan konstatera att kärnkraftproduktionen är reducerad även vintertid på grund av god vindtillgång. Sommartid går produktionen ner (modellen fångar inte explicit revisionerna i varje reaktor som oftast sker under en sammanhängande period på sommaren). Vattenkraften körs i stor utsträckning för att hantera variationerna i vindkraft och i elförbrukning.



Figur 8: Elproduktion och ellast i Sverige för beräkningsfallet "26 TWh vindkraft"

I Figur 9 presenteras ett utsnitt om lite drygt två vinterveckor, dels två veckor med mycket vindkraft (till vänster) och dels två veckor något senare samma vinter med relativt lite vindkraft (till höger). På årsbasis produceras 70 TWh vindkraft vilket alltså är vårt mest vindextrema beräkningsfall. Man kan tydligt se att under perioden med mycket vindkraft så ligger elpriserna på låga nivåer samtidigt som kärnkraften går på kraftigt reducerad effekt. Men under enstaka 3-timmarsblock med lite vind stiger elpriset kraftigt samtidigt som kärnkraften ligger kvar på reducerad effekt eftersom startkostnaden inte motiverar start för enstaka timmars drift. De kraftiga fluktuationerna i elproduktionen ger därmed upphov till en kortvarig brist i systemet, trots att kapacitet finns tillgänglig, med tillhörande bristkostnad. Sådana effekter fångar EPOD-modellen tack vare att start- och dellastegenskaper för de enskilda termiska kraftverken ingår i modellbeskrivningen. I figuren till höger med varaktigt lägre nivåer för vindkraften (även om det finns kortare perioder med relativt mer vind) producerar kärnkraften nära max. Även under den perioden fluktuerar elpriset rejält men ligger generellt sett högre än i den vänstra figuren.



Figur 9: Elproduktion, last och elpris för två vinterveckor med mycket vind (till vänster) och två vinterveckor med relativt lite vind (till höger). Bägge diagram baseras på beräkningsfallet "70 TWh vindkraft".

Vi kan alltså konstatera att stigande volymer variabel vindkraft och ökande fluktuationer i elproduktion och elpris leder till ett antal systemeffekter:

1. Övrig tillgänglig termisk kapacitet påverkas negativt med sjunkande drift-timmar. Till slut hamnar man i ett läge där verkliga operatörer överväger "förtida" stängning.
2. Vattenkraften körs "hårdare" och oftare närmare sin min- och max-gräns.
3. Nettoexporten från Sverige ökar vilket ställer krav på överföringskapaciteter (om vi samtidigt fasar ur termisk kapacitet i Sverige kommer vi också att behöva importera stora mängder kraft under vissa perioder).
4. Elförbrukningen påverkas och incitament för lastförskjutning och/eller lagring ökar.

Mycket talar dock för att potentialen lastförskjutning kan begränsas av det faktum att variationerna i vind ofta sträcker sig över flera dagar, medan lastförskjutning är förknippat i första hand med förskjutning över ett eller två dygn. Modellverktygen som vi använt oss av i detta projekt har inte hanterat variationshantering på efterfrågesidan.

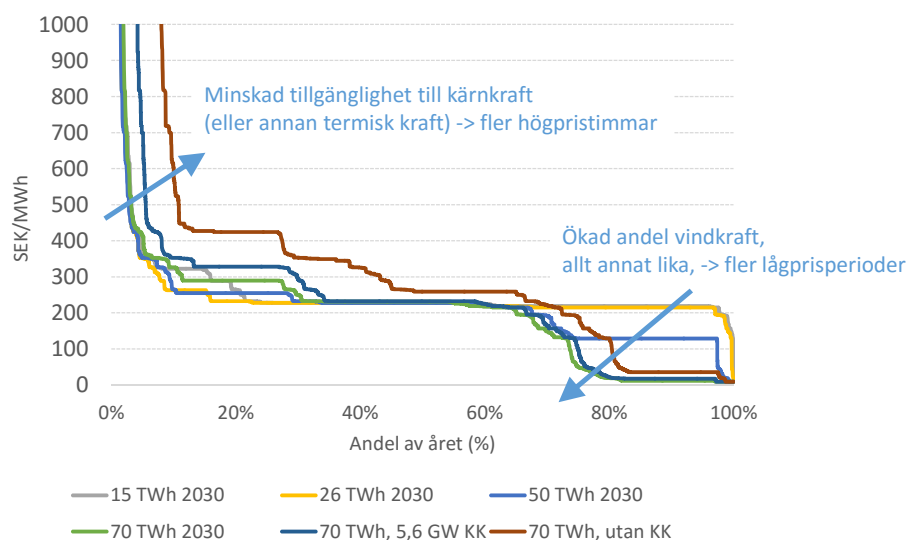
4.5 Elpriser

Som vi nämnt tidigare beräknar EPOD-modellen ett elpris ("producentpris" eller "råkraftpris") för varje prisområde. I modellen är Sverige indelat i fyra prisområden som i allt väsentligt överensstämmer med de verkliga prisområdena på den nordiska elmarknaden. Sveriges grannländer är i olika utsträckning indelade i motsvarande prisområden definierade av viktiga flaskhalsar i de nationella transmissionsnäten. Som vi kunnat se i tidigare figur kan elpriset fluktuera avsevärt mellan säsonger men också mellan timmar. I Figur 10 har vi rangordnat det beräknade elpriset för prisområde 3 (prisområde "Stockholm") i fallande storlek under modellåret 2030 för samtliga våra beräkningsfall. Vi kan konstatera att vi under en relativt liten del av året (typiskt 5-15 procent beroende på beräkningsfall) har mycket höga priser och under

20-25 procent har relativt låga eller mycket låga priser, återigen beroende på scenario. De priser som vi ser på marknaden idag följer också detta mönster.

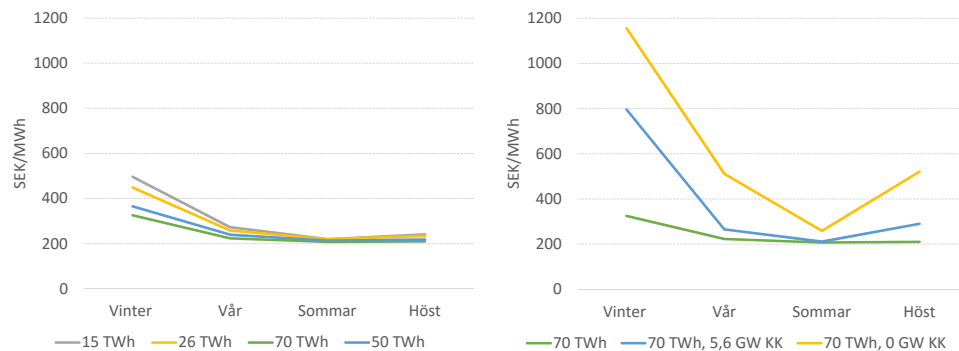
Om vi ökar andelen tillgänglig vindkraftkapacitet i våra modellberäkningar så ökar andelen lågpristimmar. De perioder under året som elpriset är mycket lågt blir fler och längre. Man kan säga att den högra fjärdedelen av kurvan skiftar nedåt. Men det är inte förrän vi når mycket höga volymer vindkraft, 50 TWh och mer som detta blir riktigt tydligt. Den svenska och nordiska vattenkraften samt förstärkt överföringskapacitet inom Sverige respektive mellan Sverige och dess grannländer har en stor utjämnande förmåga på ökande volymer av vindkraft. Om vi kombinerar fallet med mycket vindkraft, 70 TWh, med en utfasning av kärnkraften så ökar istället perioderna med höga elpriser. Man kan säga att den vänstra högprisdelen i priskurvan skiftar uppåt. Med andra ord: ett framtida elsystem med mycket variabel icke-styrbar elproduktion med låga rörliga kostnader och en mindre andel styrbar termisk kraft än vad vi har idag kommer generellt sett att ha en brantare priskurva enligt Figur 10 än vad fallet är på dagens marknad.

Det är elpriserna som redovisas i Figur 10 som går in som ingångsvärden i våra fjärrvärmesimuleringar som redovisas i Kapitel 5 längre fram.



Figur 10: Varaktighetskurvor för elpriset (SE3) i de olika beräkningsfallen

I Figur 11 redovisas den säsongsvisa variationen i elpris (prisområde SE3). Den vänstra figuren visar utfallet för olika volymer vindkraft medan den högra figuren visar utfallet för olika tillgänglig kapacitet kärnkraft vid en given mängd vindkraftproduktion (70 TWh). Mer vindkraft, allt annat lika, reducerar framförallt vinterpriserna medan mindre tillgänglig kärnkraft, allt annat lika, tenderar att öka framförallt vinterpriserna. Detta är naturligtvis viktiga förutsättningar för kraftvärmeverkens lönsamhet eftersom de i huvudsak körs under vinterhalvåret.



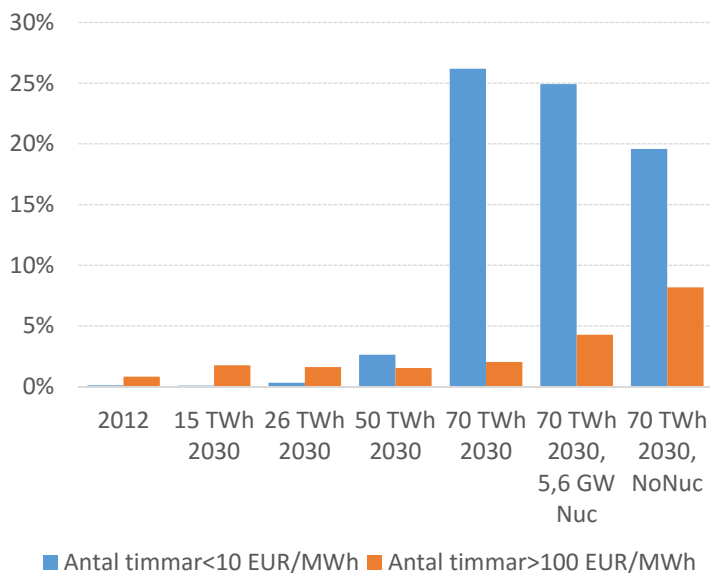
Figur 11: Elpriset variation mellan säsonger för olika produktionsvolymen av vindkraft (till vänster) och för olika tillgänglighet till kärnkraft vid given vindkraftproduktion (till höger). Priserna avser prisområde SE3.

Tittar vi in mer noggrant i den timvisa (3-timmarsblock) prisanalysen kan vi konstatera att lågpristimmar blir ett ”året-runt”-fenomen då vindkraftproduktionen uppgår till 26 TWh eller mer. Vi kan alltså komma att få lågpristimmar även vintertid, precis som man idag redan kunnat se i till exempel Danmark. Detta blir därmed en helt annan situation än idag där lågpristimmar i huvudsak är ett sommarfenomen. Vad som räknas som ”lågpris” är naturligtvis subjektivt men vi har valt att definiera priser på runt 10 öre/kWh och nedåt som typiskt ”låga”. När det gäller ”högpristimmar” (typiskt 100 öre/kWh och mer) så indikerar modellresultaten att det även vid stora vindkraftsvolymer i huvudsak kommer att vara förknippat med vintersäsongen. Det är då efterfrågan är som störst och tåligheten mot produktionsbortfall (till exempel vid låg vindtillgång) som lägst.

Som vi konstaterade ovan är lågprisperioderna ett resultat av mer vindkraft medan högprisperioderna är ett resultat framförallt av mindre kärnkraft (eller annan termisk styrbar elproduktion). I Figur 12 har vi räknat samman det antal timmar som är typiska ”lågpristimmar” (ca 10 öre/kWh och mindre) respektive typiska ”högpristimmar” (ca 100 öre/kWh och mer). Baserat på den definitionen kan man se att det först är vid mycket stora vindkraftsvolymer som antalet blir signifikant. Innan dess är antalet låg- respektive högpristimmar i samma storleksordning som idag (”2012” i figuren). Förklaringen till denna ”dämpande” inverkan är, som antytts tidigare i texten, den svenska och nordiska lättreglerade vattenkraften samt den signifikanta utbyggnaden av överföringskapaciteter som förutsätts i våra scenarier. Handeln mellan regioner jämnar ut de skillnader som uppstår till följd av vindkraftexpansionen i Sverige (vi påminner om att när vi ökar mängden vindkraft i Sverige mellan 15 och 70 TWh så förändras inte produktionskapaciteten i grannländerna).

Först när vindkraftproduktionen når 50 TWh och mer så blir antalet lågpristimmar signifikant. Mellan 50 TWh och 70 TWh finns en tydlig tröskel. I fallet ”70 TWh vindkraft” uppgår antalet lågpristimmar till drygt 25 procent av årets timmar. Antalet högpristimmar blir relevant först då vi gradvis fasar ur kärnkraften. Då minskar också antalet lågpristimmar något. Andelen hög- och lågpristimmar blir naturligtvis en

annan om dessa definieras på annat sätt, det vill säga baserat på andra prisnivåer. Framställningen i Figur 12 är därför i första hand kvalitativ i sitt syfte.



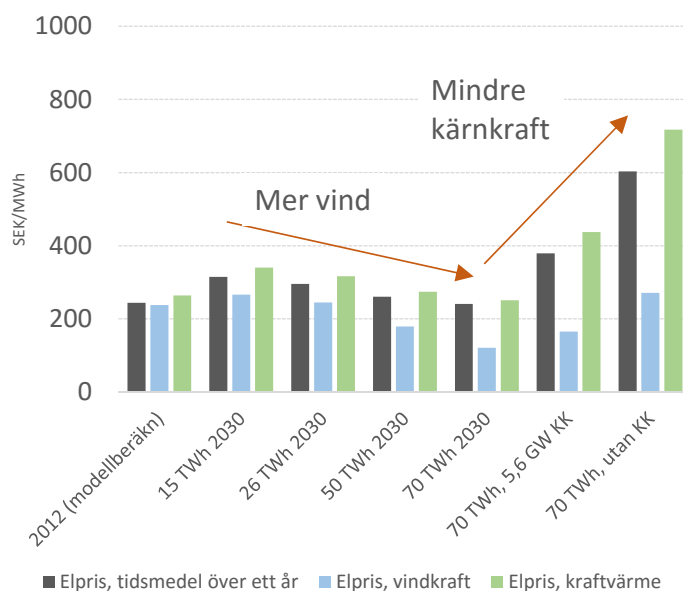
Figur 12: Andelen lågpristimmar (lägre än ca 10 öre/kWh) och högpristimmar (högre än ca 100 öre/kWh) för samtliga beräkningsfall.

Elpriset anges ofta som ett årligt medelpris. Det ger i det flesta fall en indikation på om ett visst kraftverk når lönsamhet eller ej baserat på dess kostnader. Men i en framtid där elpriset troligen kommer att variera mer under året än idag och där variabel icke-styrbar elproduktion tar en mer signifikant andel av produktionen så kommer det att bli allt viktigare att beräkna intjäningsförmågan utifrån de olika kraftslagens produktionsmönster. Denna kommer att skilja sig beroende på kraftslagens produktionsprofil, det vill säga olika kraftslag kommer att erhålla olika medelpriser räknat över ett år. För ett typiskt baslastkraftverk kommer fortfarande det årliga tidsmedelvärdet vara relevant eftersom det, lite förenklat, kan antas producera fullt under hela året. För ett vindkraftverk däremot, så bör elpriset på marknaden vägas mot vindkraftverkets produktionsprofil. Det gör att höga elpriser inte räknas om det samtidigt är vindstilla och vindkraftverket inte kan producera eller om det producerar på reducerad effekt. Vi kallar detta för ett vindprofilvägt medelpris.

För ett typiskt kraftvärmeverk viktas istället vinterhalvårets elpriser tyngre i det årliga medelpriset än sommarhalvårets elpriser. I Figur 13 har vi beräknat de vägda årsmedelpriserna för tre kraftslag: baslast (till exempel ett kondensverk med mycket hög utnyttjningstid), vindkraft och kraftvärme. När vi ökar utbudet av vindkraft, från 15 TWh till 70 TWh i Sverige, kan vi se att medelpriset, baserat på våra EPOD-beräkningar, sjunker för samtliga produktionsslag. I synnerhet gäller detta för vindkraften. I takt med att denna byggs ut kommer den att få större betydelse för elprisbilden. Blåser det mycket så producerar vindkraften mycket el samtidigt som

elpriset är lågt om utbudet av vindkraft är tillräckligt stort och/eller om elefterfrågan samtidigt är låg. Och omvänt, vid låg tillgång på vind kommer elpriset att vara relativt högt vilket endast kommer vindkraften tillgodo i begränsad utsträckning (eller inte alls om det skulle vara helt vindstilla). Ju mer vindkraft som byggs ut desto mer kommer vindkraften ”kannibalisera” på sig själv givet att vi inte har någon efterfrågeanpassning eller givet dagens marknadsdesign med en energy-only-marknad.

