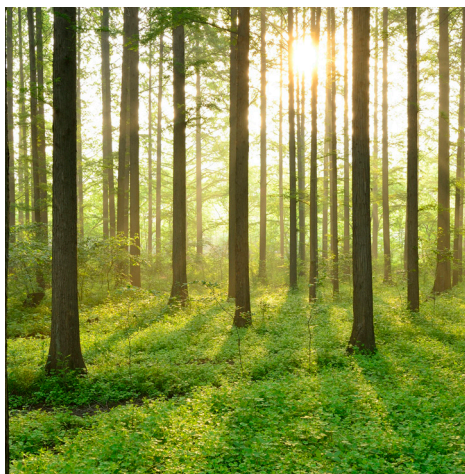


EL OCH FJÄRRVÄRME – SAMVERKAN MELLAN MARKNADERNA, ETAPP 2

RAPPORT 2017:346



 FJÄRRSYN



El och fjärrvärme – samverkan mellan marknaderna, etapp 2

HÅKAN SKÖLDBERG

THOMAS UNGER

DAVID HOLMSTRÖM

ISBN 978-91-7673-346-2 | © 2017 ENERGIFORSK

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

Förord

Håkan Sköldberg har varit projektledare för den andra etappen av projektet ”El och fjärrvärme - samverkan mellan marknaderna” och från Profu har dessutom Thomas Unger och David Holmström medverkat. Den första etappen av projektet finns redovisad i Energiforskrapport 2015:223.

Utvecklingen av det nordeuropeiska elsystemet kommer ha en väsentlig påverkan på många av våra fjärrvärmesystem. Projektet bidrar med kunskap kring hur påverkan för olika fjärrvärmenät kan se ut och ger möjlighet för fjärrvärmebolagen att ta mer strategiska beslut.

Projektet har följts av en referensgrupp bestående av Lars Holmquist, Göteborg Energi(ordförande); Mikael Amelin, KTH; Daniel Andersson, Energimyndigheten; Erik Dotzauer, Fortum Värme; Kristin Brunge, Svenska kraftnät; Daniel Friberg, Energimyndigheten; Elon Strömbäck, Energimarknadsinspektionen; Rickard Frithiof, Vattenfall; Joacim Sundqvist, Mälarenergi; Erik Thornström, Energiföretagen Sverige (tidigare Svensk Fjärrvärme) och Peter Wässingbo, Söderenergi.

Projektet ingår i forskningsprogrammet Fjärrsyn, som finansieras av Energiföretagen Sverige (tidigare 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.

Leif Bodinson

Ordförande i Energiföretagen Sveriges Omvärldsråd

Här redovisas resultat och slutsatser från ett projekt inom ett forskningsprogram som drivs av Energiforsk. Det är rapportförfattaren/-författarna som ansvarar för innehållet och publiceringen innebär inte att Energiforsk har tagit ställning till innehållet.

Sammanfattning

I detta projekt studeras hur ett framtida elsystem med större andel variabel elproduktion påverkar samverkan mellan el- och fjärrvärme-marknaderna. Projektet utgör en fortsättning på ett arbete från 2015 och fokuserar på analys av några scenarier med olika balans mellan variabel och planerbar kraft i den tillkommande förnybara elproduktionen.

Utifrån resulterande elprisprofiler beräknas fjärrvärmeproduktions-konsekvenser för ett par typsystem.

Två olika huvudscenarier har definierats. De innehåller samma volym av förnybar elproduktion år 2030, omkring 55 TWh exklusive vattenkraft. Utbyggnaden av förnybar el mellan 2015 och 2030 utgörs i det ena scenariot i praktiken helt av vind- och solkraft, medan det andra scenariot innehåller en fördubbling av kraftvärme och industriellt mottryck och endast mindre ökning av vind- och solkraft, jämfört med idag. Scenarierna har beräknats med och utan kärnkraft.

Med hjälp av detaljerade modellberäkningar för elproduktionsutfallet för Nordeuropa har elpriser beräknats för de fyra framtidsscenarierna. Elpriserna beräknas med stor tidsupplösning. Det visar sig att tillgången till mer planerbar kraft påverkar elpriserna på det sätt man kan förvänta sig, det vill säga att riktigt låga elpriser uppträder mer sällan än då inslaget av variabel kraft är större, samtidigt som prisnivåerna då elsystemet är mer ansträngt blir något lägre då andelen planerbar kraft är större. Dessutom uppvisar, som förväntat scenarierna utan kärnkraft klart högre elpriser, särskilt under de tider då elsystemet är ansträngt. Elprisernas variation under året för de beräknade scenarierna framgår av figuren nedan:



Fjärrvärmeproduktionens uppbyggnad varierar kraftigt mellan olika svenska fjärrvärmesystem. Därmed kommer de att reagera olika på de elprisscenarier som

beräknats. För att ge en uppfattning om konsekvenserna för enskilda fjärrvärmesystem har modellberäkningar genomförts för ett par svenska fjärrvärmesystem. Skillnaden i fjärrvärmeproduktionsutfall är liten mellan de båda elsystemscenarierna med olika andel variabel och planerbar elproduktion. Skillnaderna är större mellan scenarierna med respektive utan kärnkraft. Scenariot med stor andel kraftvärme, RESbio, ger alltså lägst elpris och i fjärrvärmesystem med kraftvärme blir därmed elintäkterna något lägre i det scenariot än i scenariot med stor andel vind och sol, RESvind.

Summary

In this project we have studied how a future electricity system with a larger share of variable electricity generation will influence the interaction between the electricity and the district heating markets. The project is a follow-up on a work from year 2015, and is focusing on an analysis of two scenarios differing from each other with respect to the balance between variable and dispatchable renewable electricity generation. In both scenarios, the total expansion of renewable electricity generation is, however, the same. With the resulting electricity price profiles as a basis, we have calculated the consequences for the district heating production in a couple of typical systems.

Two different scenarios have been defined. They share the same volume of renewable electricity generation by year 2030, approximately 55 TWh, hydropower excluded. The expansion of renewables between year 2015 and year 2030 is in one of the scenarios virtually realised by wind and solar power solely, whereas the other scenario includes a doubling of combined heat and power, and industrial back pressure, and only a minor expansion of wind and solar power compared with today. The scenarios are calculated with and without nuclear power being available in Sweden

Using detailed model calculations for the future electricity generation in Northern Europe, electricity prices for the four future scenarios have been estimated. These prices have been calculated with a high degree of resolution. The outcome shows that a renewable electricity generation mix with more dispatchable, and less variable, capacity leads to reduced frequency of hours with very low and very high electricity prices. Very low electricity prices may be an indicator of surplus production with low running costs (typically variable renewable electricity generation), while very high electricity prices are indicators of a tight capacity balance. Also, as expected, the scenarios without nuclear power show significantly higher electricity prices, particularly during periods when the generation-capacity balance is tight. The variation of the electricity prices over the year for the calculated scenarios can be seen in the figure below:



The composition of the district heating supply differs among Swedish district heating systems. Thus, they will react differently to the calculated electricity price scenarios. To illustrate the consequences for individual district heating systems, model calculations for a few Swedish district heating systems have been conducted. The difference in the resulting district heating production between the two electricity system scenarios with different shares of variable and dispatchable electricity generation, is small. The difference between the scenarios with and without nuclear power is larger. The scenario with a large share of combined heat and power, RESbio, will produce lower revenues from electricity generation in combined heat and power schemes due to, in general, lower electricity prices during heating season compared to the scenario, RESvind, with more variable and less dispatchable renewable electricity generation.

Innehåll

1	Inledning	11
1.1	Bakgrund	11
1.2	Mål	12
1.3	Rapportens innehåll	13
2	Scenarierna	14
2.1	Scenariernas definition	14
2.2	Kraftbalansen – några grova överslag	16
3	Detaljerade elsystemberäkningar	18
3.1	Kort metodbeskrivning	18
3.2	Beräkningsresultat – elsystemet	19
3.2.1	Detaljanalys av elproduktionen	20
3.2.2	Elpriseffekter	22
3.3	Översiktlig jämförelse med resultaten från etapp I	27
4	Fjärrvärmeproduktion vid olika elprisscenarier – ett par fallstudier	30
4.1	Medelstort fjärrvärmesystem med mycket kraftvärme – typ Jönköping	31
4.1.1	Påverkan på kraftvärmeproduktionen	32
4.1.2	Påverkan på det ekonomiska resultatet	32
4.1.3	Påverkan på den genomsnittliga produktionskostnaden för fjärrvärme	34
4.2	Stort fjärrvärmesystem med spillvärme, avfallsförbränning och gaskraftvärme – typ Göteborg	35
4.2.1	Kraftvärme	36
4.2.2	Värmepumpar	37
4.2.3	Ny kraftvärme	38
4.2.4	Fjärrvärmeproduktionskostnader	39
4.3	Gemensamma slutsatser från fallstudierna	41
	Referenser	43

1 Inledning

I detta projekt studeras hur ett framtida elsystem med större andel variabel elproduktion påverkar samverkan mellan el- och fjärrvärme-marknaderna. Projektet utgör en fortsättning på ett arbete från 2015 och fokuserar på analys av några scenarier med olika balans mellan variabel och planerbar kraft i den tillkommande förnybara elproduktionen. I detta inledande kapitel redovisas, förutom bakgrunden till projektet, även projektets mål och rapportens olika avsnitt samt deras huvudsakliga innehåll.

1.1 BAKGRUND

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 byggnads-uppvärmning och tappvarmvattenberedning. Viss konkurrens finns också för annat än byggnadsuppvärmning, exempelvis inom industrin samt för vitvaror i bostäder.

Redan i samband med projektets första etapp (Sköldberg, Unger & Holmström 2015) konstaterades att 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 frågor har också varit särskilt uppmärksammade i Energikommissionens arbete under 2015 och 2016.

Ramöverenskommelsen mellan Socialdemokraterna, Moderaterna, Miljöpartiet de gröna, Centerpartiet och Kristdemokraterna från juni 2016 om elmarknadens utveckling till 2030 bekräftar också ambitionen att kraftigt öka mängden förnybar elproduktion i det svenska elsystemet. En stor andel av denna ökning kan antas bestå av variabel elproduktion, främst vind- eller solkraft.

Under projektets första etapp studerades särskilt scenarier med ökande andel variabel elproduktion. Det gjordes genom att addera olika mycket vindkraft till den nuvarande svenska elproduktionsmixen. Viktiga resultat som lyftes fram var elprisprofilen över året och hur denna påverkar fjärrvärmeproduktionen och elproduktionen från några utvalda svenska fjärrvärmesystem. Vi studerade också konsekvenserna av en utfasning av den svenska kärnkraften. Sammanfattningsvis

konstaterades då att ökad mängd variabel elproduktion leder till perioder med mycket låga elpriser, medan utfasning av planerbar elproduktion, exempelvis kärnkraft, leder till perioder med mycket höga elpriser.

Redan i samband med etapp I så identifierades en kvarstående frågeställning som är av stort intresse. Det gäller hur elprisprofilen påverkas av hur den förnybara elproduktionens sammansättning ser ut, det vill säga fördelningen mellan framförallt vindkraft, solceller, biobränslekraftvärme och biobränslemottryck. I den första etappen var det, som sagt, endast mängden vindkraft som varierades. I den nu aktuella etapp II har vi valt att studerat ett par scenarier med optimistiska, men ändå realistiska nivåer tillkommande förnybar elproduktion. Båda scenarierna bygger på mängder av förnybar elproduktion för år 2030 som kan härledas ur den ovan nämnda ramöverenskommelsen. I ett av scenarierna utgörs hela ökningen av förnybar elproduktion av vindkraft och solkraft, medan utbyggnaden av förnybar elproduktion i det andra scenariot består av en fördubbling av kraftvärme och industriellt mottryck tillsammans med mindre ökningar av vind- och solkraft. Beräkningarna har också gjorts med respektive utan kärnkraft. I scenariot med kärnkraft har vi förutsatt att endast de fyra yngsta (och största) reaktorerna finns kvar. De beräknade scenarierna beskrivs mer detaljerat i senare avsnitt i denna rapport.

Utifrån de beräknade elprisprofilerna har vi sedan undersökt hur fjärrvärmeproduktionen och kraftvärmeverkens elproduktion påverkas i ett par verkliga svenska fjärrvärmesystem.

1.2 MÅL

Liksom under etapp I av projektet syftar arbetet 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 projektets etapp II är att på ett så heltäckande sätt som möjligt svara på forskningsfrågorna:

- Vilken elproduktionsmix och elprisprofil blir resultatet av olika balans mellan vind, sol och kraftvärme samt med/utan kärnkraft
- Vilket blir utfallet beträffande fjärrvärmeproduktion, elproduktion i kraftvärme samt kostnader för ett par typfjärrvärmessystem vid olika elprisscenarier
- Hur påverkar kraftvärmeverkens prestanda ekonomin vid de olika elprisscenarierna samt hur påverkas driften av kraftvärmeverken av balansen mellan variabel och planerbar kraft i den tillkommande förnybara elproduktionen

Tillsammans med resultaten från etapp I av projektet så ger den fördjupning av analysen som nu gjorts i etapp II ett gediget underlag för att bedöma hur sammansättningen av den svenska elproduktionen påverkar elpris och svensk fjärrvärmeproduktion.

