

Smart grids
Market Design
DEMAND
RESPONS
WIND POWER
Demand
Responses
SMART GRIDS
Market Design
Wind
Smart grids
MARKET DESIGN
Demand
Responses
Demand Responses
Market Design
Smart grids
Wind power

The NEPP Progress Report, Part 1, November 2013

The purpose of this progress report is to present some of the analyses, results and conclusions that have emerged during the last year of the NEPP project. The findings are presented in three publications:

- Progress Report, Part 1 [this report]
- Progress Report, Part 2
- Summary Report

The two progress reports present analyses and results divided into chapters with a scope ranging from complete reports of 50 pages or more to short papers dealing with very specific issues. The chapters should be seen as individual texts, without direct relation to the proceeding or succeeding chapters. Together they illustrate the recent work performed within the NEPP project.

Part one of the progress report [this report] focuses on issues like electricity market design, smart grids, balancing of variable generation and demand response, while part two of the progress report focuses on policies and electricity generation, challenges in the transformation of the energy system, how the transport sector might influence the electricity system and, finally, potential of and demand for biomass. The table of contents gives further guidance in terms of the issues covered by the progress report. Some of the chapters are written in English while others, at this stage, are written in Swedish.

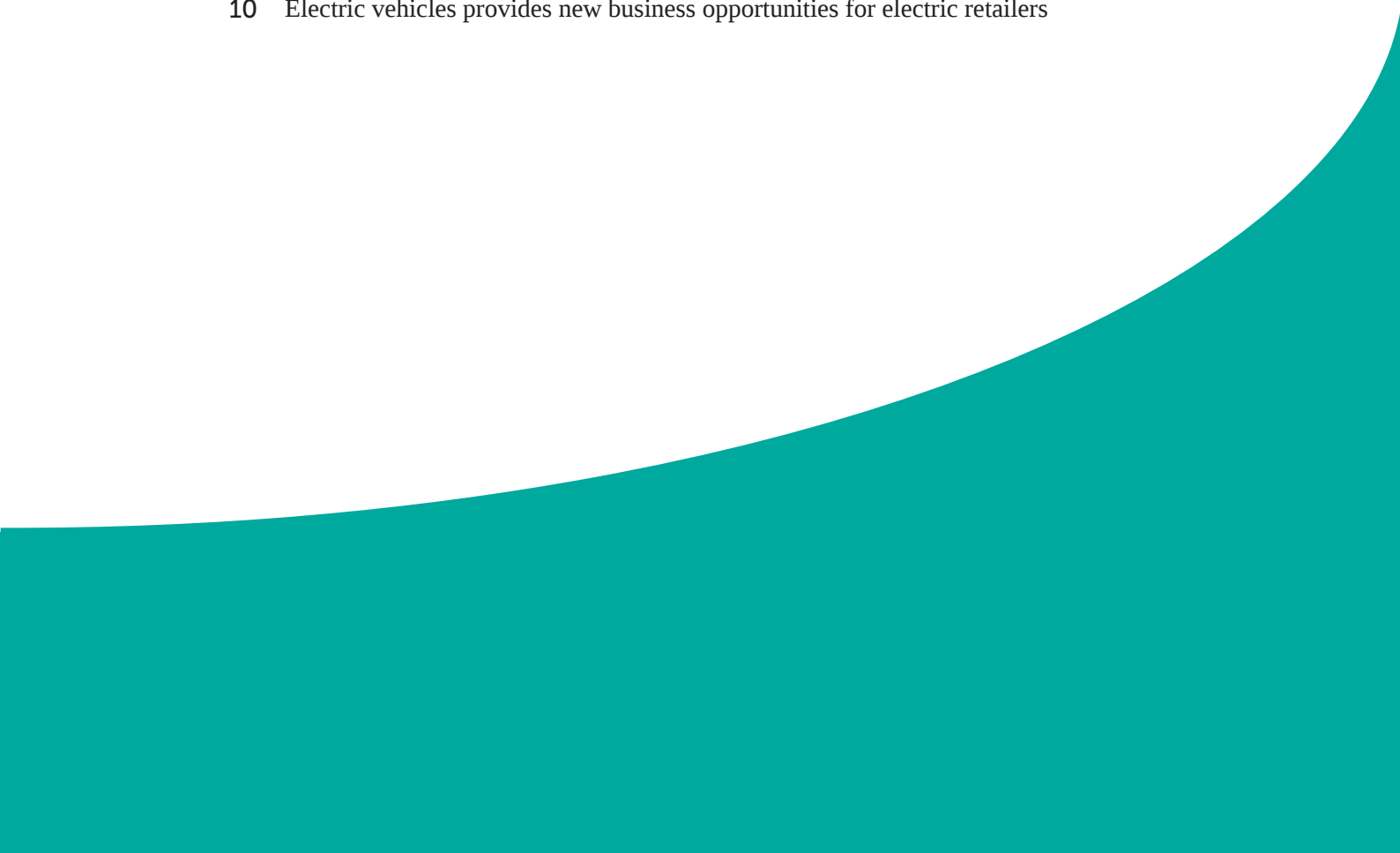
The summary report presents 20 findings from the recent NEPP analyses. The findings are typically key results extracted from the studies presented in more detail in the two progress reports. The majority of the 20 findings will be studied further in coming analyses and syntheses within the NEPP project.

The NEPP Research Group:

- KTH, Electric Power Systems
- Chalmers, Sustainable Energy Systems
- Chalmers, Electric Power Engineering
- Profu
- Sweco
- IVL Swedish Environmental Research Institute

Read more about the project: www.nepp.se

Innehåll

- 1 Principiella frågor kring "Energy Only"- och kapacitetsmarknader
 - 2 Simulering av en "Energy Only"-marknad i Nordeuropa - resultat från modellberäkningar
 - 3 På väg mot en elförsörjning baserad på enbart förnybar el i Sverige
 - 4 Utmaningar som det svenska elnätet står inför i den pågående omställningen av energisystemet
 - 5 Förutsättningar och drivkrafter för elkunder att justera förbrukningsmönstret och minska sin elförbrukning
 - 6 On experience of smart grid projects in Europe and the Swedish demonstration projects
 - 7 Wind Power Capacity Credit
 - 8 Transmission Loss Evaluation of embedded HVDC
 - 9 Evaluating the Customers' Benefits of Hourly Pricing Based on Day-Ahead Spot Market
 - 10 Electric vehicles provides new business opportunities for electric retailers
- 

Principiella frågor kring "Energy Only"- och kapacitetsmarknader

1

På en Energy Only marknad (EOM) baseras alla beslut som elanvändare och kraftleverantörer fattar på spotpriserna (timme eller kortare tidsrymd).

För att investeringar i överhuvudtaget ska kunna bli lönsamma på en EOM måste det inträffa bristsituationer, eller stor risk för sådana, under ett minsta antal timmar. I Sweco's modellkörningar räknar vi med ca 30 bristtimmar under ett år med ett bristpris på 3000 EUR/MWh. Ett lägre bristpris skulle kräva fler bristtimmar för lönsamhet och vice versa.

Situationen på en EOM underlättas inte av en stor introduktion av intermittent kraftproduktion som vind- och solkraft, som varierar kraftigt mellan olika veckor, dagar och timmar. Detta kräver en reglerförmåga i vattenkraft (viktigt i Norden) och värmekraft (viktigt i övriga Europa) vilket försvårar investeringsproblemet. Eftersom expansionen av förnybar el är så kraftig i dagsläget, tillsammans med svag ekonomisk utveckling, är det de närmaste åren inte något behov av ny kraftproduktion som genomsnitt under ett år. Däremot kan behoven av reglerkapacitet öka under timmar med hög förbrukning och liten produktion i vind- och solkraft på kontinenten. Just denna typ av investeringar med kort utnyttjningstid, gasturbiner och förbrukningsflexibilitet, som bara aktiveras få timmar och är beroende av höga priser vid dessa tillfällen torde vara de osäkraste investeringarna på kraftmarknaden. Aktörerna som utbjuder denna kapacitet kommer därför kräva de högsta avkastningskraven, om man ens är beredd att göra några investeringar överhuvudtaget. Erhålls inte tillräckligt med investeringar i gasturbiner och förbrukningsflexibilitet är risken att det kommer uppkomma än fler bristtimmar än 30 vilket skulle åsamka länderna stora kostnader. Kostnaden för underkapacitet är mycket högre än kostnaden för motsvarande överkapacitet, inte minst för att bristriskerna ökar kraftigt ju större underkapaciteten är.

För mer information:

Johan Linnarsson, Sweco Energuide AB

Detta kan vara viktiga anledningar till att det nu diskuteras olika former av återregleringar av elmarknaderna i Europa. Ett alternativ är att inrätta en kapacitetsmarknad (KM) i hela EU, eller i vissa länder. På en KM kan man upphandla önskad kapacitet, eventuellt upp-delad i olika kraftslag och förbrukningsflexibilitet. Eftersom underkapacitet kostar mycket mer än överkapacitet bör upphandlad kapacitet på KM göras med en viss reserv-marginal. I praktiken bör man upphandla så mycket kapacitet att riskerna för brist blir försumbara.

I pappret beskrivs också Sweco's timmodell och kapacitetsmodell för den europeiska elmarknaden. Det redogörs bl a för en modellansats för att beräkna en samhällsekonomiskt optimal investeringsnivå på en KM med hjälp av dessa, eller liknande, modeller.

1 INLEDNING

Hittills har Nordens - och EUs – elmarknad kännetecknats av handel med elenergi på timbasis eller kortare tidsperioder – Energy Only Markets (EOM). EOM innebär att aktörerna bara får betalt när de levererar och inte erhåller någon betalning för ha startklar kapacitet.

Här beskrivs vissa principfrågor av betydelse för Sweco's nyutvecklade kraftbalansmodell Apollo. Modellen tar upp utbud och efterfrågan på kraft per timme i Nordens alla elområden, övriga länder i EU-27 samt Schweiz. Modellen belyser timvisa förhållanden på spotmarknaden, och inte prognosavvikelser som påverkar handeln inom leveranstimme.

Därefter beskrivs några viktiga frågor kring en kapacitetsmarknad (KM) i EU eller i vissa EU-länder. Här beskrivs också den KM-modell som Sweco utvecklat. Denna modell omfattar samma elområden och länder som timmodellen och är en årsmodell. När KM-modellen körs görs iterationer med timmodellen som ger kraftverkens lönsamhet på energimarknaden vilket reducerar de saknade pengarna (Missing money) som måste täckas av KM.

2 PRISREFERENSEN ÄR SPOTMARKNADEN PÅ EOM

Det viktigaste priset på EOM är spotpriserna. Dessa utgör också prisreferens för långsiktsskontrakt (finansiella kontrakt som t ex terminer). Normalt bestäms spotpriserna genom utbuds- och efterfrågebud dygnet innan.

På intradagsmarknaden sätts priser kontinuerligt fram till två timmar före leverans. Här finns möjlighet till korrigerande handel om t ex förbrukningen eller vindkraftproduktionen skiljer sig mot vad som förväntades när utbuds- och efterfrågebuden lämnades till spotmarknaden. I Norden heter denna marknad Elbas. Handeln på Elbas är dock än så länge betydligt mindre än handeln på spotmarknaden.

3 HANDEL, START OCH STOPP SAMT UPP- OCH NEDREGLERING

I en timmodell för prisbildning är olika typer av upp- och nedreglering av kraftverk central:

- Billigast är normalt upp- och nedreglering i vattenkraftverk. I Sweco's timmodell räknas med en viss möjlig upp- och nedreglering utan någon regleringskostnad på en-respektive fyratimmarsbasis. Dessutom finns en begränsning av minimal och maximal vattenkraftproduktion som baseras på en faktor gånger standardavvikelsen för vattenkraftproduktionen en vecka (80%).
- Att starta ett kallt kondenskraftverk, eller ett kärnkraftverk, kräver först en uppvärmning som är kostsam. Dyr olja, eller el, måste användas under många timmar. Dessutom slits kraftverket av varje start och stopp (kortare livslängd).
- Kondenskraftverk kan också ned- och uppregleras, men verkningsgraden sjunker ju mindre andel av kapaciteten på ett kraftverk som används. (En viss minproduktion är nödvändig för att överhuvudtaget kunna köra ett kondenskraftverk.)

S k kondenssvansar – kraftverksproduktion som kan köras utöver en kraftvärmeproduktion i botten - kör kombinerad el- och värmeproduktion (kraftvärme) för att täcka fjärrvärmebehovet. Detta kan göras till en låg kostnad p g a hög totalverkningsgrad för denna del. Därutöver kan dessa kraftverk köras i önskad omfattning för ren elproduktion, men här blir det samma omvandlingsförluster som i vanliga kondenskraftverk (ca 60% av använt bränsle). Eftersom dessa anläggningar är varma p g a kraftvärmeproduktionen uppkommer inga startkostnader när de går in i kondensdrift, vilket också tagits hänsyn till i Sweco's timmodell. I Danmark har man i princip bara denna typ av kraftverk och i exempelvis Finland och Tyskland är de ganska vanliga.

Kolkondenskraftverk har relativt låga rörliga kostnader, men har höga startkostnader medan gasturbiner har höga rörliga kostnader, men relativt låga startkostnader bl a för att de kan startas snabbt.

Genom att utnyttja handelskapaciteten mellan länder/elområden erhålls handelsvinster i form av bättre utnyttjande av vattenkraftens reglerbarhet, färre start och stopp samt mindre upp- och nedregleringar av värmekraft. Handelskapaciteten kan användas för sådan s k dygnsreglering som beror på timvisa förhållanden, men också för annan handel (t ex handel åt ett håll hela tiden eller säsongshandel).

Vattenkraftens reglerbarhet mellan olika timmar ger små prisskillnader mellan dag, natt och helg – t ex i Norden. I värmekraftbaserade system – t ex Tyskland – är prisskillnaden under veckan betydligt större beroende på start/stopp och upp/nedreglering i kondenskraftverk.

På (den nordiska) spotmarknaden kan s k blockbud ges. Om det genomsnittliga timpriset överstiger en viss nivå under ett visst antal timmar (t ex 16 timmar) går blockbudet igenom. På detta sätt är det möjligt för en aktör att i praktiken få täckning för sina startkostnader. Blockbud tas inte hänsyn till i Sweco's timmodell på annat sätt än att startkostnader täcks via vinster ett värmekraftverk genererar under de timmar det körs. Modellen kan välja dessa timmar helt fritt, till skillnad från blockbud som utbjuds på en börs på ett i förväg bestämt sätt (t ex mellan kl 8 och 22).

4 PRISBILDNING

För en timme summeras (i modellen) all efterfråga och utbud för varje land/elområde. Export läggs till efterfrågan och import till utbudet. Den prima elförbrukningen ska täckas (oelastisk efterfråga) fränsett priskänslig elförbrukning som vi återkommer till.

Om konkurrensen fungerar väl kommer varje värmekraftverk i princip att utbjuda sin kapacitet till sina rörliga kostnader. Andra förhållanden gäller för vattenkraftverk.