I fallet ”70 TWh” så är det medelelpris vindkraften erhåller under året (det vindprofilvägda elpriset) mindre än hälften av det som är beräknat för fallet med 15 TWh. Detta är helt enkelt en naturlig följd av att vindkraften inte kan anpassa sin produktion till variationer i efterfrågan och, därmed, till elpriset. Elpriset blir istället ett resultat av vindtillgången vid tillräckligt stora volymer vindkraft. Nedgången i vägt elpris för baslastkraftverket och kraftvärmeverket är inte alls lika stor. Om vi istället kombinerar den mycket stora volymen vindkraft, 70 TWh, med en utfasning av kärnkraften (de tre stapelgrupperna längst till höger i Figur 13) så blir elpriserna som samtliga tre kraftslag känner av under året relativt sett högre. Utväxlingen är särskilt stor för kraftvärmeverket som profiterar på de höga vinterpriserna vilket är ett resultat av kärnkraftutfasningen. Vindkraftverket erhåller ungefär samma elpris i fallet ”70 TWh vindkraft utan kärnkraft” som i fallet ”15 TWh vindkraft”, ca 25 öre/kWh. För kraftvärmeverket är det vägda elpriset mer än dubbelt så stort vid motsvarande jämförelse.



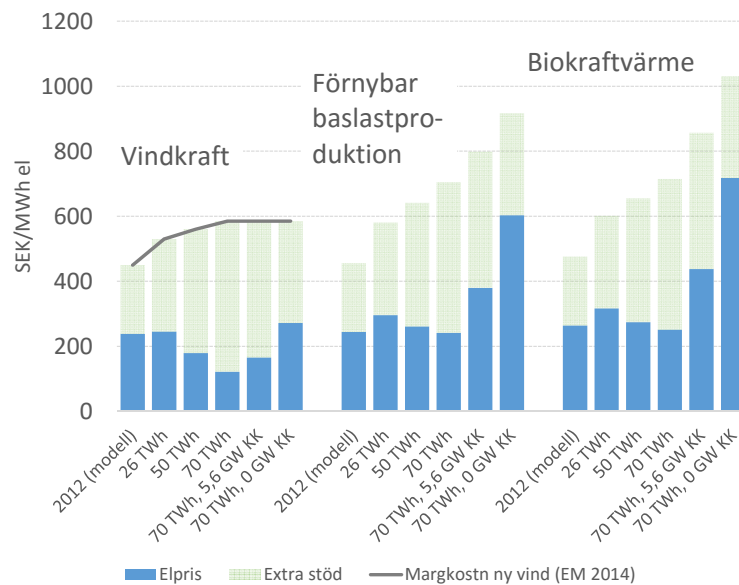
Figur 13: Produktionsprofilvägda årsmedelelpriser för baslastproduktion, vindkraft och kraftvärme

Även om bilden ser positiv ut avseende intjäningsförmågan för i synnerhet kraftvärmeverket vid ett fall där vi har mycket vindkraft i systemet samtidigt som vi har

fasat ut kärnkraften är det viktigt att komma ihåg att vi inte inkluderat efterfrågeanpassningar i vår analys. Det höga årliga vägda medelpriset förklaras i stor utsträckning av en begränsad period, typiskt 10-15 procent av året med mycket höga elpriser, 2 SEK/kWh och mer, till följd av en ansträngd kraftbalans med bristkostnader i prisbilden. Med ett större inslag av efterfrågeanpassningar (lastförskjutning och/eller lagring) eller ett större tillskott av exempelvis gasturbiner kommer dessa pristoppar att reduceras. Och därmed försämras intjäningsförmågan för de kraftslag som profiterar extra mycket på högpristimmarna.

4.6 Stödnivåer via exempelvis elcertifikat

I en studie från 2014 konstaterar Energimyndigheten att det finns en potential för landbaserad vindkraft på ytterligare 80 TWh med en produktionskostnad som understiger 55 öre/kWh. Baserat på denna källa i kombination med egna antaganden antar vi att marginalkostnaden för ny vindkraft som funktion av den installerade kapaciteten följer den heldragna svarta linjen i Figur 14 (den vänstra stapelgruppen). Produktionskostnaden ligger för samtliga beräkningsfall klart över det elpris (vindprofilvägt årsmedelpris) som vindkraften erhåller under året. Vindkraften behöver alltså en extra intäkt som täcker gapet mellan elpris och produktionskostnad. Idag sker detta via elcertifikatsystemet. Figuren visar att i det fall där vindkraften har lägst intjäningsförmåga ("70 TWh vindkraft") så måste mer än 80 procent av den totala produktionskostnaden täckas med en extra intäkt utöver elpriset för att kalkylen ska gå ihop. Om vi antar att vindkraften bestämmer stödnivån enligt "kostnads-täcknings"-principen och om vi antar att även övriga förnybara kraftslag erhåller samma stödnivå, precis som dagens elcertifikatsystem, så skulle intäkten för de styrbara förnybara kraftslagen kunna bli väldigt hög i synnerhet om vi samtidigt fasar ut kärnkraften (Figur 14). I det mest gynnsamma fallet uppgår den totala intäkten för ett biobränslekraftvärmeverk på elsidan (vägt medelpris plus extra stöd) till mer än 1 SEK/kWh vilket med råge torde överstiga dess produktionskostnad.



Figur 14: Produktionsprofilvägda årsmedelpriser (blå staplar) och extra stöd (ljusgröna staplar) baserat på marginalkostnaden för ny vindkraft

I våra fjärrvärmesimuleringar har vi, som nämnts tidigare, använt de elpriser i de olika beräkningsfallen som vi redogjort för i detta kapitel. Förutom elpris och antaganden kring bränslepriser så spelar även valet av elcertifikatpris en viktig roll för framförallt biobränslekraftvärmeverken konkurrenskraft. I detta projekt har vi inte haft tillgång till ett särskilt modellverktyg för att beräkna elcertifikatpriserna. Endast i basfallet beräknat med ELIN-modellen kan vi avläsa ett sådant pris. För de övriga beräkningsfallen (det vill säga 15 TWh, 50 TWh och 70 TWh vindkraft samt 5,6 GW kärnkraft och 0 GW kärnkraft) har vi fått göra egna antaganden. Vi bygger dessa antaganden på differensen mellan produktionskostnaden för ny vindkraft och på det tidsmedelvägda elpriset över året. Vi utgår alltså inte från det vindprofilvägda elpriset (vi har dock gjort en känslighetsanalys på detta i ett specifikt fall).

Huvudskälet till detta är de mycket höga intäkterna som i så fall skulle bli resultatet för de andra förnybara kraftslagen såsom biobränslekraftvärme som vi kunnat se ovan. Ett sådant scenario skulle därmed troligen motivera färre investeringar i vindkraft och fler i annan förnybar elproduktion än vad vi antagit i våra olika beräkningsfall. Vi vill heller inte hamna i ett läge där vi helt överskattar biobränslekraftvärmens konkurrenskraft i fjärrvärmesimuleringarna längre fram. Ytterligare ett skäl är att det helt enkelt är mycket osäkert hur ett stödsystem som leder till en vindkraftexpansion på 50-70 TWh ser ut i framtiden. Det är inte orimligt att tro att det kan komma att skilja sig i flera viktiga avseenden från dagens elcertifikatsystem. Mot denna bakgrund har vi istället valt den något försiktigare ansatsen att beräkna ett elcertifikatpris (alternativt ”stöd” av någon form utöver elpriset) som baserar sig på ett tidsmedelvägt elpris och kostnaden för ny vindkraft. Detta gör att elcertifikatpriset varierar mellan knappt 350 SEK/MWh elcertifikat för

fallet med de lägsta årsmedelelpriserna, ”70 TWh vindkraft”, till 0 SEK/MWh för fallet med de högsta årsmedelelpriserna, ”70 TWh vindkraft utan kärnkraft”. Det senare medför ett årsmedelelpris på ca 60 öre/kWh vilket alltså överstiger kostnaden för ny vindkraft. I vår analys längre fram i rapporten har vi även för ett av typsystemen undersökt känsligheten för nollpriser på elcertifikat även i de fall då kärnkraften finns tillgänglig.

5 FJÄRRVÄRMEPRODUKTION VID ALLTMER VARIABLA ELPRISER – NÅGRA FALLSTUDIER

I detta avsnitt redovisas resultat från beräkningar som visar hur olika elsystemscenarier påverkar fjärrvärmeproduktionen i fyra svenska fjärrvärmesystem. Typsystemen har valts för att åskådliggöra inverkan av olika produktionsuppbyggnad med avseende på exempelvis:

- Avfallsförbränning
- Industriell spillvärme
- Storlek
- Kraftvärme
- Värmepump / elpanna
- Återkylare

Beräkningarna har gjorts med fjärrvärmesimuleringsprogrammet Martes¹¹ och avspeglar ett tänkt läge år 2030. Bränsleprisantagandena är desamma som använts i elsystemscenarierna. Beräkningarna görs timme för timme och årets produktionsutfall utgörs därmed av summan av 8760 timmars produktionsmix. Vi har valt denna detaljerade tidsupplösning för att få med elprisvariationerna från elsystemscenarierna. Det enda som skiljer sig åt mellan de olika beräkningsfallen för vart och ett av typsystemen är elpriset och i förekommande fall elcertifikatpris. Det är alltså uteslutande effekterna av detta som vi studerar med typsystemberäkningarna för de olika scenarierna.

De olika typsystemen tar sin utgångspunkt från verkliga fjärrvärmesystem, men vi gör inte anspråk på att perfekt efterlikna driften av de verkliga systemen. Det viktiga är att de illustrerar olika produktionsuppbyggnad, inte att de i minsta detalj överensstämmer med verkliga system. Vi har därför inte heller stämt av utfallen med respektive företag. Våra resultat ska därmed inte heller ses som de aktuella företagens bild av den framtida fjärrvärmeproduktionen. De investeringsbedömningar som vi gör behöver alltså inte heller sammanfalla med motsvarande bedömningar som företagen gör.

I modellberäkningarna finns ingen beskrivning av start/stopp-kostnader, vilket innebär att beräkningarna kan innehålla perioder då anläggningar går i och ur drift på ett ”överdrivet” sätt. I verkligheten krävs typiskt en viss drifttid för att anläggningen ska startas och omvänt en viss avställningstid för att den ska stängas av.

Med få undantag har kraftvärmeverk av beräkningsresursskäl beskrivits med en relativt ”stel” drift. Kraftvärmeverket körs i kraftvärmedrift eller också körs det inte

¹¹ <http://www.profus.se/martes.htm>

alls. I verkligheten ”backas” ibland elproduktionen då det är mer lönsamt att bara köra värmeproduktion. Vi har dock i ett av typfallen gjort grundliga analyser där vi tagit hänsyn till just detta. Det är dessutom så att kraftvärmeverket i beräkningarna endast körs då det finns värmeunderlag tillgängligt. I vissa system finns möjlighet att köra kraftvärmeverket i återkylar- eller kondensdrift. Man kyler då bort den producerade värmen som inte efterfrågas i fjärrvärmesystemet. Återkylardrift har också specialstuderats i ett av typfallen.

Fjärrvärmeberäkningarna innehåller inte lagring av värme, vare sig korttidslagring inom och mellan enstaka dygn eller säsongslagring. Om man kan finna lönsamhet i sådan lagring kan sannolikt drift av både kraftvärmeverk och värmepumpar/elpannor effektiviseras och utökas. Lagring kan också delvis minska start/stopp-problematiken som nämns ovan.

5.1 Medelstort fjärrvärmesystem med mycket kraftvärme – typ Jönköping

Jönköping Energis fjärrvärmesystem har i allt väsentligt stått modell för denna typ av fjärrvärmesystem. Vissa skillnader mellan vårt tpsystem och det verkliga systemet i Jönköping kvarstår dock varför våra analysresultat inte fullt ut är tillämpliga på det verkliga systemet i Jönköping men väl på ett system av ”Jönköping”-typ. Systemet levererar ca 700 GWh fjärrvärme och domineras av kraftvärme baserat på avfall och biobränslen. Dessutom finns två värmepumpar, en biobränsleeldad hetvattenpanna och oljeeldade topplastpannor. Vidare så produceras ånga (till ett närliggande pappersbruk) från ett oljeeldat kraftvärmeverk och en hetvattenanläggning. Från dessa anläggningar fås också fjärrvärme. Vi har i vårt tpsystem utgått från att dessa anläggningar fortfarande är tillgängliga i vårt modellår 2030. Dessutom har vi inkluderat en mindre elpanna på 5 MW värmeeffekt för att studera betydelsen även av en sådan (saknas i skrivande stund i Jönköping).

Eftersom det nya biobränsleeldade kraftvärmeverket i Jönköping togs i drift kring årsskiftet 2014/2015 så kommer det att erhålla elcertifikat som längst till och med 2030. Vi har därför valt att analysera fjärrvärmeproduktionen i vårt tpsystem dels där biobränslekraftvärmeverket fortfarande erhåller elcertifikat år 2030 och dels där så inte är fallet. Vi har också valt att i vårt tpsystem beskriva biobränslekraftvärmeverket som relativt flexibelt, inte minst för att möjliggöra anpassning av produktionen till variationer i elpriset. Följande driftlägen är möjliga:

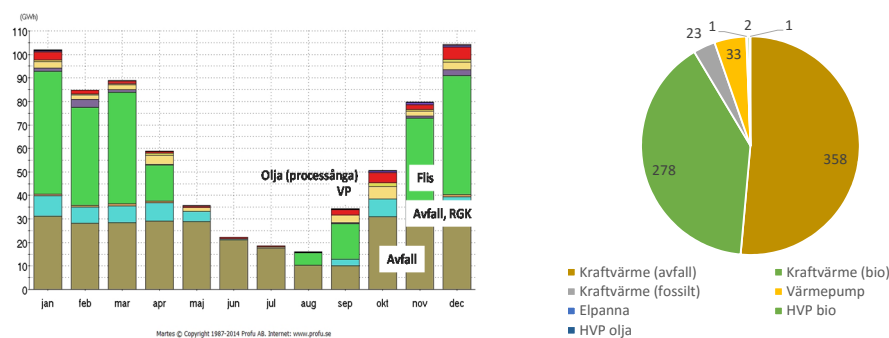
- mottrycksdrift inklusive rökgaskondensering, det vill säga samtidig produktion av el och fjärrvärme med relativt lågt alfavärde. Detta är ”normalläget”
- backad fjärrvärmeproduktion, det vill säga ett läge med begränsande fjärrvärmeunderlag alternativt billigare alternativproduktion av fjärrvärme samtidigt som elproduktion premieras via högt elpris. Istället för att dra ner på effekten i pannan backar man istället fjärrvärmeproduktionen genom att till exempel dra ner på rökgaskondenseringen. Vill man backa fjärrvärmeproduktionen längre än så utan att gå ner i pannlast så erfordras återkylardrift

alternativt kallkondensor och ett extra turbinstege (dessa driftlägen beskrivs inte i vårt typs-system)

- backad elproduktion. Lågt elpris men högt fjärrvärmeunderlag alternativt dyr alternativproduktion gör att man backar elproduktionen men bibehåller panneffekten. Detta görs genom att direktdumpa ånga i en dumpkondensor istället för att ledas in i turbinsteget. Om all ånga direktkondenseras så produceras med andra ord enbart fjärrvärme.

Utöver detta kan kraftvärmeverket naturligtvis köras i dellast med förändrade prestanda till exempel avseende verkningsgrad.

Produktionsutfallet för vårt typs-system visas i Figur 14 både på månadsbasis och på årsbasis. De bägge kraftvärmeverken dominerar produktionen helt med nästan hälften vardera av den totala produktionsvolymen.



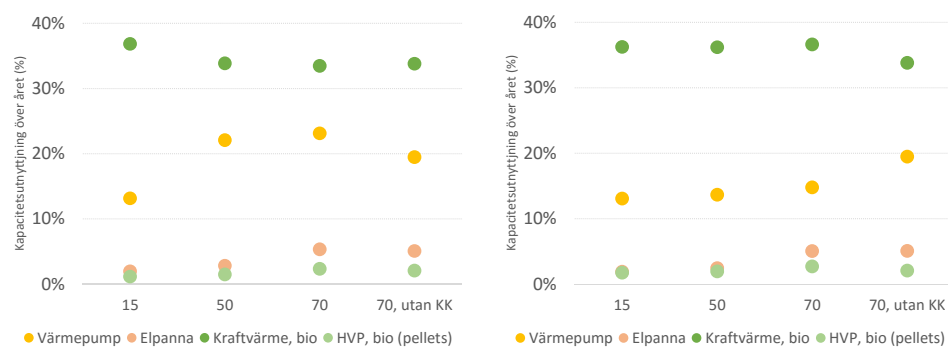
Figur 15: Månatlig (vänster) och årlig (höger) fjärrvärmeproduktion i typs-system "Jönköping". (Avfallspannan avstängd för underhåll under andra halvan av augusti och en bit in i september varför biobränslekraftvärmeverket går in och täcker upp fram till oktober då avfallspannan åter svarar för lejonparten av värmeproduktionen).