1.3 RAPPORTENS INNEHÅLL

Den aktuella etapp II av projektet om kopplingen mellan el- och fjärrvärme-marknaderna fokuserar alltså konsekvenserna av olika sammansättning av den framtida utbyggnaden av förnybar elproduktion.

I kapitel 2 beskrivs de analyserade scenarierna.

I kapitel 3 redovisas därefter de genomförda kraftsystemberäkningarna. Målet med dessa beräkningar är att visa på ett detaljerat sätt hur elpriserna påverkas av sammansättningen av framtida förnybar, såväl planerbar som variabel, elproduktion samt olika stor tillgång på annan planerbar termisk elproduktion, här i form av kärnkraft.

I kapitel 4 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 ett par olika typsystem. Exempel på resultat som lyfts fram är driften av kraftvärme och värmepumpar samt resulterande fjärrvärmeproduktionskostnader. Dessutom har nyinvesteringar i kraftvärme utvärderats.

2 Scenarierna

Två olika huvudscenarier har definierats. De innehåller samma volym av utbyggnad av förnybar elproduktion. Det ena scenariot innehåller en utbyggnad av förnybart som helt utgörs av vind- och solkraft, medan det andra scenariot innehåller en fördubbling av kraftvärme och industriellt mottryck och endast mindre öknings av vind- och solkraft, jämfört med idag. Scenarierna har beräknats med och utan kärnkraft.

2.1 SCENARIERNAS DEFINITION

Målet med analyserna i denna etapp av arbetet är, som beskrivits ovan, att se på effekterna av olika fördelning mellan variabel och planerbar elproduktion för en given mängd tillkommande förnybar elproduktion. (I den föregående etappen studerade vi istället konsekvenserna av gradvis med variabel elproduktion.) Här innehåller alltså scenarierna samma mängd elproduktion i TWh/år räknat. Eftersom de olika elproduktionsalternativen har olika långa utnyttningstider kommer dock den installerade kapaciteten att skilja sig åt.

Som utgångspunkt för scenarierna har vi tagit det som presenterades i ramöverenskommelsen mellan Socialdemokraterna, Moderaterna, Miljöpartiet de gröna, Centerpartiet och Kristdemokraterna från 10:e juni 2016. I denna överenskommelse sägs bland annat att elcertifikatsystemet ska förlängas och utökas med 18 TWh till år 2030. Ytterligare förnybar el tillkommer dessutom som en följd av det nuvarande elcertifikatsystemet.

Liksom i projektets etapp I har vi gjort beräkningarna för ett tänkt år 2030.

Utifrån detta underlag och diskussioner inom projektets referensgrupp så har vi definierat följande scenarier:

- **”RESvind”**: 35 TWh vindkraft, 5 TWh solkraft och 15 TWh kraftvärme + mottryck
- **”RESbio”**: 22 TWh vindkraft, 3 TWh solkraft och 30 TWh kraftvärme + mottryck

I ramöverenskommelsen föreslås också bland annat att skatten på termisk effekt för kärnkraft avvecklas stegvis, helt avvecklad 2019, och att fastighetsskatten på vattenkraft sänks till samma nivå som för de flesta andra elproduktionsanläggningar, det vill säga 0,5 %. Det intäktsbortfall som dessa två förändringar leder till för statskassan kompenseras genom en höjning av energiskatten på el. Av senare förslag framgår att energiskatten höjs stegvis, och från och med 2019 uppgår ökningen till 4,2 öre/kWh. Även dessa styrmedelsförändringar tar vi hänsyn till i beräkningarna.

I de båda scenarierna ovan ingår kärnkraft i den svenska elproduktionsmixen. I dagsläget finns avvecklingsplaner för fyra av de tio svenska kärnkraftsreaktorerna. I våra beräkningar har vi antagit att ytterligare två reaktorer fasats ut till år 2030. Det betyder att det är de fyra yngsta (och största) reaktorerna som ingår i

beräkningarna. Deras samlade effekt uppgår till ca 4,6 GW. Skälet till att vi i beräkningarna utgått från att fyra reaktorer finns kvar i drift och inte sex är att med den antagna långsamma elanvändningsutvecklingen och det växande elproduktionsöverskottet så blir de resulterande elpriserna så låga, och drifttiderna för kärnkraftverken därmed så korta, att vi bedömer att ytterligare reaktoravveckling kan bli aktuell. Vi har därför gjort antagandet om fyra återstående reaktorer.

Man kan, med rätta, ställa sig frågan om det är möjligt att öka elproduktionen från kraftvärme och mottryck så kraftigt som scenariot "RESbio" indikerar, det vill säga i stort sett en fördubbling till 2030. För det första är det viktigt att poängtera att det alltså är summan av kraftvärme och mottryck som avses. Med en viss ökning av industriellt mottryck så betyder det att kraftvärmen från fjärrvärmesektorn måste öka till storleksordningen 22 TWh/år. Det kan jämföras med typiska nivåer på 8 TWh under senare år. Samtidigt vet vi att produktionen redan år 2010, med stort värmeunderlag och höga elpriser, uppgick till 12 TWh. Sedan dess har ytterligare effekt tillkommit. För att nå drygt 20 TWh el från fjärrvärmens kraftvärme krävs en kombination av faktorer:

- Fjärrvärmeleveranserna bör inte minska utan snarare öka
- Existerande kraftvärmeverk behålls i drift
- Kraftvärme ersätter hetvattenpannor och värmepumpar i fjärrvärmeproduktionen
- Elutbytet från tillkommande kraftvärmeverk ökar

För att ytterligare understryka utmaningen med att dubblera elproduktionen från kraftvärme och mottryck så finns i verkligheten en parallell trend att existerande kraftvärme avvecklas, till följd av att de använder bränslen som inte längre är konkurrenskraftiga, på grund av ålder eller att de av andra skäl bedömts vara oekonomiska att behålla. Grova uppskattningar av branschföreträdare pekar på att storleksordningen 30 % av nuvarande kapacitet bedöms vara i farozonen för stängning före 2030.

Vi vill i detta sammanhang också förtydliga att vi inte tagit ställning till de totala kostnaderna för de olika scenarierna eller vilket av scenarierna som leder till de lägsta totala kostnaderna. Syftet har istället varit att studera konsekvenserna på elpriserna av olika mix av variabelt och planerbart i utbyggnaden av förnybar elproduktion.

Eftersom det fortfarande finns osäkerhet om den framtida kärnkraftskapaciteten så har vi också studerat beräkningsfall helt utan kärnkraft år 2030. Dessa scenarier benämns "RESvind utan kärnkraft" och "RESbio utan kärnkraft".

Jämfört med beräkningarna i etapp I studerar vi här måttliga mängder variabel elproduktion. I etapp I analyserade vi ända upp till 70 TWh variabel elproduktion, medan vi här i etapp II maximalt når $35 + 5 = 40$ TWh variabelt. Dessutom är det, som tidigare nämnts, en annan principiell skillnad mellan etapp I och II: I etapp I lade vi i de olika scenarierna till olika mycket elproduktion till dagens elproduktionssystem, medan vi i etapp II studerar en given mängd elproduktion med olika fördelning mellan variabelt och planerbart. Denna skillnad är viktig att ha i åtanke när man tar del av analyserna nedan.

2.2 KRAFTBALANSEN – NÅGRA GROVA ÖVERSLAG

Även om vi i de nu aktuella scenarierna studerar relativt måttliga ökningar av den förnybara elproduktionen så leder det till tydliga skillnader när det gäller installerad effekt och i vilken utsträckning den är variabel (vind, sol) eller planerbar (kraftvärme).

I etapp I av projektet gjordes några räkneexempel för att studera effektbalansen vid ett par specifika driftfall:

- Liten elefterfrågan och stor vindkraftproduktion
- Stor elefterfrågan och liten vindkraftproduktion

Räkneexemplen bygger på resultat från NEPP-projektet¹ (Söder 2013). Vi utgår här från den analys av tänkta förhållanden för år 2030 som redovisades i etapp I och gör några anpassningar, främst sådana som relaterar till de utbyggnadsscenarier som analyserats i etapp II. Vi inleder med en redovisning av driftläget med liten elefterfrågan och stor vind- och solkraftproduktion.

Låg elförbrukning – enkelt räkneexempel

RESvind

- **Låg förbrukning: 10 500 MW**
- Vattenkraft min: 3 000 MW
- Vindkraft max: 12 400 MW
- Solceller max: 4 500 MW
- "Överskott": 9 400 MW

RESbio

- **Låg förbrukning: 10 500 MW**
- Vattenkraft min: 3 000 MW
- Vindkraft max: 7 800 MW
- Solceller max: 2 700 MW
- "Överskott": 3 000 MW

Trots att utbyggnaden av vindkraft och solkraft i scenariot "RESvind" är långt ifrån extrem så är det alltså ansevärda effekter utbyggnaden är förknippade med. När elbehovet är som lägst, vattenkraften körs så lite som möjligt och all kärnkraft och bränslebaserad elproduktion står stilla så skulle fullast på vindkraft och solkraft leda till ett överskott på 9 400 MW. Om den variabla kraften inte ska regleras ned så behöver alltså den mängden el exporteras. Om det är möjligt eller ej beror på förhållandena i de länder som i så fall förutsätts importera. Elexportbehovet i det driftfallet och för det scenariot är ungefär lika stor som Sveriges nuvarande totala elexportkapacitet.

Om utbyggnaden av förnybar el istället har ett större element av planerbar kraft, "RESbio", så får vi för det aktuella driftfallet istället ett elöverskott som stannar vid 3 000 MW. Det innebär alltså ett avsevärt mindre exportbehov och mindre risk för tider med extremt låga elpriser.

Det andra driftfallet som vi lyfter fram, stor elefterfrågan och liten vind- och solkraftproduktion visas i följande sammanställning.

¹ <http://www.nepp.se/>

Hög elförbrukning – enkelt räkneexempel

RESvind

- **Hög förbrukning: 26 300 MW**
- Vattenkraft max: 12 000 MW
- Vindkraft min: 700 MW
- Solceller min: 0 MW
- Kärnkraft: 4 600 MW
- "Bränsle": 6 000 MW
- "Underskott": 3 000 MW

RESbio

- **Hög förbrukning: 26 300 MW**
- Vattenkraft max: 12 000 MW
- Vindkraft min: 400 MW
- Solceller min: 0 MW
- Kärnkraft: 4 600 MW
- "Bränsle": 9 000 MW
- "Underskott": 300 MW

När elbehovet är som högst så förutsätter vi att vattenkraft, kärnkraft och bränslebaserad elproduktion producerar maximalt och medan vind och sol ligger på miniminivåer. För scenariot "RESvind" får vi då ett underskott, eller importbehov, på 3 000 MW. För motsvarande driftfall med scenariot "RESbio" stannar underskottet vid 300 MW. Det visar att effektbalansen blir mindre ansträngd i det scenario som innehåller mer planerbar kraft.

I senare avsnitt redovisar vi avsevärt mer detaljerade analyser av elproduktionsutfallet och de resulterande elpriserna för våra scenarier. Redovisningen ovan är endast till för att ge en känsla för storleksordningar, givet de utbyggnadsvolymer som vi studerar i detta projekt.

3 Detaljerade elsystemberäkningar

Med hjälp av detaljerade modellberäkningar för elproduktionsutfallet för Nordeuropa har elpriser beräknats för de fyra framtidsscenarierna. Elpriserna beräknas med stor tidsupplösning. Det visar sig att tillgången till mer planerbar kraft påverkar elpriserna på det sätt man kan förvänta sig. Det vill säga att riktigt låga elpriser uppträder mer sällan än då inslaget av variabel kraft är större, samtidigt som prisnivåerna då elsystemet är mer ansträngt blir något lägre då andelen planerbar kraft är större. Dessutom uppvisar, som förväntat, scenarierna utan kärnkraft klart högre elpriser, särskilt under de tider då elsystemet är ansträngt.

3.1 KORT METODBESKRIVNING

Utgångsläget i vår analys av elmarknaden är ett scenario med en relativt stor expansion av andelen förnybar (och variabel) förnybar elproduktion i Sverige och i resten av det europeiska kraftsystemet. Baserat på detta är frågeställning i vilken utsträckning elmarknaden och elpriset (och i förlängning fjärrvärmesystemen) påverkas av en förskjutning i den förnybara elproduktionsmixen i Sverige kring år 2030 på 15 TWh från ett fall med en relativt stor andel variabel elproduktion, "RESvind", till ett fall med något mindre variabel elproduktion och istället mer styrbar förnybar elproduktion i form av biobränslebaserad kraftvärme och industriellt mottryck. Omvärldsförutsättningarna i övrigt följer det så kallade "Regional Policy"-scenariot som definierades i Pathwaysprogrammet och i NEPP-projektet.²

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 bruttoel användningen. 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.