- I ett värmekraftverk blir bränslekostnaden bränslepriset dividerat med elverkningsgraden. Tillkommer övriga rörliga kostnader samt kostnad för CO₂-utsläpp. Fasta kostnader är dock inte inkluderade i Sweco's kraftbalansmodell. Anledningen är att de betraktas som "sunk costs", vilket är fallet i väl fungerande marknader. Värmekraftverk har ett bränslelager att ta av och ny elproduktion kan klaras genom att köpa in mer bränsle varför elenergiproduktionen inte är direkt begränsande, utan kapaciteten på kraftverket som ger en maximal produktion per timme.
- Reglerbar vattenkraft har ofta en stor eleffekt, men har en begränsad elenergi som kan produceras av innehållet i aktuella vattenmagasin samt förväntad framtida vattentillrinning. Vatten som sparas kan producera vattenkraft i framtiden. Värdet bestäms som det s k vattenvärdet. Sweco's timmodell får den reglerbara vattenkraften per vecka från Sweco's veckomodell som i dagsläget utgår ifrån deterministisk tillrinning.
- Oreglerbar produktion utgörs av kraftverk med så låga rörliga kostnader att produktion sker så fort det är möjligt. Den förnybara kraften består här av vind-, sol- och vattenkraft (ej den reglerbara vattenkraften) och produceras när det blåser, är soligt eller när vatten rinner till som inte kan tas upp i magasin. Bland värmekraftverken har kraftvärme och industriellt mottryck alltid låga rörliga kostnader, och har ibland ett värme/ångbehov som inte kan produceras på annat sätt. I det första fallet kan nedreglering ske vid väldigt låga elpriser medan elproduktion måste ske oavsett elpriserna i det andra fallet utan alternativ. Sweco's modeller räknar med det senare fallet, och räknar med att alla dessa kraftverk inte har någon rörliga kostnad.

Normalt är det kondenskraftverk med varierande bränslen och verkningsgrader som sätter elpriserna. Vid tidpunkter med stora mängder oreglerbar produktion och liten förbrukning pressas priserna ned till låga nivåer.

Den reglerbara vattenkraften används för att utjämna elpriserna så mycket som möjligt – över dygnet och veckan, mellan olika årstider och mellan olika år. Skulle inte vattenkraftens reglerbarhet utgöra någon begränsning skulle priserna vara de samma dag, natt och helg och under hela året – men de skulle öka över tiden med den diskonteringsränta som vattenkraftföretagen använder.

Särskilt i länder/områden med begränsade vattenmagasin kan pumpkraftverk vara lönsamt alternativ. Vid timmar med höga elpriser kan vattenkraftverk användas och vid timmar med låga elpriser pumpas vattnet upp för att kunna köras i vattenkraftverket igen. Pumpningen medför omvandlingsförluster som man slipper med den normala situationen i Sverige och Norge där vatten rinner till stora magasin som sedan kan köras i vattenkraftverk vid önskade tidpunkter.

Vi återkommer till hur start/stopp och upp/nedreglering i värmekraftverk påverkar prissättningen av el i avsnitt 4.3.

4.1 BRISTKOSTNADER

Om det inte går att få balans mellan utbud och efterfrågan uppstår en bristsituation, och då blir priserna mycket höga – både i verkligheten och i optimeringsmodeller som simulerar en kraftmarknad. Man kan skilja på en effekt- och en energibristsituation:

- Effektbrist uppstår under timmar då utbudet inte räcker till för att täcka den prisokänsliga efterfrågan, trots att även de dyraste kraftverken används och att vattenkraftverkens effekt utnyttjas fullt ut liksom kapaciteten på överföringsförbindelserna från vattenkraftområden (t ex SE1 och SE2) till områden som framförallt täcks av värmekraft (t ex SE4). Priset uppgår då till det administrativt satta takpris som finns på en spotmarknad. I en modellkörning sätts priset till en bristkostnad som motsvarar ett mycket dyrt värmekraftverk som ensamt täcker hela förbrukningen.
- Energibrist uppkommer då elenergin inte räcker för att täcka förbrukningen under en viss tid, trots att elproduktionskapaciteten varje timme överstiger förbrukningen. I praktiken uppkommer detta problem i vattenkraftområden med så låga vattenmagasin att den totala kraftproduktionen inklusive möjlig import inte räcker fram till vårfloden börjar då magasinerna åter stiger. Om det verkligen blir en brist eller inte beror givetvis på om man har tur eller otur med vattentillrinningen fram till vårfloden. En sådan energibrist blir mindre dyr än effektbrist eftersom det här finns mer tid för samhället att anpassa sig – både för samhällets organisation till bristsituationer och elanvändarna att över tid kunna minska sin elförbrukning på olika sätt.

Vid effektbrist i s k effektdimensionerade system uppkommer mycket höga priser under ett begränsat antal timmar medan energibrist i s k energidimensionerade system ger relativt höga priser under alla timmar fram till nästa vårflod.

4.2 FÖRBRUKNINGSFLEXIBILITET

Kraftverk har möjlighet att producera kraft under många timmar. För toppkraftverk, som bara används under ett mindre antal timmar, blir dock de fasta kostnaderna utslaget per timme höga.

Elanvändare kan dra ned sin förbrukning, och därigenom åstadkomma samma förbättring av kraftbalansen som värmekraftverk. Normalt kan inte detta göras under många timmar. Effektreduktioner hos elanvändare kan göras på många olika sätt, t ex:

- Avkopplingsbara elpannor producerar värme med en alternativ uppvärmningskälla, t ex en oljepanna. När deras elpris överstiger kostnaden för att värma med alternativet är det ekonomiskt att stänga elpannan. Detta kan göras utan problem hur många timmar som helst. Därför räknar vi i modellberäkningarna bort avkopplingsbara elpannor från den totala elanvändningen och räknar bara med den s k prima elanvändningen.
- Neddragningar av produktionen i elintensiv industri ger en lägre elanvändning i vissa eller flertalet processer beroende på om industriföretaget kan fortsätta produktionen genom att ta från mellanlager eller inte. Ju högre elkostnadsandel och ju lägre pris på industriprodukterna, desto lägre blir kostnaden för dessa åtgärder. Industriföretagens möjligheter att göra effektreduktioner begränsas ofta av utlovade kundleveranser, särskilt under högkonjunkturer.

Åtgärder med effektreduktioner inom exempelvis elintensiv industri kan variera mycket. Hit hör kostnader per MWh, kostnad per aktivering, hur många timmar varje aktivering kan hålla på, antal aktiveringar som kan göras på ett år och kostnad för att förbereda företaget för att kunna göra effektreduktionerna som för industriföretag normalt innebär produktionsneddragningar i ordnade former. De fasta kostnaderna för elanvändarna är väsentligt mindre än för kraftverk – även för gasturbiner som är billigast att bygga. Rörliga kostnader och tillgänglighet är dock väsentligt sämre.

Att förbereda sig för annan förbrukningsflexibilitet är också möjligt. T ex går det i hus med elvärme, eller luftkonditionering, att hålla samma inomhustemperatur även om elutrustningarna stoppas under timmar med höga elpriser förutsatt att utrustningarna körs igång timmarna före och efter istället. Här flyttas elförbrukningen mellan olika timmar. Effekten för elsystemet blir densamma som för pumpkraftverk. När elförbrukningen flyttas uppkommer dock inga förluster som pumpningen medför i pumpkraftverk. Däremot krävs det investeringar t ex för system för styrning och kommunikation.

4.3 SKUGGPRISER PÅ EL VID START/STOPP OCH UPP/NEDREGLERING

I vanliga fall bestäms elpriserna av de rörliga kostnaderna på det dyraste värmekraftverk som används vid en viss tidpunkt – i landet/elområdet eller något angränsande land/elområde. Vid start och stopp, eller upp- och nedregleringar, av värmekraftverk skiljer sig dock elpriserna från de rörliga kostnaderna.

Ett ryckigt läge uppkommer vid situationer när värmekraftverk måste starta och stoppa eller upp/nedreglera för att kunna täcka förbrukningen, tillsammans med annan kraft som vatten- och vindkraft. Det kan t ex uppstå under vindstilla perioder dagtid. Pristopparna, och prisvolatiliteten, blir dock inte lika höga som under rena bristsituationer.

Den timvisa kraftbalansmodell som Sweco använder har målet att minimera de totala kostnaderna för värmekraft inklusive förbrukningsflexibilitet men där de fasta kostnaderna är exkluderade. Kostnaderna består av tre delar:

- Rörliga kostnader för värmekraft och förbrukningsflexibilitet (motsvarande de lägsta tänkbara kostnaderna när ett kraftverk körs för full kapacitet).
- Startkostnader för att vid behov öka den startklara (varmhållna) kapaciteten.
- Nedregleringskostnader för värmekraftverk som beror på att verkningsgraden är lägre vid dellastproduktion jämfört med när ett kraftverk körs på full kapacitet.

Modellens priser sätts av skuggpriset på restriktionen att startklar produktionskapacitet alltid måste vara lika med, eller större än, förbrukningen. Detta medför två effekter på priserna – uppåt respektive nedåt:

- När kraftverk måste startas upp för att klara restriktionen stiger priserna. Priserna under de timmar som sedan kraftverket som startats är i drift måste täcka startkostnaderna.
- Under nätter med låg förbrukning, eller timmar med hög oreglerbar produktion (t ex vindkraft), blir skuggpriset ibland lägre än de rörliga kostnaderna i det dyraste kraftverket som körs. Ett sätt att förklara detta är att det därigenom är möjligt att undvika en startkostnad några timmar senare. Ett annat sätt är att kostnaden för att täcka restriktionen att förbrukningen ska klaras med startklar produktionskapacitet då faktiskt sjunker med ökande förbrukning. Med ökande förbrukning skulle nämligen behovet av kostbar dellastkörning minska. Modellens prisdippar beror på en kombination av dessa två mekanismer.

I verkligheten uppkommer ibland negativa priser när stora nedregleringar behöver göras. I Sweco's optimeringsmodell blir dock priserna som lägst noll.

5 INVESTERINGAR

Bland värmekraftverken har kärnkraft och kraftverk baserade på brunkol de lägsta rörliga kostnaderna men också de högsta fasta kostnaderna. Effektreduktioner bland elanvändare medför ofta höga rörliga kostnader, men kan göras till måttliga fasta kostnader.

Med EOM erhåller investerarna enbart intäkter att täcka sina rörliga och fasta kostnader under de timmar de kör sina kraftverk, eller utför sin efterfrågefleksibilitet.

Investeringar i kraftverk med hög utnyttjningstid, som kärnkraft och kolkraft, kan till stor del prissäkras vid investeringstillfället genom att teckna grundkraftsterminer. Här handlas hela tiden de finansiella produkterna i stor omfattning och konkurrensen garanterar att priset blir rätt – åtminstone för stora län-der/elområden. Problem att teckna terminer kan dock uppträda för mindre elområden/länder som t ex i Sveriges sydligaste elområde SE4. Det går inte heller i praktiken att teckna längre terminskontrakt än ca fem år på elbörserna. På den bilaterala terminsmarknaden i Norden har vi erfarit att kontrakt uppemot 20 år har kunnat tecknas. Livslängden på nya kraftverk är dock längre varför de sista åren inte kan prissäkras. Det är också svårt att prissäkra t ex kol- och gasinköp mer än ca fem år i framtiden, vilket är i nivå med byggtiden för kolkondens.

Investeringar med liten förväntad utnyttjningstid, som gasturbiner eller effektreduktioner, är mycket svåra, om inte omöjliga, att prissäkra i förväg. De finansiella produkter som skulle lösa dessa investerares problem är så speciella att handeln blir mycket begränsad och konkurrensen svag. I praktiken kan inte dessa aktörer göra prissäkringar i förväg, utan tvingas hoppas på att pristopparna blir nog höga och frekventa för att deras satsningar i efterhand ska visa sig bli lönsamma.

5.1 KOSTNADSSTRUKTUR FÖR KRAFTVERK OCH FÖRBRUKNINGSFLEXIBILITET

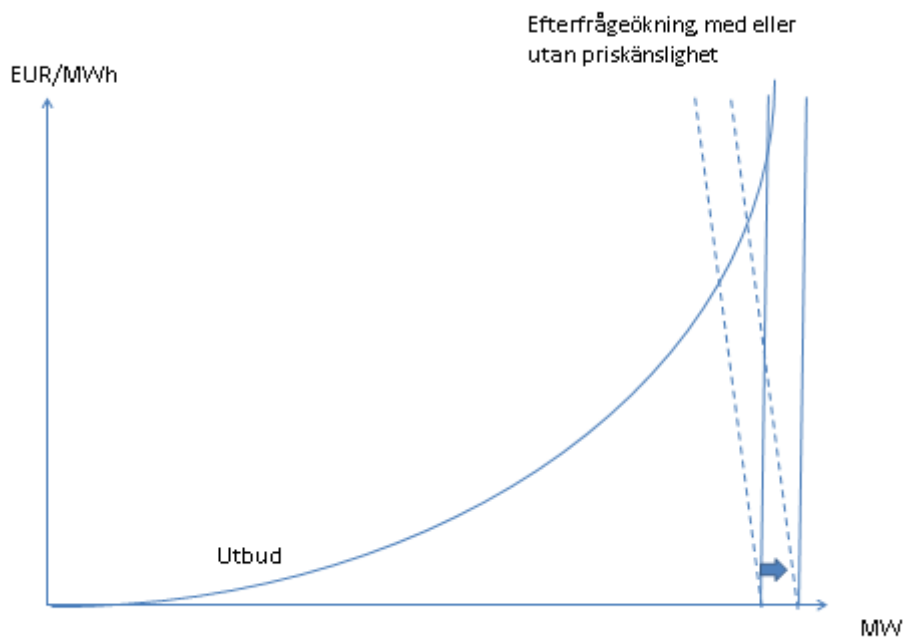
I tabell 1 redovisas Sweco's antaganden för ny produktionskapacitet för 2030 med antagande att EUs och ländernas nuvarande politik fortsätter.

Kraftslag	Verk-ningsgrad	Rörlig kostnad => Rörlig kostnad och årligt underhåll	Fast kostnad =>Investerings- kostnad	Användning	Total kostnad
	%	EUR/MWh	EUR/kW,år	% av året	EUR/MWh
<i>Kolkondens</i>	46	48,6	270	90	82,8
<i>CCGT</i>	56	68,4	115	75	85,9
<i>Gasturbiner (GT)</i>	39	102,1	69	8	200,6
<i>Effektreduktioner</i>		Hög rel GT	Låg rel GT	Låg	
<i>Laststyrning</i>		Låg	?	?	

Tabell 1 Ekonomiska förutsättningar och tillgänglighet för nya kraftverk och förbrukningsfleksibilitet för 2030.

5.2 FÖRBRUKNINGSFLEXIBILITET

Figur 1 visar en efterfrågeökning, t ex beroende på kallt väder, när efterfrågan ligger nära kapacitetstaket. Utan priskänslighet i efterfrågan medför ökningen att det inte går att erhålla balans mellan utbud och efterfrågan. På den nordiska spotmarknaden ransoneras i ett sådant läge alla köpbud med så många procent att balans uppnås med utbudet. Med en priskänslig efterfrågan klaras efterfrågeökningen.



Figur 1 Effekt av efterfrågeökning med eller utan priskänslighet i efterfrågan.

Med en viss priskänslighet i efterfrågan mildras också priseffekten. Det blir en stabilitet i högprisskikten som minskar volatiliteten och oförutsägbarheten.

Med EOM minskar dock viljan att investera i förbrukningsflexibilitet p g a att prisosäkerheten i högkostnadsskikten är hög. Problemet är att det är just denna typ av investeringar som behövs för att minska denna prisosäkerhet. Detta ger ett Moment 22.

5.3 PRISSÄTTNING MED OPTIMALA INVESTERINGAR

5.3.1 PRINCIPEN BAKOM OPTIMALA INVESTERINGAR I ETT VÄRMEKRAFTSYSTEM

De timmar som har den svagaste effektbalansen (hög förbrukning och liten oreglerbar elproduktion samt eventuella problem med baskraftverk och överföringskapacitet) ger priser som bestäms av dyr förbrukningsflexibilitet eller t o m bristkostnadsprissättning (t ex för att ett administrativt pristak finns på spotmarknaderna när balans inte kan upprättas mellan utbud och efterfrågan).