5.1.1 Påverkan på fjärrvärmeproduktionen

I vilken utsträckning fjärrvärmeproduktionen förändras när vi går från ett läge med relativt lite vindkraft (15 TWh) till ett läge med mycket vindkraft (70 TWh) med och utan befintlig kärnkraft redovisas i Figur 16 nedan. Till vänster i figuren presenteras fallet utan tilldelning av elcertifikat till biobränslekraftvärmeverket och till höger återfinns fallet där elcertifikat erhålls. Figuren visar kapacitetsutnyttjandet, det vill säga hur stor del av den tillgängliga kapaciteten som utnyttjas över året i procent. Vi har valt att lyfta fram endast några anläggningar i systemet. I bägge fallen (det vill säga med och utan elcertifikat) påverkas den årliga fjärrvärmeproduktionen från biobränslekraftvärmeverket marginellt (avfallskraftvärmen påverkas inte alls). Man kan skönja en viss nedgång när volymen av vindkraft ökar i fallet utan elcertifikat. I huvudsak beror detta på att medelpriset sjunker (eftersom elcertifikatintäkter saknas för samtliga av dessa fallen kompenseras heller inte en nedgång i elpris av en ökning i

elcertifikatpris). Detta påverkar alltså både elproduktionen och fjärrvärmeproduktionen från kraftvärmen. Till höger i figuren kan vi istället se att fjärrvärmeproduktionen ligger kvar på samma nivå (för de tre fallen där kärnkraften är tillgänglig) eftersom elcertifikatpriset i dessa fall håller emot minskningen i elpris. Undantaget är fallet längst till höger, det vill säga ”70 TWh vind utan kärnkraft”, som ligger något lägre än de övriga fallen. Detta förklaras av att elcertifikatpriserna är noll på grund av de höga elpriserna. Nettoeffekten för kraftvärmeverket blir en marginellt mindre elproduktion, och därmed fjärrvärmeproduktion, än i de tre andra fallen. Vi har därmed samma fall som i den vänstra figuren, längst till höger. Kapacitetsutnyttjandet för biobränslekraftvärmeverket är generellt något mindre i de fall då verket inte erhåller elcertifikatintäkter.

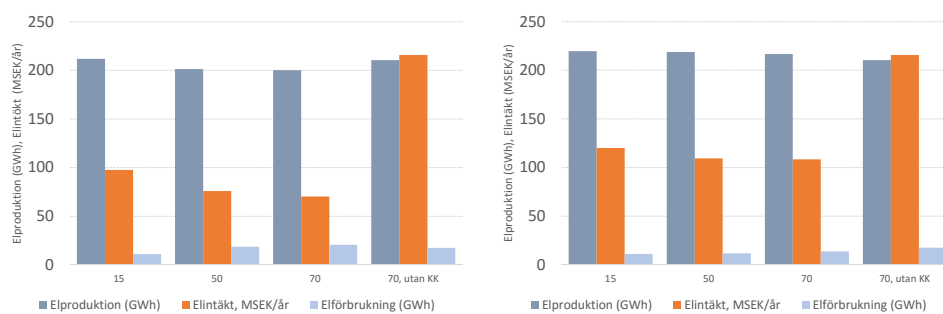
För värmepumpar och elpanna medför de sjunkande elpriserna till följd av ökande volymer vindkraft att produktionen ökar (elcertifikatpåslaget ökar något men har marginell betydelse för värmepumpen). Framförallt värmepumparna täcker upp för den minskande fjärrvärmeproduktionen i biobränslekraftvärmeverket om vi jämför ett fall med elcertifikatintäkter med ett fall utan. Vi påminner om att Figur 16 endast redovisar utfallet för ett urval av produktionsanläggningarna i typsystemet. Övriga anläggningar i systemet kan också påverkas. Exempelvis minskar utnyttjningen i det fossila kraftvärmeverket också när medelpriset sjunker i takt med ökande vindkraft-volym. Den ökande fjärrvärmeproduktionen i värmepumpar (till vänster i figuren; ”50 TWh vindkraft” respektive ”70 TWh vindkraft”) sker alltså inte bara på bekostnad av biobränslekraftvärme.



Figur 16: Kapacitetsutnyttjande över året i några utvalda anläggningar (exklusive elcertifikat för biobränslekraftvärme till vänster respektive inklusive elcertifikat till biobränslekraftvärme till höger).

I Figur 17 redovisar vi elproduktion, elintäkt och elförbrukning för hela systemet. Som vi konstaterade ovan sjunker elproduktionen något i takt med ökande vindvolym och sjunkande medelpriser förutsatt att biobränslekraftvärmeverket inte erhåller elcertifikat. Om kärnkraften fasas ut helt och elpriserna sett som årsmedelpriser därmed tar ett rejält kliv uppåt ligger elproduktionen i systemet på samma nivå som i utgångsläget med endast 15 TWh vindkraft i Sverige. Elintäkten skiljer sig dock

markant. I fallet utan kärnkraft är intjäningsförmågan på högpristimmarna så pass mycket större att årsintäkten från elförsäljningen (inklusive eventuell elcertifikatförsäljning) blir typiskt två-tre gånger så stor även om den totala produktionen sett över året är något lägre än i de fall där kärnkraften antas vara tillgänglig. I fallet med elcertifikat så håller elcertifikatintäkten emot en nedgång i elproduktion även om årsmedelelpriset sjunker. I de fall som biobränslekraftvärmeverket erhåller elcertifikatintäkter så ligger elintäkten högre än i de fall där verket inte erhåller sådana intäkter (det finns dock såväl avfallskraftvärme som fossil dito som inte erhåller elcertifikat i något fall men som likväl bidrar med elintäkter via försäljning av el). Även om elförbrukningen i värmepumpar och elpannor ökar något i takt med att medelpriset på el sjunker (vid stigande volymer vindkraft) så är förbrukningen på årsbasis fortfarande mycket lägre än elproduktionen i vårt tpsystem.

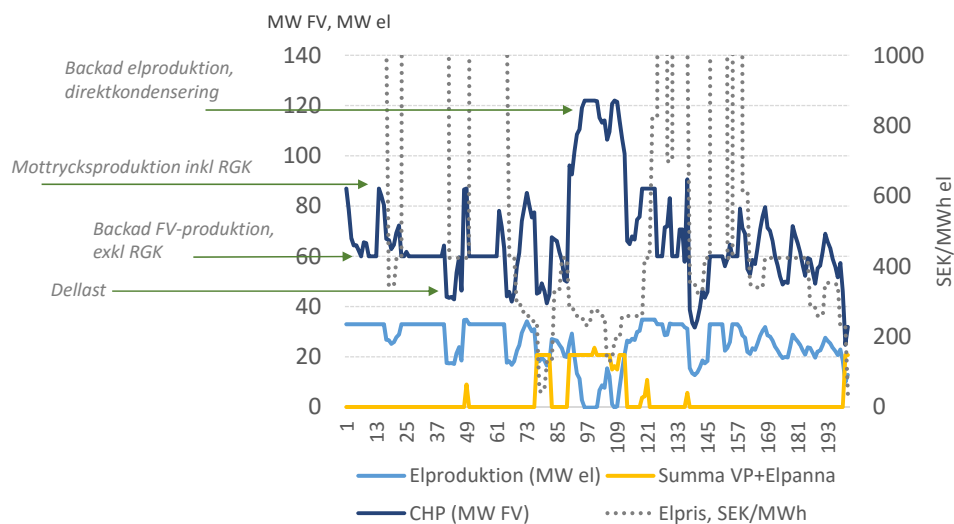


Figur 17: Elproduktion, elförbrukning respektive elintäkt i fallen exklusive elcertifikat till biobränslekraftvärme (till vänster) respektive inklusive elcertifikat (till höger).

5.1.2 Flexibelt biobränslekraftvärmeverk

En detaljerad produktionsanalys, timme för timme, indikerar att vår antagna flexibilitet i biobränslekraftvärmeverket kommer väl till användning för att utnyttja variationerna i elpris (och naturligtvis i fjärrvärmeunderlag). Detta visas i Figur 18 som redovisar produktionen av fjärrvärme och el i biobränslekraftvärmeverket under drygt en vecka vintertid. I ”normalfallet” produceras totalt 87 MW fjärrvärme inklusive rökgaskondensering och 35 MW el. Avsteg från detta kan ske genom dellastdrift i pannan eller genom att backa elproduktionen alternativt fjärrvärmeproduktionen vid given pannlast. Under perioder med höga elpriser kan man se att elproduktionen ligger på maximala 35 MW. I dessa perioder premieras även elproduktion från det fossila kraftvärmeverket och avfallsförbränningsanläggningen. Dessa anläggningar har i modelleringen inte utrustats med motsvarande flexibilitet vilket gör att den samtida fjärrvärmeproduktionen tar utrymme inom fjärrvärmeproduktionen. Vårt biobränslekraftvärmeverk måste därför reducera (”backa”) sin fjärrvärmeproduktion ner till ca 60 MW genom reducerad rökgaskondensering. Även om resultatet delvis beror på hur de olika anläggningarna modellerats i vårt tpsystem så är detta ändå ett illustrativt exempel på när ett kraftvärmeverk backar sin fjärrvärmeproduktion, nämligen när elproduktionen premieras samtidigt som

alternativ fjärrvärmeproduktion är mer lönsam eller av andra skäl prioriteras. Under perioder med låga elpriser (jmf mittenperioden i Figur 18), generellt sett med längre varaktighet än riktigt höga elpriser, reduceras elproduktionen och biobränslet utnyttjas i huvudsak till att generera fjärrvärme. Fjärrvärmeproduktionen i biobränslekraftvärmeverket blir då extra stor, ca 120 MW i vårt exempel, och förutsätter naturligtvis att det finns tillräckligt med fjärrvärmeunderlag och att all ånga som produceras kan direktdumpas. Elproduktionen går då ner till noll samtidigt som elförbrukningen i värmepumpar och elpannor stiger. I sådana situationer blir fjärrvärmesystemet nettoförbrukare av el.



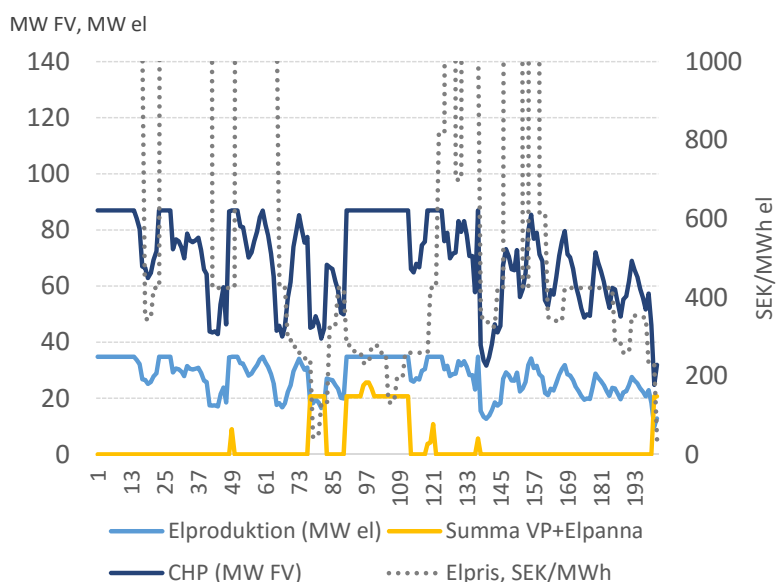
Figur 18: Timvis fjärrvärmeproduktion och elproduktion i biobränslekraftvärmeverket samt elpris och elanvändning i värmepumpar och elpanna under drygt en vecka tidigt i mars (beräkningsfall "70 TWh vindkraft utan kärnkraft, inklusive elcertifikat till biobränslekraftvärme").

För att försöka bestämma värdet av den driftflexibilitet, det vill säga möjligheten att backa el- och fjärrvärmeproduktion vid given pannlast, som vi valt att utrusta biobränslekraftvärmeverket med i vår analys har vi dessutom gjort en kompletterande beräkning där vi istället infört begränsningar i denna flexibilitet. Istället för de tre olika driftlägena som vi beskrev tidigare kan anläggningen enbart köras med en fast elkvote och med rökgaskondensering. Man kan alltså varken backa elproduktion eller fjärrvärmeproduktion. En sådan begränsning leder till en försämring i det ekonomiska utfallet på drygt 10 MSEK per år i scenariot "70 TWh vindkraft utan kärnkraft". Vi kan indikativt tolka detta som ett mått på värdet av flexibilitet hos det studerade kraftvärmeverket, om vi med flexibilitet menar möjligheten att backa el- och fjärrvärmeproduktion till följd av varierande elpriser och alternativkostnader för fjärrvärme. Detta värde utgör omkring 10 procent av de totala produktionskostnaderna. Motsvarande värde i scenariot "15 TWh vindkraft inklusive kärnkraft" är lite drygt 2

MSEK (i storleksordningen 2 procent av de totala produktionskostnaderna). Noterbart är alltså att det enkla mått på kraftvärmeflexibilitet som vi redogör för här blir klart högre i en situation då prisgradienten för elpriset över året (jämför Figur 10) är brantare, det vill säga fler perioder med riktigt låga priser och riktigt höga priser.

Ett flexibelt kraftvärmeverk enligt vår definition har alltså ett klart större värde i ett elsystem med en hög andel variabel elproduktion och en låg andel termisk (styrbar) elproduktion än ett system som karaktäriseras av det motsatta, vilket intuitivt känns helt rimligt. Den ökade flexibiliteten kan dock i vissa fall innebära en kostnadspost i form av extra utrustning och/eller ökat slitage. Detta har vi inte tagit hänsyn till här. Man kan också anta att det värde av flexibiliteten som vi identifierat utgör en övre gräns för dess inverkan. Vissa faktorer som vi inte tar hänsyn till, t.ex. start/stopp-kostnader och värmelagring, är sannolikt sådana som skulle minska värdet av kraftvärmeflexibiliteten något.

Fjärrvärmeproduktionen för biobränslekraftvärmeverket, elpannan och värmepumpen i det begränsade flexibilitetsfallet för samma tidsperiod (och därmed samma elpris) som i Figur 18 ovan redovisas i Figur 19 nedan. Man kan tydligt se att den begränsade flexibiliteten reducerar möjligheten till anpassning till variationer i elpris. Till exempel saknas möjligheten till backad elproduktion vid låga elpriser (i mitten av tidsperioden) vilket ger elproduktion med lågt värde på bekostnad av en större fjärrvärmeproduktion. Och omvänt, under vissa timmar med höga elpriser kan inte elproduktionen maximeras eftersom fjärrvärmeunderlaget begränsar utrymmet och/eller billigare fjärrvärmeproduktion finns tillgänglig. Anläggningen tvingas istället att oftare köras på dellast för anpassning till variationer i elpris och alternativkostnad för fjärrvärmeproduktion vilket inverkar på verkningsgraden.

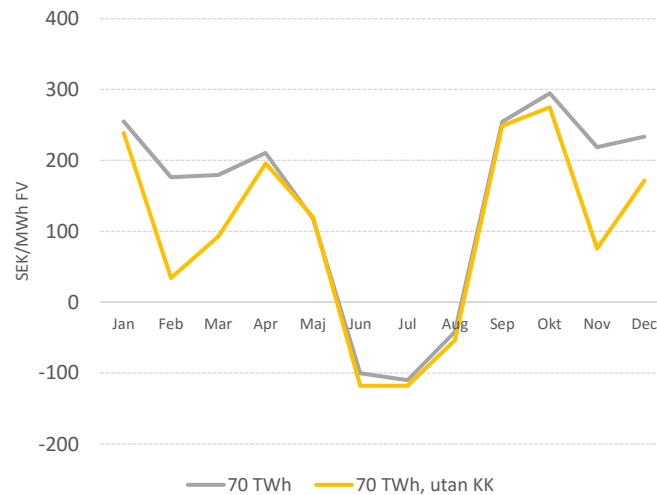


Figur 19: Timvis fjärrvärmeproduktion och elproduktion i bibränslekraftvärmeverket samt elpris och elanvändning i värmepumpar och elpanna under drygt en vecka tidigt i mars i ett fall med begränsad driftflexibilitet för kraftvärmeverket (beräkningsfall "70 TWh vindkraft utan kärnkraft, inklusive elcertifikat till bibränslekraftvärme").