Beräkningsresultaten för "Regional Policy" är beräknade 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

² Se mer om dessa program/projekt och om scenarioarbetet på respektive hemsida: <http://www.energy-pathways.org/index.htm> och www.nepp.se samt i Johnsson F., Unger T., Axelsson E., Claesson-Colpier U. (eds.), 2014, "European Energy Pathways – Towards a sustainable European electricity system", Chalmers, ISBN:978-91-978585-6-4.

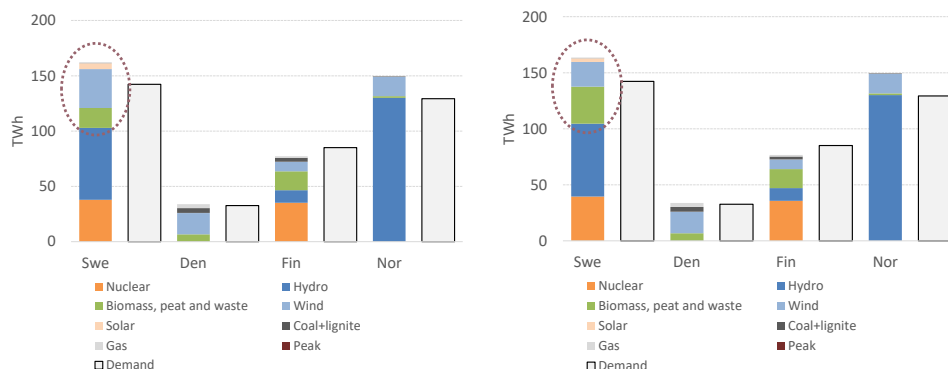
mycket detaljerad databas över samtliga idag existerande termiska kraftanläggningar ner på blocknivå ingår i modellen liksom samlade kapaciteter för vind- och solkraft. Baserat på antagna livslängder för den existerande kapacitetsstocken, elbehovsutvecklingen och en mycket omfattande meny av nya tekniker beräknas så den kommande utvecklingen mot 2050.

ELIN-modellen har inte specifikt används i detta projekt men resultaten från denna modell framtagna i Pathwaysprogrammet och NEPP-projektet har använts som utgångspunkt för våra modellanalyser av elsystemet och som gjorts med modellverktyget **EPOD**. EPOD är utvecklad av samma forskningsgrupp (Chalmers och Profu) som ELIN-modellen och beräknar i detalj kraftproduktionen inom ett givet år (i detta fall 2030). 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. Ingångsvärdena till EPOD utgörs bland annat av de produktionskapaciteter som ELIN-modellen beräknar som ett resultat av den långsiktiga utvecklingen i Europas kraftsystem mot 2050. EPOD inkluderar också start- och dellastkostnader (försämrade verkningsgrad) för olika termiska kraftslag. Detta kan under vissa perioder få betydelse för produktionens sammansättning och, därmed, elpris. EPOD-modellen har i detta projekt körts i tretimmarsblock (men kan också köras timme för timme). Tretimmarsblock bedöms vara tillräckligt när det gäller att fånga vindkraftens variationer. 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 ibland annat Johnsson et al (2014).

I detta projekt har vi använt EPOD-modellen för att analysera elproduktion och elpris i 2030-systemet i Sverige för våra fyra beräkningsfall: "RESvind", "RESbio", "RESvind utan KK" och "RESbio utan KK". Skillnaden mellan "vind" och "bio"-fallen består endast av en förskjutning i produktionsmix medan den andra åtgärden, "utan KK", innebär ett produktionsbortfall på ca 35 TWh.

3.2 BERÄKNINGSRESULTAT – ELSYSTEMET

I Figur 1 presenteras elproduktionen i de fyra nordiska länderna för de bägge beräkningsfallen "RESvind" (till vänster) respektive "RESbio" (till höger). Övriga nordeuropeiska länder ingår i modellanalysen men redovisas inte här. Inringat i Figur 1 är den produktionsmix som definierar "RESvind" respektive "RESbio". Vi kan också konstatera att produktionen i övrigt i de nordiska länderna påverkas mycket lite av förskjutningen i mix mellan "RESvind" och "RESbio". Vi kan också se att andelen fossil elproduktion i det beräknade produktionssystemet för 2030 i Norden är mycket liten.

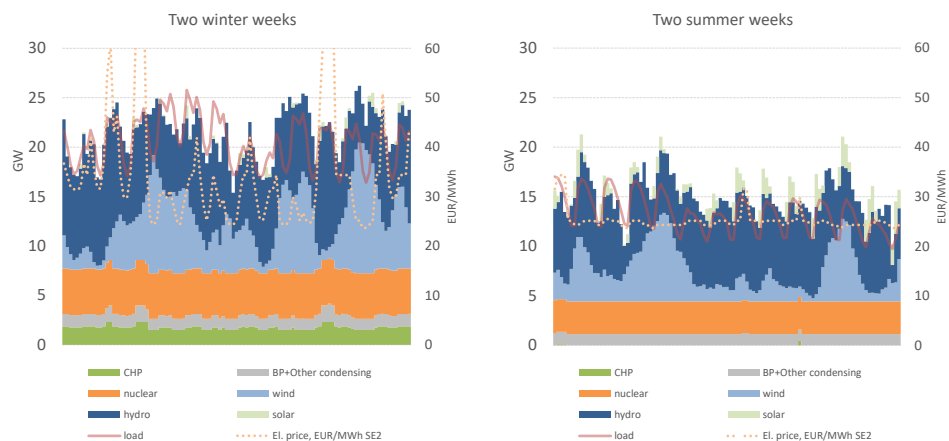


Figur 1: Den beräknade elproduktionen år 2030 (med EPOD-modellen) i de fyra nordiska länderna i "RESvind" (till vänster) respektive "RESbio" (till höger).

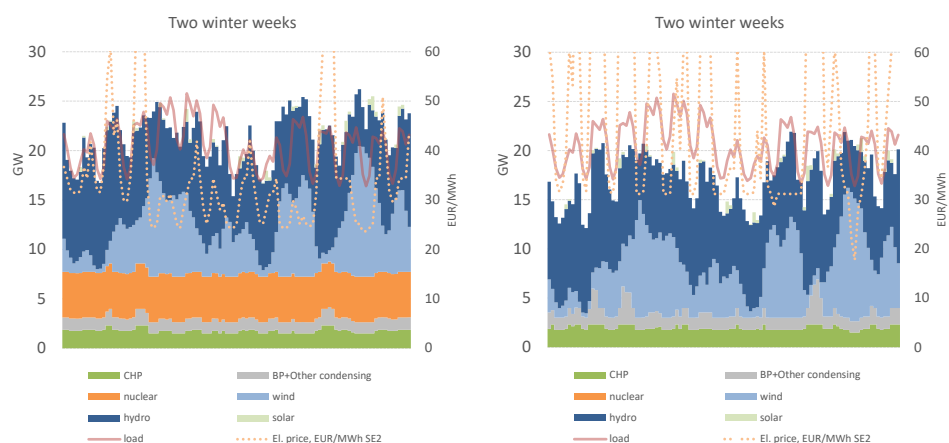
3.2.1 Detaljanalys av elproduktionen

Mer detaljerade figurer över produktionen per tretimmarsblock för två typiska vinterveckor respektive sommarveckor redovisas i Figur 2 till och med Figur 5. Några sammanfattande slutsatser man kan dra genom att titta närmare på dessa figurer är:

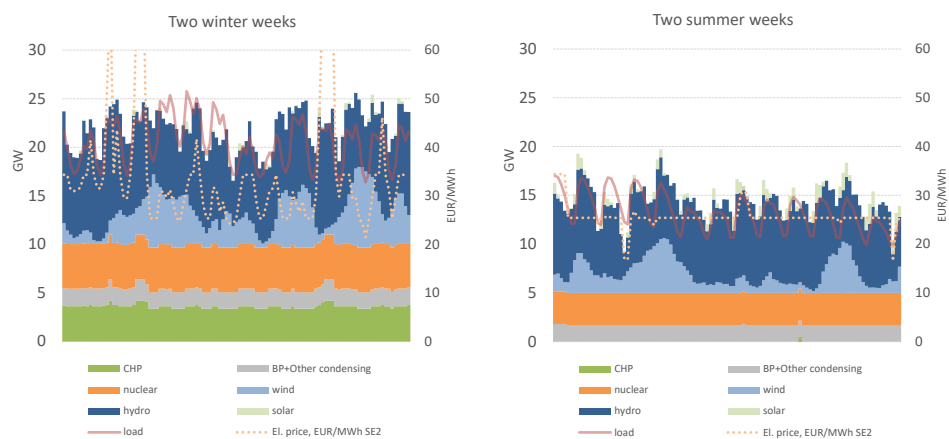
- Elpristoppar syns framförallt under vintern så länge som kärnkraften finns tillgänglig. Om kärnkraften avvecklas helt så kan vi även sommartid få riktigt höga priser under timmar då det blåser lite och/eller då efterfrågan är relativt hög (typiskt på eftermiddagen).
- Elprisvariabiliteten är störst under vintern.
- Situationen i våra grannländer (last och tillgång till vind) påverkar prisnivåer och prisvariabilitet i Sverige.
- "RESbio" dämpar prisvariabiliteten något jämfört med "RESvind" såväl under vintern (mer kraftvärme och industriellt mottryck) som under sommaren (mer industriellt mottryck).
- Den "prisspikdämpande effekten" i "RESbio" (jämfört med "RESvind") är större i fallet utan kärnkraft än i fallet med kärnkraft. Vikten av extra styrbar kapacitet (kraftvärme och industriellt mottryck) ökar då kärnkraften fasas ut helt.
- De riktigt höga pristopparna finns kvar även i "RESbio". Däremot är andelen "medelhöga" pristoppar något färre i "RESbio" än i "RESvind".
Produktionsförskjutningen från "RESvind" till "RESbio" på 15 TWh innebär ett tillskott på styrbar effekt på omkring 2-3 GW och en minskning i variabel effekt i vind och sol på drygt 6 GW. Tillskottet på styrbar effekt hjälper till att reducera vissa pristoppar men inte de riktigt höga som induceras av liten tillgång till vind, vars kapacitet i "RESbio" klart överstiger tillskottet i styrbar effekt om 2-3 GW.



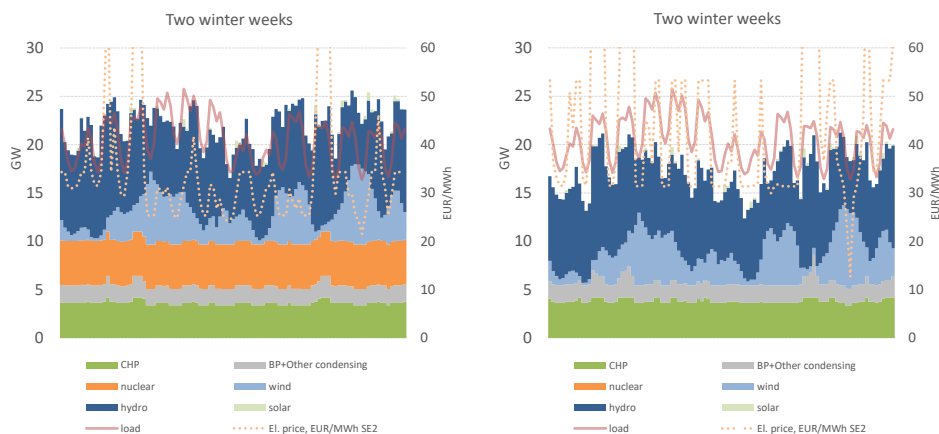
Figur 2: Elproduktion i Sverige (GW) i beräkningsfall "RESvind" under två typiska vinterveckor (till vänster) och två typiska sommarveckor (till höger).



Figur 3: Elproduktion i Sverige (GW) i beräkningsfall "RESvind" (till vänster) respektive "RESvind utan KK" (till höger) under två typiska vinterveckor.



Figur 4: Elproduktion i Sverige (GW) i beräkningsfall "RESbio" under två typiska vinterveckor (till vänster) och två typiska sommarveckor (till höger).



Figur 5: Elproduktion i Sverige (GW) i beräkningsfall "RESbio" (till vänster) respektive "RESbio utan KK" (till höger) under två typiska vinterveckor.