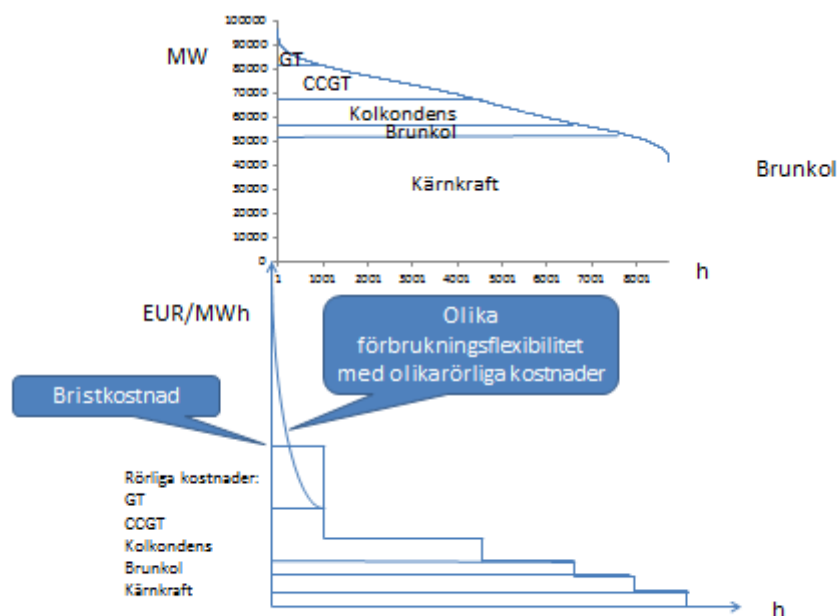
Ju högre utnyttjningstid ett kraftverk, eller förbrukningsflexibilitet, får desto fler timmar finns det att fördela ut de fasta kostnaderna på. På detta sätt blir det lönsamt att ersätta förbrukningsflexibilitet med höga rörliga kostnader men låga fasta kostnader med förbrukningsflexibilitet med lägre rörliga kostnader men högre fasta kostnader. Över en viss utnyttjningstid blir det lönsamt att ersätta förbrukningsflexibilitet med gasturbiner som har lägre rörliga kostnader men högre fasta kostnader. När utnyttjningstiden kommer upp till storleksordningen tusen timmar blir det lönsamt att ersätta gasturbiner med CCGT, med lägre rörliga men högre fasta kostnader. Vid ett antal tusen timmars utnyttjningstid blir kolkondens på samma sätt lönsamt jämfört med CCGT. Går det att bygga kärnkraft eller kraftverk baserade på brunkol kan detta vara lönsamt jämfört med kolkondens – trots att de fasta kostnaderna är störst för dessa kraftslag. Detta kräver dock att dessa kraftverk körs flertalet av årets timmar. På detta sätt är det möjligt att räkna ut ett optimalt dimensionerat värmekraftsystem – genom att räkna ut den utnyttjningstid som ger samma totala ekonomi - från investeringarna med högst rörliga kostnader till dem med allra lägst rörliga kostnader.

De nämnda teknologierna ovan ska ses som exempel. Vid ökande CO₂ priser kan exempelvis CCGT få lägre rörliga kostnader än kolkondens. Ökad andel vind- och solkraft kan också leda till att t.ex. kolkondens får allt för få drifttimmar för att vara lönsamt medan CCGT kan fortsatt vara lönsamt den återstående tiden.

För att få lönsamhet i investeringen i effektreduktioner med högst rörliga kostnader krävs dock ett prispåslag på de rörliga kostnaderna vilket motiverar en bristkostnad i detta skikt med den dyraste efterfrågefleksibiliteten. Utan förbrukningsfleksibilitet skulle det krävas ett prispåslag under alla timmar (storleksordningen tusen timmar) som gasturbiner används för att få lönsamhet i dessa investeringar. Detta är en viktig principiell skillnad mellan en marknad med respektive utan efterfrågefleksibilitet. De genomsnittliga priserna under de timmar som gasturbiner används måste dock bli de samma. Annars skulle inte investeringarna i gasturbiner bli lönsamma.

5.3.2 EN SCHEMATISK BILD AV OPTIMALA INVESTERINGAR

Figur 2 visar hur detta kan gå till. Varaktighetskurvan baseras på en tysk elförbrukning, utan elhandel, på 587 TWh. Denna förbrukning ska täckas med ny kraft; kärnkraft, brunkol, kolkondens, CCGT samt gasturbiner/förbrukningsfleksibilitet utan handel med omkringliggande länder.



Figur 2 Schematisk beskrivning av optimal dimensionering av värmekraftssystem och prissättning.

Priserna i ett sådant optimalt dimensionerat system sätts enligt de rörliga kostnaderna i varje skikt. Även om en stor del av energin täcks av kärnkraft så bestämmer bara kärnkraften priserna under en liten del av årets timmar (de med lägst förbrukning). I figur 2 är brunkolsproduktionen mycket mindre än kärnkraftproduktionen, men priserna sätts av brunkol ungefär lika många timmar som kärnkraft.

5.3.3 NÅGRA FRÅGOR KRING RISKER OCH AVKASTNINGSKRAV

Avkastningskravet på investeringarna har minst betydelse för satsningar med låga fasta kostnader och vice versa beroende på att investeringsbeloppen per kW skiljer sig väldigt mycket mellan förbrukningsfleksibilitet och investeringar i kolkraft eller kärnkraft. Däremot kan avkastningskravet räknat i procent variera för olika typer av investeringar på den framtida kraftmarknaden.

Avgörande för vilket avkastningskrav en investerare sätter på ett projekt är vilken risk som projektet har. Ytterst beror risken på skillnaden mellan projektets bedömda intäkter och kostnader:

- Går det att prissäkra framtida intäkter?
 - Hur säker är framtida produktion? Produktion med lång utnyttjningstid medför att finansiella terminer skulle kunna användas medan produktion med kort utnyttjningstid skulle kräva mer ovanliga finansiella produkter vilket i praktiken är mycket svårare eller omöjligt.
- Går det att prissäkra framtida kostnader?
 - Särskilt viktigt för investeringar med hög andel framtida rörliga kostnader.
- Finns en samvariation mellan intäkter och kostnader? T ex att höga priser på kol, gas och CO2 också ger höga elpriser i ett land/elområde. (Är samvariationen så stor att en aktör inte vill prissäkra framtida intäkter och kostnader, även om så skulle vara möjligt?)
- Hur pass pålitlig är kostnadsbedömningen för själva investeringen?
- Risk för konkurs vid mycket negativa konsekvenser, t ex härdsmälta vid ett kärnkraftverk eller en vattenkraftdamm som brister?
- Skiljer sig riskerna för olika typer av aktörer, t ex kraftföretag med annan elproduktion eller elanvändare som elintensiv industri?

Detta är bara några exempel på frågor av betydelse för risker och riskhantering. Som synes är riskerna många, och varierande för olika typer av investeringar och har dessutom varierande möjligheter till riskhantering. Det är t o m svårt att fånga in hela riskbilden vid "ritbordet", och är givetvis än mycket svårare att hantera riskerna i verkligheten. I verkligheten kanske ett beslut måste grunda sig på en stark tro om framtiden.

Vi gör bedömningen att investeringar i projekt som bygger på tillräckligt många och tillräckligt stora elpristoppar kommer att kräva en högre avkastning än investeringar i baskraft eftersom riskerna är större. Vidare gör vi bedömningen att elanvändare kräver lägre avkastning än kraftföretag vid investeringar i baskraftverk. Därigenom får de en försäkring mot höga elpriser samtidigt som kraftverket medför att elpriserna pressas nedåt vilket gynnar dem som elanvändare. Det kan t o m vara så att de sätter en negativ riskpremie och kan landa på ett avkastningskrav som ligger under deras finansieringskostnader.

I modellberäkningarna har vi dock räknat med samma avkastningskrav för alla typer av investeringar om vi inte uttryckligen anger något annat. Här skulle man givetvis kunna tänka sig olika avkastningskrav, t ex högre för gasturbiner beroende på osäkerhet om frekvens och amplitud på framtida pristoppar.

6 EN FÖRSTA MODELLANSATS ATT RÄKNA UT OPTIMALA INVESTERINGAR

Här redovisas en möjlig metod att beräkna optimala investeringar med en timmodell som Sweco's Apollo. En schematisk beskrivning av tre typer av kraftverk framgår av tabell 2.

Kraftslag	Rörliga kostnader	Fasta årskostnader
<i>Kraftslag A</i>	Låga	Höga
<i>Kraftslag B</i>	Mellan	Mellan
<i>Kraftslag C</i>	Höga	Låga

Tabell 2 Olika nivåer på rörliga och fasta årskostnader för tre olika kraftslag..

Kraftslag A kan vara kärnkraft, brunkols- eller kolkondens. Kraftslag C utgörs typiskt av gasturbiner. Kraftslag B kan vara CCGT, men kan också vara kolkondens jämfört med kärnkraft eller brunkolskondens. Givetvis kan fler än tre investeringsalternativ övervägas. I Sweco's modellkörningar har kolkon-

dens, CCGT och gasturbiner varit alternativen. Här är vi intresserade av rent kommersiella investeringar. Investeringar i förnybar el, som kommer in på olika stödsystem, sätter vi in exogen i modellkörningarna till följd av fattade politiska beslut (t ex EUs förnybarhetsmål efter 2020).

I vissa fall kan både rörliga kostnader och fasta årskostnader vara låga. Då är det givetvis bäst att bara investera i sådana projekt och någon avvägning mellan rörliga och fasta kostnader behöver inte göras. Exempel på detta är vattenkraft- och mottrycksprojekt med låga fasta kostnader. Dessa brukar dock vara begränsade på något sätt i utvecklade länder. Annars hade man redan gjort dessa investeringar.

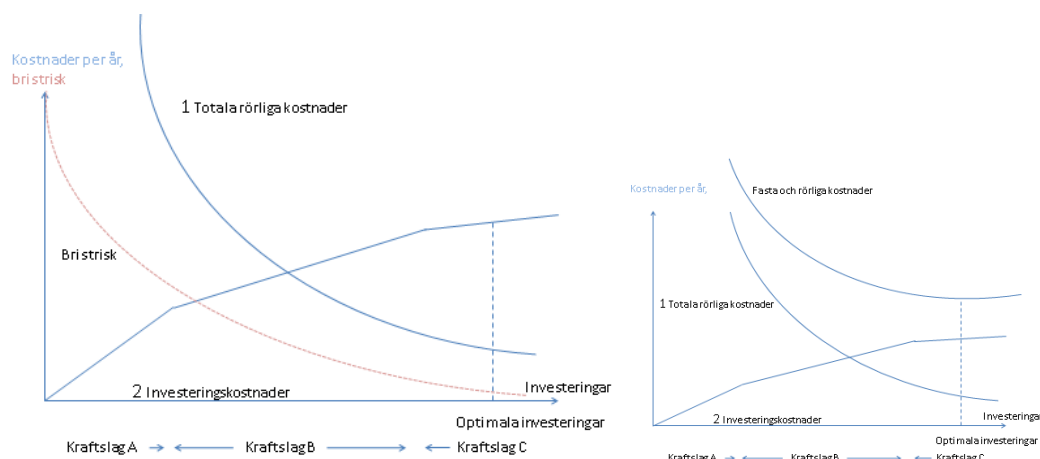
I vissa fall har ett kraftslag både högre rörliga och fasta kostnader jämfört med ett annat kraftslag. Då kan givetvis investeringar uteslutas. Kraftslaget domineras ut. Det kan bero på marknadspriser på bränslen som utesluter kraftinvesteringar. T ex kan prisrelationen mellan kol, gas och olja vid vissa tidpunkter utesluta investeringar i någon typ av fossilt kondenskraftverk.

I figur 3 visas schematiskt de rörliga och fasta kostnaderna för att täcka en viss elförbrukning under ett år. X-axeln visar investeringarna i MW - i den mest ekonomiska typen av nya kraftverk. (Den mest ekonomiska typen av nya kraftverk kan räknas ut med modellkörningar med en lika stor utbyggnad av varje kraftslag. Den totalt sett billigaste kraftverkstypen, m h t både rörliga och fasta kostnader, väljs.)

Kraftsystemet i figur 3 är i utgångsläget underinvesterat med höga bristrisker (kostnaderna för brist utgör en komponent i de rörliga kostnaderna) och gamla ineffektiva kraftverk med höga rörliga kostnader som måste användas. De första investeringarna som görs får hög utnyttjningstid vilket gör att kraftslag A's höga fasta kostnader kan fördelas ut på många timmars drift. Vid tillräckligt stora investeringar sjunker utnyttjningstiden så mycket att kraftslag B's lägre fasta kostnader är att föredra, trots högre rörliga kostnader. Här är bristriskerna lägre och de mest ineffektiva gamla kraftverken har kunnat trängas undan. Vid så stora investeringar att kraftslag C väljs är utnyttjningstiderna så låga att de höga rörliga kostnaderna får mindre betydelse. Här tränger man bara undan de allra dyraste gamla kraftverken som gasturbiner och minskar riskerna för brist.

Det är de totala kostnaderna (se den mindre figuren) som bör minimeras.

Även om figuren är schematisk kan man notera att de rörliga kostnaderna blir mycket större vid underinvesteringar jämfört med överdraget av de fasta kostnaderna vid motsvarande överinvesteringar. Den viktigaste förklaringen är att bristriskerna minskar kraftigt med mer investeringar. Dessutom kan äldre, ineffektiva kraftverk ersättas med nya med högre verkningsgrader och bränslen med förmånligare priser – men i vilken grad detta påverkar de rörliga kostnaderna varierar beroende på hur den befintliga kraftverksstrukturen ser ut.



Figur 3 Rörliga och fasta kostnader för att täcka en viss elförbrukning samt bristrisker, schematisk figur¹.

¹ Rörliga kostnader inkluderar också kostnader för start/stopp och upp/nedreglering samt årskostnader exkl kostnader för investeringarna.

7 DET OPTIMALA VALET AV KRAFTSLAG, OCH HUR MYCKET SOM ÄR OPTIMALT ATT INVESTERA, KAN BERÄKNAS MED MODELLKÖRNINGAR FÖR EN EOM MED ALLT STÖRRE INVESTERINGAR I NY KAPACITET. NÅGRA GRUNDER FÖR EN KM

På en KM går det att garantera att en viss kapacitet finns. Både samhället och olika aktörer slipper därigenom riskerna på en EOM, där kapaciteten riskerar att bli lägre än vad som kan anses vara acceptabelt. Eftersom kostnaderna för underutbyggnad är mycket större än kostnaderna för motsvarande överutbyggnad bör en samhällsekonomsikt effektiv KM designas med en viss överkapacitet. Vi återkommer till ett principiellt resonemang om hur denna säkerhetsmarginal skulle kunna beräknas.

Med en kapacitetsmarknad (KM) kommer inte aktörerna att bestämma hur mycket som investeras som på en EOM. Investeringarna bestäms istället av den kapacitet som köps upp på KM.

För att beräkningarna ska utgöra ett underlag för en samhällsekonomsikt effektiv KM bör de utgå ifrån *samhällsekonomsiska avkastningskrav* på nyinvesteringarna, som skiljer sig från de företagsekonomsiska avkastningskrav som gäller på en EOM.

Med metoden som redovisades i avsnitt 6 kan man få ett underlag för hur mycket investeringar som bör göras på en KM och möjligen hur mycket som bör investeras i olika typer av kraftslag. Även om politiker fattar de slutliga besluten om investeringsnivåerna på en KM bör de ha ett underlag för detta centrala beslut, och då är detta en metod.

Riskerna minskar på olika sätt för olika aktörer med en KM jämfört med en EOM:

- Samhället får önskad kapacitet genom upphandling.
- Det finns möjligheter att erhålla mer samhällsekonomsikt effektiva investeringar.
- Aktörer som investerar i ny kapacitet, oavsett det rör sig om olika typer av kraftverk eller förbrukningsflexibilitet, blir säkrare på intäkterna. Den minskade risken sänker via lägre avkastningskrav kapitalkostnaderna för dessa aktörer.
- För elköparna kommer priserna fluktuera mindre med relativt stabila kapacitetspriser och priser på energimarknaden där bristsituationer med pristopp som följd blir mer sällsynta och egentligen aldrig bör inträffa.