5.1.3 Marginalkostnaden för fjärrvärmeproduktion

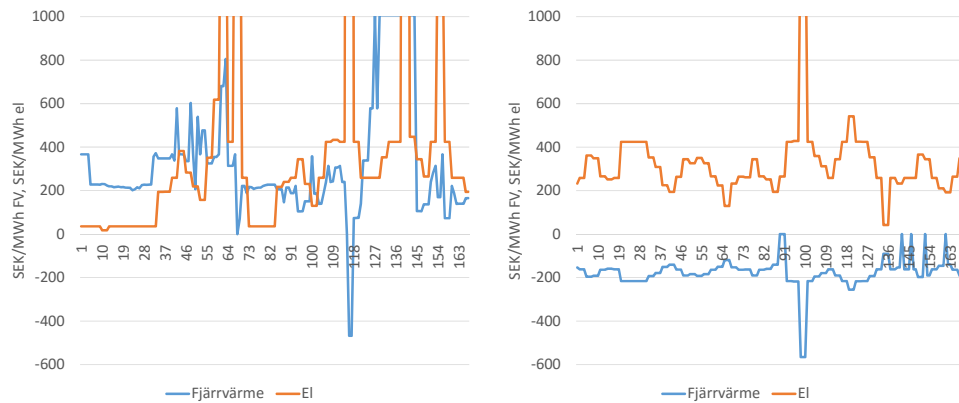
Ur modellberäkningarna kan vi även avläsa marginalkostnaden för att producera fjärrvärme under olika tidsperioder och i de olika beräkningsfallen. Figur 20 redovisar den beräknade marginalkostnaden för beräkningsfallen "70 TWh vindkraft" med och utan kärnkraft. Vi kan konstatera att marginalkostnaden har en mycket tydlig säsongsdimension med relativt sett billig fjärrvärmeproduktion under sommaren. På grund av avfallsförbränning kan den till och med vara negativ (mottagningsavgiften räknas negativt).

Om stora volymer vindkraft kombineras med en fullständig utfasning av kärnkraften kommer vi att få en väsentligt större andel högpristimmar för el, företrädesvis under vintern. Detta kommer kraftvärmens tillgodo genom ökade elintäkter, vilket vi tidigare kunnat konstatera. Till följd av de höga elintäkterna under de tidsperioderna blir marginalkostnaden för att producera fjärrvärme låg. Elintäkten täcker med andra ord lejonparten av den totala produktionskostnaden för både el och fjärrvärme. Detta ses tydligt i Figur 20 där marginalkostnaden för fjärrvärmeproduktionen under senvinter respektive senhöst ligger väsentligt lägre i det fall där kärnkraften fasats ut helt. En sådan utveckling stärker naturligtvis fjärrvärmens konkurrenskraft.



Figur 20: Marginalkostnaden för fjärrvärmeproduktion i fallet med 70 TWh vindkraft i Sverige samt med och utan kärnkraft (bägge fallen exkluderar elcertifikatintäkter för biobränslekraftvärme).

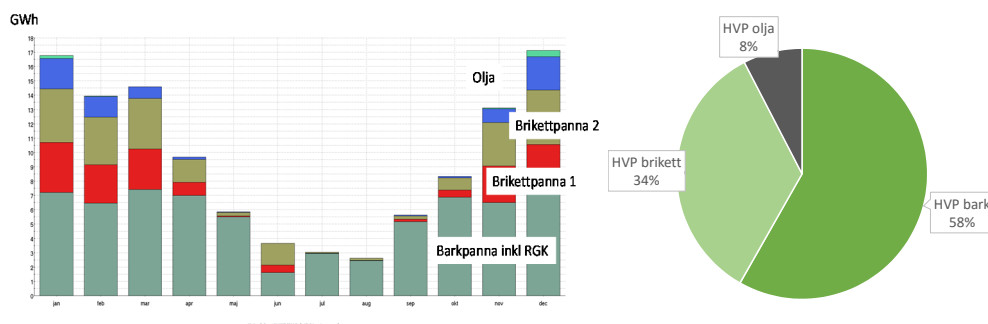
Slutligen i Figur 21 visar vi två exempel på hur marginalkostnaden för fjärrvärmeproduktion och elpriset varierar under en vintervecka och en sommarvecka (beräkningsfall ”70 TWh vindkraft utan kärnkraft” inklusive elcertifikat för biobränslekraftvärmeverket). Marginalkostnaden för fjärrvärmeproduktion, och elpris, tenderar att variera mer under vintern. Detta beror på att balansen i respektive system är mer ansträngd vilket kan leda till bristkostnader (på elmarknaden blir prisbilden extra känslig för om det blåser eller ej). Vi kan också se att samvariationen mellan elpris och marginalkostnad för fjärrvärmeproduktion är låg. Tvärtom som vi konstaterat ovan, vid riktigt höga elpriser blir marginalkostnaden för fjärrvärmeproduktion låg (både på vintern och på sommaren). Under sommaren tycks prisbilden ligga mer stabilt. Marginalkostnaden för fjärrvärmeproduktion är då generellt väldigt låg.



Figur 21: Elpris och marginalkostnad för fjärrvärmeproduktion under en vintervecka (vänster) och en sommarvecka (höger). Beräkningsfallen inkluderar elcertifikat till biobränslekraftvärme.

5.2 Litet system dominerat av biohetvattenpanna

Detta fjärrvärmesystem är litet och domineras helt av biobränsleeldade hetvattenpannor. Sådana system finns runtom i landet, till exempel i Alvesta, Arboga och Skara. Vårt typsystem bygger därmed på verkliga system av detta slag med vissa anpassningar. Typsystemet producerar drygt 110 GWh fjärrvärme per år enligt nedanstående årlig och månatlig produktionsmix. Produktionen domineras av både oförädlade och förädlade biobränslen. För topplastproduktion står även en ett antal oljepannor (se Figur 22).



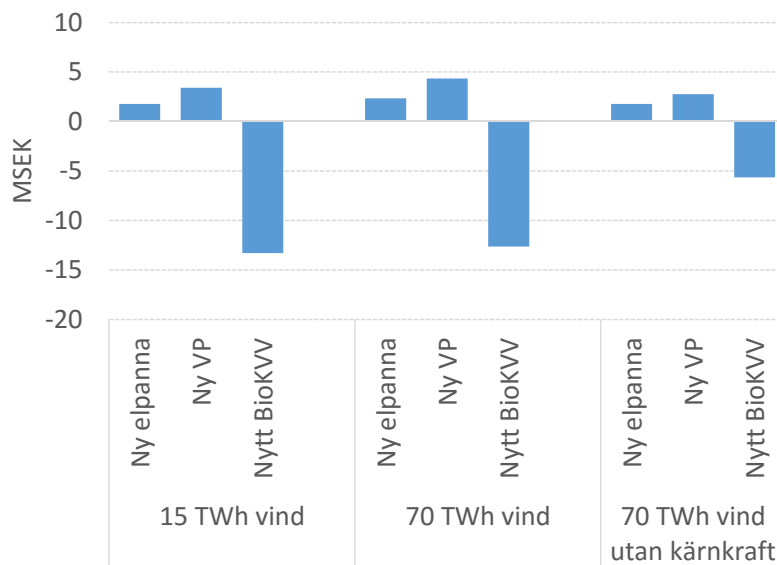
Figur 22: Månatlig (vänster) och årlig (höger) fjärrvärmeproduktion i typsystem "Litet system med biohvp".

I utgångsläget påverkas fjärrvärmeproduktionen i detta system inte alls av förändringar på elmarknaden eftersom det saknas såväl elanvändning (värmepumpar eller elpannor) som elproduktion i kraftvärmeverk. Frågeställningen för systemet är därför

hur det ekonomiska utfallet påverkas av tre olika investeringsstrategier: en ny värmepump, en ny elpanna eller ett nytt fliseldat biobränslekraftvärmeverk givet de olika elprisutfallen för olika volymer vindkraft i det svenska elproduktionssystemet. Storlekarna på de nya produktionsanläggningarna är 10 MW fjärrvärme för värmepumpen respektive elpannan samt 20 MW fjärrvärme för kraftvärmeverket. Det senare innebär en eleffekt på nominellt 6 MW el. Det är med andra ord en liten anläggning med relativt höga specifika kostnader på grund av skalnackdelar.

5.2.1 Ekonomiskt utfall av nyinvestering

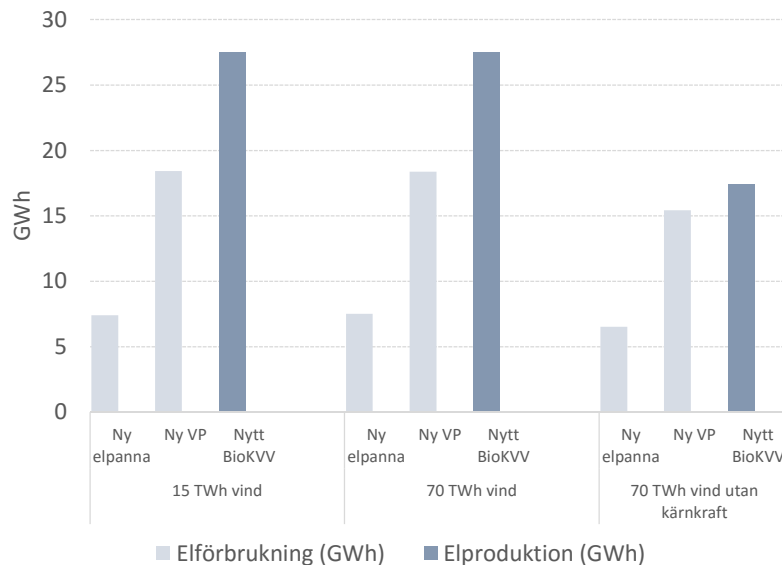
Det ekonomiska utfallet bestäms av hur det årliga ekonomiska resultatet (intäkter från elförsäljning minus produktionskostnader och tillkommande kapitalkostnader) förändras relativt basfallet, det vill säga läget utan några investeringar ("nuläget"). Resultatet redovisas i Figur 23. Vi kan konstatera att det ekonomiska utfallet förbättras något för såväl värmepumpsalternativet som elpannaalternativet. För kraftvärmeverket blir däremot utfallet negativt. Det beror helt enkelt på att anläggningen ger upphov till mycket höga specifika kostnader. Intäkter från el- och elcertifikatförsäljningen räcker alltså inte för att täcka upp för merkostnaden gentemot fortsatt produktion med enbart hetvattenpannor i basfallet. Det senare innebär i princip att man använder samma bränsle som i kraftvärmealternativet vilket innebär att själva bränslekostnaden i någon mån är oförändrad. Nyckeln till lönsamhet för ett kraftvärmeverk ligger, bortsett från andra el- och elcertifikatpriser, i ett större fjärrvärmeunderlag, att dyrare värmeproduktion kan ersättas och/eller industrileveranser (inklusive ånga) för den givna pannstorleken så att utnyttjningstiden kan öka ytterligare. Vi kan också se i Figur 23 att det negativa utfallet för kraftvärmealternativet är som lägst i alternativet "70 TWh vind utan kärnkraft". De periodvis höga elpriserna i det scenariot förklarar detta. Samtidigt är det positiva utfallet för värmepumpen respektive elpannan som lägst i det scenariot.



Figur 23: Förändring i årligt resultat (MSEK) för de tre investeringsalternativen

5.2.2 Elproduktion kontra elförbrukning

Elförbrukningen (värmepump respektive elpanna) skiljer sig mycket lite mellan de bägge beräkningsfallen ”lite vindkraft (15 TWh)” och ”mycket vindkraft (70 TWh)”, se Figur 24. Detsamma gäller elproduktionen i kraftvärmealternativet. I det här fallet tycks med andra ord den ökande variabiliteten med ökad vindvolym spela liten roll. Systemets enkelhet och få övriga produktionsanläggningar förklarar rimligen det faktum att produktionsutfallet inte nämnvärt påverkas av de skillnader i elpris som föreligger mellan scenarierna ”15 TWh vind” och ”70 TWh vind”. Dessutom vägs det klart lägre elpriset i ”70 TWh”-fallet upp av ett högre elcertifikatpris vilket gör att elproduktionen i kraftvärmealternativet inte blir lidande. Däremot kan vi se att elproduktionen är klart lägre i fallet ”70 TWh utan kärnkraft”. Även om elpriset i det fallet är klart högre på årsbasis så är den totala elintäkten under den största delen av året (drygt 80 procent) klart lägre än i fallet ”70 TWh med kärnkraft” eftersom vi här antar att elcertifikatpriset är noll i det förra fallet (på grund av det höga årsmedel-elpriset). Hade vi istället antagit en annan beräkningsprincip för elcertifikatpriset så hade utfallet blivit ett annat (se mer i kommande känslighetsanalys). Balansen mellan elpris och elcertifikatpris är alltså avgörande för resultatet.



Figur 24: Elproduktion och elförbrukning för de tre olika investeringsstrategierna

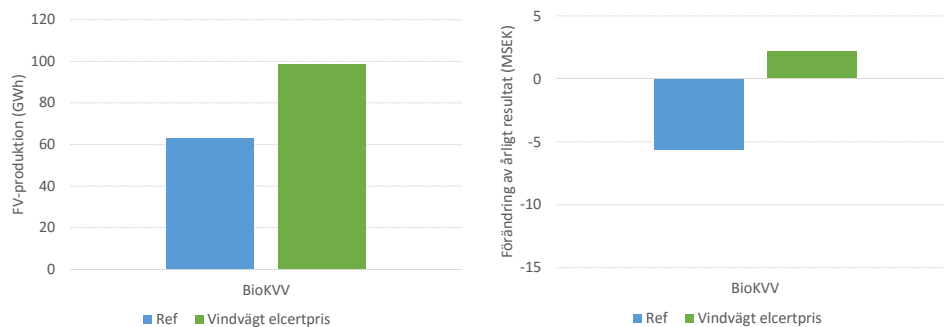
5.2.3 Känslighetsanalys med avseende på energiskatt på el och

elcertifikatintäkt

I känslighetsanalysen har vi valt att titta närmare på fallet ”70 TWh vindkraft utan kärnkraft” och undersöka känsligheten för våra antaganden kring principen för beräkning av elcertifikatpris samt elenergiskattens betydelse.

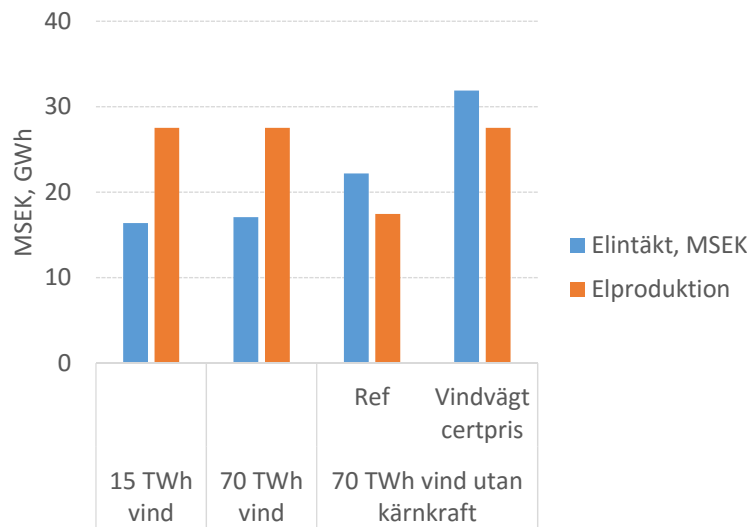
När det gäller elcertifikatpriset så har vi tidigare konstaterat att vi generellt beräknat det utifrån ett årsmedelpris på el (vi har inte använt oss av ett specifikt modellverktyg för att beräkna ett elcertifikatpris utan baserat detta på modellberäkningar av elpriset, se tidigare kapitel). Vi har dock också konstaterat att man kan argumentera för att prisbilden på elcertifikat istället bör utgå från det elpris som vindkraften erhåller över året, i synnerhet om man tror att vindkraften bestämmer prisbilden för elcertifikat. Vi kallar detta för ett vindprofilvägt elpris respektive elcertifikatpris över året. Även om vi tidigare anförde ett antal skäl till varför vi generellt sett valt att bestämma elcertifikatpriset utifrån ett tidsmedelvärde på elpriset så kompletterar vi denna känslighetsanalys med ett fall där elcertifikatpriset bestäms utifrån det vindprofilvägda elpriset. Som vi tidigare har uppmärksammat så innebär det att elcertifikatpriset blir väsentligt högre än motsvarande pris baserat på ett tidsmedelvärde av elpriset, i synnerhet om volymen av vindkraft är stor (vilken den alltså är i denna känslighetsanalys). Följden blir därmed att elcertifikatpriset sätts till drygt 300 SEK/MWh istället för de 0 SEK/MWh som vi antar i utgångsläget där elcertifikatpriset bestäms utifrån ett ovägt årsmedelvärde på elpriset. För biobränslekraftvärmealternativet får detta en direkt påverkan eftersom intäkterna från elförsäljningen då blir större. Därmed bekräftas den bild som vi kunnat se i tidigare kapitel där vi diskuterade de olika elpriser över året som olika kraftslag ”känner av”.

Detta är också det enda fall av samtliga våra beräkningsfall för detta fjärrvärme-system där det ekonomiska utfallet för kraftvärmealternativet är positivt (Figur 25 till höger). Fjärrvärmeproduktionen från biobränslekraftvärmeverket ökar från ca 60 GWh till ungefär 100 GWh (Figur 25 till vänster).