3.2.2 Elpriseffekter

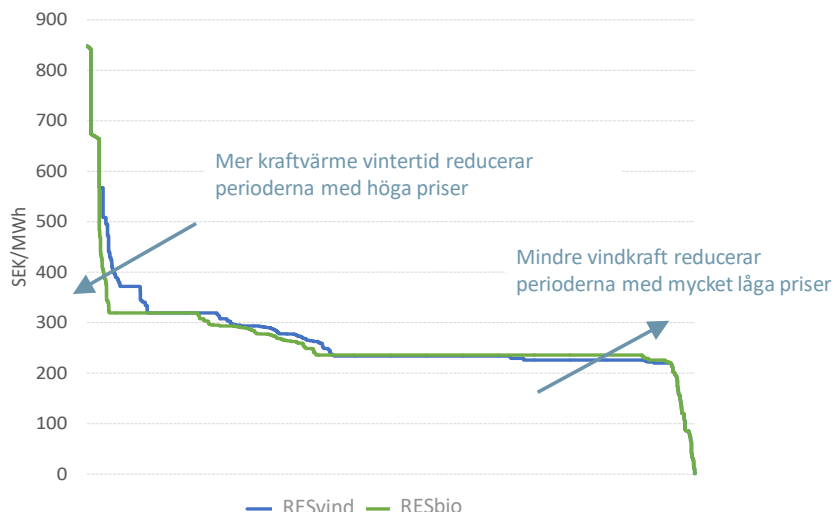
I Figur 6 redovisar vi elpriset i prisområde SE3 (Stockholm) efter avtagande storlek och baserat på EPOD-beräkningar för de två beräkningsfallen "RESvind" och "RESbio". Vi kan konstatera att under en liten del av året, mindre än 5 %, är priserna höga eller mycket höga. Även de riktigt låga priserna, typiskt mindre än 100 SEK/MWh, utgör endast en liten andel av årets samtliga priser. I etapp I av detta arbete kunde vi konstatera att andelen lågelpristimmar ökade med andelen vindkraft.³ Men det var inte förrän vid riktigt stora mängder vindkraft i Sverige, 50 TWh och uppåt, som modellberäkningarna pekade på en mer signifikant ökning av andelen timmar med lågt elpris.⁴ Vattenkraft och handel med omvärlden är utjämnade faktorer. Bilden att timmar med mycket låga elpriser även i framtiden kan förbli ett relativt begränsat fenomen trots en expansion av variabel förnybar elproduktion bekräftas av en aktuell simuleringsstudie från Energimarknadsinspektionen (2016). Självklart är detta i stor utsträckning även beroende av i vilken takt förnybar elproduktion byggs ut i våra grannländer (precis som i denna etapp antog vi i etapp I att utbyggnaden av variabel förnybar elproduktion är stor i hela Nordeuropa fram till 2030). I vår modellansats utgår vi också från att all överföringskapacitet mellan prisområdena är ständigt tillgänglig. Driftstörningar och avbrott i verkligheten kan stänga in elproduktion och därmed öka förekomsten av timmar med mycket låga elpriser. Detsamma gäller år med ovanligt god tillgång på vind (och vattenkraft). Sådana avvikelser från "normala" driftsituationer eller år har vi inte analyserat här.

Om man i Figur 6 jämför "RESvind" med "RESbio" så kan man konstatera att skillnaderna är relativt små men noterbara: "RESbio" reducerar andelen timmar med höga elpriser då det tillförs mer styrbar effekt framförallt vintertid, och

³ Fjärresyn 2015, "El och fjärrvärme – samverkan mellan marknaderna", Fjärresynrapport 2015:223.

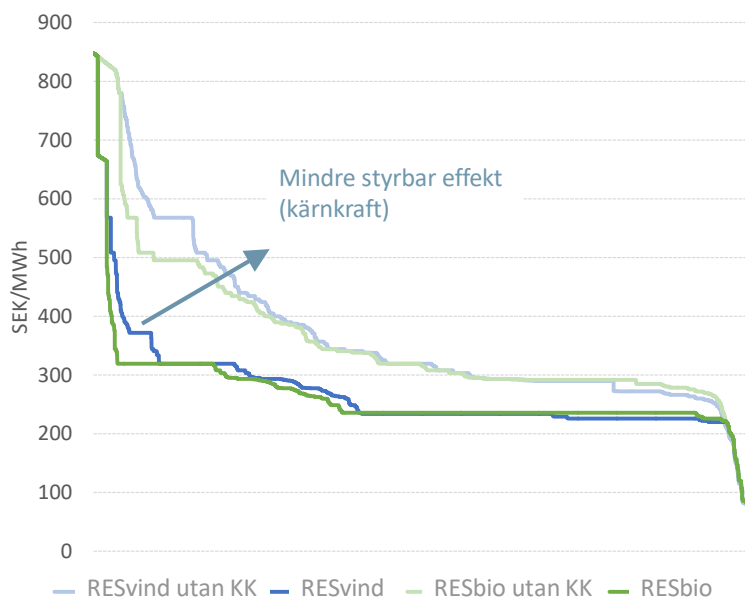
⁴ Det prisområde i Norden som idag är mest "utsatt" för lågelpristimmar (eller till och med negativa priser) på grund av den höga andelen variabel elproduktion torde vara Jylland. Andelen lågelpristimmar (<5 EUR/MWh) har där dock aldrig överstigit mer än 3% per år sedan 2010. Det är alltså idag ett mycket begränsat fenomen.

reducerar andelen timmar med låga elpriser eftersom andelen vindkraft med mycket låga rörliga kostnader är mindre i "RESbio".



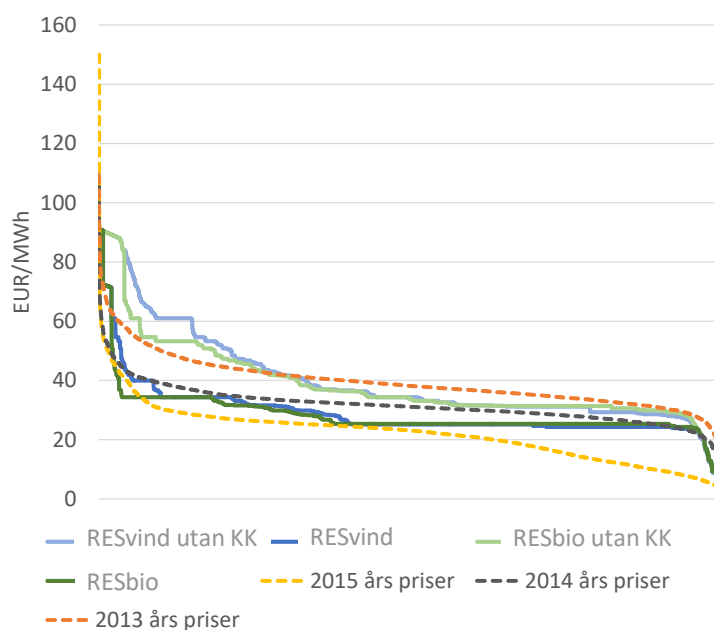
Figur 6: Beräknat elpris i prisområde SE3 (Stockholm) ordnat efter avtagande storlek under hela modellåret för beräkningsfallen "RESvind" och "RESbio".

I Figur 7 kompletterar vi bilden från Figur 6 genom att även inkludera de bägge beräkningsfall där den svenska kärnkraften antas vara helt avvecklad. Där blir det uppenbart att kärnkraftavvecklingen har klart större betydelse för elpriset än huruvida vi väljer "RESvind" eller "RESbio". Vi påminner om att skillnaden mellan "RESvind" till "RESbio" endast utgörs av en begränsad förskjutning i produktion från icke-styrbar till styrbar elproduktion. Det varken tillkommer eller försvinner produktion på årsbasis utan den får en annan fördelning. Avvecklar vi däremot kärnkraften, det vill säga ca 35 TWh i detta fall, så får produktionsbortfallet en mer signifikant påverkan på elprisbilden. I figuren kan vi också notera att skillnaden mellan "RESbio utan KK" och "RESvind utan KK" är något större än skillnaden mellan "RESbio" och "RESvind". Styrbar termisk effekt i form av kraftvärme och industriellt mottryck får därmed större betydelse om annan styrbar effekt i form av kärnkraft samtidigt fasas ut.



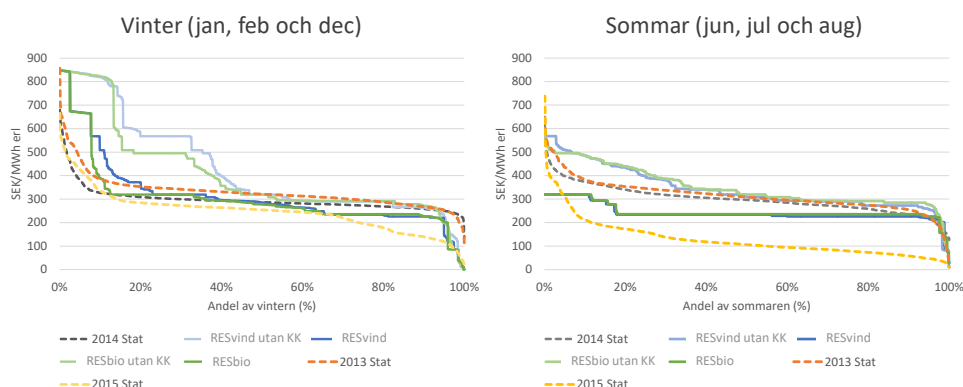
Figur 7: Beräknat elpris i prisområde SE3 (Stockholm) ordnat efter avtagande storlek under hela modellåret för samtliga fyra beräkningsfall.

Hur de beräknade elpriserna förhåller sig till de verkliga spotpriserna för SE3 under åren 2013-2015 visas i Figur 8. Vi kan se att bland de verkliga priserna är det framförallt 2015 som avviker med mycket låga priser tack vare mycket god tillgång till vattenkraft och annan produktion. Vi kan också se att nivåerna på de beräknade priserna för 2030 för de två fallen där kärnkraften finns tillgänglig ligger ungefär i samma storleksordning som de verkliga priserna för 2014.



Figur 8: Beräknade elpriser för 2030 och verkliga priser för åren 2013-2015; Källa för 2013-2015: Nordpool Spot.

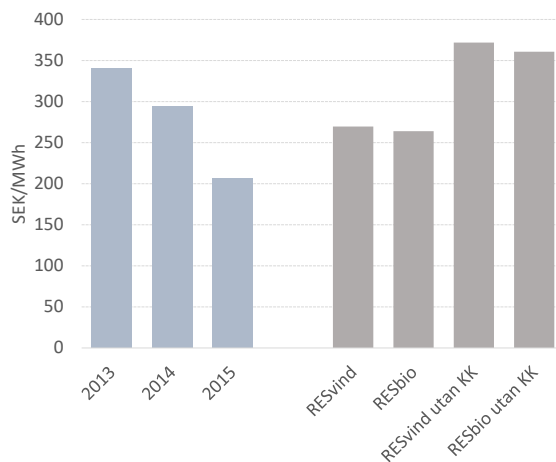
En uppdelning i vinterpriser och sommarpriser (rangordnade efter fallande storlek) ges i Figur 9 för såväl de beräknade elpriserna som för de verkliga mellan åren 2013-2015. Det blir tydligt att en kärnkraftavveckling leder till att antalet timmar med höga elpriser ökar väsentligt. Det finns dock även vintertid många timmar där elpriserna är relativt oförändrade. Det gäller inte minst om vi jämför med de verkliga priserna för 2013-2015. Under 2015 var det tydligt att sommarpriserna låg klart under vinterpriserna. För åren 2013-2014, däremot, kan vi se att vinterpriser och sommarpriser i stor utsträckning var lika.



Figur 9: Beräknade elpriser för 2030 och verkliga priser för åren 2013-2015 under vinter och sommar; Källa för 2013-2015: Nordpool Spot.

Årsmedelpriserna på el (spotpriser SE3) för de verkliga åren 2013-2015 samt de fyra beräkningsfallen för 2030 redovisas i Figur 10. Medelpriset för "RESvind" och "RESbio" år 2030 ligger i samma storleksordning som motsvarande pris för 2014. Om kärnkraften avvecklas ökar årsmedelpriset med ca 10 öre/kWh jämfört med "RESvind" respektive "RESbio".

Antalet timmar med ett elpris högre än 600 SEK/MWh är mindre än 5 % av årets alla timmar för tre av beräkningsfallen sånär som på "RESvind utan KK" där andelen istället ligger närmare 10 %. Antalet timmar där elpriset är lägre än 100 SEK/MWh är få, omkring 2 % av årets alla timmar. I detta fall är skillnaderna mycket små mellan de fyra beräkningsfallen (delvis går detta att utläsa ur Figur 7).

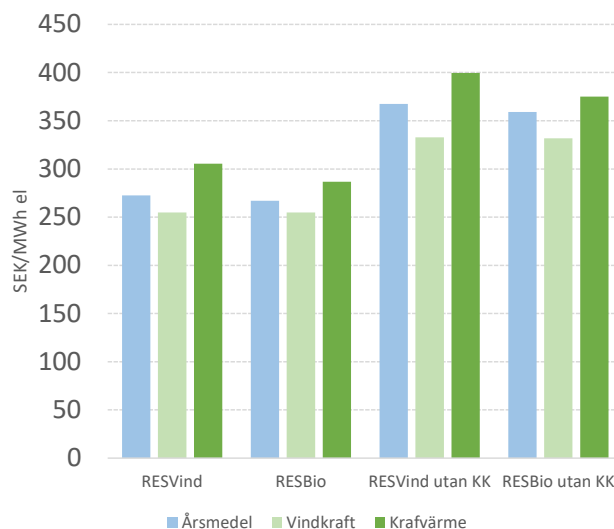


Figur 10: Medelpris för åren 2013-2015 samt de fyra beräkningsfallen för 2030 (Källa 2013-2015: Nordpool Spot)

Årsmedelpriset på el 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 kraftslagets 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 11 har vi beräknat årsmedelpriser på tre olika sätt: ett årsmedelvärde (detsamma som i Figur 10) som kan sägas gälla för exempelvis ett kondensverk med mycket hög utnyttjningstid, ett genomsnittligt elpris vägt mot en typisk produktionsprofil för vindkraft och ett motsvarande elpris vägt mot en typisk produktionsprofil för kraftvärme. Genomgående gäller att kraftvärmens erhåller det högsta elpriset, vilket förklaras av att produktionen i huvudsak är förlagd till vintern, där relativt höga priser förekommer något oftare än under andra delar av året. Vindkraften erhåller det lägsta priset vilket följer av föregående resonemang. Skillnaden mellan det pris ett kraftvärmeverk erhåller och det pris ett vindkraftverk erhåller är typiskt ca 5 öre/kWh till kraftvärmens fördel sett över våra fyra beräkningsfall. Intäkten är dock endast den ena sidan av myntet. Kraftslagen kostar olika mycket i såväl investering som drift. Det är därför fullt möjligt att det finns vindkraftprojekt som trots en något lägre intäkt är mer lönsamma än vissa kraftvärmeprojekt. Utöver elpriserna i Figur 11 tillkommer en elcertifikatintäkt på 210 SEK/MWh för de bägge fall där kärnkraften finns tillgänglig och 135

SEK/MWh för de bägge fall där kärnkraften är utfasad (eftersom de senare fallen innebär ett högre elpris har vi ansatt ett något lägre elcertifikatpris).⁵



Figur 11: Genomsnittligt årsmedelpris och produktionsprofilvägda årsmedelpriser för vindkraft och kraftvärme.