Med en KM finns ett verktyg att erhålla en viss nivå på kapacitet medan detta blir väsentligt osäkrare på en EOM. Där beror investeringarna på aktörernas framtidsbedömningar, och inte minst på de avkastningskrav de ställer. Dessa avkastningskrav behöver inte sammanfalla med samhällsekonomsikt rimliga avkastningskrav. Även till denna fråga återkommer vi, liksom till den närliggande frågan om hur långa kontrakten på KM bör vara med aktörer som tillhandahåller produktionskapacitet eller förbrukningsflexibilitet.

7.1 SWECO'S KAPACITETSMARKNADSMODELL

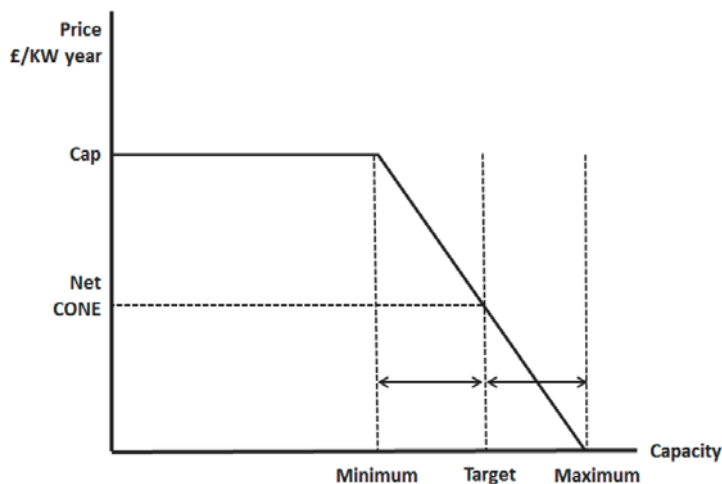
Sweco har gjort en KM-modell som utgår från resultat från Sweco's tim-modell.

7.1.1 EFTERFRÅGAN

Modellen räknar ut en total efterfrågan på kapacitet som ska kunna täckas utifrån landets/elområdets förbrukningstopp med en viss marginal.

Målet i KM-modellen är att nå en balans så att efterfrågan på kapacitet når målet vid Net CONE (Net Cost New Entry). Detta har satts för nettokostnaden (kapitalkostnaden reduceras med vinsterna från EM) för ny CCGT i Tyskland i den nuvarande modellversionen.

I modellen antas 5% lutning på efterfrågan på kapacitet. Vid Net CONE är efterfrågan lika med förbrukningstoppen, med en viss reservmarginal. Vid dubbla kapacitetspriset blir efterfrågan 5% lägre och vid noll i kapacitetspris blir efterfrågan 5% högre med nuvarande modellinställningar.

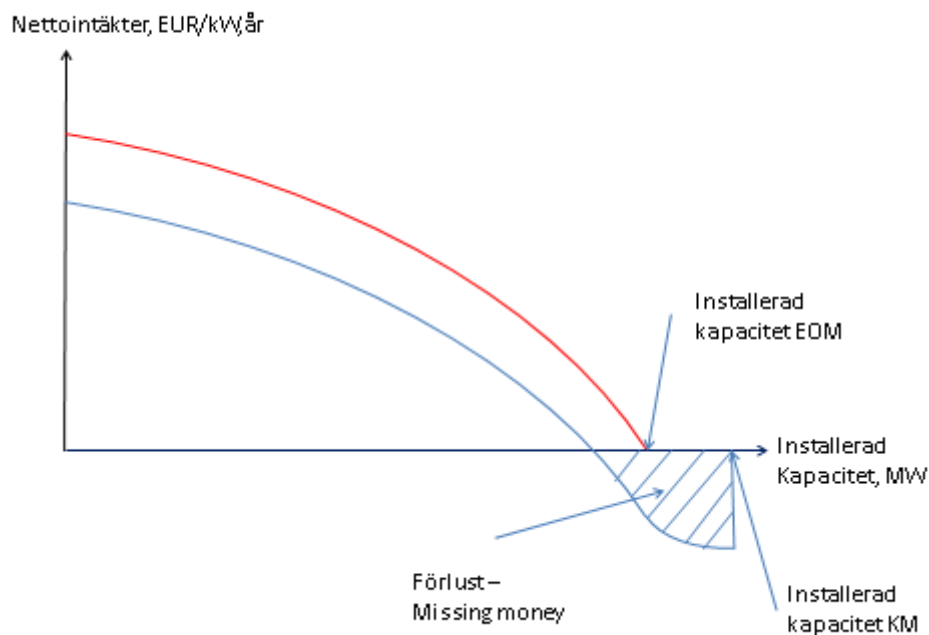


Figur 4 Efterfrågan av kapacitet i KM-modellen.

7.1.2 UTBUD

Från tim-modellen räknas intäkterna för ett kraftverk (pris gånger kraftverkets produktion summerat för alla årets timmar) och subtraheras med de rörliga kostnaderna. Detta ger ett täckningsbidrag för fasta kostnader. Nettointäkterna för kapacitet är detta täckningsbidrag med avdrag för de fasta årskostnaderna fördelat på kraftverkets utnyttjningstid. Vi räknar nettointäkterna i EUR/kW och år. Täcker de årskostnaderna (OPEX) blir det lönsamt att fortsätta att ha ett befintligt kraftverk startklart och täcker de investeringskostnaderna (CAPEX) är det lönsamt att bygga ett nytt kraftverk.

På en EOM investeras optimalt till dess nettointäkterna blir noll. KM-modellens utbud börjar med de kraftverk vars täckningsbidrag inte riktigt täcker årskostnaderna och sedan kommer kraftverken med allt mer negativa nettointäkter och ger utbudet av kapacitet i KM-modellen – men med negativt tecken (kurvan under x-axeln i figur 5). Den installerade kapacitet som har negativa nettointäkter måste få intäkter från en KM för att överhuvudtaget kunna bli lönsamma.



Figur 5 Nettointäkter från tim-modellen med EOM respektive KM. De negativa nettointäkterna blir med omvänt tecken utbud i KM-modellen.

Med en överutbyggnad med en KM kommer priserna på energimarknaden att bli lägre. Nettointäkterna skiftar nedåt. Detta ger negativa nettointäkter för de nya kraftverken, men även för vissa kraftverk som hade varit lönsamma på en EOM. Dessa pengar saknas (s k Missing money), och måste täckas av KM. Resultatet blir sämre lönsamhet för samtliga kraftverk på EM, men vissa kommer att kompenseras av intäkter från KM.

KM-modellens kapacitetspris erhålls där kapacitetsefterfrågan skär kapacitetsutbud. I KM-modellen får olika kraftslag ofta ungefär samma kapacitetspris oberoende av om de har höga eller låga rörliga kostnader och vice versa för kapitalkostnaderna. Om det behövs ny kraft i ett land ligger normalt kapacitetspriserna kring årskostnaderna för nya gasturbiner, som har de lägsta fasta kostnaderna. Om det finns befintlig kapacitet som skulle stängas ned om de inte fick inkomster från kapacitetsmarknaden hamnar kapacitetspriserna kring de fasta drift och underhållskostnaderna för dessa kraftverk. Nettokostnaden för andra kraftslag, med lägre rörliga kostnader, ligger ofta kring samma nivå som investeringskostnaden för gasturbiner. Vilka nya kraftslag som är lönsamma att bygga i ett land beror på kraftstrukturen där ibland alla kraftslagsoptioner är aktuella, ibland några få och i vissa fall bara ett kraftslag.

7.1.3 TILLGÄNGLIGHETER

Följande tillgängligheter har antagits i KM-modellen, och följer i princip de bedömningar Svenska Kraftnät gör i sina effektbalanser.

Kraftslag	Tillgänglighet i KM-modell
	%
<i>Kolkondens</i>	90
<i>CCGT</i>	90
<i>Gasturbiner (GT)</i>	90
<i>Vindkraft</i>	6
<i>Vattenkraft</i>	100
<i>Kärnkraft</i>	90
<i>Mottryck</i>	90
<i>Överföringsförbindelser</i>	90

Tabell 1 Antagna tillgängligheter i Sweco's KM-modell.

7.1.4 HANDEL

I KM-modellen finns också en handel med kapacitet mellan länderna/elområdena. Kapaciteten söker sig till de länder/elområden där kapacitetspriserna är högst. Härvid antas i denna modell 90% tillgänglighet på elförbindelserna. I tim-modellen går handeln mot kortsiktig marginalkostnad varför det inte är säkert att det verkligen blir export trots en kapacitetsexport i KM-modellen. Ett undantag är dock om länder inför ett prispåslag på den egna kapaciteten vid tidpunkter då de riskerar bristsituationer för att minska riskerna för export via kortsiktig handel av den kapacitet man bekostat via en KM. Det strider dock kanske mot nuvarande marknadsregler.

Sammantaget krävs ett antal iterationer med Sweco's EO- och KM-modeller innan en jämvikt erhålls i priserna i de olika länderna/elområdena också för att förhållandena i ett land påverkar andra länder, och då särskilt omkringliggande länder.

7.1.5 DETERMINISTISK MODELL SOM UNDERSKATTAR PROBLEMEN

Sweco's timbaserade tim-modell är deterministisk baserad på ett års timstatistik. Detta innebär att osäkerheten i förbrukning och tillgänglighet underskattas eftersom man i effektsammanhang söker klara t ex en förbrukningstopp som inträffar vart tionde år. Detta är kopplat till den reservmarginal på förbrukningstoppen som kapaciteten ska klara. I modellkörningarna har vi inte räknat med någon reservmarginal alls eftersom förbrukningen och tillgängligheterna är helt kända i modellberäkningarna. Den deterministiska modellen medför att det ändå inte blir några bristtimmar.

I verkligheten behöver man dock reservmarginaler som överstiger 100% eftersom såväl elförbrukning och tillgängligheter i både kraftverk och överföringsförbindelser är slumpmässiga, och i vissa fall kan uppvisa stora avvikelser².

7.1.6 NÅGRA MODELLANTAGANDEN

I modellkörningarna har Sweco hittills räknat med 10% reallt avkastningskrav för alla typer av kapacitetsinvesteringar.

Modellberäkningarna har baserats på samma bristkostnad som i EOM-körningarna, 3000 EUR/MWh. Länder med KM har dock inga timmar med brist i Sweco's modellberäkningar.

8 EN MER FÖRFINAD MODELLANSATS ATT BERÄKNA SAMHÄLLSEKONOMISKT OPTIMALA INVESTERINGAR PÅ EN KM

I avsnitt 6 redovisade vi en metod att beräkna optimala investeringar där t ex Sweco's tim-modell kan användas för att beräkna de kortsiktiga kostnaderna (rörliga kostnader, kostnader för att ha startberedd kapacitet under ett år samt kostnader för start/stopp och upp/nedreglering) och en årlig investeringskostnad. Den årliga investeringskostnaden kräver ett antagande om ett avkastningskrav.

För att kunna erhålla ett samhällsekonomiskt underlag för optimala investeringar behövs en bedömning av ett rimligt samhällsekonomiskt avkastningskrav, som kan skilja sig väsentligt från aktörernas företagsekonomiskt betingade avkastningskrav. Dessutom har vi varit inne på att riskerna underskattas med en deterministisk modell av t ex förbrukning och tillgänglighet som t ex Sweco's tim-modell.

8.1 ETT RIMLIGT SAMHÄLLSEKONOMISKT AVKASTNINGSKRAV

Med metoden vi diskuterade i avsnitt 6 som underlag för en samhällsekonomiskt effektiv investeringsnivå behöver de årliga investeringskostnaderna beräknas utifrån ett rimligt samhällsekonomiskt avkastningskrav. Ju lägre avkastningskrav desto lägre blir de årliga investeringskostnaderna och desto högre blir den optimala investeringsnivån. Hur skiljer sig då ett samhällsekonomiskt avkastningskrav från ett företagsekonomiskt?

I samhällsekonomiska kalkyler brukar en real kalkylränta på 4-7% rekommenderas av nationalekonomer. Den relativt låga nivån, jämfört med de räntor och avkastningskrav som företag lever med, kan bli motiveras med att tur och otur jämnar ut sig för alla de aktörer som agerar i ett land. Samhällets kostnader är summan av kostnaderna för alla aktörerna i landet.

Detta kan jämföras med det reala avkastningskrav på 10% som vi hittills använt i modellberäkningarna, och avkastningskrav för gasturbiner och förbrukningsflexibilitet som troligen är mycket högre än så på en EOM.

8.2 EN MÖJLIGHET TILL STOKASTISKA BERÄKNINGAR MED EN DETERMINISTISK MODELL

För att komma till rätta med problemet att Sweco's tim-modell är deterministisk, och inte modellerar den stokastiska verkligheten där effektbalansen ska hållas ihop under alla timmar - även för år med högkonjunktur, kalla vintrar, varma somrar, lite produktion i vind- och solkraft samt dålig tillgänglighet i värmekraftverk - skulle tim-modellen kunna köras med olika parameteruppsättningar som behäftas med en viss sannolikhet. Summan för sannolikheterna för de olika parameteruppsättningarna ska bli 1.

Bli följande parametrar skulle behöva varieras för att få en bild av osäkerheten som påverkar en samhällsekonomiskt optimal investeringsnivå:

² I Sverige inträffade både 1992 och 1993 två exempel på bortfall av produktionskapacitet som skulle kunnat bli mycket besvärliga om det inte förelåg så stor överkapacitet. I båda fallen upptäcktes ett säkerhetsproblem på en kärnkraftreaktor som behövde åtgärdas. Eftersom fyra andra reaktorer hade samma konstruktion, och därmed samma säkerhetsproblem, stängdes fem reaktorer samtidigt under några månader under 1992. Samma sak, men baserat på ett annat säkerhetsproblem, inträffade sedan ett år senare.

- Förbrukning där timmarna med högst förbrukning har störst betydelse.
- Vind- och solkraft samt annan intermittent elproduktion. Ju lägre produktion vid tidpunkter med hög förbrukning, desto större behov av investeringar.
- Kapacitet i värmekraft som kan bero på tillgänglighet, tidpunkter då gamla kraftverk läggs ned och då nya kraftverk fasas in.
- Utveckling av CO2- och bränslepriser. Om endast investeringar i kolkondens, CCGT och gasturbiner ingår i optimeringen har detta mindre betydelse. Skulle beräkningarna även inkludera vatten- och kärnkraft skulle dessa alternativ gynnas kraftigt vid höga priser.

Givetvis bör scenarierna fånga upp osäkerheten i varje parameter. Fördelningsfunktionerna för förbrukning samt vind- och solkraft torde vara ganska jämna (t ex normalfördelade) medan fördelningsfunktionen för kapaciteten i värmekraft torde vara mer ojämn (ganska stor sannolikhet att de flesta kraftverken går med planerad hög produktion men små sannolikheter att flera större kraftverk oplanerat står still samtidigt).

Samband/korrelation mellan de olika parametrarna bör undersökas när de olika scenarierna tas fram. T ex sambandet mellan förbrukningstoppar och vindkraftproduktion och mellan förbrukning och CO2/bränslepriser beroende på konjunkturläge.

Den samhällsekonomiskt optimala investeringsnivån kan sedan räknas ut som motsvarande investeringsnivå för varje scenario viktat med scenariots bedömda sannolikhet. Detta kommer att ge en högre investeringsnivå jämfört med en deterministisk lösning av den förväntade parameteruppsättningen. Anledningen är att underinvesteringar kostar mer än överinvesteringar.