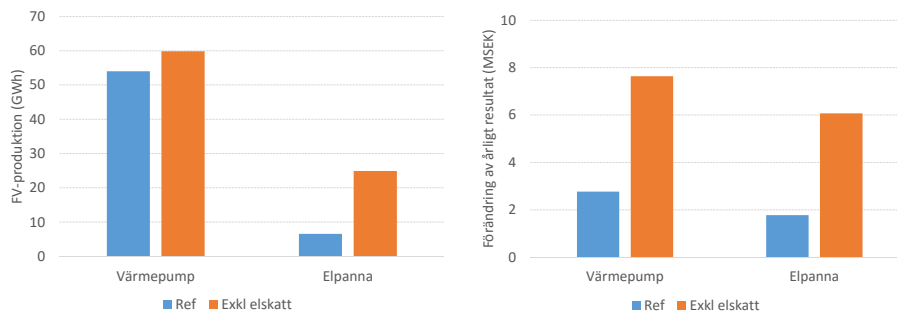
Figur 25: Fjärrvärmeproduktion från biobränslekraftvärmeverket (till vänster) och förändring av årligt resultat (till höger) för kraftvärmealternativet i referensfallet och i en känslighetsanalys av elcertifikatpriset (bägge fallen bygger på scenariot ”70 TWh vindkraft utan kärnkraft”)

I Figur 26 redovisar vi både elproduktion och elintäkt för kraftvärmealternativet i fyra olika beräkningsfall, inklusive det mest gynnsamma känslighetsfallet (”70 TWh vindkraft utan kärnkraft”, samt elcertifikatpris beräknat utifrån ett vindprofilvägt medelpris). Precis som vi konstaterat för några av de andra analyserade typsystemen så innebär inte höga årsmedelpriser per automatik en avsevärt högre elproduktion från kraftvärmen (jämför orange stapel för ”70 TWh vind” med motsvarande stapel för ”70 TWh vind utan kärnkraft, ref”). Det beror på, som sagts tidigare, att det också finns många perioder med låga elpriser där kraftvärmen inte producerar alternativt producerar på reducerad effekt. Däremot kan nivån på högpristimmarna, då kraftvärmen utnyttjas maximalt, väsentligt påverka elintäkten (jämför de blå staplarna). Elintäkten är klart högst i det känslighetsfall där elcertifikatpriset bestäms av det vindprofilvägda elpriset samtidigt som kärnkraften fasats ut (jämför den blå stapeln längst till höger i Figur 26).



Figur 26: Elproduktion och elintäkt för investeringsfall "biobränslekraftvärme" i fyra olika beräkningsfall

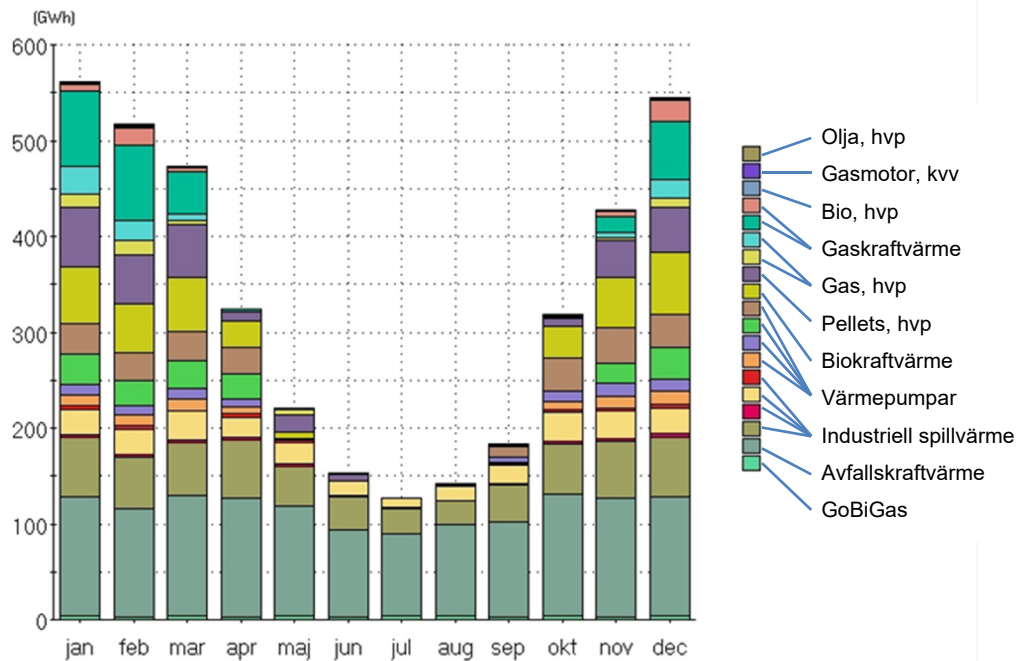
När det gäller energiskatten på användningen av el inom fjärrvärmeproduktionen skulle man kunna argumentera för att den bör ha en dynamisk utformning, det vill säga låg energiskatt på el när värdet på el är lågt och hög energiskatt på el när värdet på el är högt. Så som det är nu är användningen av el i framförallt elpannor kostsam (ca 30 öre/kWh i energiskatt på el) även om det ur systemsynpunkt vore gynnsamt med elanvändning vid situationer med exempelvis stort "överskott" av el och, därmed, låga elpriser. Vi har därför analyserat ett fall där vi i vårt typsystem helt plockat bort energiskatten på el. Detta påverkar i synnerhet alternativet med elpanna (se Figur 27, orange stapel). Elförbrukningen i systemet stiger från ca 7 GWh per år i referensfallet till 25 GWh. Elpannan på 10 MW värmeeffekt får alltså en utnyttjningstid på hela 2500 timmar. Detta kan ses som ett övre värde då vi helt tagit bort skatten. En dynamisk energiskatt på el skulle i verkligheten innebära att den periodvis blir väldigt hög vilket dämpar elanvändningen. Även värmepumpen gynnas i det fall vi exkluderar energiskatten på el men inte alls i samma utsträckning eftersom varken elpris eller energiskatt på el har samma inverkan på den rörliga kostnaden som på elpannan. På motsvarande vis blir det ekonomiska utfallet (gentemot ett basfall utan vare sig elpanna eller värmepump) kraftigt förbättrat för bägge alternativen om energiskatten på el tas bort, i synnerhet för investeringsalternativet med elpanna (Figur 27 till höger).



Figur 27: Fjärrvärmeproduktion från värmepumpen respektive elpannan (till vänster) och förändring av årligt resultat (till höger) för de bägge investeringsalternativen i referensfallet och i en känslighetsanalys av energiskatten på el (bägge fallen bygger på scenariot "70 TWh vindkraft utan kärnkraft")

5.3 Stort system med mycket spillvärme och avfallsförbränning samt gaskraftvärme – typ Göteborg

Göteborgs fjärrvärmeproduktion karaktäriseras av ett stort inslag av industriell spillvärme och avfallsförbränning. Dessutom har man naturgasbaserad kraftvärme och värmepumpar. Det är också ett mycket stort system med en årlig fjärrvärmeproduktion på nästan 4 TWh. Fjärrvärmeproduktionens uppbyggnad månad för månad framgår schematiskt av Figur 28 nedan.



Figur 28: Fjärrvärmeproduktionen i Göteborgs månad för månad i elprisscenariot "70 TWh vind"

Fallstudien för Göteborg fokuserar på några specifika frågeställningar:

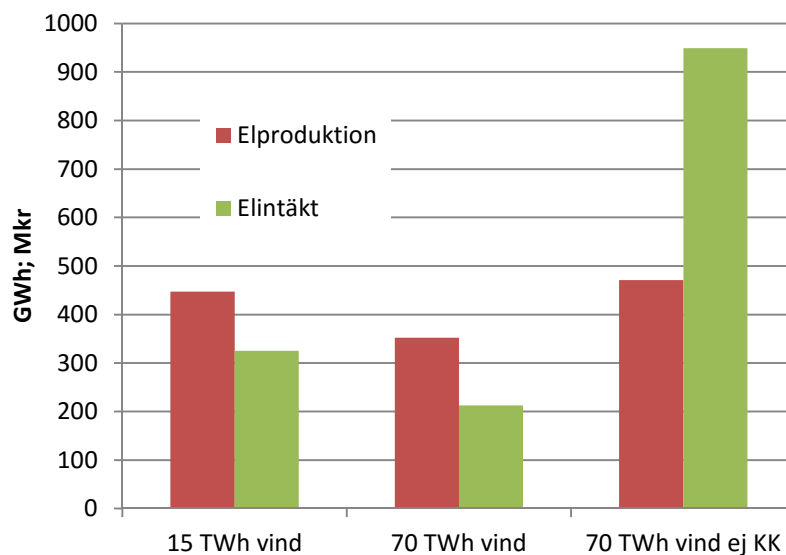
- Elproduktionen i kraftvärmeverk (både energiproduktion och intäkten för produktionen)
- Lönsamheten i att nyinvestera i kraftvärme
 - Valet mellan olika nya biokraftvärmealternativ (olika elutbyte)
- Värmeproduktionen från värmepumparna i fjärrvärmesystemet
 - Med energiskatt på el (som idag) eller utan denna skatt
- Fjärrvärmeproduktionskostnaderna
- Återkylardrift

Analyserna har gjorts för tre olika elsystemutvecklingar och resulterande elprisprofiler:

- "15 TWh vind": Ungefär dagens svenska elproduktionssystem, men med energiprisantaganden för 2030
- "70 TWh vind": 70 TWh svensk elproduktion från vindkraft, allt annat som i scenariot "15 TWh vind"
- "70 TWh vind utan KK": 70 TWh svensk elproduktion från vindkraft och all kärnkraft avvecklad, allt annat som i scenariot "15 TWh vind"

5.3.1 Kraftvärme

Från tidigare avsnitt har vi en bild av hur elpriserna ser ut i de tre analyserade scenarierna. I fallet ”70 TWh vind” så sjunker elpriset generellt jämfört med fallet ”15 TWh vind”. Framför allt blir det längre perioder med riktigt låga priser. I fallet ”70 TWh vind utan KK” ökar istället elpriset (som årsmedelvärde) rejält och prisspridningen över året förstärks. Man skulle förvänta sig att detta leder till att kraftvärmeproduktionen, jämfört med i fallet ”15 TWh vind”, minskar i fallet ”70 TWh vind” och ökar i fallet ”70 TWh vind utan kärnkraft”. Det är också just det som inträffar. I Figur 29 redovisas elproduktionen i kraftvärmedrift i de tre elsystemscenarierna.



Figur 29: Årlig elproduktion och elintäkt i Göteborgs fjärrvärmesystem med dagens produktionssystem – tre olika scenarier

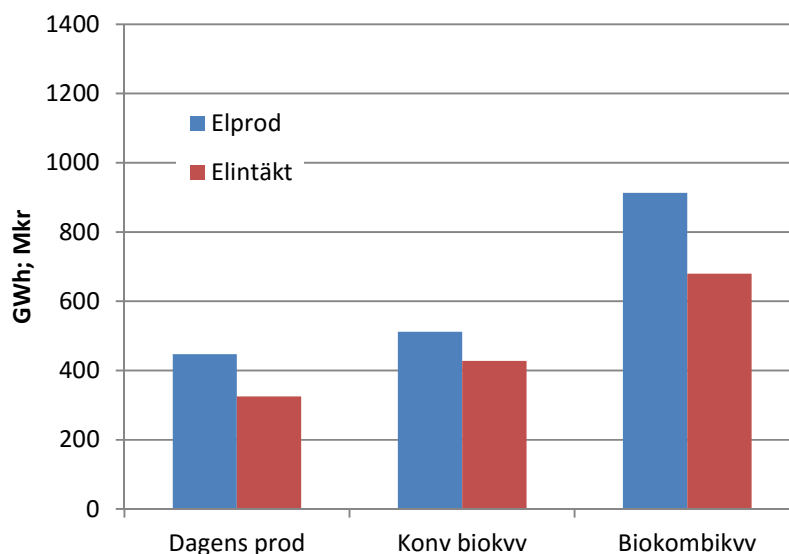
Elproduktionen ökar alltså måttligt när man går från ”15 TWh” till ”70 TWh vind utan kärnkraft” trots avsevärt högre elpris. Skälet till att elproduktionsökningen inte är större är bland annat att variabiliteten i elpriset är så stor i det senare fallet, vilket leder till att det tidvis istället är lägre elpriser.

I figuren redovisas också intäkten från elproduktionen för de tre scenarierna. Där är variationerna avsevärt större. I fallet ”70 TWh vind utan kärnkraft” så ökar alltså elproduktionen från kraftvärme med 5 procent jämfört ”15 TWh vind” samtidigt som värdet av elproduktionen nästan tredubblas! Slutsatsen förefaller alltså vara att elprisutvecklingen som ökad variabilitet och utfasning av styrbar elproduktion leder till inte i första hand påverkar hur mycket el som produceras av kraftvärmeverken, utan snarare värdet av elproduktionen.

5.3.2 Ny kraftvärme

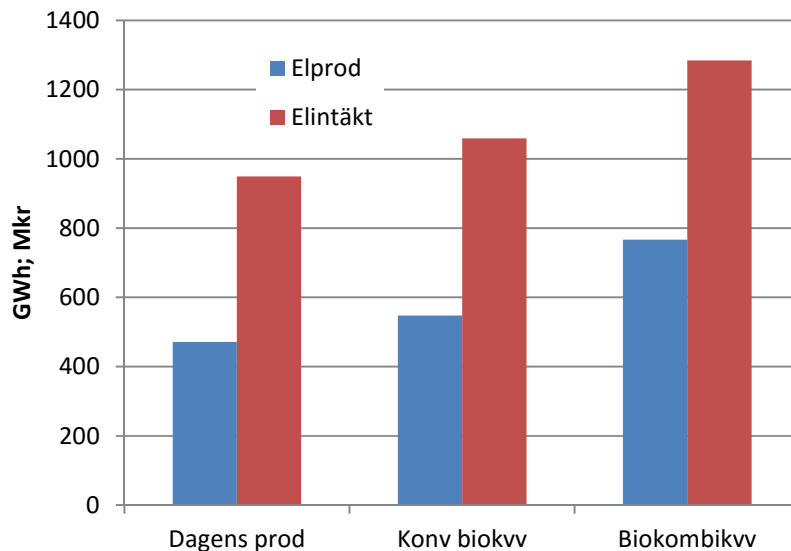
Vi har också analyserat förutsättningarna för att med lönsamhet introducera ytterligare kraftvärme i Göteborg Energis fjärrvärmesystem. Vi har då studerat både konventionell biokraftvärme (med ångcykel och rökgaskondensering) och en biokraftvärmeanläggning med dubbelt så stort elutbyte ("nettoalfa" 0,83 jämfört med 0,41) baserad på förgasning och kombicykel. Data för båda teknikalternativen har vi hämtat från Elforskrapporten "El från nya och framtida anläggningar 2014" (Nohlgren 2014). Förgasningsalternativet redovisas där under rubriken "framtida teknik", vilket är den grupp som kommer efter gruppen "semikommersiell teknik". Av detta inser man att data för detta alternativ måste ses som mycket ungefärliga. Det är helt enkelt oprövad teknik i kommersiella tillämpningar.

Lämplig storlek för det nya kraftvärmeverket har efter en grov utvärdering identifierats till 200 MW värme. Produktionsutfallet har sedan beräknats för de tre alternativa fjärrvärmeproduktionssystemen för två av elsystemscenarierna; "15 TWh vind" och "70 TWh vind utan kärnkraft", Figur 30 och Figur 31 nedan.



Figur 30: Årlig elproduktion och elintäkt i Göteborgs fjärrvärmesystem med ny kraftvärme – "15 TWh vind"

Om man inledningsvis betraktar elsystemscenariot "15 TWh vind" så ser man att elproduktionen från kraftvärme ökar något när ett nytt konventionellt biokraftvärmeverk tillförs. Anledningen till att ökningen inte blir större är att det nya kraftvärmeverket delvis tränger ut det existerande naturgaskraftvärmeverket som dessutom har klart större elutbyte. I fallet med ny kraftvärme med högre elutbyte blir elproduktionen tydligt högre. Elitäkterna följer samma mönster. Tendensen är ungefär densamma i elsystemscenariot "70 TWh vind utan kärnkraft".