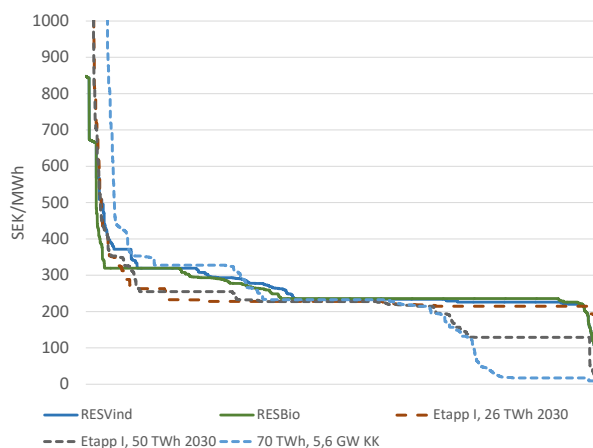
3.3 ÖVERSIKTLIG JÄMFÖRELSE MED RESULTATEN FRÅN ETAPP I

I detta avsnitt gör vi en kort tillbakablick på beräkningsresultaten från föregående etapp I och jämför dessa med de resultat som vi nu redogjort för i etapp II. Modellverktyget är detsamma i bägge etapper men de olika beräkningsfallen skiljer sig åt, i vissa fall till och med i stor utsträckning. Dessutom skiljer sig tillgången till reservkapacitet, exempelvis gasturbiner, vilket också påverkar modellresultaten. I etapp II har vi antagit ett pris på CO₂ som ligger kring 10 EUR/ton, medan vi i etapp I istället antog ett pris som låg nära noll.

I Figur 12 jämförs elpriserna från etapp II och etapp I för de fall där kärnkraften är tillgänglig. I etapp I räknade vi med att dels samtliga tio reaktorer var tillgängliga och dels att endast 5,6 GW var tillgängligt i ett specialfall ("70 TWh, 5,6 GW" i figuren). I etapp II antar vi att endast 4,6 GW återstår i drift år 2030. Med tanke på kärnkraften ligger det alltså nära till hands att jämföra resultaten i etapp II med etapp I's "70 TWh, 5,6 GW". Vindkraftproduktionen skiljer sig dock avsevärt mellan fallen: 70 TWh i etapp I-fallet mot 35/22 TWh i etapp II-fallen. Vi vet dock att en stor volym vindkraft framförallt påverkar lågprisdelen i priskurvan vilket vi också kan se i Figur 12 (den streckade blå kurvan från etapp I har en stor andel mycket låga elpriser). Om man bortser från lågprisdelen i kurvan så ligger elpriserna i "RESvind"/"RESbio" från etapp II relativt nära priserna från etapp I's "70 TWh, 5,6 GW" under en stor del av året. I det fall i etapp I där volymen vindkraft är jämförbar med volymerna i etapp II (26 TWh i etapp I mot 35/22 TWh

⁵ Elcertifikatpriset beräknas inte explicit i EPOD. Istället ansätts ett pris som ges exogent i modellen. Vi har här antagit att elcertifikatpriset, grovt räknat, utgörs av skillnaden mellan marginalkostnaden för ny vindkraft i Sverige (typiskt kring 50 öre/kWh) och årsmedelpriset på el. Dessa elcertifikatpriser är viktiga indata i fjärrvärmeanalysen (se kommande kapitel).

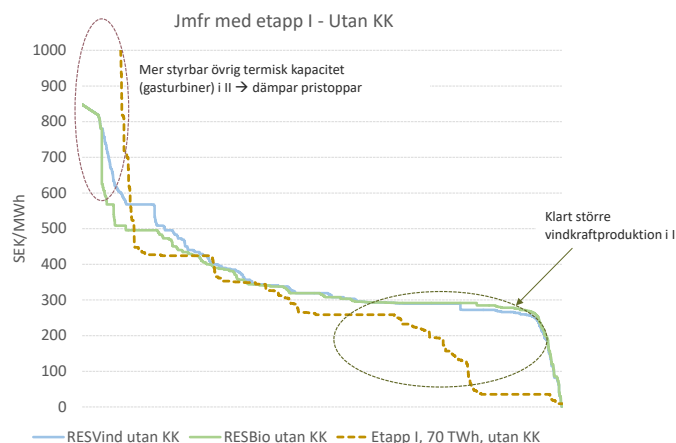
i etapp II) kan vi se att skillnaderna i lågprisdelen av kurvan är mycket små. Skillnader finns också i högprisdelen av kurvan och detta förklaras av att vi i etapp II har utgått från en större andel lättreglerad reservkraft, framförallt gasturbiner, i Nordeuropa.⁶ Sådan kapacitet dämpar högprisdelen i kurvan.



Figur 12: Jämförelse mellan de beräknade elpriserna i etapp II (detta projekt) och etapp I av Fjärrsynprojektet kring ökad samverkan mellan el- och fjärrvärmemarknaderna. Samtliga fall utgår från att kärnkraft finns tillgänglig år 2030.

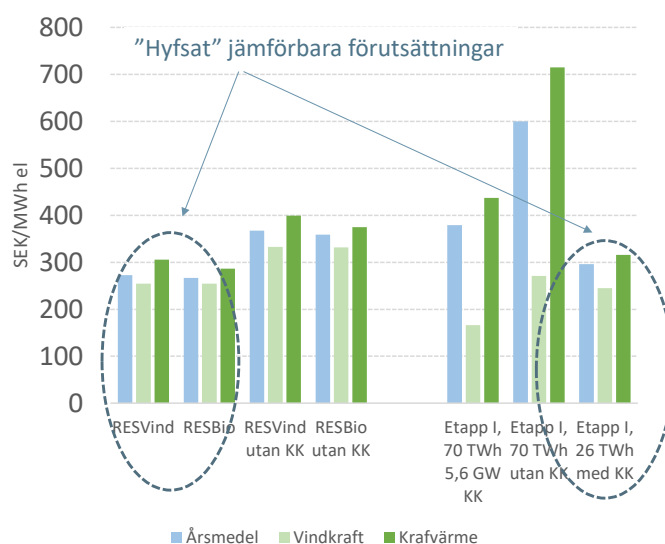
Om vi jämför beräkningsfallen för de beräkningar där kärnkraften fasats ut kan vi också konstatera att här finns både skillnader och likheter (Figur 13). Men precis som i avsnittet ovan ligger förklaringen bakom skillnaderna i de olika beräkningsantaganden som gjorts. Om kärnkraften är borta år 2030 så erhöll vi i etapp I mycket höga priser under en relativt stor del av året (se den streckade linjen i Figur 13). Detta reser naturligtvis frågor om det då inte är sannolikt att det finns mer av annan styrbar och lättreglerad kapacitet att tillgå, inte minst då lönsamheten torde vara ganska god givet den relativt stora andelen högpristimmar. I etapp I ersattes nämligen bortfallet av 70 TWh kärnkraft inte med någon ny kapacitet utan det medförde endast produktionsförändringar i den befintliga (år 2030) kapaciteten. I etapp II har vi istället i samtliga beräkningsfall haft en större tillgång till reservkapacitet, inte minst gasturbiner i runtom i Nordeuropa. Det gör att bortfallet av 4,6 GW (vilket är en mindre ”dramatisk” förändring än bortfallet av 9,6 GW i etapp I) i större utsträckning kan hanteras av den kapacitet som vi antar finns på plats år 2030. Därför når de beräknade priserna i etapp II inte alls de höga nivåer som vi såg under etapp I och som i själva verket indikerar kapacitetsbrist i systemet. Därmed kan vi alltså förklara skillnaderna i Figur 13 mellan de (någotsånär) jämförbara fallen i etapp I och etapp II. Skillnaden i lågprisdelen utgörs i huvudsak av den betydligt större volymen vindkraft i etapp I (70 TWh kontra 35/22 TWh) medan skillnaden i högprisdelen förklaras av olika tillgång till reservkapacitet.

⁶ Investeringar i kapacitet med mycket få drifttimmar och/eller kapacitet som antas vara tillgänglig vid störningar eller avvikelser från normal drift, är i ELIN-modellen (den modell som beräknar utgångsläget för den tillgängliga kapaciteten år 2030) beskrivna på ett relativt förenklat sätt. Av det skälet är det lämpligt att man i EPOD närmare analyserar vikten av sådan kapacitet med exempelvis känslighetsanalyser.



Figur 13: Jämförelse av de beräknade elpriserna i etapp II (detta projekt) och etapp I av Fjärrsynprojektet kring ökad samverkan mellan el- och fjärrvärmemarknaderna. Samtliga fall utgår från att kärnkraft inte finns tillgänglig år 2030.

Avslutningsvis gör vi en jämförelse mellan de beräknade intjäningsförmågorna för de olika kraftslagen i etapp I och etapp II (Figur 14). Där kan man tydligt se de mycket höga intäkterna från etapp I ("70 TWh utan KK") som till viss del förklaras av brist på kapacitet. Den större tillgängliga reservkapaciteten i etapp II dämpar därmed de höga priserna. De beräkningsfall som har relativt jämförbara grundantaganden i etapp I och etapp II visar däremot en relativt god överensstämmelse (se de inringade staplarna i Figur 14).



Figur 14: Jämförelse av produktionsprofilvägda medelelpriser i etapp II (detta projekt) och etapp I av Fjärrsynprojektet kring ökad samverkan mellan el- och fjärrvärmemarknaderna.

4 Fjärrvärmeproduktion vid olika elprisscenarier – ett par fallstudier

Fjärrvärmeproduktionens uppbyggnad varierar kraftigt mellan olika svenska fjärrvärmesystem. Det betyder att fjärrvärmesystemen också kommer att reagera olika på de elprisscenarier som vi beräknat. För att ge en uppfattning om konsekvenserna för enskilda fjärrvärmesystem har vi genomfört modellberäkningar för ett par svenska fjärrvärmesystem. Skillnaden i utfall är liten mellan de båda elsystemscenarierna med olika andel variabel respektive planerbar elproduktion. Skillnaderna är större mellan scenarierna med respektive utan kärnkraft.

I detta avsnitt redovisas resultat från beräkningar som visar hur olika elsystemscenarier påverkar fjärrvärmeproduktionen i två svenska fjärrvärmesystem. Typsystemen har valts för att åskådliggöra inverkan av olika produktionsuppbyggnad.

Beräkningarna har gjorts med fjärrvärmesimuleringsprogrammet Martes⁷ och avspeglar ett tänkt läge år 2030. Beräkningarna görs timme för timme och årets produktionsutfall utgörs därmed av summan av 8760 timmars produktionsmix. Vi har valt denna detaljerade tidsupplösning för att fullt ut 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. Elpriserna i de olika scenarierna redovisas i kapitel 3 ovan. För elproduktion i kraftvärmeverk som ingår i elcertifikatsystemet tillkommer dessutom en elcertifikatintäkt på 210 SEK/MWh för de bägge fall där kärnkraften finns tillgänglig och 135 SEK/MWh för de bägge fall där kärnkraften är utfasad (eftersom de senare fallen innebär ett högre elpris har vi ansatt ett något lägre elcertifikatpris).

De olika typsystemen tar sin utgångspunkt i 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.

⁷ <http://www.profu.se/martes.htm>

Med få undantag har kraftvärmeverk av beräkningsresursskäl beskrivits med en relativt "stel" drift. Kraftvärmeverket körs i kraftvärmedrift eller också körs det inte alls. I verkligheten "backas" ibland elproduktionen då det är mer lönsamt att bara köra värmeproduktion. 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. Detta har inte studerats i de nu aktuella beräkningarna.