Skulle bara en modellkörning göras med en deterministisk lösning av den förväntade parameteruppsättningen skulle det vara motiverat att sänka det samhällsekonomiska avkastningskravet ytterligare, vilket skulle ge mer investeringar. Det är dock mycket bättre att räkna med ett reellt samhällsekonomiskt avkastningskrav på 4-7% och göra ett antal körningar för olika scenarier med olika parameteruppsättning så att man slipper göra en skönsmässig (implicit) neddragning av avkastningskravet.

Givetvis blir det krävande att ta fram ett antal scenarier, och för varje scenario göra en bedömning av optimala investeringar. Det borde dock vara möjligt. På detta sätt skulle ett beslutsunderlag för samhällsekonomiskt lönsamma investeringar på KM kunna tas fram. Metoden ovan är ett sätt att ge politikerna ett underlag för detta beslut.

9 NÅGRA DESIGNFRÅGOR FÖR EN KM

Att utforma en KM innebär att ett stort antal frågor måste bestämmas. Här vill vi endast lyfta några frågor av särskild betydelse.

9.1 LÄMPLIG KONTRAKTSLÄNGD PÅ EN KM

En avgörande fråga är hur långa kontrakten bör vara med aktörerna på en KM.

Stoft³ menar att kontrakten bör vara minst ett år. På detta sätt fångas effektbalansen upp under årets olika skeden där t ex förbrukning, vind- och solkraft varierar under årets säsonger.

Eftersom den (kanske) största poängen med en KM är att minska de risker som aktörer upplever på en EOM bör kontrakten inte vara för korta. Därför kan ettårskontrakt vara i kortaste laget och innebära höga avkastningskrav från aktörerna på KM. De måste då väga in riskerna att deras kapacitet inte får betalt efter ett år.

³ Power System Economics, Designing Markets for Electricity, 2002

Det är möjligt att längre kontrakt borde erbjudas för investeringar som har kort utnyttjningstid som gasturbiner och förbrukningsflexibilitet och att investeringar med längre utnyttjningstid, som får en stor del av sina intäkter på EM, kan klara sig med kortare kontraktsperioder.

9.1.1 DYNAMISKA ASPEKTER PÅ EN KAPACITETSMARKNAD

Vid överkapacitet kommer priserna på en KM att sjunka, kanske så lågt att priserna enbart täcker kostnaderna för att ha kraftverk startklara istället för att läggas i malpåse.

Vid överinvesteringar menar Stoft att det snabbt går att reparera på en KM om förbrukningen växer. Med den stagnerande elförbrukningen i Norden och Nordeuropa, och den stora infasningen av vind- och solkraft på icke-kommersiella villkor, kan det dock bli längre perioder med överkapacitet. I ett sådant läge kommer inga investeringar att göras under längre tidsperioder, och man får leva med en eventuell överinvestering under lång tid.

9.2 AVKASTNINGSKRAV SOM SKA BESTÄMMA KAPACITETSPRISERNA

En fråga är om priserna på KM bör sättas enligt samhällsekonomiska avkastningskrav, eller utifrån de avkastningskrav som aktörerna på KM sätter.

Sätts priserna i enlighet med avkastningskraven som aktörerna på KM sätter behövs inget tillskott av skattemedel, vilket de flesta regeringar skulle se som en mycket stor fördel. Detta är också nödvändigt för att kunna upprätthålla en kapacitetshandel mellan olika länder/elområden. Skattesubventioner, även om de kan ha sina motiv, skulle i praktiken intetgöra en sådan kapacitetshandel.

Den samhällsekonomiska kostnaden, att kapacitetspriserna baseras på aktörernas avkastningskrav istället för samhällsekonomiska avkastningskrav, består i att efterfrågan på kraft blir lite för liten till följd av något för höga kapacitetspriser. Denna effekt är liten i utgångsläget, och blir än mindre eftersom en KM medför att aktörernas avkastningskrav minskar jämfört med en EOM.

När det gäller utbudssidan finns inget val. Här är det aktörernas avkastningskrav som måste gälla. Med ett lägre samhällsekonomiskt avkastningskrav skulle man inte få så stort utbud av kapacitet som man eftersträvar.

9.3 BILLIGASTE BUD ELLER UPPDELNING I OLIKA KRAFTSLAG OCH EFTERFRÅGE-FLEXIBILITET

Vi har kommit fram till att investeringarna på en KM bör grundas på ett samhällsekonomiskt avkastningskrav eller kalkylränta. Däremot kommer buden av kapacitet till en kapacitetsmarknad att avgöras av aktörernas egna avkastningskrav. Dessa blir i sin tur beroende på vilken kontraktslängd som erbjuds.

Det enklaste vore att en KM tar in de billigaste buden i EUR/kW fördelat på kontraktets tidsperiod. Investeringar med låga rörliga kostnader skulle få betydande delar av investeringskostnaden täckt av EM och bara behöva få en del av investeringen täckt av KM. Gasturbiner och förbrukningsflexibilitet skulle däremot behöva få merparten, eller hela, investeringen täckt av KM. Med denna ansats skulle sammansättningen av kapaciteten bli vad den blir på KM, och skulle till stor del bero på de avkastningskrav som aktörerna själva sätter – och som kan skilja sig väsentligt från ett samhällsekonomiskt rimligt avkastningskrav.

Ett alternativ vore att dela upp investeringarna som köps upp av KM i olika kategorier för att erhålla en total sammansättning av kapaciteten som är samhällsekonomiskt motiverad. Här kunde KM utgå ifrån den typ av kalkyler vi redovisat ovan och få önskad kapacitet i olika kapacitetsslag. Inom varje kategori skulle man kunna handla upp den billigaste kapaciteten upp till önskad nivå. Ett sådant förfarande torde gynna framförallt gasturbiner och förbrukningsflexibilitet eftersom investeringsnivåerna här skulle baseras på låga samhällsekonomiska avkastningskrav till skillnad från de höga avkastningskrav som dessa aktörer skulle kräva på en EOM.

9.4 STRAFF NÄR AKTÖRER PÅ KM INTE LEVERERAR

Aktörer på en KM ska ha kontrakterad kapacitet, men måste också leverera kraftproduktion eller DR när de blir beordrade att göra så. Annars skulle ju poängen med en KM förloras helt.

Stoft menar att ett straff måste utmätas om en aktör inte aktiverar så mycket effekt som beordras på KM vid ett visst tillfälle. Han menar att straffkostnaden måste vara större än kostnaden för ny effekt i form av nya gasturbiner.

9.5 ANLEDNING ATT BEHANDLA FÖRBRUKNINGSFLEXIBILITET PÅ SÄRSKILT SÄTT?

En fråga är om en KM bör utformas med högt satta priser vid tidpunkter med brist, eller risk för brist. Med en EOM är sådana bristpriser nödvändiga men med en KM har man ett val.

Höga priser vid en eventuell brist(risk) på en KM styr den kortsiktiga driften mot mer produktion och mindre förbrukning. Steven Stoft menar att en kombination mellan KM och pristoppar torde vara bäst för att säkra både lång- och kortsiktig effektivitet.

Bakom åtgärder inom förbrukningsflexibilitet står andra aktörer än de som har elmarknaden som sin huvudmarknad; t ex elintensiva industriföretag och fastighetsföretag. Dessutom är åtgärder inom förbrukningsflexibilitet mer beroende av frekvens och amplitud på pristoppar på en EOM, eller situationer med risk för effektbrist på en KM. Om en KM kan ta bort dessa risker uppstår kanske den största fördelen med KM. Med stora mängder förbrukningsflexibilitet skulle det också uppkomma pristoppar på EM, även om det aldrig blir några bristsituationer. Vi skulle kunna få en marknad med både kortsiktiga prissignaler och säkra investeringar. Priserna på KM skulle kunna hållas nere under fasta kostnader för gasturbiner om den förbrukningsflexibilitet som bjuds in är tillräckligt stor.

Aktörerna är dock inte vana vid elmarknadsfrågor, och har också problem vid förbrukningsflexibilitet som man inte är vana vid från elmarknadens horisont. De är vana att producera industrivaror så billigt och säkert som möjligt, och att alltid leverera efter kundernas önskemål och på utsatt tid.

Buden från industriföretags effektreduktioner kommer därför att vara begränsade i effekt, antal timmar och repeterbarhet beroende på att industriföretaget i förväg inte vågar lova alltför mycket med hänsyn till sina kundåtaganden. (Det kan vara en fördel med kortare kontraktsperioder på KM för dessa företag eftersom de då har bättre kunskap om försäljningsläget.)

Givetvis blir det en intrikat uppgift för dem som ska handla upp för KM att värdera sådana begränsningar i förbrukningsflexibilitets-buden jämfört med buden från konventionell kraftproduktion.

Detta kan vara anledningar för en KM att behandla förbrukningsflexibilitet på ett särskilt känsligt sätt jämfört med bud från kraftföretag.

En mellanvariant kan faktiskt vara att istället för en KM bara köpa upp förbrukningsflexibilitet, och kanske gasturbiner, under något decennium för att få in dessa svåra åtgärder på elmarknaden och sedan återgå till en ren EOM. Den svenska effektupphandlingen skulle delvis kunna ses som ett sådant försök (frånsett upphandlingen av produktionskapacitet som alltid varit en del). Detta skulle kunna vara ett försök att komma åt den Moment 22-liknande situation som beskrevs i EOM-delen där förbrukningsflexibilitet var nödvändig för att öka förutsägbarheten i högprisområdet men inte skulle komma till stånd just för att priserna där var för oförutsägbara.

Simulering av en "Energy Only"-marknad i Nordeuropa – resultat från modellberäkningar

2

Detta kapitel saknas i dagsläget. Arbetet pågår dock och här redovisas kortfattat vad det aktuella kapitlet på sikt kommer att innehålla.

Kapitlet kommer att presentera resultat från simuleringar med Sweco's nya modell Apollo. Utgångspunkten är ett scenario där nuvarande politik i varje land antas fortsätta efter 2020. Resultaten presenteras för de olika länderna i Nordeuropa, huvudsakligen för år 2030. Exempel på sådant som kommer att redovisas i pappret är:

- De genomsnittliga elpriserna för länderna i Nordeuropa presenteras liksom deras volatilitet.
- Genomförda analyser visar att det inte blir lönsamt med nyinvesteringar i Norden i nya kraftverk utan riktade stöd, till skillnad från exempelvis Tyskland. Varaktighetsdiagram för nya och befintliga kolkondenskraftverk, CCGT och gasturbiner i Tyskland redovisas. Detta bygger på den mix och mängd av investeringar i nya kraftverk som beräknats som mest lönsamma med hjälp av Apollo-modellen.
- Det antal timmar med brist som krävs för att investeringar i nya kraftverk ska vara kommersiellt lönsamma redovisas. Även antalet bristtimmar i länder/elområden där kommersiella investeringar inte är lönsamma redovisas.

För mer information:

Johan Linnarsson och Per-Erik Springfeldt, Sweco Energuide AB

På väg mot en elförsörjning baserad på enbart förnybar el i Sverige

3

Det finns i såväl Sverige som i andra länder en diskussion om att öka mängden förnybar el. European Commission har t ex ett framtids-scenario för "Energy Roadmap 2050" som består av 97 procent förnybar energi (European Commission, 2011). I Sverige avser Energimyndigheten att "på eget initiativ starta en utredning om hur Sveriges energisystem kan komma att se ut i framtiden. Framförallt handlar det om att ta fram kunskap om vilka energikällor som på ett kostnadseffektivt sätt kan fylla luckan, om ingen vill investera i ny kärnkraft i Sverige." (Sveriges Radio, 2013)

Syftet med denna rapport är att ge en kvalitativ och kvantitativ förståelse om det förändrade behovet av hur kraftsystemets balansering kan ske vid en mycket större andel variabel förnybar elproduktion än idag. Detta är en tredje upplagan av detta projekt och här studeras möjligheterna att integrera 60 TWh vind- och solkraft i det svenska elsystemet. Detta motsvarar ca 40 procent av produktionen.

Metoden som används i detta pågående projekt är följande iterativa procedur:

1. Gör studier av större mängder sol- och vindkraft i det svenska elsystemet och presentera resultaten i en rapport. Gör denna rapport tillgänglig.
2. Ta del av relevanta kommentarer och baserat på dessa och egna idéer se vilka ytterligare studier som behöver göras.

För mer information:
Lennart Söder, KTH

1	Inledning.....	4
1.1	Planerade fortsatta studier	6
1.2	Om "problem" och "hinder"	7
2	Funktionen i ett kraftsystem	7
2.1.	Att hålla balans i ett kraftsystem.....	8
DEL 1.....		9
3	Sveriges nuvarande elförsörjning.....	9
3.1	Energibalanser	9
3.2	Effektbalanser.....	10
3.3	Prissättning av el	14
3.3.1	Prissättning av vattenkraft	14
3.3.2	Koppling mellan drift och prissättning	15
3.4	Elhandel	15
4	Energimöjligheter	18
4.1	Vattenkraft	18
4.2	Vindkraft	19
4.3	Sol-el.....	25
4.4	Andra tekniker för förnybar produktion och balansering	28
5	Energi- och effektbalanser vid 55 TWh vind- + sol-kraft.....	29
5.1	Exempel 1: 45 TWh vind + 10 TWh sol	29
5.2	Exempel 1: Energibalans – varaktighetskurvor	29
5.3	Exempel 1: Effektvariationer	30
5.4	Exempel 1: Effektbalanser	31
DEL 2.....		33
5.5	Exempel 2: 55 TWh nettotillförsel vid 75 procents begränsning	33
5.6	Exempel 2: Effektvariationer	38
5.7	Exempel 3: 55 TWh vind + sol och ingen kärnkraft	40
5.7.1	Vattenkraftens variation av effekt och månadsenergi.....	42
5.7.2	Behov av övrig produktion	44
DEL 3.....		45
6	Uppdaterad analys för större mängder vind- och sol-kraft	45
6.1	Mer detaljerad simulering av vattenkraften	45
6.2	Test med detaljerad simulering av vattenkraften	47

6.3	Uppdaterad modell för vindkraften med längre blad	49
6.4	Uppdaterad modell för övrig produktion.....	54
6.5	Numeriskt exempel med detaljerad vattenkrafts-simulering	55
6.5.1	Preliminär simulering	57
6.5.2	Preliminär simulering - vattenkraft	58
6.5.3	Preliminär simulering – underskott.....	59
6.5.4	Preliminär simulering – överskott	60
6.5.5	Detaljerad simulering – underskott.....	62
6.5.6	Detaljerad simulering – överskott	63
7	Slutsatser	65
8	Bilaga: Andra rapporter om integration av större mängder variabel förnybar energi	67
8.1	Svenska Kraftnäts rapporter från 2008 och 2012	67
8.2	Kungliga Vetenskapsakademiens Energiutskott.....	68
8.3	Detaljerade vattenkrafts-simuleringar vid KTH	68
9	Bilaga: Hantering av elbalansen inom en timme.....	73
10	Litteraturförteckning	79

1 Inledning

Det finns i såväl Sverige som i andra länder en diskussion om att öka mängden förnybar el. European Commission har t ex ett framtids-scenario för "Energy Roadmap 2050" som består av 97 procent förnybar energi (European Commission, 2011). I Sverige avser Energimyndigheten att "på eget initiativ starta en utredning om hur Sveriges energisystem kan komma att se ut i framtiden. Framförallt handlar det om att ta fram kunskap om vilka energikällor som på ett kostnadseffektivt sätt kan fylla luckan, om ingen vill investera i ny kärnkraft i Sverige." (Sveriges Radio, 2013)

Syftet med denna rapport är att ge en kvalitativ och kvantitativ förståelse om det förändrade behovet av hur kraftsystemets balansering kan ske vid en mycket större andel variabel förnybar elproduktion än idag. Detta är en tredje upplagan av detta projekt och här studeras möjligheterna att integrera 60 TWh vind- och solkraft i det svenska elsystemet. Detta motsvarar ca 40 procent av produktionen.