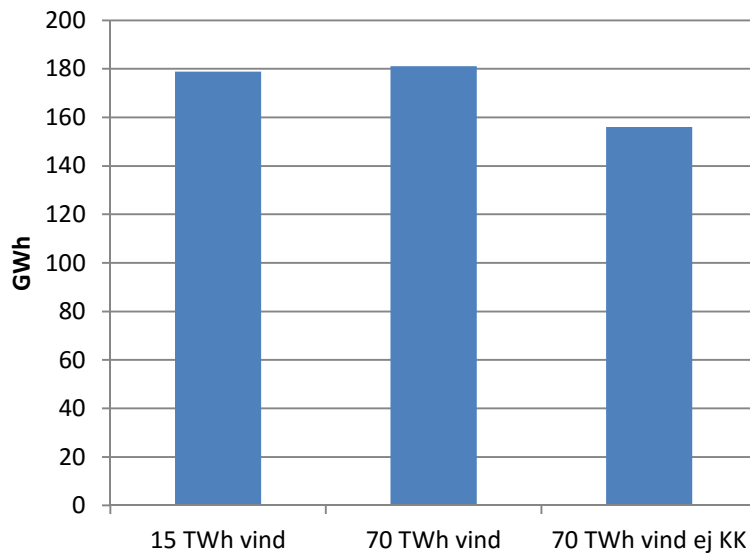
Figur 31: Årlig elproduktion och elintäkt i Göteborgs fjärrvärmesystem med ny kraftvärme – ”70 TWh vind utan kärnkraft”

Ett paradoxalt resultat är dock att elproduktionen i fallet med ett nytt biokraftvärmeverk med högt elutbyte så minskar elproduktionen från kraftvärme när man går från elsystemscenariot ”15 TWh vind” till ”70 TWh vind utan kärnkraft”, trots klart högre genomsnittligt elpris. Eftersom elintäkten här blir en viktigare del av kraftvärmeverkets driftkostnad så bidrar elprisvariabiliteten till att fler perioder med låga priser väger tyngre än att elpriserna tidvis är mycket höga. Detta förstärks av att kraftvärmeverket i fallet ”15 TWh vind” erhåller elcertifikat, vilket utökar perioden för lönsam drift, medan scenariot ”70 TWh vind utan kärnkraft” inte innehåller någon certifikatintäkt (som en konsekvens av det höga elpriset).

Lönsamheten för de olika kraftvärmealternativen redovisas i avsnittet nedan om fjärrvärmeproduktionskostnadernas utveckling.

5.3.3 Värmepumpar

I Göteborgs fjärrvärmesystem finns 160 MW värmeproduktionskapacitet i eldrivna värmepumpar som utnyttjar avloppsvatten som värmekälla. Liksom för kraftvärmeverken påverkas driften av värmepumparna av de olika elsystemscenariernas elpriser, Figur 32.



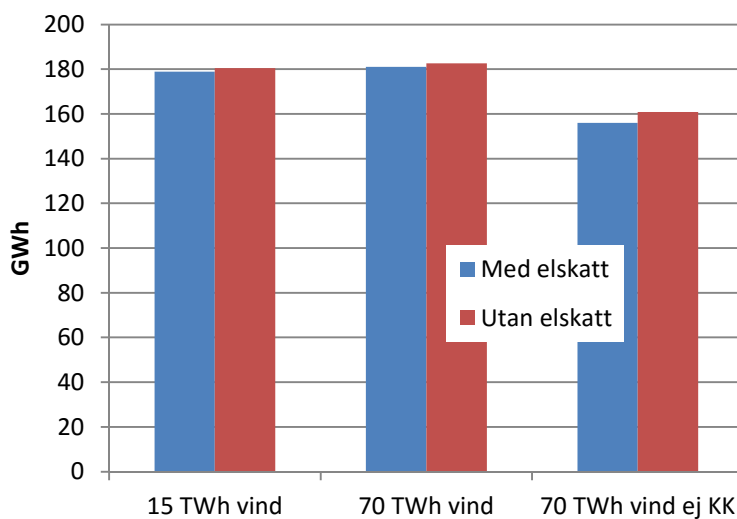
Figur 32: Årlig elanvändning i värmepumpar i Göteborgs fjärrvärmesystem med dagens produktionssystem – tre olika scenarier

Av figuren framgår att de lägre elpriserna i elsystemscenariot ”70 TWh vind” endast leder till marginellt större elanvändning i värmepumpar. Ett skäl till att ökningen inte är större är att det aktuella fjärrvärmesystemet under fem månader under sommarhalvåret är helt försörjt med annan billig värme i form av industriell spillvärme och avfallsförbränning. Under övriga månader utnyttjades värmepumparna i mycket stor utsträckning redan i utgångsläget (”15 TWh vind”).

Vid de högre elpriserna i fallet ”70 TWh vind utan kärnkraft” så minskar värmepumparnas värmeproduktion (och deras elanvändning) med ca 15 procent. Skälet är alltså att det tidvis blir annan produktion som blir mer konkurrenskraftig. Det kan exempelvis vara kraftvärme, som sänker sina värmeproduktionskostnader via de ökade elintäkterna då elpriset är högt. Det blir alltså en dubbel drivkraft för omfördelningen mellan värmepump och kraftvärme genom att värmepumpsvärmen blir dyrare och kraftvärmevärmen blir billigare, båda förändringarna orsakade av elpriserna. Man kan dock konstatera att värmepumparna även med elsystemscenariots höga och variabla elpriser i stor utsträckning förblir ett konkurrenskraftigt värmeproduktionsalternativ. En av orsakerna till detta är naturligtvis den höga effektiviteten som gör att elpriset bara slår igenom med ungefär en tredjedel i värmeproduktionskostnaden. Ett annat skäl är att även om det genomsnittliga elpriset är högt så leder variabiliteten till att det samtidigt finns perioder med riktigt låga elpriser.

Vi har redan uppmärksammat problemet med att den svenska energiskatten på el medför att kostnaden för värmeproduktion från värmepump och elpanna blir relativt hög även i ett läge med noll-pris på el. Detta förstärks av elcertifikatpåslaget samt de rörliga drift- och underhållskostnaderna. Som redovisats i avsnitt 3 ovan uppgår därför värmeproduktionskostnaden till ca 400 SEK/MWh för elpannan och ca 130 SEK/MWh för värmepumpen vid nollpris på el. Man kan ifrågasätta om det är klokt

att ta ut energiskatt på el i situationer då el nästan kan ses som en överskottsprodukt. För att undersöka energiskattens betydelse för driften av värmepumparna i Göteborg har vi gjort beräkningar helt utan energiskatt på el. Detta måste ses som en övre gräns för energiskattens betydelse eftersom vi därmed eliminerat skatten även då elpriset är högt. I Figur 33 nedan visas skillnaden i elanvändning i fjärrvärmesystemets värmepumpar med, respektive utan energiskatt på el för de tre utvalda elsystemscenarierna.

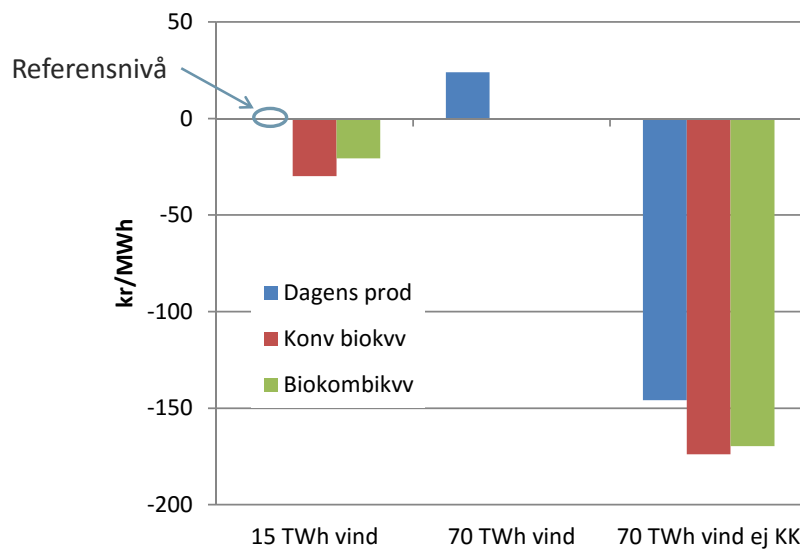


Figur 33: Årlig elanvändning i värmepumpar i Göteborgs fjärrvärmesystem med dagens produktionssystem – med, respektive utan energiskatt på el

Av figuren framgår att energiskatten på el har betydelse, men att den inte påverkar driften av värmepumparna och deras elanvändning på något signifikant sätt. Vi påminner dock om att det aktuella fjärrvärmesystemet är speciellt i det avseende att det under sommarhalvåret är helt försörjt med industriell spillvärme och avfallsförbränning. Energiskattens påverkan på värmepumparnas värmeproduktionskostnad under denna period slår därmed inte igenom i redovisningen. Man kan anta att påverkan av ett energiskatteundantag skulle vara större i många andra fjärrvärmesystem.

5.3.4 Fjärrvärmeproduktionskostnader

Av stort intresse är också hur fjärrvärmeproduktionskostnaderna påverkas av de elpriser som blir följden av de tre utvalda elsystemscenarierna. I Figur 34 nedan redovisas hur fjärrvärmekostnaderna påverkas av elpriserna. Utgångsläget, referensnivån, är fjärrvärmeproduktionskostnaden i fallet ”15 TWh vind” med dagens fjärrvärmeproduktionssystem.



Figur 34: Fjärrvärmekostnadsförändring i Göteborgs fjärrvärmesystem jämfört med dagens produktionssystem vid "15 TWh vind" – tre olika scenarier och olika nyinvesteringar

Om vi inledningsvis ser på de blå staplarna så kan man identifiera hur fjärrvärme-produktionskostnaderna påverkas om man förutsätter dagens produktionsapparat. Man ser då en förväntad utveckling, där fjärrvärmepreiserna i elsystemscenariot "70 TWh vind" ökar något. Orsaken är minskade intäkter från kraftvärmeverkens elproduktion som slår hårdare än de kostnadsänkningar som värmepumparna erhåller. Omvänt ser vi en rejäl minskning av värmeproduktionskostnaden vid de höga elpriserna med scenariot "70 TWh vind utan kärnkraft". Värmekostnadsreduktionen i elsystemscenariot "70 TWh vind utan kraftvärme" är avsevärt större än kostnadsökningen i fallet "70 TWh vind".

Figuren visar också hur fjärrvärmeproduktionskostnaden i två av scenarierna, "15 TWh vind" och "70 TWh vind utan kärnkraft" påverkas av nyinvestering i biokraftvärme med 200 MW värme. Två alternativ har analyserats; konventionell teknik med ångcykel (röd stapel i figuren) samt förgasning med kombicykel med dubbelt så stort elutbyte (grön stapel i figuren). I båda studerade elsystemscenarierna så sänker kraftvärmeinvesteringarna fjärrvärmeproduktionskostnaderna, detta trots att de belastas med de resulterande kapitalkostnaderna. Det betyder alltså att ny kraftvärme, givet de använda beräkningsförutsättningarna, uppvisar lönsamhet. Beräkningarna visar också att det i princip är "dött lopp" mellan de båda kraftvärmeteknikerna med avseende på resulterande fjärrvärmeproduktionskostnad. Förenklat kan man konstatera att de ökade elintäkter som "högalfaalternativet" med förgasning och kombicykel erhåller i huvudsak balanseras av de ökade kapitalkostnaderna. I denna jämförelse är det viktigt att ha i åtanke att vi i beräkningarna har ansatt samma tillgänglighet för de båda kraftvärmealternativen. Detta antagande är långt ifrån självklart eftersom förgasningsalternativet är avsevärt mer tekniskt sofistikerat och

mindre beprövat. Om sämre tillgänglighet skulle antas för förgasningsalternativet så skulle dess lönsamhet försämrast och den konventionella tekniken relativt sett bli mer konkurrenskraftig.

Här har vi studerat ett par kraftvärmetekniker för nyinvestering. Det finns naturligtvis andra som skulle kunna komma ifråga. En sådan kan vara pyrolys av biobränsle med samtidig produktion av el, fjärrvärme och träkol. Den kan ha fördelen att utsträcka drifttiden genom att då värmeunderlag saknas omfördela anläggningens output mot mer träkol.

5.3.5 Återkylardrift

Kraftvärmeverkens drift begränsas av värmeunderlaget. Om det saknas värmeunderlag kan inte heller el produceras. På det sättet har också kraftvärme hanterats i de fyra fallstudierna. I ett antal fjärrvärmesystem, bland annat i Göteborg, finns dock så kallade återkylare. Det är alltså värmeväxlare som möjliggör bortkylning av fjärrvärme. Med hjälp av den möjligheten kan man skapa ett värmeunderlag som möjliggör drift av bland annat kraftvärmeverk. Det blir alltså en form av kondensproduktion där bränsleinsatsen endast leder till extra elproduktion, medan den extra värmeproduktionen kyls bort, ”spills”. För att detta ska vara intressant och möjligt behöver det alltså finnas outnyttjad elproduktionskapacitet och dessutom måste elproduktionen vara så värdefull att den minst täcker hela bränslekostnaden (inklusive den som åtgår för värmeproduktion som sedan kyls bort).

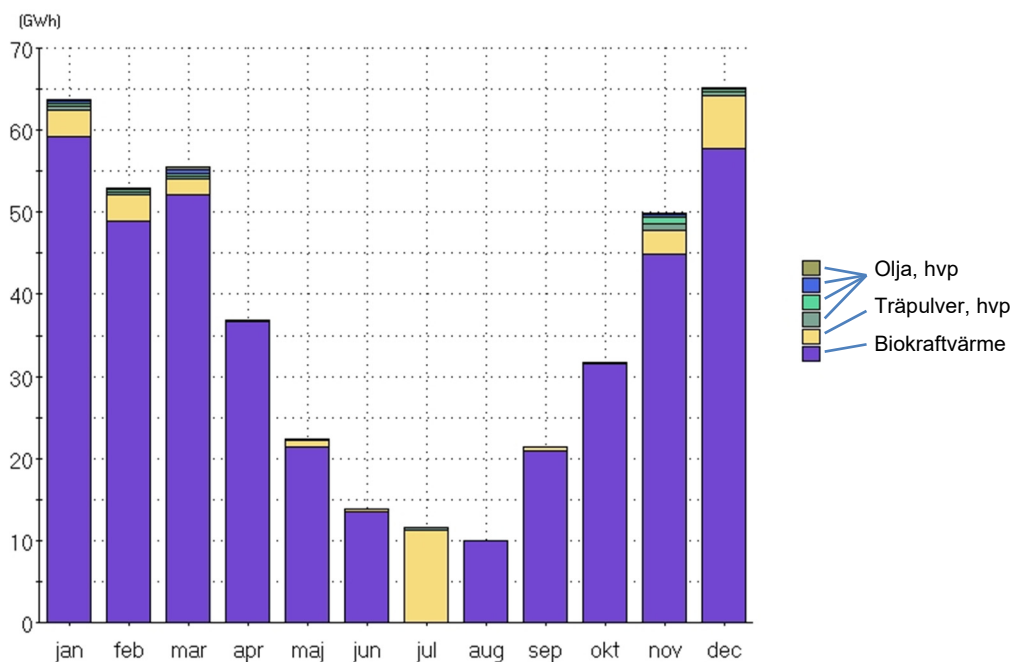
I en alternativ beräkning har vi studerat denna möjlighet. Beräkningen har gjorts med elpriser från elsystemscenariot ”70 TWh vind utan kärnkraft” och för fallet då produktionsapparaten kompletterats med ett konventionellt biokraftvärmeverk på 200 MW värme. I beräkningen har vi hypotetiskt antagit att återkylaren har obegränsad kapacitet. Det blir alltså möjligt att kyla bort all värme från kraftvärmeverken vid full drift, vilket motsvarar nästan 500 MW värme. Vi har inte heller gjort någon uppskattning av kostnaden för återkylaren och möjligheten erbjuds alltså gratis i beräkningarna. I verkligheten är det inte heller självklart att man skulle investera i en återkylare med full kapacitet, eftersom man kan se en avtagande nytta med den sista kapaciteten. Man kan därmed säga att vi gör en beräkning av en övre gräns för potentialen för elproduktion i återkylardrift.

Beräkningarna visar att det finns en tydlig potential för ytterligare lönsam elproduktion i återkylardrift. Elproduktionen ökar med ca 65 GWh/år, vilket motsvarar en ökning av elproduktionen med drygt 10 procent. Tidvis är lönsamheten för sådan extra elproduktion mycket god. Om det finns outnyttjad elproduktionskapacitet samtidigt som elpriset är som högst så kan sådan elproduktion, efter avdrag för bränslekostnaden ge en intäkt på drygt 4 kr/kWh.

5.4 System dominerat av biokraftvärme – typ Kalmar

Kalmars fjärrvärmeproduktionssystem karaktäriseras av en biokraftvärmeanläggning som täcker det mesta av värmeproduktionen. Det är endast under de kallaste dagarna,

vid driftsstörningar och då kraftvärmeverket stängs för revision som annan värme-
produktion tas i anspråk. Den kompletterande produktionen utgörs främst av trä-
pulvereldning. Kalmar har ett ”halvstort” fjärrvärmesystem med en värmeproduktion
på drygt 400 GWh/år. Fjärrvärmeproduktionens uppbyggnad månad för månad
framgår schematiskt av Figur 35 nedan.