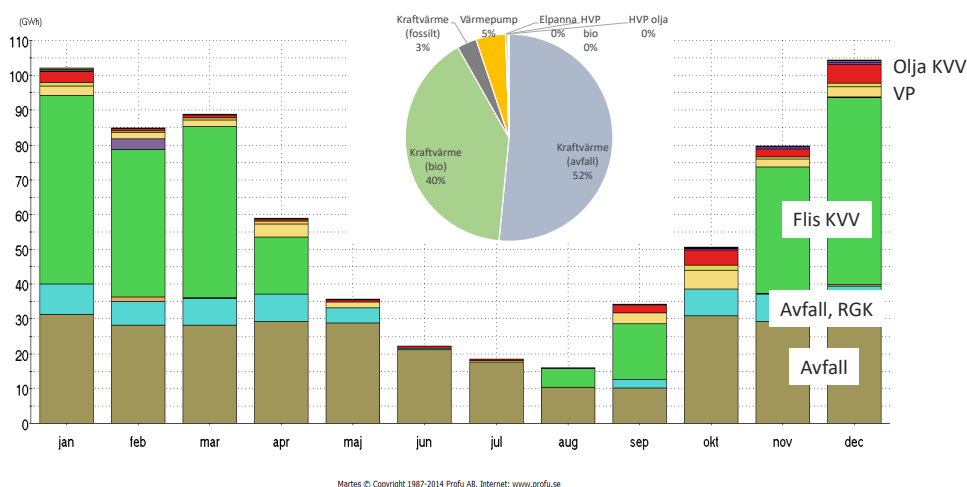
Fjärrvärmeberäkningarna innehåller inte lagring av värme, vare sig korttidslagring inom och mellan enstaka dygn eller säsongslagring. Om man kan finna lönsamhet i sådan lagring kan sannolikt drift av både kraftvärmeverk och värmepumpar/elpannor effektiviseras och utökas. Lagring kan också delvis minska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

4.1 MEDELSTORT FJÄRRVÄRMESYSTEM MED MYCKET KRAFTVÄRME – TYP JÖNKÖPING

Fjärrvärmesystemet i Jönköping har i allt väsentligt stått modell för denna typ av fjärrvärmesystem. Vissa skillnader mellan vårt typsystem 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 (se Figur 15). 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 (olja) samt en elpanna. Från dessa anläggningar fås också fjärrvärme. Vi har i vårt typsystem utgått från att samtliga anläggningar fortfarande är tillgängliga i modellår 2030.

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 dels där biobränsle-kraftvärmeverket fortfarande erhåller elcertifikat år 2030 och dels där så inte är fallet.

Produktionsutfallet för typsystem "Jönköping" visas i Figur 15 både på månadsbasis och på årsbasis. De bägge kraftvärmeverken dominerar produktionen helt med nästan hälften vardera av den totala produktionsvolymen.



Figur 15: Månatlig (stapeldiagram) och årlig (cirkeldiagram) fjärrvärmeproduktion i typsyttem "Jönköping". (Avfallspannan är 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).

4.1.1 Påverkan på kraftvärmeproduktionen

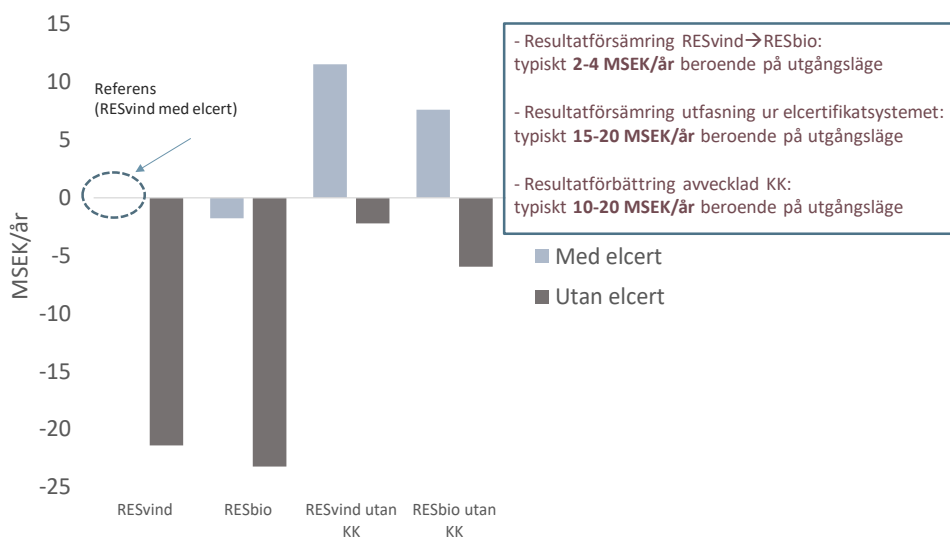
Elproduktionen från kraftvärme ligger på omkring 220 GWh per år i Jönköpings-systemet. Detta förändras endast mycket marginellt om man går från beräkningsfall "RESvind" till beräkningsfall "RESbio" (elproduktionen minskar med någon enstaka GWh om vi går från "RESvind" till "RESbio"; det sistnämnda fallet innebär som vi kunnat se tidigare, något lägre elpriser främst vintertid). Något större betydelse för kraftvärmeproduktionen, men fortfarande mycket liten för detta system, är om kärnkraften är tillgänglig eller ej. Det senare innebär som vi sett tidigare generellt högre elpriser, vilket gynnar kraftvärmen. För "Jönköping"-systemet ökar kraftvärmeproduktionen i storleksordning 5 GWh per år. Det är som sagt relativt lite och förklaras av den stora och viktiga plats som kraftvärmen redan har i det befintliga systemet. Detsamma gäller om det befintliga biobränslekraftvärmeverk erhåller elcertifikat eller inte. Ekonomiskt så spelar det naturligtvis en viktig roll, men för produktionsmixen så är betydelsen mindre. Alternativen till kraftvärmeproduktion är inte tillräckligt attraktiva i detta system. Kraftvärmen utnyttjas alltså i princip fullt ut i samtliga beräkningsfall. De skillnader i elpris som föreligger mellan våra olika scenarier är inte tillräckliga för att i signifikant utsträckning förändra kraftvärmeproduktionen

4.1.2 Påverkan på det ekonomiska resultatet

Hur det ekonomiska resultatet påverkas av de olika beräkningsfallen redovisas i Figur 16. Det ekonomiska resultatet definieras här som skillnaden mellan intäkter och kostnader för den årliga fjärrvärmeproduktionen. Referenspunkten i Figur 16 utgörs av beräkningsfallet "RESvind". Om vi från detta utgångsläge tar bort elcertifikaten, allt annat lika, försämras det ekonomiska resultatet med drygt 20 MSEK per år. Om vi istället går från utgångsläget "RESvind" till "RESbio" (den andra stapeln från vänster i figuren) så sjunker resultatet med ett par MSEK per år. Vikten av att erhålla elcertifikat är alltså långt större än betydelsen av huruvida vi har en produktionsmix i den svenska elproduktionen som utgörs av "RESvind"

eller "RESbio". Om vi istället jämför utgångsläget "RESvind" med ett fall där kärnkraften inte är tillgänglig, allt annat lika, så ökar istället resultatet med drygt 10 MSEK per år (den 4e stapeln från vänster i figuren). En fullständig kärnkraft-avveckling, allt annat lika innebär högre elpriser vilket gynnar kraftvärmens. Även detta har alltså långt större betydelse än om vi väljer mellan "RESvind" eller "RESbio". I Figur 16 sammanfattar vi också de olika resultatförändringarna. Dessa är lite olika beroende på vilket utgångsläge man väljer, det vill säga om man utgår från "RESvind" (som i diagrammet) eller från något av de andra beräkningsfallen.

I föregående avsnitt (kapitel 4.1.1) kunde vi konstatera att fjärrvärmeproduktionsmixen i typsystemet "Jönköping" (närmare bestämt kraftvärmeproduktionen) endast påverkades marginellt av våra olika beräkningsfall. Däremot kan vi alltså nu konstatera att det ekonomiska resultatet påverkas i klart större omfattning.



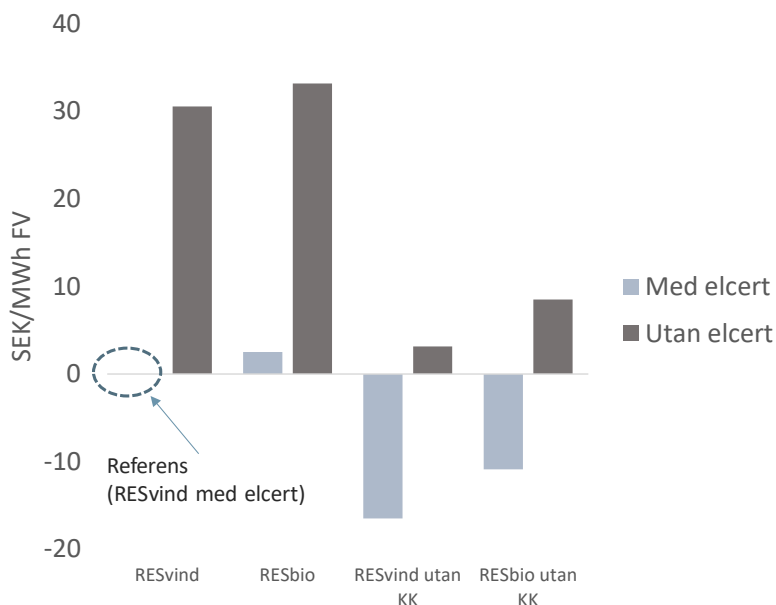
Figur 16: Förändring av det ekonomiska resultatet i "Jönköping"-systemet för de olika beräkningsfallen jämfört med resultatet i "RESvind"-fallet med elcert

Ur informationen i Figur 16 kan vi också utläsa att det sannolikt är mycket svårt att nå lönsamhet för ett nytt biobränsleeldat kraftvärmeverk, givet våra beräkningsförutsättningar och givet att det befintliga inte längre erhåller elcertifikat (men fortfarande finns tillgängligt för drift). Ponera att ett nytt kraftvärmeverk kompletterar det gamla med ungefär samma prestanda och storlek. Den huvudsakliga intäktsökningen kommer då via elcertifikatintäkter som den nya anläggningen får. Denna är av samma storleksordning som värdet av att behålla elcertifikat för den befintliga anläggningen, vilket vi beräknat till ca 20 MSEK per år (Figur 16). I övrigt antar vi att produktionskostnaden inte sänks eftersom den nya anläggningen tar den "gamla" anläggningens plats med i stort sett samma prestanda och samma bränsle. Den "gamla" anläggningen kan visserligen fortfarande användas och ersätta annan dyrare produktion, men potentialen för detta är mycket begränsad eftersom annan produktion redan idag lämnar ett begränsat bidrag (se Figur 15). Intäktsökningen på 20 MSEK skall alltså vägas mot investeringskostnaden för den nya anläggningen som hamnar i miljardklassen. En årlig annualisering av detta uppgår då till i storleksordning 50 - 70 MSEK per år vilket därmed

är klart större än intäkten på ca 20 MSEK från elcertifikatförsäljningen. Situationen blir en annan om den "gamla" anläggningen inte längre finns tillgänglig för drift. Då är alternativet till den nya kraftvärmeanläggningen istället övrig befintlig produktion (och inte den "gamla" kraftvärmeanläggningen) med sannolikt väsentligt högre alternativkostnader, något som då ökar incitamenten för att investera i en ny kraftvärmeanläggning.

4.1.3 Påverkan på den genomsnittliga produktionskostnaden för fjärrvärme

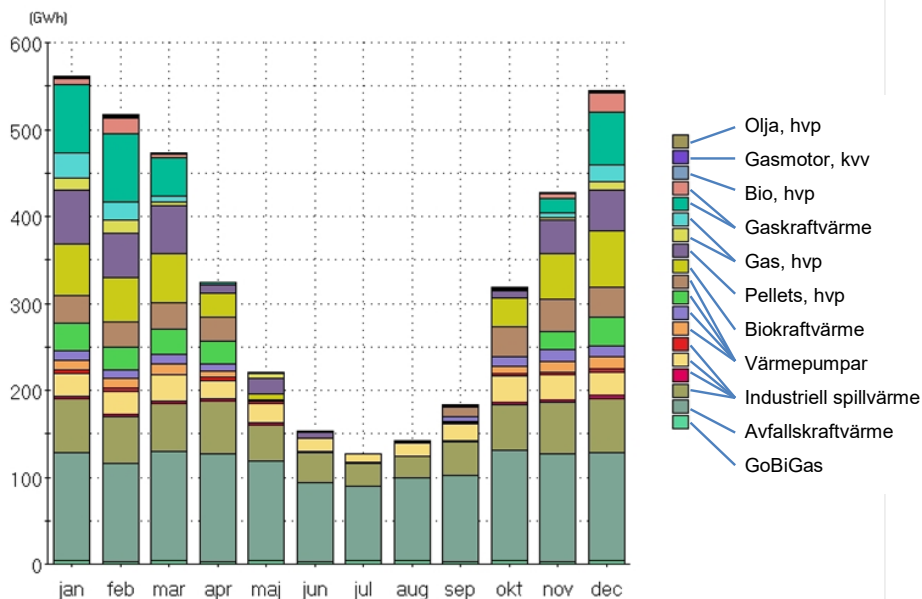
I Figur 17 redovisas hur den genomsnittliga produktionskostnaden för fjärrvärme påverkas av de olika beräkningsfallen. Även här redovisar vi utfallet som en förändring jämfört med utgångsläget "RESvind". Om vi i utgångsläget tar bort elcertifikatintäkten för det befintliga biobränslekraftvärmeverket så ökar den genomsnittliga produktionskostnaden med ungefär 30 SEK/MWh fjärrvärme till följd av det försämrade ekonomiska resultatet som vi redogjorde för i föregående avsnitt. Om vi istället jämför "RESbio" med "RESvind" så kan vi konstatera att ökningen i genomsnittlig produktionskostnad är marginell, ca 2 SEK/MWh. En kärnkraftsavveckling, allt annat lika, leder istället till en minskning av de genomsnittliga produktionskostnaderna med ca 15 SEK/MWh fjärrvärme. Det beräkningsfall som befinner sig "längst bort" från utgångsläget "RESvind" är det fall då vi samtidigt har en produktionsmix som utgörs av "RESbio utan KK" i kombination med uteblivna elcertifikatintäkter för det befintliga biobränslekraftvärmeverket i "Jönköping"-systemet. Detta fall leder till en ökning i genomsnittlig produktionskostnad på knappt 10 SEK/MWh fjärrvärme, inte minst beroende på att kostnadsökningen för uteblivna elcertifikatintäkter är större än förtjänsten av det högre elpriset i fallet utan kärnkraft.