Metoden som används i detta pågående projekt är följande iterativa procedur:

1. Gör studier av större mängder sol- och vindkraft i det svenska elsystemet och presentera resultaten i en rapport. Gör denna rapport tillgänglig.
2. Ta del av relevanta kommentarer och baserat på dessa och egna idéer se vilka ytterligare studier som behöver göras.

Del 1: Den första upplagan (Söder, Lennart, 2012), 34 sidor, presenterades den 19 november 2012. I denna upplaga studerades möjligheterna att integrera 45 TWh vindkraft och 10 TWh solkraft. I rapporten visas att trots en mycket större andel variabel förnybar kraft så sker inga dramatiska förändringar av kraftsystemets behov att följa med nettoförbrukningen från timme till timme. Nettoförbrukningen avser [förbrukning]-[vindkraft+solkraft] dvs den förbrukning som övriga kraftverk, inom eller utom landet, ska klara av. Anledningen är att vindkraftens variation från timme till timme är relativt liten, under ca 10% av installerad effekt, medan elförbruknings variation är betydligt större. Dessutom tar solkraften en del av variationerna över dygnet. En mer detaljerad studie, där upp till 30 TWh vindkraft har studerats och vattenkraften studerats på älv- och aggregat-nivå, ger liknande resultat, dvs inga dramatiska förändringar av behovet av reglering från timme till timme. En annan aspekt av reglerkraft är förmågan att klara den högsta elförbrukningen i ett system med mycket variabel elproduktion, ofta benämnd högeffektreserver. I rapporten visades att den generella slutsatsen är att storleksordningen i kostnad för att klara denna utmaning är på nivån noll eller enstaka ören per kWh.

I kapitel 3-4, 5.1-5.4 och 8 presenteras resultaten från denna första studie.

Del 2: I den andra upplagan (Söder, Lennart, 2013), 57 sidor, vilken presenterades 7 mars 2013, gjordes ytterligare studier. Det nya bidraget var framför allt att studera ett svenskt elsystem timme för timme, huvudsakligen isolerat från omvärlden, där upp till 55 TWh vind- och solkraft integrerats vid en framtida tidpunkt då kärnkraften avvecklats.

En grundläggande fråga är då vad som menas med "enbart förnybara energikällor". Frågeställningen uppstår eftersom Sverige är en del i det Nordiska elsystemet som i sin tur är en del i det Europeiska elsystemet som i sin tur är kopplat till såväl Afrika (Spanien-Marocko) som Ryssland (till Ural-bergen

via Finland och Baltikum). I hela detta elsystem finns en kontinuerlig handel mellan länder och regioner. Vad som här avses med "enbart förnybara energikällor" är att elproduktionen per år från förnybara elenergi-källor i Sverige ska motsvara elkonsumtionen i Sverige per år. Detta kan dock innebära att vid vissa tillfällen exporteras el, och vid andra tillfällen importeras el. Om man skulle ställa kravet att "ingen el får importeras om den inte kommer från förnybara energikällor" så förbjuder man därmed elhandel eller också får man studera "enbart förnybara energikällor i Europa, Nordafrika och Ryssland bort till Uralbergen". Den systemgräns som här valts är därmed årsstatistik. Detta innebär dock inte att frågan om effektbalans försummas. I denna rapport (se kapitel 5.5-6) studeras Sverige som ett isolerat land, dvs man kan inte räkna med att eventuellt överskott kan exporteras eller att underskott kan importeras. Däremot uppstår såväl överskott som underskott i det studerade systemet och hur detta kan hanteras diskuteras.

Den andra upplagan inkluderar: a) Vilken typ av reglerkraft hanteras/hanteras inte i rapporten (beskrivs nu i kapitel 2), b) frågan om svängmassa vid hög andel kraftverk utan synkronmaskiner (beskrivs nu i kapitel 2, kapitel 9-Bilaga och extra exempel i kapitel 5.5), c) beskrivning av timsimuleringar och utmaningar vid 55 TWh vind+sol och ingen kärnkraft, se kapitel 5.5-5.7.

Del 3: Den nya upplagan är något omstrukturerad för att man tydligare ska se vad som hänt mellan upplagorna. Rapporten har nu totalt 82 sidor. Det som tillkommer i denna upplaga är följande:

- 1) Uppdaterad modell av vindkraft, se kapitel 6.3,
- 2) Uppdaterad modell med en prognos om möjlig kraftvärme, se kapitel 6.4. Kraftvärmen antas också kunna minskas för att minska överskottet av vind+sol, se kapitel 6.5.
- 3) I exemplen antas något högre sol+vindkraft (ca 60 TWh), för att tillsammans med normalårsproduktion av vattenkraft (ca 66 TWh: I tidigare exempel från del 2, var vattenkraftens årsproduktion ca 72 TWh) och tillgänglig kraftvärme (antas nyttja enbart biobränsle) erhålla ett system med nästan enbart förnybar elproduktion (ett visst underskott erhålls och det utreds inte närmare hur detta ska täckas på ekonomiskt och miljömässigt bästa sätt),
- 4) Simuleringsmetoden har kompletterats med att använda en detaljerad modell med dagens (2011) års vattendomar för varje enskilt vattenkraftverk, hydrologisk koppling mellan varje vattenkraftverk samt kapacitet och verkningsgrad för varje kraftverk. Med denna metod kan man studera enskilda veckors detaljbilans, se kapitel 6.5.
- 5) Resultat från en preliminär simulering av ett näst intill 100 procent förnybart svenskt kraftsystem presenteras liksom resultat från två ytterlighets-veckor (underskott respektive överskott) som simulerats på aggregatnivå för vattenkraften, se kapitel 6.5.5 - 6.5.6.

Från den kunskap som hittills tagits fram, inklusive denna rapport, om större mängder vind- och solkraft finns inga oövertigliga hinder (se avsnitt 1.2 för ord-definition) gällande kraftsystemets balansering att, t ex, erhålla 55-60 TWh/år från vind- och solkraft i Sverige. Detta är dock inte detsamma som att frågan är trivial, dvs att detta kan införas inom en vecka, eller att det inte finns några utmaningar! Ur ekonomisk synvinkel behöver dock fler, mer detaljerade, studier göras för att ta reda på hur det mest rationella elsystemet baserat enbart på förnybara energikällor ska se ut. Om man ser detta som en möjlig utveckling kan det mycket väl visa sig att det är ekonomiskt rationellt att redan idag anpassa beslut (regler och investeringar) efter vad som är ekonomiskt rationellt för detta framtida elsystem.

De storheter som används är för elenergi TWh-terawattimmar = miljarder kWh-kilowattimmar, och för eleffekt MW-megawatt = en miljon Watt. Om 1 MW används/produceras under en timme motsvarar det energimängden 1 MWh, Megawattimme. 1 TWh = 1 miljon MWh.

1.1 Planerade och möjliga fortsatta studier

Att analysera kraftsystem på detaljnivå kräver mycket data och olika metoder. Eftersom ett system med 55-60 TWh sol- och vindkraft ligger flera år in i framtiden så kommer det självklart nya teknologier, priser kommer förändras och förutsättningar (t ex elförbrukningsnivå och/eller mer flexibel elförbrukning, möjligheter till elhandel etc) kommer ändras. Detta innebär att det finns ett behov av många olika typer av studier, samtidigt som resultaten gällande framtiden alltid är osäkra:

- a) Beräkningar för olika veckor och olika typer av år: våtår, torrår, vindår etc (nu enbart ett ganska genomsnittligt år)
- b) Hänsyn till transmissionsgränser inom Sverige, och/eller analys av ökat behov av transmission jämfört med dagens planer
- c) Analys av elmarknaden/prissättning i en framtid med mycket mer sol-vind i Nordeuropa. Detta är en stor utmaning då dagens prissättning bygger på marginalkostnadsprissättning och med den metoden finns det stora utmaningar med stor andel kraftverk med mycket låg marginalkostnad, dvs vind och sol. Det kan dock påpekas att just denna problematik även gäller vid stor andel kraftvärme och kärnkraft då även dessa har mycket låg marginalkostnad. Om man i dagsläget gör tanken att Norge+Sverige skulle vara en isolerad marknad med dagens marknadsmodell (priset sätts av förväntad driftskostnad i den värmekraft som sparad vatten skulle kunna ersätta) så skulle priset i Norge+Sverige ligga på kärnkraftens eller kraftvärmens driftkostnad. Det skulle ge låga priser med inga kraftproducenter skulle få intäkter som täcker kostnader! Norge+Sverige är helt beroende av kraftledningar till omvärlden för att kunna importera ett pris som är tillräckligt högt för att täcka kostnaderna i dagens kraftverk.
- d) Analys av inverkan av ej perfekta vind- och sol-prognoser. I den detaljerade vattenkraftsimuleringen har antagits "perfekta" prognoser vilket leder till ett deterministiskt problem. Det finns en viss risk att detta överskattar vattenkraftens reglerförmåga, även om en tidigare studie (Söder, Lennart, 1994) (där icke perfekta prognoser simulerades på driften av vattenkraften i övre delen av Ume-älven) visat att den huvudsakliga påverkan från vindkraftsvariationer på vattenkraften är att den varierar mer. Detta hade i den studien större betydelse än just frågan om osäkra prognoser. Anledningen till detta är att det går relativt fort att planera om vattenkraften. Det kan dock finnas en "älvtröghet" på så sätt att man först planerar att en viss mängd vatten kommer behövas längre ner i älven senare, men om vinden ökar kanske inte denna vattenkraft (längre ner) behövs, men då har man ju redan släppt iväg vattnet. Frågeställningen gäller hur stort detta problem kan vara. Det vore intressant att göra studier av motsvarande slag på ett större system, t ex Sverige och därmed få en uppfattning om värdet av bra prognoser, och konsekvenser av om de inte är bra.
- e) Samordna den här använda metoden med en studie av, åtminstone, Norden för att se hur den totala balanseringen skulle kunna se ut.
- f) Närmare kunna uppskatta transmissionskapaciteten mellan områden då mängden vind- och solkraft ökar. Skillnaden på vind- och solkraft jämfört med traditionella kraftverk är att de traditionella kraftverken har en synkronmaskin där det är relativt enkelt att styra spänningen och denna reglerförmåga är ofta hög i dessa kraftverk

- g) Studera den mest ekonomiska metoden att även få toppkapacitet från enbart förnybar energi. Möjligheterna inkluderar förbrukningsstyrning, gasturbiner som drivs med biogas-biobränsle, power-to-gas (att använda överskott och generera gas som kan användas i gasturbiner vid underskott) etc.

Det finns ett mycket stort antal övriga studier som är möjliga att göra. En utmaning vid alla typer av större beslut är att många detaljstudier kräver tid/resurser/kompetens. En viktig fråga är också att men ju kan fatta successiva beslut i denna fråga. I, t ex, Spanien, Portugal och Irland har man ca 17 procent vindkraft (av årsenergin) idag och mycket i deras system har justerats efterhand när man har sett behoven som uppstår. 17 procent vindkraft i Sverige skulle motsvara ca 25 TWh, dvs ca hälften av den nivå som studerats här. Exakt upplägg av vilka vidare studier som ska göras diskuteras för närvarande (oktober 2013).

1.2 Om "problem" och "hinder"

När det gäller integration av större mängder vind- och solkraft kommer frågan ofta upp om detta innebär några "problem" eller om det finns några "hinder" för denna utveckling.

För denna typ av diskussion är det centralt att man har samma bild av vad dessa ord betyder.

Enligt Bonniers Svenska Ordbok betyder "problem": *uppgift (att lösa): (besvärligt) ärende, fråga; (personliga el. sociala) svårigheter.*

Om man tar den första betydelsen: "uppgift (att lösa)" så är det många *problem* med att integrera stora mängder vindkraft. Detta på samma sätt som övriga *ingenjörsmässiga utmaningar*, dvs att lösa ett problem på ett så rationellt sätt som möjligt. På KTH anordnar vi tentor och där har vi *problem-1*, *problem-2* etc. Med denna betydelse så finns det många utmaningar och stort behov av att få fram ekonomiskt/tekniskt/miljömässiga lösningar.

Enligt Bonniers Svenska Ordbok betyder "hinder": *ngt som står i vägen för, hindrar; ngt som hämmar verksamheten.*

Självklart finns det utmaningar att förändra även kraftsystemet, men av de studier som gjort hittills har inte några oöverstigliga hinder identifierats.

2 Funktionen i ett kraftsystem

Ett kraftsystem består av kraftverk, generatorer samt de ledningar, kablar och transformatorer som kopplar ihop alla kraftverken med de olika elförbrukarna. Till detta kommer mät- informations- och skyddssystem som används för att hantera hela systemet på ett effektivt sätt.

Funktionen i kraftsystemet är att:

1. Se till att konsumenterna erhåller den efterfrågade effekten (t ex en 60 W-lampa), när de trycker på on-knappen. Detta ska fungera oavsett om det är haverier i kraftverk, blixten slår ner i en ledning, en utlandsförbindelse havererar, det blåser etc. Detta är detsamma som att kontinuerligt upprätthålla en balans mellan total produktion och total konsumtion.
2. Se till att konsumenter får en rimlig spänning, t ex ca 230 V, i vägguttaget. Om spänningen avviker för mycket fungerar inte utrustningen som avsett.

3. Punkten 1-2 ska upprätthållas med rimlig tillförlitlighet. Denna är aldrig 100,000... procent, eftersom detta är orimligt dyrt.
4. Punkt 1-3 ska upprätthållas på ett såväl ekonomiskt som hållbart sätt.

I denna rapport behandlas huvudsakligen punkten 1, 3 och 4 ovan, dvs hur man i ett framtida elsystem med stor andel förnybar kraft upprätthåller balansen mellan produktion och konsumtion på ett rimligt sätt.

2.1. Att hålla balans i ett kraftsystem

Det är fysiskt omöjligt att "göra av med el", t ex använda en 60 W lampa, utan att det exakt samtidigt tillförs exakt samma mängd produktion på något sätt. Det är därmed fysiskt omöjligt att "låna" energi. På samma sätt är det fysiskt omöjligt att producera el utan att denna exakt samtidigt konsumeras. Detta innebär därmed att i samtliga elsystem så gäller alltid att

$$\text{total elproduktion} = \text{total elkonsumtion inklusive förluster}$$

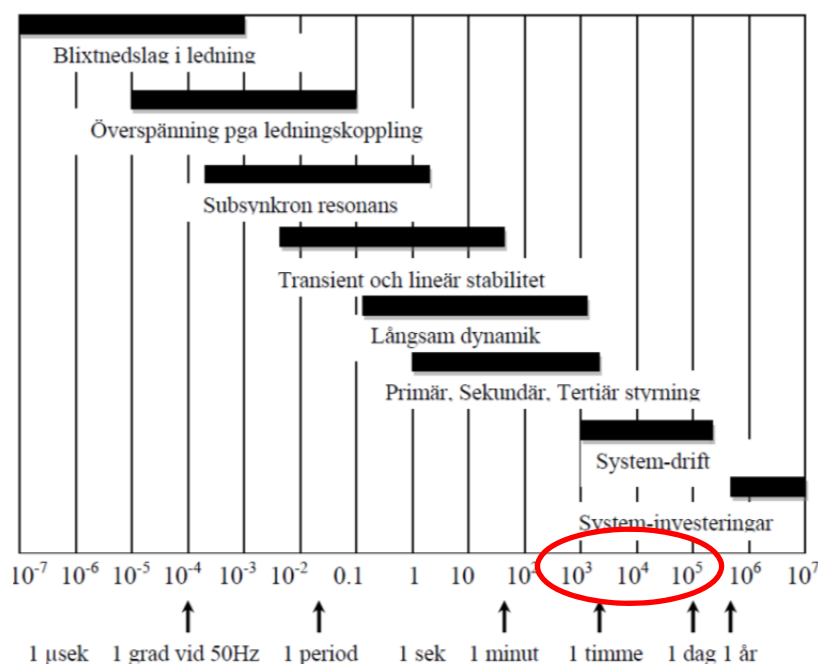
Detta är inte en "önskan" utan gäller definitionsmässigt alltid. Ett extremt exempel är ett totalt haveri i elsystemet då ekvationen ovan innebär att det är noll på båda sidor, dvs ingen elproduktion och ingen elkonsumtion. I de flesta kraftverk finns dock en svängmassa, dvs rotorn i generatoren som tillsammans med själva turbinen roterar. Detta innebär en upplagrad energi, dock väldigt liten i praktiken om man tittar på ett sådant kraftverk så gäller:

$$\text{turbineffekt} + \text{ändrad effekt i svängmassan} = \text{elproduktion}$$

Detta innebär i praktiken att om elproduktionen plötsligt ökar och turbineffekten (t ex mängden vatten genom ett vattenkraftverk) inte ökar exakt samtidigt, så kommer denna extra effekt istället från svängmassan som därmed bromsas och rotationshastigheten minskar.