Figur 35: Fjärrvärmeproduktionen i Kalmar månad för månad i elprisscenariot ”15 TWh vind”

Fallstudien för Kalmar fokuserar på några specifika frågeställningar:

- Elproduktionen i kraftvärmeverk (både energiproduktion och intäkten för produktionen)
- Lönsamheten i att nyinvestera i kraftvärme
- Lönsamheten i att nyinvestera i värmepumpar i fjärrvärmesystemet
 - Med energiskatt på el (som idag) eller utan skatten
- Fjärrvärmeproduktionskostnaderna

Analyserna har gjorts för tre olika elsystemutvecklingar och resulterande elprisprofiler:

- ”15 TWh vind”: Ungefär dagens svenska elproduktionssystem, men med energiprisantaganden för 2030
- ”70 TWh vind”: 70 TWh svensk elproduktion från vindkraft, allt annat som i scenariot ”15 TWh vind”
- ”70 TWh vind utan KK”: 70 TWh svensk elproduktion från vindkraft och all kärnkraft avvecklad, allt annat som i scenariot ”15 TWh vind”

5.4.1 Kraftvärme

I ett system som i så stor utsträckning som detta baseras på ett stort kraftvärmeverk är det inte så mycket som händer med kraftvärmeproduktionen som en följd av elpris-skillnaderna i de olika elsystemscenarierna. Det blir helt enkelt samma resulterande el- och värmeproduktion i alla fallen. Det som skiljer sig åt är de resulterande intäkterna för den producerade kraftvärmeelen. Elsystemscenariot ”70 TWh vind utan kärnkraft” ger ungefär dubbelt så stora elintäkter som fallet ”15 TWh vind” (113 Mkr/år jämfört med 56 Mkr/år).

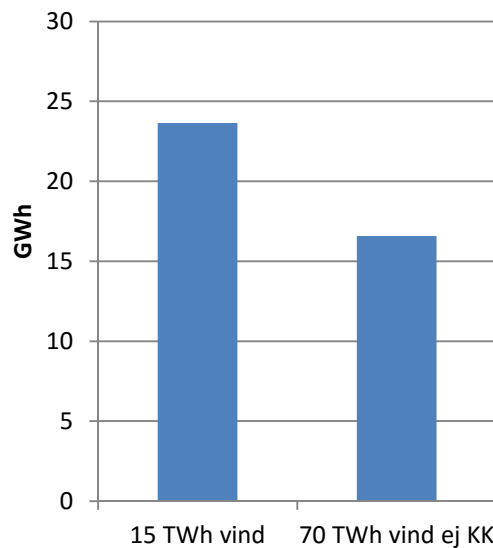
Analyserna visar också att det inte blir lönsamt att investera i ny kraftvärme, detta trots att ny kraftvärme antas erhålla elcertifikat, medan den existerande kraftvärmen inte längre gör det. Skälet till att ny kraftvärme inte blir lönsam är att den nya kraftvärmen nästan uteslutande skulle ersätta befintlig kraftvärme. Det finns nästan inte någon dyr värmeproduktion att ersätta.

5.4.2 Värmepump

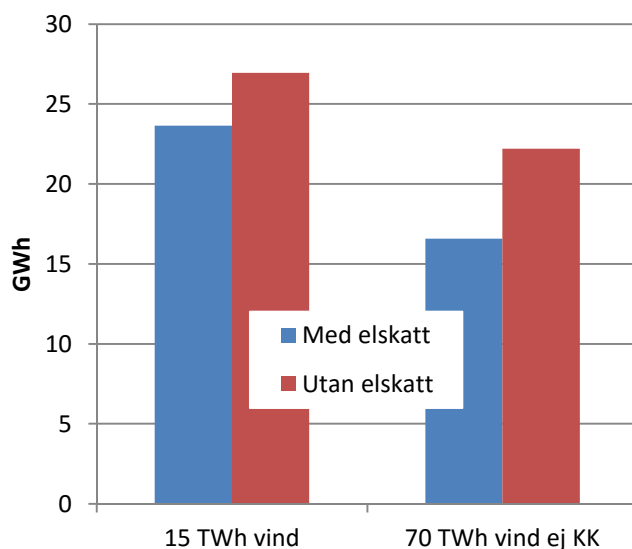
I Kalmars fjärrvärmeproduktionssystem finns i dagsläget ingen värmepump. Vi har i denna fallstudie undersökt de ekonomiska förutsättningarna för att nyinvestera i värmepump och funnit att det kan finnas lönsamhet i detta. En översiktlig storleks-optimering antyder att en värmepump på 10 MW värmeeffekt kan vara lagom. I Figur 36 nedan visas den resulterande elanvändningen för värmepumpsdrift i ett par elsystemscenarier.

Värmepumparna får långa drifttider (5000 – 7500 timmar), vilket bidrar till lönsamheten. Att värmepumpdriften inte minskar mer än den gör när man går från ”15 TWh vind” till ”70 TWh vind utan kärnkraft”, trots fördubblat årsmedelpris på el, kan förklaras med att variabiliteten också medför att elpriset under en fjärdedel av året faktiskt är lägre än i fallet ”15 TWh vind”. Dessutom fördubblas inte det effektiva elpriset eftersom vi i båda scenarierna har tillkommande värmeproduktionskostnader som är konstanta, t.ex. energiskatten på el.

Vi har uppmärksammat att energiskatten på el kan ge oönskade styreffekter genom att den i onödan dämpar efterfrågan även då vi har nollpriser på el. För att studera effekten av energiskatten på elanvändningen i fjärrvärmesystemets värmepumpar så har vi gjort en känslighetsanalys av hur utfallet skulle blivit för den värmepump som valts för beräkningarna ovan om energiskatten på el helt lyfts bort. Detta bör ses som en övre gräns för energiskattens betydelse eftersom vi därmed eliminerat energiskatten på el även i driftslägen då elpriset är högt. I Figur 37 nedan visas skillnaden i elanvändning i fjärrvärmesystemets värmepump med, respektive utan energiskatt på el för de två utvalda elsystemscenarierna.



Figur 36: Årlig elanvändning för värmepumpdrift i Kalmars fjärrvärmesystem vid två olika elsystemscenarier

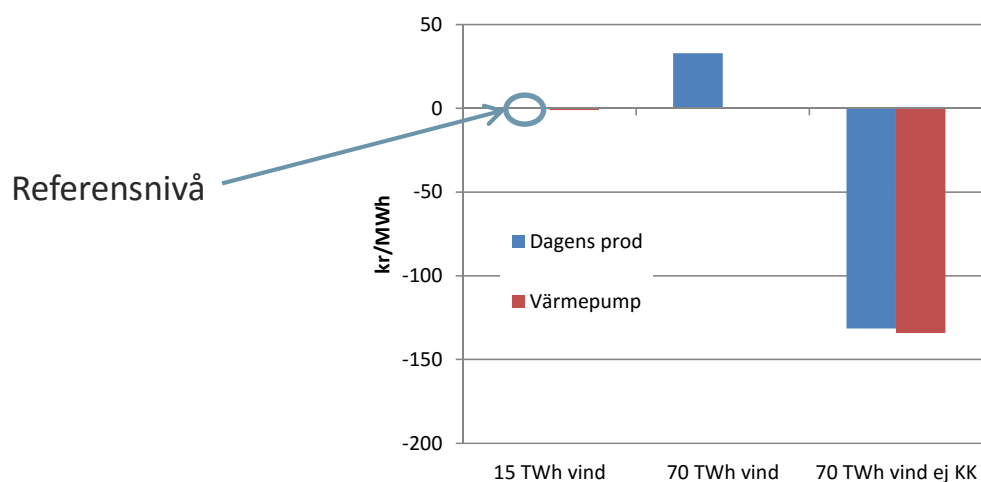


Figur 37: Årlig elanvändning för värmepumpdrift i Kalmars fjärrvärmesystem vid två olika elsystemscenarier med, respektive utan energiskatt på el

Av figuren framgår att energiskatten på el verkligen påverkar driften av en antagen värmepump i fjärrvärmeproduktionen. Utan energiskatten på el skulle elanvändningen vara 10 – 20 procent större. Eftersom vi redan noterat att detta måste ses som en överskattning av betydelsen så kan man ändå konstatera att energiskattens påverkan är märkbart, men inte av helt avgörande betydelse.

5.4.3 Fjärrvärmeproduktionskostnader

Ett mycket viktigt resultat från analyserna är hur fjärrvärmeproduktionskostnaderna påverkas av de elpriser som blir följden av de tre utvalda elsystemscenarierna. I Figur 38 nedan redovisas hur fjärrvärmekostnaderna påverkas av elpriserna. Utgångsläget, referensnivån, är fjärrvärmeproduktionskostnaden i fallet ”15 TWh vind” med dagens fjärrvärmeproduktionssystem.



Figur 38: Fjärrvärmekostnadsförändring i Kalmars fjärrvärmesystem jämfört med dagens produktionssystem vid ”15 TWh vind” – tre olika scenarier och med/utan ny värmepump

Om vi inledningsvis ser på de blå staplarna så kan man avläsa hur fjärrvärmeproduktionskostnaderna påverkas om man förutsätter dagens produktionsapparat. Man ser då, liksom för typsystemet Göteborg, en utveckling där fjärrvärmepriiserna i elsystemscenariot ”70 TWh vind” ökar något. Orsaken är minskade intäkter från kraftvärmeverkens elproduktion. Omvänt ser vi en rejäl minskning av värmeproduktionskostnaden vid de höga elpriserna med scenariot ”70 TWh vind utan kärnkraft”. Värmekostnadsreduktionen i elsystemscenariot ”70 TWh vind utan kraftvärme” är, liksom i Göteborgsfallet, avsevärt större än kostnadsökningen i fallet ”70 TWh vind”.

Figuren visar också hur fjärrvärmeproduktionskostnaden i två av scenarierna, ”15 TWh vind” och ”70 TWh vind utan kärnkraft” påverkas av nyinvestering i värmepump med 10 MW värme. I båda studerade elsystemscenarierna så sänker värmepumpsinvesteringen fjärrvärmeproduktionskostnaderna, detta trots att den belastas med den resulterande kapitalkostnaden. Det betyder alltså att ny värmepump, givet de använda beräkningsförutsättningarna, uppvisar lönsamhet. Det handlar dock om en marginell lönsamhet eftersom de totala fjärrvärmeproduktionskostnaderna endast minskar med enstaka kr/MWh.

5.5 Gemensamma slutsatser från fallstudierna

Stora mängder variabel elproduktion, allt annat lika, sänker det genomsnittliga elpriserna och ger perioder med mycket låga priser. I kombination med avvecklad styrbar kraft, här kärnkraft, leder stora mängder variabel elproduktion till ett högt genomsnittligt elpris med mycket stora prissvängningar, från längre perioder med mycket höga elpriser till perioder med mycket låga priser. Detta leder för fjärrvärmeproduktionens del till konsekvenser både på elproduktion i kraftvärme och på elanvändning i värmepumpar/elpannor.

De svenska fjärrvärmesystemen har mycket olika uppbyggnad och storlek, vilket leder till att de reagerar på förändrade elpriser på mycket olika sätt. Det framgår av redovisningen av typsresultaten ovan. Här lyfter vi ändå fram några resultat som ändå kan sägas vara generella.

Kraftvärmeproduktionen minskar något då allt mer variabel elproduktion tillförs. Samtidigt minskar elintäkterna något från kraftvärmeproduktionen. Detta orsakas av att de lägre elpriserna sänker elintäkterna och därmed fördyrar anläggningarnas värmeproduktionskostnad. Det leder i sin tur till kortare drifttider i och med att andra värmeproduktionsanläggningar går före i driftordningen.

Kraftvärmeproduktionen ökar något då kärnkraften samtidigt avvecklas. Framför allt ökar elintäkterna från kraftvärmeproduktionen kraftigt, en fördubbling eller ännu mer. Det är alltså inte framför allt kraftvärmeproduktionen som ökar utan intäkterna från denna. Här är det viktigt att komma ihåg att elsystemberäkningarna endast varierats på det sätt som vi beskrivit. Det betyder att inga andra förändringar av elproduktionen gjorts. I ett fall då kärnkraften avvecklats skulle det kunna uppstå incitament för att tillföra annan eleffekt, vilket därmed skulle sänka elpriset under ”bristperioder”. Det skulle i så fall dämpa den intäktsökning för kraftvärme som vi identifierat i detta elsystemscenario.

I vissa fall kan lönsamhet i ny kraftvärme identifieras. Det varierar dock från system till system, beroende på nuvarande produktionsapparat och fjärrvärmesystemets storlek. Om ny kraftvärme tillförs så kan konsekvensen bli att redan existerande kraftvärme körs mindre.

I de fall där vi har undersökt olika varianter av ny biokraftvärme (konventionell teknik eller förgasning med kombi-cykel) så uppvisar de likartade lönsamhet. Enkelt uttryckt balanseras förgasningsalternativets större elintäkt av högre antagen investeringskostnad. En viktig förutsättning för slutsatsen är att tillgängligheten är densamma för båda anläggningstyperna. Det är mycket tveksamt om så är fallet, åtminstone på kort och halvlång sikt. Om man förutsätter högre tillgänglighet för konventionell teknik så är det självklart till fördel för det alternativet. Dessutom är osäkerheterna kring den framtida kostnadsbilden för fastbränsleförgasning stor.

Eftersom vi studerar ett läge år 2030 så är vårt generella antagande att existerande biokraftvärme inte längre erhåller elcertifikat medan ny biokraftvärme är berättigad till elcertifikatintäkt. Det finns dock existerande biokraftvärmekapacitet som tas i drift i år och där det därmed är möjligt att den även år 2030 erhåller elcertifikat. En känslighetsanalys pekar på att med elcertifikatstöd så ökar elproduktionen och

elintäkten, särskilt i de elsystemscenarier som innehåller stora mängder vindkraft och bibehållen kärnkraft.

Återkylardrift av kraftvärmeverk kan ytterligare förbättra ekonomin för fjärrvärmesystemen med kraftvärme. Återkylare medger drift av kraftvärmeverken för elproduktion även då det saknas värmeunderlag. I elsystemscenarierna med de högsta elpriserna kan värdet av sådan elproduktion periodvis vara mycket högt.

Driften av värmepumpar och elpannor ökar marginellt då mer variabel elproduktion tillförs. Orsaken till att ökningen inte blir större när elpriset sjunker är typiskt att annan mycket billig värmeproduktion går före, t.ex. avfallsförbränning och industriell spillvärme. Elanvändningen fördyras också av energiskatten på el som gör att kostnaderna för värmeproduktionen blir relativt höga även vid noll-pris på el.

Som förväntat minskar elanvändningen för värmepumpar och elpannor vid de högre elpriser som blir följderna av avvecklad kärnkraft. Minskningen är dock måttlig eftersom elpriserna periodvis är mycket låga även i det fallet, till följd av stora mängder vindkraft i systemet.

Nyinvestering i värmepump uppvisar marginell lönsamhet i de fall vi testat den möjligheten.

Som redan nämnts så kan energiskatten på el leda till ett "underutnyttjande" av billig el i fjärrvärmesystemens värmepumpar och elpannor. När vi gjort beräkningar av driftutfallet utan energiskatt på el så ger det viss ökning av elanvändningen och därmed värmeproduktionen från värmepumpar/elpannor. Ökningen är dock begränsad så man ska inte förvänta sig att en sådan styrmedelsförändring skulle ändra förhållandena dramatiskt.

Intrycket från fallstudierna är att fjärrvärmen har en viktig roll att spela i framtidsscenarier med stort inslag av variabel elproduktion. Det är både i form av att utnyttja elprisförhållandena, vilket vi testat i typsystemberäkningarna, och genom att bidra till elsystemstabilitet, vilket analyserats i avsnitt ovan. Typsystemberäkningarna visar att det framför allt är kraftvärmen som är av stor betydelse för de aktuella elsystemsituationerna, medan elanvändningen i värmepumpar och elpannor är av mindre betydelse. Dessutom påverkas konkurrensförhållandena mellan fjärrvärme och elbaserad uppvärmning på värmemarknaden, vilket diskuteras i senare avsnitt.

6 KONKURRENSEN MELLAN EL OCH FJÄRRVÄRME PÅ VÄRMEMARKNADEN – ETT RÄKNEEXEMPEL

De konsekvenser av en ökad andel variabel elproduktion som identifierats i detta projekt kan komma att förändra konkurrensen mellan fjärrvärme och elbaserad uppvärmning. När konkurrensförhållandena mellan fjärrvärme och elbaserad uppvärmning, exempelvis värmepump, diskuteras är det dock viktigt att vara medveten om de stora lokala skillnaderna. Vi har inte *en* sammanhängande värmemarknad utan ett stort antal lokala marknader. Exempel på parametrar som varierar är:

- Fjärrvärmepris
- Nätpriiset för el
- Elområde, som kan påverka elpriset
- Kommuntillhörighet, som påverkar nivån på energiskatten på el
- Klimatförhållanden
- Lokala förhållanden som påverkar kostnaden för att:
 - bygga värmepump, t.ex. kostnad för borring
 - ansluta en specifik kund till fjärrvärme

Som redovisats i ett tidigare kapitel så innebär, enkelt uttryckt, ökad introduktion av vindkraft att elpriset minskar, medan utfasning av styrbar elproduktion, t.ex. kärnkraft, höjer elpriset. För att illustrera effekterna av detta gör vi nedan en överslagsmässig beräkning för att visa tendenserna vad gäller konkurrensförhållandena. Vi gör analysen med utgångspunkt från situationen i dagsläget avseende vindkraftproduktionen, det vill säga scenariot ”15 TWh vind”. Utifrån detta identifierar vi hur elpriset förändras för en typisk värmelast om vi rör oss mot två andra scenarier; ”70 TWh vind” och ”70 TWh vind utan kärnkraft”. Sådana resultat redovisas i ett kapitel ovan. Vi identifierar dessutom hur kundens kostnad för elcertifikatavgiften utvecklas. Innan elen når kunden antar vi att det tillkommer distributionsförluster på 10 procent. Därefter antar vi att elen används för drift av en bergvärmepump med en årsvärmefaktor på 3,6. Med hänsyn tagen till distributionsförlusten medför det en justerad värmefaktor på 3,2. Vi antar dessutom att alla andra omvärldsförutsättningar är oförändrade. Därmed kan förändringen av värmeproduktionskostnaden för värmepumpsalternativet beräknas.