Figur 17: Förändring av fjärrvärmeproduktionskostnaden i "Jönköping"-systemet för de olika beräkningsfallen jämfört med fjärrvärmeproduktionskostnaden i "RES-vind"-fallet med elcert

4.2 STORT FJÄRRVÄRMESYSTEM MED SPILLVÄRME, AVFALLSFÖRBRÄNNING OCH 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 18 nedan.



Figur 18: Fjärrvärmeproduktionen i Göteborgs månad för månad

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
- Fjärrvärmeproduktionskostnaderna

Analyserna har gjorts för fyra olika elsystemutvecklingar och resulterande elprisprofiler. Vi påminner om de fyra scenariernas definition:

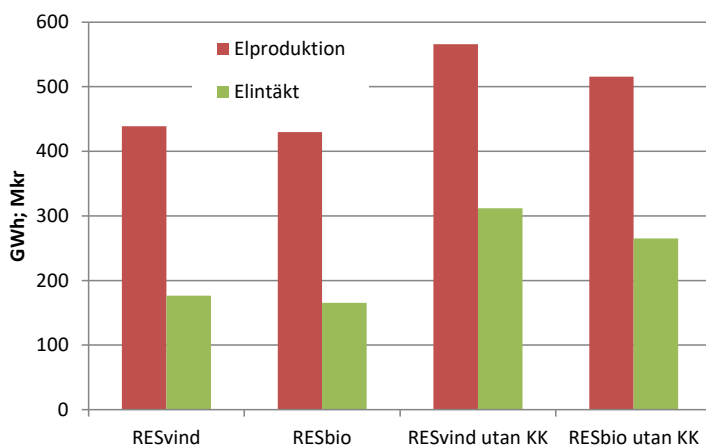
- **"RESvind"**: 35 TWh vindkraft, 5 TWh solkraft och 15 TWh kraftvärme + mottryck
- **"RESbio"**: 22 TWh vindkraft, 3 TWh solkraft och 30 TWh kraftvärme + mottryck
- **"RESvind utan KK"**: Som RESvind, men helt utan kärnkraft
- **"RESbio utan KK"**: Som RESbio, men helt utan kärnkraft

4.2.1 Kraftvärme

Man kan förvänta sig att elpriserna har en påverkan på elproduktionen i fjärrvärmesystemets kraftvärmeverk. Höga elpriser är i det avseendet gynnsamt för kraftvärmeverkens resulterande värmeproduktionskostnad (eftersom elintäkterna kan ses som en intäkt för anläggningen som bidrar till att sänka värmekostnaderna). Det leder till att kraftvärmeverket kan hamna bättre till i driftordningen bland de värmeproduktionsanläggningar som finns i fjärrvärmesystemet. Det leder i sin tur till längre drifttider och högre elproduktion.

I avsnittet om elproduktionsberäkningarna redovisas elpriserna i respektive scenario. Där framgick att elpriserna är marginellt lägre i scenariot "RESbio" än i "RESvind". Skillnaden är särskilt tydlig under tider då kraftvärmeverket kan förväntas vara aktuellt för drift. Elpriserna var tydligt högre i de båda scenarierna utan kärnkraft. Även där var elpriset något lägre i scenariot "RESbio utan KK" än i "RESvind utan KK".

I Figur 19 visas elproduktionen och elintäkten för de existerande kraftvärmeverken i Göteborgs fjärrvärmesystem. De uppvisar de skillnader mellan scenarierna som diskuteras ovan.



Figur 19: Årlig elproduktion och elintäkt i Göteborgs fjärrvärmesystem med dagens produktionssystem – fyra olika scenarier

I jämförelsen mellan de båda scenarierna som innehåller kärnkraft så är både elproduktion och elintäkt marginellt mindre för scenariot "RESbio". Skillnaden är tydligast för elintäkten som är 6 % lägre i scenariot "RESbio", jämfört med "RESvind". Elproduktionen är bara 2 % mindre. Elintäkten påverkas ju både av att kraftvärmen producerar något mindre el och att elpriset under dessa drifttider är något lägre. Kraftvärmen har alltså, enkelt uttryckt, nytta av att kapaciteten i planerbar kraft är något mindre i scenariot "RESvind", vilket leder till periodvis högre elpriser.

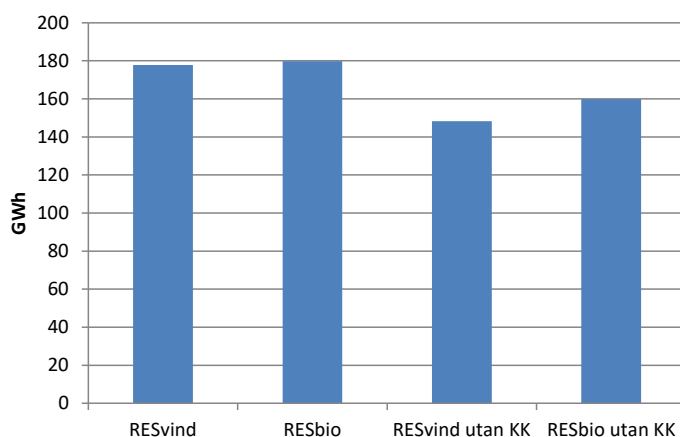
Förhållandena blir ännu tydligare i scenarierna som saknar kärnkraft. Där är kraftvärmeproduktionen 20 – 30 % högre än för motsvarande scenario med kärnkraft. Störst är ökningen för scenariot "RESvind". Här medför den mindre tillgången till planerbar kraft i det nordeuropeiska elsystemet ett ännu större värde av kraftvärmens planerbara kraft. De högre elpriserna i scenarierna utan kärnkraft

leder samtidigt till högre elintäkter för kraftvärmeproduktionen. Även här är det i scenariot "RESvind utan KK" som elintäkten ökar mest och är högst. Här ökar elintäkten, jämfört med scenariot där kärnkraften finns kvar, med ca 75 %.

Om kärnkraften avvecklats helt så blir elproduktionen i Göteborgs kraftvärmeverk 10 % högre i scenariot "RESvind utan KK" än i scenariot "RESbio utan KK". Samtidigt blir elintäkten 20 % högre. Vi får alltså det paradoxala resultatet, som vi redan uppmärksammat, att ju mer kraftvärme som finns i det svenska elproduktionssystemet desto mindre blir incitamenten för drift av det enskilda kraftvärmeverket. Det är ett exempel på den "kannibalisering" som redan uppmärksamrats ovan.

4.2.2 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 20.



Figur 20: Årlig elanvändning i värmepumpar i Göteborgs fjärrvärmesystem med dagens produktionssystem – fyra olika scenarier

Av figuren framgår att elpriserna påverkar driften av värmepumparna på det sätt som man kan förvänta sig – ju högre elpris desto mindre elanvändning (och därmed värmeproduktion från värmepumparna). I scenarierna där kärnkraften fortfarande ingår, "RESvind" och "RESbio", är skillnaderna i elanvändning försumbara. Där är ju också elprisskillnaderna små. I scenarierna med avvecklad kärnkraft, "RESvind utan KK" och "RESbio utan KK", är elpriserna generellt högre och då används också 10 – 15 % mindre el i värmepumpar. Det beror på att rangordningen för de olika värmeproduktionsanläggningarnas rörliga kostnader ändrats. Det höga elpriset ökar kostnaderna för att driva värmepumpar medan värmeproduktionskostnaderna istället minskar för kraftvärmeverk. Där finns alltså en dubbel drivkraft för att produktionsanläggningarna tidvis ska "byta plats" i driftordningen.

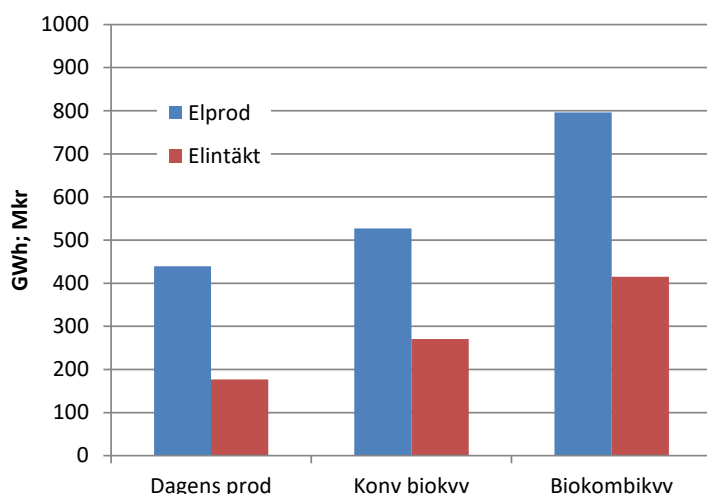
Man kan samtidigt konstatera att minskningen av elanvändningen för drift av värmepumparna är måttlig då elpriset är högt. Skälet är den stora effektiviteten i

värmeproduktionen och att elpriset därför endast slår igenom med ungefär en tredjedel i värmeproduktionskostnaden.

4.2.3 Ny kraftvärme

Drivkrafterna för att göra nyinvesteringar i kraftvärme är i stor utsträckning kopplade till de förväntade elprisernas utveckling. Här har vi analyserat två typanläggningar för biobränslekraftvärme – ett konventionellt kraftvärmeverk med ångcykel och rökgaskondensering och ett kraftvärmeverk med förgasning och kombicykel. Den senare har ett dubbelt så stort elutbyte som den konventionella tekniken: 0,83 jämfört med 0,41. Data för båda teknikalternativen har vi hämtat från Elforskrapporten "El från nya och framtida anläggningar 2014" (Nohlgren, Herstad Svärd, Jansson, Rodin 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.

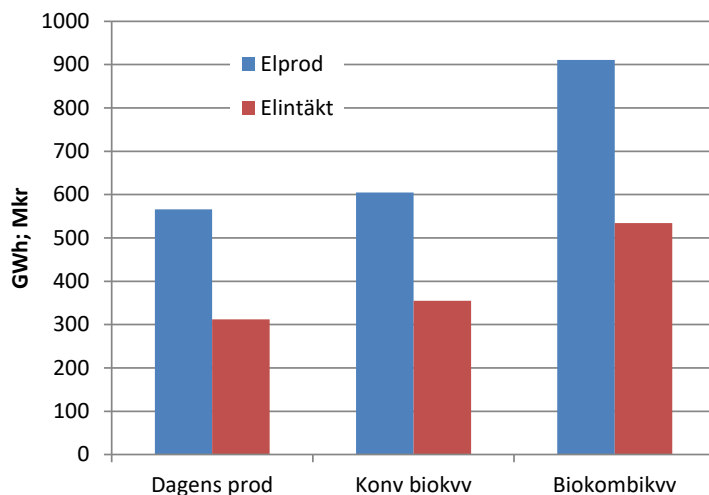
Lämplig storlek för det nya kraftvärmeverket har efter en grov utvärdering identifierats till 200 MW värme för fallet med konventionell teknik och 150 MW värme för förgasningsfallet. Produktionsutfallet har sedan beräknats för de tre alternativa fjärrvärmeproduktionssystemen för två av elsystemscenarierna; "RESvind" och "RESvind utan KK", Figur 21 och Figur 22 nedan.



Figur 21: Årlig elproduktion och elintäkt i Göteborgs fjärrvärmesystem med ny kraftvärme – scenariot "RESvind"

Ser vi inledningsvis på vad som händer om man i scenariot "RESvind" tillför ytterligare kraftvärmekapacitet enligt ovan så kan vi konstatera att i beräkningsfallet med ny konventionell kraftvärme så ökar både elproduktion och elintäkt något. Orsaken till att ökningen inte är större är att det delvis är existerande kraftvärme med mycket högt elutbyte som "trängs undan" av den nya kraftvärmens. Om den nya kraftvärmens istället byggs med förgasning och har riktigt högt elutbyte så blir ökningen av den totala elproduktionen från kraftvärme klart större, + 80 %. Elintäkterna följer ungefär samma mönster, men ökningen är kraftigare + 130 % jämfört med fallet med dagens kraftvärmekapacitet.