Utmaningarna i ett kraftsystem kan klassificeras enligt Figur 1. Som framgår av figuren finns det fenomen som blixtnedslag i elledningar (vilka leder till överspänningar som ofta ger ett överslag till stolpar, vilket i sin tur leder till en kortslutning vilket i sin tur leder till att ledningen kopplas bort, vilket antingen leder till elavbrott, eller att strömmen flyttas till en parallell-gående ledning) som sker på mikrosekundskala upp till investeringar som kan ta fler år. Samtliga fenomen i Figur 1 måste kunna hanteras för att elförsörjningen ska fungera tillfredsställande.

Med "reglerkraft" avses här att man håller balans mellan total produktion och konsumtion inom tidsintervallet timme till dygn, men för att detta ska fungera måste även de andra fenomenen kunna hanteras. Ett exempel är att om man har en viss elförbrukning under en timme (energi/timme, MWh/h) så ändras normalt förbrukningen kontinuerligt inom timmen, och även dessa förändringar måste kunna hanteras. Under de senaste åren i Sverige har bedömningen varit att den huvudsakliga utmaningen vid större mängder vindkraft är just i detta intervall (timme-dygn) och inte vad som sker från sekund till sekund. Detta är skälet till att endast detta perspektiv behandlades i version 1.0 av denna rapport. Vid stora mängder vind- och solkraft kan dock även snabbare fenomen, dvs ändringar från sekund-sekund, innebära utmaningar.



Figur 1 Tids- och frekvensintervall för olika fenomen i ett kraftsystem (Lennart Söder, 2011). Med "Reglerkraft" avses intervallet timme till dygn.

Mer detaljer om denna hantering inklusive viss hantering ner till sekundnivå beskrivs i mer detalj i Bilaga: Hantering av elbalansen inom en timme.

DEL 1

Stora mängder sol- och vindkraft innebär strukturellt 3 olika utmaningar:

- Sol- och vindkraft varierar efter väderleken medan konsumenter vill ha el när de trycker på on-knappen. Dessa variationer måste hanteras.
- Ibland är det mycket sol- och vindkraft och frågan är om det då finns tillräckligt med förbrukning
- Ibland kan elförbrukningen vara hög medan sol- och vindkraften producerar på låg nivå och frågan är då hur dessa situationer hanteras.

Del 1 behandlar huvudsakligen fråga A. ovan, men vissa studier av fråga C studeras också.

3 Sveriges nuvarande elförsörjning

3.1 Energibalanser

Den svenska energiförsörjningen har under de senaste 20 åren byggt på en stor andel vattenkraft och kärnkraft. På senare år (2009-2012) har dock kärnkraften producerat på en lägre nivå än tidigare. Vattenkraftens årsproduktion varierar mellan olika år beroende på tillrinningen från regn och snösmältning, samt beroende på hur mycket vatten som sparas mellan olika år. Den "normala" vattenkraftsproduktionen baserat på beräkningar med underlag för tillrinningarna (1960-2010) är 65,5 TWh och lagringskapaciteten i de svenska vattenkraftsmagasinen är 33 TWh (Svensk Energi, 2011). Tillrinningen från regn och snösmältning varierar dock och extremvärden har varit 55 TWh (1996 – "torrår") och 79 TWh (2001 – "våtår"). Vid torrår använder man normalt mer av vattnet

sparat från året innan och under våtår så sparar man mer till nästa år. Detta gör att elproduktionen inte varierar lika mycket som tillrinningen mellan olika år.

Förutom vattenkraft och kärnkraft finns i Sverige elproduktion inom industrin (så kallat industriellt mottryck) samt i kraftvärme (man producerar elkraft och fjärrvärme samtidigt). I vissa extrema situationer används också elproduktion i oljeeldade kraftverk (Karlshamn) och i gasturbiner (också fossilbränsle).

Vindkraften har ökat under de senare åren genom att fler vindkraftsverk byggs. Även vindkraften varierar mellan olika år, på grund av olika väder, men dessa variationer är något mindre än vattenkraftens variation mellan olika år (Söder, Lennart, 1999).

Elproduktion från solceller är mycket liten i Sverige för närvarande, men i t ex Tyskland har det varit en mycket stor expansion under senare år.

Tabell 1 visar elproduktionen i Sverige under de senaste åren

Kraftslag	2009	2010	2011	2012
1-Vattenkraft [TWh]	65,3	66,8	66	78,0
2-Kärnkraft [TWh]	50	55,6	58	61,4
3-Vindkraft [TWh]	2,5	3,5	6,1	7,2
4-Kraftvärme – bio+avfall [TWh]	5,5	6,5	5,5	5,4
5-Kraftvärme – olja, kol, gas [TWh]	3,8	5,9	3,9	3,3
6-Industriomottryck – bio [TWh]	5,5	5,8	5,5	5,7
7-Industriomottryck – olja, kol, gas [TWh]	0,4	0,4	0,9	0,5
8-Kondens – olja [TWh]	0,7	0,5	1	0,61
9-Total elproduktion [TWh]	133,7	145	146,9	162
Andel förnybar elproduktion [procent]	58,9%	57,0%	56,6%	59,4%
Import (+), export (-)	4,7	2,1	-7,2	-19,6
Total konsumtion	138,4	147,1	139,7	142,4

Tabell 1: Elenergiproduktion fördelat på kraftslag (Svensk Energi, 2011), (Svensk Energi, 2012)

Andelen förnybart beräknas som den andel av total produktion som kommer från vattenkraft, vindkraft och biobränslen, dvs $(\text{rad } 1+3+4+6)/(\text{rad } 9)$.

3.2 Effektbalanser

I ett elsystem hålls i praktiken en kontinuerlig balans mellan produktion och konsumtion. Det finns ingen egentlig "lagring" i själva nätet utan så fort som konsumtionen ökar så finns det system som gör att också produktionen ökar exakt lika mycket. Samma system (den så kallade frekvensregleringen) gör att en ökning av vindkraftsproduktionen direkt medför minskning i annan produktion (i Sverige vattenkraft) om elförbrukningen antas konstant.

Ibland används uttryck som "elbrist" eller "elöverskott", men dessa termer är inte tekniska (i fysiken är det omöjligt med konsumtion utan produktion) utan snarare ekonomiska, där "elbrist" avser att någon vill förbruka el, men det finns ingen kapacitet, medan "elöverskott" avser att det finns kraftverk som egentligen inte borde byggts då de inte används på ett rationellt sätt.

Det är en utmaning att komma fram till hur man ska få in tillräckligt med kapacitet i ett elsystem så att man mycket sällan behöver koppla bort kunder (som egentligen vill fortsätta konsumera).

Utmaningen i det nordiska systemet är kopplat till extrema väderlekar (mycket kallt under längre tid) som gör att elvärmda hus i stora delar av Sverige samtidigt används på hög nivå. Utmaningen är också kopplad till el-tillgången i grannländerna, dvs om de samtidigt har hög elförbrukning och om deras möjligheter att exportera till Sverige under dessa tillfällen. I Sverige är dessa situationer mycket ovanliga (några timmar och inte vartenda år), vilket gör att man måste ha tillgång till effekt som nästan aldrig används. Om man, till exempel, bygger en gasturbin som enbart används 5 timmar varje år så är kostnaden för elproduktionen i detta kraftverk 60 kr/kWh. Det är bland annat detta som medfört att man idag har ett stort intresse av att få till ett system så att kunder kan få betalt om de minskar konsumtionen. Om man t ex stänger av sin elpanna (5 kW) under den timme när gasturbinen annars behövs så sparar man en kostnad om 300 kr för elsystemet förutsatt att gasturbiner därmed inte behöver byggas. Det finns många som är beredda att minska sin elkonsument, eventuellt med ett automatiskt system, om man får den ersättningen. Flera studier har gjorts för Sverige gällande detta, se t ex (Fritz, 2006)

För att hantera extrema situationer och förhindra att elkunder ofrivilligt kopplas bort, har vi i Sverige infört ett speciellt system, den så kallade Effektreserven, vilket bland annat inneburit en speciell lagstiftning (Svenska Kraftnät, 2012). Enligt denna upphandlar Svenska Kraftnät inför varje vinter maximalt 1750 MW kapacitet, vilket kan vara såväl kraftverk som frivillig (betald) minskning av konsumtionen. Denna upphandling innebär att de som kontrakteras får en fast ersättning för vintern, till skillnad från andra elproducenter som enbart får betalt då de producerar.

I Tabell 2 sammanställs hur de senaste effekttopparna hanterats. Det kan påpekas att man i denna statistik studerar energi per timme [MWh per timme], motsvarande genomsnittseffekt [MW] per timme. Vilka kraftverk som används en given timme bestäms av deras tillgänglighet (de måste fungera) och det pris de önskar få betalt för att köra (är kravet högre än verkligt pris körs inte

Kraftslag	Installerad effekt [MW]	21 dec 2009 16-17 [MW]	8 jan 2010 17-18 [MW]	22 dec 2010 17-18 [MW]	23 feb 2011 08-09 [MW]
Förbrukning		24180	25390	26700	26000
Vattenkraft	16197	12040	13250	10900	12330
Vindkraft	2899	90	310	330	240
Bio+avfall	3195	3830	4000	3380	2480
Fossilt bränsle	4793				
Kärnkraft	9363	5330	6070	8700	7930
Effektreserv	Prod. + kons.	Ja - i SE4	Ja	Ja – låg nivå	Nej
Totalt:	36447	21290	23660	23310	22980
Import – Norge	3595		188	801	606
Import – Danmark	2440		958	1543	1769
Import – Finland	2450		9	715	-235
Import – Tyskland	600		598	296	260
Import – Polen	600		0	0	0
Total import:	9685	3180	1750	3370	2400

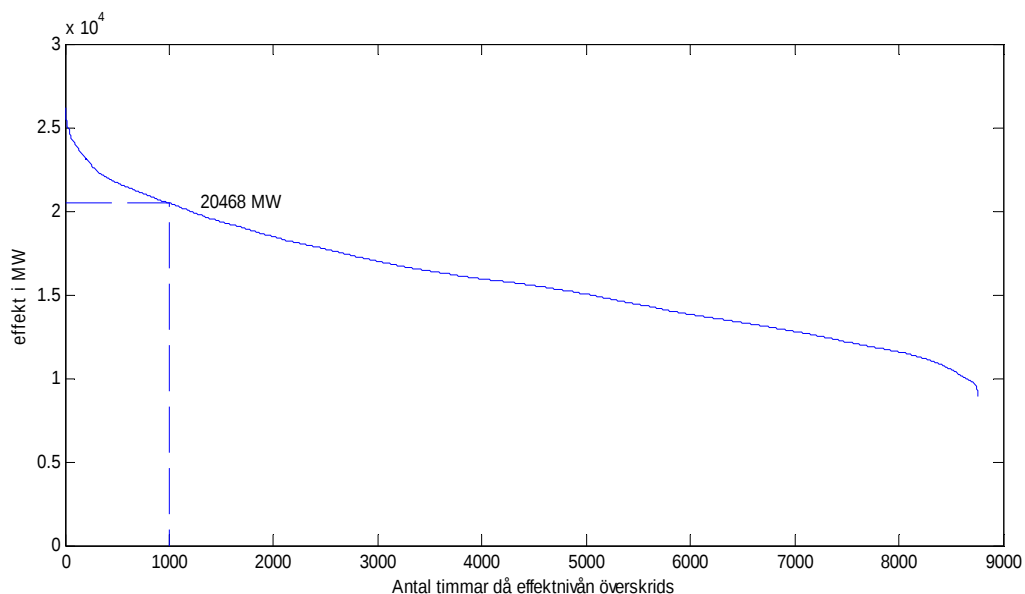
Tabell 2 Installerad effekt från (Svensk Energi, 2011), Last- och produktions-data från (Svenska Kraftnät, 2001-2011), Import-data från (Nordpool spot, 2010-2011)

kraftverket). Mer om prissättning i avsnitt 2.3. De timmar som sammanställs nedan är de timmar som haft högst förbrukning per kalenderår. Det kan påpekas att ibland finns istället statistik för "högst

elförbrukning per vinter”, vilket ibland ger andra tidpunkter. I verkligheten måste effektbalans upprätthållas varje timme (och sekund) medan tabellen enbart visar genomsnitt per timme.

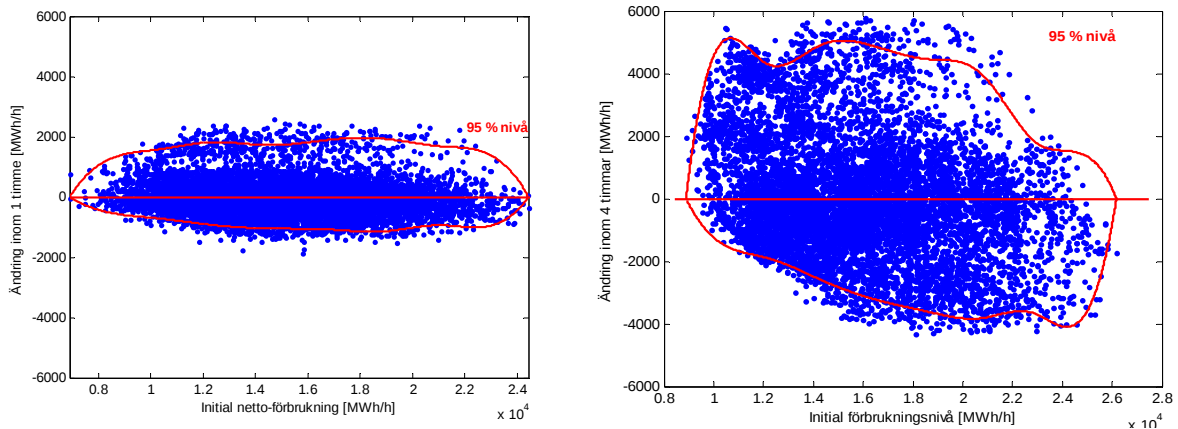
Toppkonsumtionen är viktig, speciellt när det gäller hur mycket effekt som måste finnas tillgängligt, antingen som produktion inom landet eller som import utifrån. Det kan också finnas möjligheter att minska elkonsumtionen med olika åtgärder.

Det är dock inte bara toppförbrukningen som är intressant utan även generellt hög förbrukning samt hur lång tid förbrukningen är på hög nivå. Ett sätt att beskriva detta är med en varaktighetskurva. Denna visar hur lång tid en viss nivå överskrids. I Figur 2 visas en varaktighetskurva för svensk elförbrukning år 2011. Denna kurva erhålls genom att man tar alla elförbrukningsnivåer under året och sorterar dem i fallande ordning. Den visar, till exempel, att den högsta elförbrukningen var 26174 MW (överskrids aldrig = 0h) och den lägsta var 8884 MW (överskrids alltid = 8760h). Av figuren framgår också att under 1000 timmar var elförbrukningen högre än 20468 MW. Detta innebär, till exempel, att om man har tillgång till 20468 MW hela året så behöver man mer effekt (import eller annan produktion) under 1000 timmar.