På motsvarande sätt gör vi för fjärrvärmealternativet. Som indikator på fjärrvärmepriset så utgår vi från hur de rörliga värmeproduktionskostnaderna ändras när man går från dagsläget, ”15 TWh vind” till ”70 TWh vind”, respektive ”70 TWh vind utan kärnkraft”. Vi antar alltså att det enda som påverkar fjärrvärmepriset är

sådant som kopplar till förändringar i elsystemet; elpris och elcertifikatpris. Allt annat är oförändrat. Fjärrvärmens rörliga produktionskostnader varierar mellan de olika fjärrvärmesystemen. De varierar också beroende på de nyinvesteringsalternativ som testats. Här väljer vi att betrakta genomsnittsvärden för de fyra typsystemen och dessutom väljer vi att se på situationen där dagens produktionsapparat bibehålls oförändrad. Eftersom de identifierade kostnadsförändringarna avser produktionsledet så lägger vi på distributionsförluster på 10 procent innan fjärrvärme nyttiggörs hos kunden.

I tabellen nedan redovisas hur värmekostnaden förändras jämfört med situationen i scenariot ”15 TWh vind”.

Tabell 3: Värmekostnadsskillnad jämfört med scenariot ”15 TWh vind” [kr/MWh]

		<i>”15 TWh vind”</i>	<i>”70 TWh vind”</i>	<i>”70 TWh vind utan kk”</i>
Värmepump	Ref		- 20	+ 110
Fjärrvärme	Ref		+ 20	- 110

Hur ska man då tolka tabellens resultat? Låt oss som ett räkneexempel anta att på en viss ort och för vissa lokala förhållanden så ger värmepumpsalternativet en kostnad för uppvärmning som är 10 kr/MWh lägre än fjärrvärmealternativet. I scenariot ”70 TWh vind” har den skillnaden vuxit till $10 + 20 + 20 = 50$ kr/MWh till värmepumpens fördel. När vi går vidare till scenariot ”70 TWh vind utan kärnkraft” så är förhållandena omvända och då är värmekostnadsskillnaden istället $- 10 + 110 + 110 = 210$ kr/MWh till fjärrvärmens fördel. Här vill vi återigen påpeka att analysen är förenklad och att kvantifieringarna inte skall ses som exakta tal som är tillämpliga generellt. Vi påminner också om fjärrvärmesystemens mycket olika uppbyggnad, vilket påverkar utfallet för det specifika fjärrvärmesystemet.

Det är intressant att notera hur olika konkurrenskraften faller ut beroende på elmarknadens förändring. Om man bara fyller på med alltmer vindkraft utan att mängden termisk produktion minskar så sjunker elpriset och värmepumpsalternativet stärker sin konkurrenskraft jämfört med fjärrvärme. Om man i läget med så mycket vindkraft samtidigt avvecklat all kärnkraft så stiger istället elpriset och fjärrvärmealternativet stärker istället sin konkurrenskraft ännu mer. Dels blir elen dyrare och dels blir fjärrvärmens billigare eftersom fjärrvärmesystemens kraftvärmeproduktion ökar sina elintäkter. (I system som saknar kraftvärme uppstår dock naturligtvis inte denna effekt.)

Det är förvisso extremscenarier som vi här lyft fram, men de pekar ändå på tendenser som, i mindre skala, även finns i mindre extrema scenarier. Mer vindkraft med oförändrad kapacitet från termisk elproduktion stärker alltså värmepumparnas konkurrenskraft (allt annat lika). Minskad kapacitet från termisk kraft stärker istället fjärrvärmens konkurrenskraft.

7 UTVECKLINGEN PÅ VÄRMEMARKNADEN VID STOR ANDEL VARIABEL ELPRODUKTION – TVÅ WORKSHOPS

Inom ramen för projektet har vi också översiktligt studerat vilka ytterligare konsekvenser utvecklingen med alltmer variabel elproduktion kan få på marknaderna (utöver de som studerats kvantitativt och redovisats ovan). Frågeställningen har främst studerats genom att två workshops på detta tema har genomförts. Vid den första workshopen, 2015-05-06, deltog projektets referensgrupp, medan den andra workshopen genomfördes i samband med referensgruppsmötet i projektet Värmemarknad Sverige¹² 2015-05-27. I den grupp som diskuterade den aktuella frågeställningen deltog följande personer:

- Emil Berggren, Tekniska Verken i Linköping
- Jan-Olof Dalenbäck, Svensk Solenergi
- Daniel Friberg, Energimyndigheten
- Therese Hindman Persson, Energimarknadsinspektionen
- Roland Jonsson, HSB
- Joel Lybert, Siemens
- Gustav Melin, Svebio
- Jens Nyed, Kraftringen
- Fredrik Snygg, Nibe
- Håkan Sköldberg, Profu

I inledningen av båda workshoparna gjordes en kortare introduktion kring värmemarknaden respektive elsystemet med större inslag av variabel elproduktion. Nedan redovisar vi de samlade resultaten från de båda diskussionerna. Vi vill här betona att det som redovisas inte måste sammanfalla med alla inblandade personers åsikt.

Värdet av kraftvärme ökar kraftigt vid kombinationen av avvecklad kärnkraft och ökande mängd variabel elproduktion (t.ex. vindkraft och solkraft). Andelen tid med extremt höga och låga elpriser ökar. Elvärme och värmepump i slutanvändarledet kommer att känna allt högre elpriser och fjärrvärmens ekonomiska konkurrenskraft ökar i förhållande till elbaserad uppvärmning.

¹² <http://www.varmemarknad.se/>

De stora elprisvariationerna inom ett år vid stort inslag av variabel kraft gör det svårt för elhandlare att sätta ett års- eller flerårspris på el. Verklig anskaffningskostnad blir svårprognoserad och årskostnaden varierar mycket utifrån ”uttagsprofil”. Elhandlarna har också volymrisken och risken med avseende på våtår/torrår.

Byggreglernas betydelse poängterades. De styr utformning av byggnader som skall leva mycket lång tid och det finns risk att dålig utformning av energikrav i byggregler bygger fast oss på ett dåligt sätt. Det ansågs att valet mellan ”köpt energi” och ”använd energi” som bas för byggregelkrav är av mindre betydelse än renodlad förbrukad energi kontra möjligheten av räkna av egen energiproduktion från förbrukningen. Om det senare görs på årsbasis så möjliggörs att solel sommartid räknas bort från den förbrukade energin och möjliggör stor elanvändning vintertid då elsystemet är mycket ansträngt.

En spridd åsikt föreföll vara att användning är användning och produktion är produktion. Det finns inget skäl att fastighetsnära elproduktion ur byggregelsperspektiv är mer värdefull än central elproduktion och att egen elproduktion inte ger motiv för att bygga hus med dåliga energiegenskaper.

Egen elproduktion är positiv men den bör ”stå på egna ben” och inte gynnas på felaktiga grunder. Det är dock viktigt att inse att det inte uteslutande är ekonomiska skäl som driver viljan att producera el själv. Det är många som tycker sig göra en miljöinsats och andra som vill frigöra sig så mycket som möjligt från elföretagen.

Laststyrning blir allt viktigare i en situation med alltmer variabla elpriser. Genom laststyrning kan delar av el- eller värmelasten flyttas till tider med lägre pris. SUST genomför ett projekt med laststyrning av värmepumpar. El kan lagras som el och inte bara omvandlad till värme. Ellagring är dock normalt avsevärt dyrare än värmelagring. Tesla har presenterat ett batteri för hemmabruk som möjliggör lagring av 10 kWh, till en investeringskostnad av 3500 USD. Lagring av den omfattningen kan lämpa sig för natt till dag, men knappast från säsong till säsong. Om laddbara elbilar får stor spridning möjliggör genomtänkta laddstrategier en form av laststyrning där laddning kan göras när elsystemet är så lite ansträngt som möjligt.

Säsongslagring av värme uppmärksammas alltmer i takt med ökande elprisspridning över året (orsakat av mer variabel elproduktion). I Danmark är intresset särskilt stort. Attraktiviteten är kopplad både till perioder med riktigt låga värmepriser och till perioder med riktigt höga priser. I Danmark är vinterkostnaden för fjärrvärme ofta hög, kopplat till att man då på marginalen utnyttjar högbeskattad naturgas i hetvattenpannor. Det kan, tillsammans med perioder av nollpriser på el, bidra till att säsongslagring är särskilt intressant där.

Laststyrning för elanvändning blir intressant vid stora och snabba elprissvängningar. Nibe har en teknik för laststyrning av sina värmepumpar; ”smart price adaption”. Utifrån elprisdata timme för timme för det kommande dygnet kan värmepumpen minimera kostnader genom olika strategier, t.ex. vad gäller tappvarmvattenvärmning. Man kan välja olika ”aggressiva” strategier.

Fjärrvärmens är en betydligt trögare energibärare än el. Det betyder att det inte är nödvändigt att i varje sekund ha fullständig balans mellan produktion och användning. För fjärrvärme kan man åstadkomma viss laststyrning genom den stora

tröghet som den samlade vattenvolymen i distributionssystemet utgör. Man kan också använda husens stomme för viss energilagring. Det senare försvåras dock av byggnadernas termostater som inte ”godkänner” att inomhustemperaturen stiger över, eller sjunker under, önskad nivå.

Ett sätt att effektivisera värmeförsörjningen är att förbättra kommunikationen mellan värmeleverantören och kunden och därmed hitta det effektivaste körsättet genom båda parter medverkan. Det betyder då att man går ytterligare ett steg i informationsöverföringen och inte endast litar till envägs kommunikation via prismodellen.

Man kan se en tendens till att värmekunderna inte uteslutande köper energi utan också tidvis kan leverera värme. Där har fjärrvärme en möjlig roll att spela. Fortums ”Öppen fjärrvärme” är ett sätt att ta tillvara ett sådant kundintresse. Det är inte säkert att omfattningen i energi och ekonomi blir så stor, men det sänder signalen att fjärrvärmeföretaget vill bidra till resurshushållning och till att gå kunder till mötes.

Många av energibolagen säljer både el och fjärrvärme. Det betyder att de inte självklart ”favoriserar” något uppvärmningsalternativ framför andra.

Fjärrvärme används typiskt för att ge hela uppvärmningsbehovet för byggnader. Fjärrvärmepriset är på många orter säsongsdifferentierat. Samtidigt inför alltför många fjärrvärmeföretag en effektrelaterad del i priset. Med utgångspunkt från detta diskuterades idén att i byggnaden ha egen lokal värmeproduktion i form av en pellets-panna. Därigenom skulle man kunna minska effektbehovet och energianvändningen vintertid för fjärrvärme och därigenom minska uppvärmningskostnaderna. För att detta ska bli rimligt måste självklart besparingen bli så stor så att investeringen för pellets-pannan kan räknas hem.

Man förutser ökat behov av kyla. Fjärrkyla blir ibland en förutsättning för att fjärrvärme skall kunna konkurrera. Värmepump som uppvärmningsteknik får stärkt konkurrenskraft om kyla samtidigt efterfrågas.

Man kan förutse att de allt mer varierande elpriserna i ett scenario som t.ex. ”70 TWh vind utan kärnkraft” leder till att fjärrvärmeproduktionsanläggningar måste gå upp och ned i last avsevärt mer och snabbare än idag. Man kan också förutse fler start och stopp än idag. Detta kommer att slita mer på produktionsanläggningarna och ställa krav på att personalen driver produktionen på effektivaste sätt.

Med ett allt större inslag av variabel elproduktion ökar intresset för att finna avsättning för el till mycket låga kostnader. Här kan man dock lyfta fram ett par styrmedelsrelaterade fenomen:

- Även vid nollpris på el så blir det en ganska hög elkostnad eftersom användaren fortfarande måste betala energiskatt på el, elcertifikatsavgift, rörlig elnätskostnad och drift- och underhållskostnad för elpannan eller värmepumpen. Värme från elpanna kan därmed kosta 400 kr/MWh även om elpriset är 0 kr/MWh. Detta förefaller ologiskt och antyder att det vore värdefullt att finna andra modeller för att ta ut energiskatt på el.
- Elcertifikatsintäkten för förnybar elproduktion är lika stor oberoende av när produktionen sker. Det förefaller vara ologiskt att ge incitament för ytterligare elproduktion då elpriset är 0 kr/MWh. Då är det enkelt uttryckt

ingen som efterfrågar elen. Det vore bättre att differentiera elcertifikaten så att de avspeglar hur efterfrågad elen är. Det skulle ge riktigare incitament för vilka produktionsslag som bör byggas.

8 REFERENSER

- Energimyndigheten, 2014, "Produktionskostnadsbedömning för vindkraft i Sverige", ER 2014:16.
- Energimyndigheten 2014a, "Energiläget i siffror 2014"
- Energimyndigheten 2014b, "Energiindikatorer 2014", ER 2014:10
- Eng M., Johansson B., Dahlström P., "Undersökning av möjligheter för svenska kraftvärmeverk att leverera primär frekvensreglering, FCR-N", Värmeforsk rapport 1261, december 2014
- Englund O., Personlig kommunikation, november 2015
- Håkansson L., Larsson O. 2013, "Säsongslagrad solvärme via fjärrvärmenätet – förutsättningar och analyser", Fjärrsyn rapport 2013:4, 2013
- Johnsson F., Unger T., Axelsson E., Claeson-Colpier U. (eds.), 2014, "European Energy Pathways – Towards a sustainable European electricity system", Chalmers, ISBN:978-91-978585-6-4.
- Johnsson F., Unger T., Axelsson E., Claeson-Colpier U. (eds.), 2014, "European Energy Pathways – Towards a sustainable European electricity system", Chalmers, ISBN:978-91-978585-6-4.
- Johnsson F. (ed.), 2011, "Methods and models used in the project Pathways to sustainable European energy systems", Chalmers, ISBN: 978-91-978585-2-6.
- Lund H. 2005: "Large-scale integration of wind power into different energy systems", Energy (Vol 30), pp. 24012-2412)
- Nohlgren I., Herstad Svärd S., Jansson M., Rodin J., "El från nya och framtida anläggningar 2014", Elforsk rapport 14:40, oktober 2014
- Sköldberg H., Unger T., Göransson A. 2013, "Potentialen för kraftvärme, fjärrvärme och fjärrkyla", Fjärrsyn rapport 2013:15
- Söder L. 2013: "Progress Report Part 1", kapitel 3: "På väg mot en elförsörjning baserad på enbart förnybar el i Sverige", november 2013
- Söder L., Larsson S., Dahlbäck N., Linnarsson J. 2014, "Reglering av ett framtida svenskt kraftsystem - reglering av stora mängder vindkraft", NEPP rapport, november 2014
- Zinko H., Gebremedhin A., Säsongvärmelager i kraftvärmesystem, Fjärrsyn rapport 2008:1, 2008
- Østergaard P. T. 2013: "Wind power integration in Aalborg Municipality using compression heat pumps and geothermal absorption heat pumps", Energy (Vol 49), pp.502-508

EL OCH FJÄRRVÄRME – SAMVERKAN MELLAN MARKNADERNA

Marknaderna för el- och fjärrvärme har under lång tid påverkat varandra. De nordiska och europeiska energisystemen förändras i snabb takt till följd av energi- och klimatpolitiken bland annat. Utbyggnaden av variabel förnybar elproduktion sker i högt tempo vilket innebär stora utmaningar och en ökad drivkraft för el- och fjärrvärmemarknaderna att samverka.

Här har forskare studerat hur fjärrvärme kan bidra till att klara de utmaningarna för kraftsystemets stabilitet som uppkommer genom ökande inslag av en varierande elproduktion. Rapporten visar hur elpriserna påverkas av ökad vindkraft och en minskad tillgång på styrbar termisk elproduktion i form av kärnkraft.

Resultaten visar att det kommer att bli allt större svängningar i elpriset i framtiden och möjligheter för ökade intäkter för kraftvärmeproducenter, särskilt om kärnkraften avvecklas. Kraftvärmen kan i så fall, tillsammans med vattenkraft, spela en allt viktigare roll för en stabil elförsörjning.

Ett nytt steg i energiforskningen

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