Förklaringen till detta är att den tillkommande kraftvärme-elen framför allt tillkommer under tider med höga elpriser.

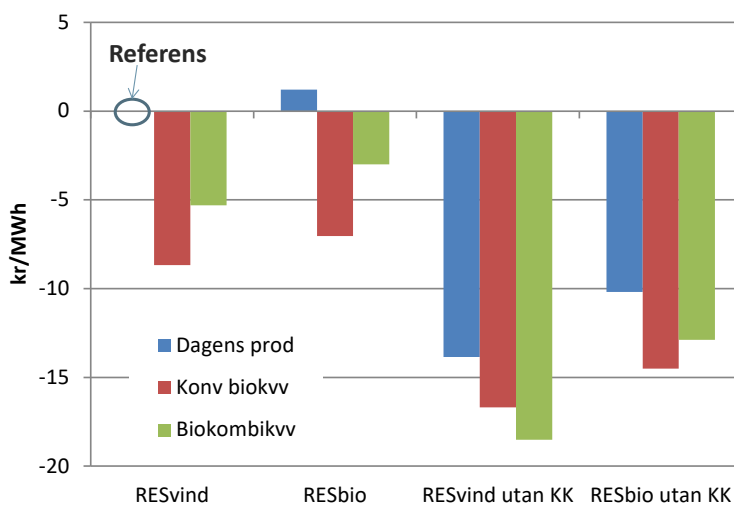


Figur 22: Årlig elproduktion och elintäkt i Göteborgs fjärrvärmesystem med ny kraftvärme – scenariot "RESvind utan KK"

Utgår vi istället från elprisscenariot utan kärnkraft, "RESvind utan KK", leder de högre elpriserna generellt till både högre elproduktion i kraftvärmeverk och högre elintäkter, Figur 22. Bortsett från nivåerna så är trenderna desamma som i fallen där vi utgår från elprisscenariot "RESvind".

4.2.4 Fjärrvärmeproduktionskostnader

Av stort intresse är också hur fjärrvärmeproduktionskostnaderna för ett givet år, 2030, påverkas av elprisscenarier och nyinvestering i kraftvärme. I Figur 23 redovisas de resulterande fjärrvärmeproduktionskostnaderna fall för fall i förhållande till de fjärrvärmeproduktionskostnader som scenariot "RESvind" med dagens produktionsapparat. Det är alltså det beräkningsfallet som alla jämförs med.



Figur 23: Fjärrvärmekostnadsförändring i Göteborgs fjärrvärmesystem jämfört med dagens produktionssystem vid "RESvind" – fyra olika scenarier och olika nyinvesteringalternativ

Om man inledningsvis ser på de blå staplarna som avser förhållandena vid dagens produktionssystem så visar figuren att det blir marginellt högre fjärrvärmeproduktionskostnader i scenariot "RESbio". Det sammanhänger med de något lägre elpriserna i det scenariot, vilket i sin tur medför att intäkterna för elproduktion i kraftvärmeverk blir mindre och värmeproduktionskostnaden därmed högre. Samtidigt minskar kostnaderna för drift av värmepumpar, men den påverkans-effekten är alltså mindre än kraftvärme-elens.

Figuren visar också att fjärrvärmeproduktionskostnaderna typiskt blir lägre i scenarierna med avvecklad kärnkraft. Lägst värmeproduktionskostnad uppvisar scenariot "RESvind utan KK" som ju också är det scenario som innehåller de högsta elpriserna. Genomgående är dock skillnaderna i värmeproduktionskostnad små.

Typiskt leder nyinvesteringarna i kraftvärme till något lägre värmeproduktionskostnader. I dessa resultat ingår kapitalkostnaden för det nya kraftvärmeverket (25 års ekonomisk livslängd, 5 % ränta) för det aktuella analysåret 2030. Slutsatsen gäller för alla elprisscenierna. I samtliga fall är det dock blygsamma kostnadsminskningar som erhålls, mindre än 10 kr/MWh jämfört med fallen med dagens produktionsapparat (de röda och gröna staplarna i figuren ska alltså jämföras med de blå staplarna). I tre fall av fyra är det konventionell kraftvärme som ger de lägsta fjärrvärmeproduktionskostnaderna. Endast i ett fall ger förgasningsalternativet med kombi-cykel lägst kostnad. Det inträffar i scenariot "RESvind utan KK" som ju är scenariot med högst elpris. Där blir den stora elproduktionen som detta alternativ ger extra värdefull. 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 försämrats och den konventionella tekniken relativt sett bli mer konkurrenskraftig.

När man ska ta ställning till huruvida ett nytt kraftvärmeverk är lönsamt eller inte är den information som förmedlas av Figur 23 inte tillräcklig. Att figuren visar att fjärrvärmeproduktionskostnaderna sjunker gäller för ett enskilt år och hur förhållandena ser ut för andra år, med de energiprisantaganden som gäller då, ingår därmed inte i bedömningen. Även om man gör approximationen att de antaganden vi gjort för år 2030 är representativa för det nya kraftvärmeverkets livslängd så måste man ta hänsyn till att kraftvärmeverket endast erhåller elcertifikat under de 15 första åren (denna elcertifikatsintäkt ingår i kalkylen för år 2030). Under de sista tio åren erhålls inga elcertifikatsintäkter och det ekonomiska utfallet blir därmed något sämre under dessa år. Tar man hänsyn till konsekvenserna av att elcertifikat endast erhålls för 15 år så blir nyinvesteringsalternativen mindre attraktiva, men för alla fyra scenarier är det ändå något av de studerade nyinvesteringsalternativen som marginellt sänker fjärrvärmeproduktionskostnaderna.

Ytterligare en invändning är att vi endast har studerat utfallet för ett par olika kraftvärmealternativ. Det betyder att det i princip skulle kunna vara ännu mer attraktivt att nyinvestera i exempelvis en biobränslehetvattenpanna. Med dessa förbehåll i åtanke tar vi alltså inte ställning till huruvida en nyinvestering i kraftvärme är lönsam eller inte för de typsystem vi studerat här. Syftet är istället

att visa i vilken utsträckning incitamenten för nyinvesteringar kan komma att påverkas av de olika elprisscenarierna som vi redogjort för i detta uppdrag.

4.3 GEMENSAMMA SLUTSATSER FRÅN FALLSTUDIERN

Ett huvudintryck av resultaten från fallstudierna för fjärrvärmeproduktion är att elsystemscenarierna med olika fördelning mellan variabel och planerbar kapacitet i den tillkommande förnybara svenska elproduktionen ger små skillnader i utfall. Det är också det man borde förvänta sig eftersom elprisprofilerna, som ju är det enda som skiljer scenarierna åt, är så pass lika. Vissa skillnader kan dock ändå urskiljas. Elprisscenariot med stort inslag av variabel kraft, "RESvind", har något högre genomsnittligt elpris och fler pristopp än scenariot med stort inslag av planerbar kraft. För fjärrvärmeproduktionen leder detta till något högre elproduktion i kraftvärmeverk (eftersom elintäkterna bidrar till att sänka värmeproduktionskostnaden och att kraftvärmeverken därmed kan komma före annan värmeproduktion i driftsordning) och samtidigt högre elintäkt. Det något högre elpriset leder samtidigt till något mindre värmeproduktion i fjärrvärmesystemens värmepumpar.

Elprisskillnaderna påverkar därmed fjärrvärmeproduktionskostnaderna på motriktade sätt: Högt elpris sänker värmeproduktionskostnaden för kraftvärme och höjer för värmepump. För de fjärrvärmesystem som vi studerat (som innehåller både kraftvärme och värmepump) så är kraftvärmens påverkan större än värmepumparnas och därmed sänker ett högre elpris fjärrvärmeproduktionskostnaden. Påverkan är dock liten, mindre än 5 SEK/MWh. I system som saknar kraftvärme och/eller värmepump så blir påverkan av elsystemscenarierna en annan.

Man får alltså det delvis paradoxala resultatet att det ekonomiska utfallet av att driva kraftvärmeverk blir något sämre i det scenario som förutsätter ett stort inslag av kraftvärme. Denna konsekvens benämns ibland att tekniken "kannibaliserar" på sig själv. Vi har tidigare kunnat konstatera att detta är en relevant parameter för icke-styrbar och variabel elproduktion, men fenomenet finns alltså också för andra styrbara kraftslag, om än inte lika accentuerat (styrbar elproduktion kan anpassas till elpriset medan variabel elproduktion som vind- och solkraft med så gott som noll i rörliga kostnader producerar i princip oberoende av elpriset).

I de båda scenarierna utan kärnkraft så är elpriserna generellt högre, vilket leder till högre elproduktion i kraftvärmeverk än i scenarierna med kärnkraft. Elintäkterna blir samtidigt högre och fjärrvärmeproduktionskostnaderna därmed 10 – 15 SEK/MWh lägre än i scenarierna med kärnkraft.

I scenarierna utan kärnkraft är skillnaden mellan elsystemscenarierna med olika fördelning mellan variabel och planerbar kapacitet i den tillkommande förnybara svenska elproduktionen dessutom större än då kärnkraften finns kvar. Det gäller både för elpriserna och för konsekvenserna på fjärrvärmeproduktionen. Resultattendenserna är dock desamma.

Eftersom de båda typsystemen är olika i sin uppbyggnad blir det olika attraktivt att överväga ytterligare kraftvärme. Det ena systemet, av Jönköpings-typ, är nästan

helt fyllt av avfalls- och biobränslekraftvärme och det blir därmed inte rimligt att tillföra ännu mer (bio)kraftvärmekapacitet. I det andra systemet, av Göteborgs-typ, finns det dock större utrymme för ny biobränslekraftvärme. Det beror dels på att det finns gott om alternativ fjärrvärmeproduktion med högre rörliga kostnader som kan trängas undan men också på att den alternativa kraftvärmeproduktionen i det befintliga systemet är naturgasbaserad (med en helt annan kostnads- och intäktsbild än biobränslebaserad kraftvärme). Där visar det sig att ny kraftvärme skulle bidra till minskade fjärrvärmeproduktionskostnader. Minskningen är marginell i scenarierna där kärnkraften finns kvar medan det blir något större minskning då kärnkraften avvecklats. Hänsyn har då tagits till de tillkommande fasta kostnader som sammanhänger med investeringen. Dessa slutsatser avser perioden då de nya kraftvärmeverken erhåller elcertifikatintäkter. Eftersom den ekonomiska livslängden för kraftvärmeverken är längre än de 15 år som kraftvärmeverket erhåller elcertifikat så blir kalkylen sämre under efterföljande år. Det finns också andra förbehåll som gör att vi inte entydigt kan uttala oss om huruvida kraftvärmeinvesteringarna är lönsamma.

När vi har studerat ny kraftvärme så har vi både med alternativet konventionell kraftvärme och alternativet kraftvärme med mer avancerad teknik som ger avsevärt högre elutbyte. För majoriteten av scenarierna har den konventionella kraftvärmen fallit ut som det mest attraktiva alternativet. I scenariot "RESvind utan kärnkraft" så var dock kraftvärmen med högt elutbyte marginellt bättre. Det inträffar alltså i scenariot med högst elpris. Där blir den stora elproduktionen som detta alternativ ger extra värdefull.

Referenser

- 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.
- Nohlgren I., Herstad Svärd S., Jansson M., Rodin J. (2014). El från nya och framtida anläggningar 2014, Elforsk rapport 14:40, oktober 2014
- Sköldberg, H., Unger, T., Holmström, D. (2015). El och fjärrvärme – samverkan mellan marknaderna. Fjärrsyn rapport 2015:223
- Söder L. (2013). Progress Report Part 1, kapitel 3: På väg mot en elförsörjning baserad på enbart förnybar el i Sverige, november 2013

EL OCH FJÄRRVÄRME – SAMVERKAN MELLAN MARKNADERNA, ETAPP 2

Här redovisas hur ett framtida elsystem med en större andel variabel elproduktion påverkar samverkan mellan el- och fjärrvärmemarknaderna. Forskarna har analyserat några scenarier med olika balans mellan kraft som är variabel och kraft som man kan planera för i framtidens förnybara elproduktion.

Resultaten visar att skillnaden i elpris är liten mellan scenarier med olika mix av variabelt och planerad kraft. En stor andel kraft som går att planera för ger dock något lägre och jämnare elpris än när andelen variabel kraft är stor. Beräkningar med eller utan kärnkraft visar större skillnader i elpriset än i exemplen med olika balans mellan variabelt kraft och kraft som kan planeras.

I beräkningarna för två fjärrvärmesystem leder scenarierna med ett högre elpris till en större elproduktion i kraftvärmeverk och en högre intäkt av el. Produktionskostnaderna för fjärrvärme blir lägst i de scenarier där elpriset är högst, tack vare intäkterna för el i kraftvärmen.

Ett nytt steg i energiforskningen

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



Energiforsk