Figur 2 Varaktighetskurva för elförbrukningen i Sverige 2011

Förutom toppförbrukning (Tabell 2) och hur vanlig en situation är (Figur 2), så måste kraftsystemet även klara av att hantera förändringar. Det innebär att när elförbrukningen ökar eller minskar så måste vissa kraftverk följa med så att produktion = konsumtion i varje ögonblick. Exempel på detta visas i Figur 3, där ändringarna avser energi/timme.

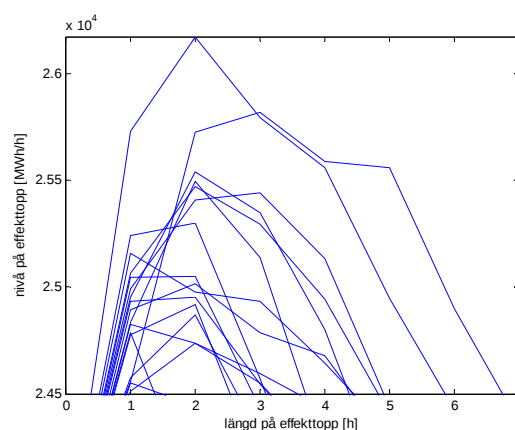


Figur 3 Ändring av elförbrukning i Sverige under 2011 under 1 timme (vänster) respektive 4 timmar (höger). Data från (Svenska Kraftnät, 2001-2011)

I Figur 3 visas samtliga effektändringar för 2011 för 1 respektive 4 timmar i form av punkter. Den vänstra figuren visar att förbrukningsökningen under en timme var mindre än 2000 MW under 95 procent av tiden medan förbrukningsminskningen under en timme var mindre än 1000 MW under 95 procent av tiden. Under 4 timmar är motsvarande data ca 5000 MW för ökningarna och 4000 MW för minskningarna. Avseende 4-timmars-ändringar så framgår att stora ökningarna inte är vanliga vid hög elförbrukning, vilket är naturligt, och att större minskningar inte heller är vanliga vid låga nivåer. Detta har betydelse för vilka marginaler man behöver ha vid driften av kraftsystemet.

För det svenska systemet kan nämnas att vattenkraftsproduktionen är ca 65 TWh/år motsvarande en genomsnittseffekt om 7400 MW. Vattenkraftverk kan ändra sin produktion inom 5-10 minuter vilket gör att dessa kraftverk är mycket flexibla. En möjlig begränsning som alltid måste beaktas är den hydrologiska kopplingen där vatten från ett kraftverk kommer fram till nästa inom en viss tid och då måste det finnas utrymme i det magasinet.

En annan relevant fråga är hur länge som effekttoppar varar. I dagsläget är frågan inte så central, men i en framtid då man kan klara kortare effekttoppar genom flexibel elförbrukning och/eller lagring, så spelar längden på effekttopparna roll. För de data som analyserats här, dvs svenska elförbrukningen 2011 gäller längd på effekttoppar enligt Figur 4. Den högsta elförbrukningen under 2011 var 26174 MWh/h.



Figur 4: Utseende på effekttoppar under 2011 som funktion av tiden.

Figuren visar, till exempel, att den längsta effekttoppen över 24500 MW varade i 6 timmar.

3.3 Prissättning av el

Producenterna av el behöver intäkter för att kunna finansiera drift av och reinvesteringar i sina kraftverk. Prissättningen i Sverige går till på följande sätt.

Vi utgår från en viss timme, kl 8.00-9.00

1. Dagen innan, senast kl 12, ska kraftbolagen lämna in ett bud för hur mycket de vill ha betalt i kronor per MWh produktion. För kraftverk som drivs med bränsle (kärnkraft, kraftvärme) ligger budet ofta i nivå med driftskostnaden, dvs de vill åtminstone ha betalt för bränslet. För vattenkraft, se nedan. För Sverige måste man ange vilket delområde i Sverige som budet avser. Det finns fyra områden i Sverige.
2. Svenska Kraftnät och motsvarande organisationer i våra grannländer har innan 12.00 gjort en uppskattning av hur mycket el som kan transporteras mellan de olika svenska områdena, samt till/från grannländer för den givna timmen.
3. De som säljer el i de olika områden skickar in sina bud på vad de är beredda att betala för att köpa el. Normalt ligger det så högt så att de får det som de efterfrågat.
4. För varje område i Sverige sätts sedan ett pris. Priset sätts på en nivå så att produktionen blir lika stor som konsumtionen i varje område. Vad gäller mellan områden så går alltid elen från ett område med lågt pris till ett område med samma eller högre pris.

Detta är den huvudsakliga prissättningen för närvarande. En konsekvens av denna metod är att såväl produktion som konsumtion bygger på prognoser för vad man tror behövs flera timmar in i framtiden. Detta gör att man har andra system för att justera för dessa förändringar (Elbas, så kallad "intra-day"-handel respektive reglermarknaden inom timmen). Dessutom är inte konsumtionen konstant inom varje timme. Som framgår i Figur 2 så kan konsumtionen ändras med 2000 MW mellan olika timmar och balansen måste hållas kontinuerligt.

3.3.1 Prissättning av vattenkraft

Vattenkraft har en direkt driftskostnad som är mycket låg. Vattnet är i princip gratis. Vatten kan dock lagras i magasin. I Sverige har vi en total magasinskapacitet om ca 33,7 TWh (Svensk Energi, 2011). Detta innebär att ägarna till vattenkraftverken kan välja när vattnet ska användas, dvs vid ett visst tillfälle eller spara till senare. Om vi tar situationen ovan, dvs en viss dag kl 8.00-9.00. När vattenkraftsägarna väljer vilket pris de vill ha för sin vattenkraft så är alternativet till att sälja det just denna timme att spara det till framtiden. Om man tror att man kan sälja det sparade vattnet en vecka senare och då få 400 kr/MWh (= 40 öre/kWh) så vill man åtminstone få samma pris om man ska sälja det just denna timme. Detta innebär att prissättningen av vattenkraft beror på:

- a) Möjligheter att spara vatten, vilket beror på tillrinning och utrymme i magasinen
- b) Elpriset i framtiden i den situation som man sparar vattnet till

Båda dessa faktorer är osäkra vilket gör att olika bolag kan göra olika bedömningar. Dessutom varierar förutsättningarna beroende på vårflod, kall vinter, regnig höst etc vilket medför att priset på vattenkraft varierar stort över året och mellan olika år. Det kan påpekas att företagen prissättning av vattenkraft i princip inte står i motsättning till ett samhällsekonomiskt utnyttjande av vattnet! Vid mycket höga elpriser används normalt bränsleeldade kraftverk med mycket höga driftskostnader

någonstans i elsystemet, normalt inte i Sverige utan i våra grannländer. Ur ekonomisk synvinkel är det bra att man minskar användningen i dessa kraftverk och det är därmed bra att man så mycket som det är möjligt sparar vatten till dessa tillfällen. Det bästa är därmed att använda vattenkraften när elen är som dyrast vilket dagens prissättningsmekanism bör leda till.

Det kan dock tilläggas att när man studerar ett visst år i efterhand så har vattenkraftägarna nästan alltid gjort fel, dvs de har t ex sparat för mycket vatten från höst till vår (ger högre priser på hösten) eller för lite (ger högre priser på våren). Man måste dock beakta att detta just är en efterhandsanalys, och det är inte lätt att avgöra vad som är strategiskt beteende och vad som berodde på att man "trodde fel".

3.3.2 Koppling mellan drift och prissättning

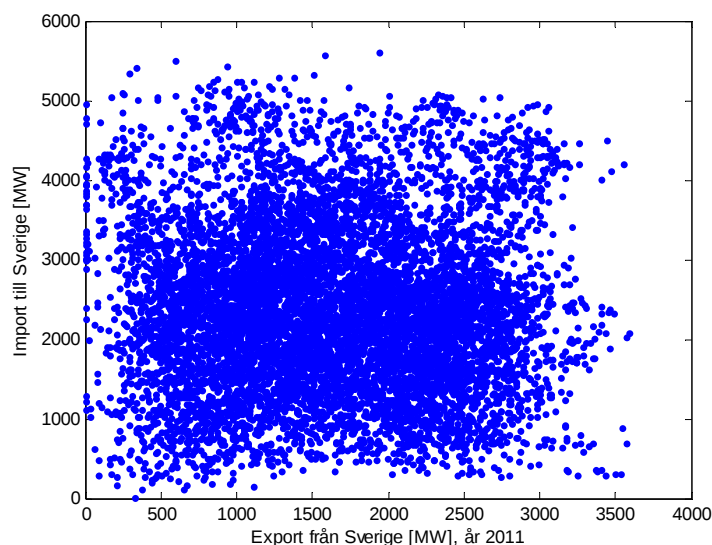
Elförbrukningen varierar kontinuerligt. Detta medför att elproduktionen också måste variera på samma sätt. Ska producenterna producera mer vid ett visst tillfälle måste därmed priset vara högre vid detta tillfälle. Detta göra att priset i princip följer med i takt med konsumtionsändringen. Hög konsumtion motsvarar högt pris och låg konsumtion motsvarar lågt pris. Det finns dock stora mängder vattenkraft i Sverige och grannlandet Norge. Det gör att vattentillgången får en central betydelse på veckomedelvärdet på elpriset. Mycket vattentillgång går att man inte behöver den dyrare bränsle drivna kraften vilket ger lägre pris.

Av stor betydelse är även elhandeln mellan olika områden och länder. Om elpriset är högre i Tyskland än i Sverige under en given timme så säljer man så mycket som möjligt till Tyskland. Om elpriset, å andra sidan är lägre i Tyskland så importerar Sverige istället under den timmen.

Detta system måste beaktas när man studerar tabell 2 ovan, dvs hur elsystemet och dess resurser utnyttjades vid en hög elförbrukning. Att Sverige importerar betyder att import var den billigaste lösningen vid detta tillfälle, dvs billigare än att använda ytterligare svenska kraftverk. Kan också tilläggas att 23 feb 2011, 08-09 så exporterades 235 MWh till Finland samtidigt med hög elförbrukning i Sverige. Elhandeln ger ett mer utjämnat pris mellan olika områden och gör att man kan dela på resurser. Alla länder behöver inte ha kapacitet att klara alla interna extrema situationer eftersom dessa inte inträffar exakt samtidigt i alla länder.

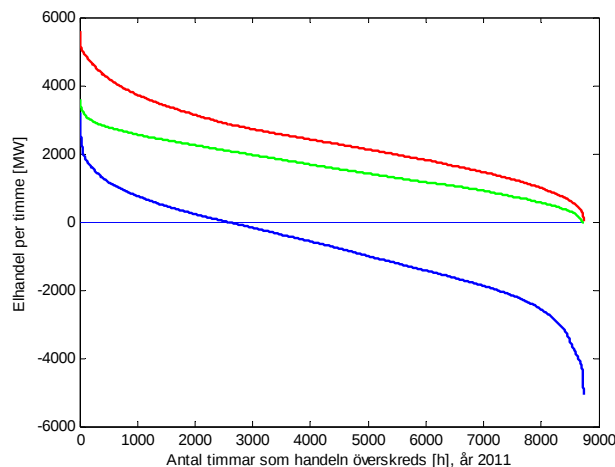
3.4 Elhandel

Sverige har en relativt stor möjlighet att handla med grannländerna. Som framgår av Tabell 2 har Sverige en import-kapacitet om 9685 MW, och ungefär lika stor exportmöjlighet. Hur denna handelsmöjlighet utnyttjas beror på elpriset i Sverige och i grannländerna. Elen flyter från områden med lägre pris till högre pris, eller mellan områden med samma pris och då från områden med överskottsproduktion till områden med underskottsproduktion. I Figur 5 visas ett exempel på vilken elhandel Sverige hade med grannländerna under 2011.



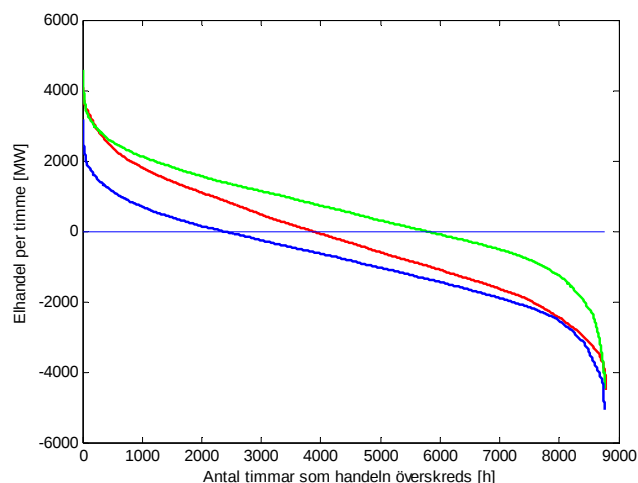
Figur 5 Elhandel mellan Sverige och grannländerna under 2011 (Nordpool spot, 2010-2011)

Varje punkt i Figur 5 visar en specifik timme, dvs hur mycket import och export det var under varje timme. Från figuren framgår att det ofta är både import och export. Det finns ett par timmar utan export, men endast en med ingen import. Den genomsnittliga mängden el som transporteras genom Sverige (dvs minimum av export och import) var under 2011 1400 MW, motsvarande 12,3 TWh energi som därmed transporterades genom Sverige.



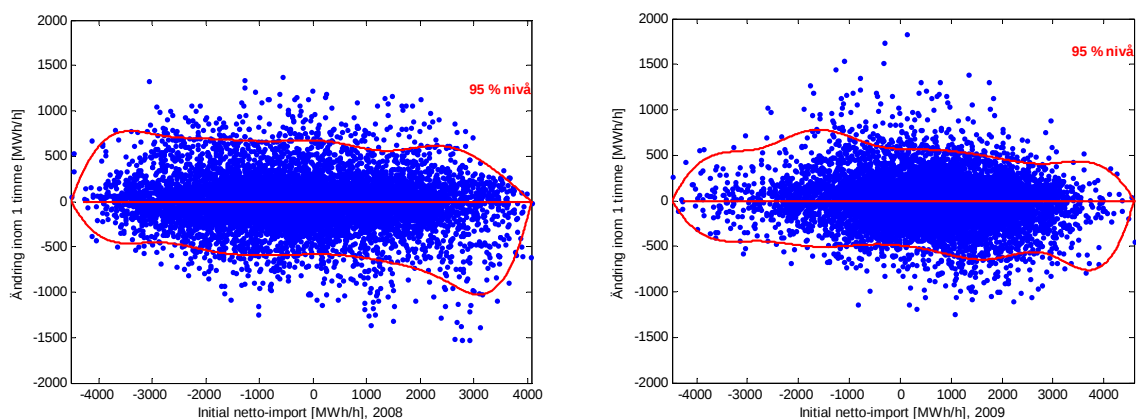
Figur 6 Varaktighetskurvor för export (översta kurvan), import (kurvan i mitten) och nettoimporten (nedersta kurvan) för Sverige, år 2011. (Nordpool spot, 2010-2011)

Ett annat sätt att visa på elhandeln är att studera varaktighetskurvor, där man kan se hur vanligt olika nivåer på import och export är. Under 2011 var exporten högre än importen, dvs nettoimporten var huvudsakligen negativ, se Figur 6. Nettohandeln varierar mellan olika år. I Figur 7 visas varaktighetskurvor för nettoimporten för tre olika år. Under 2009 (översta kurvan) var det nettoimport på årsbasis medan det under 2008 och 2009 var nettoexport på årsbasis.



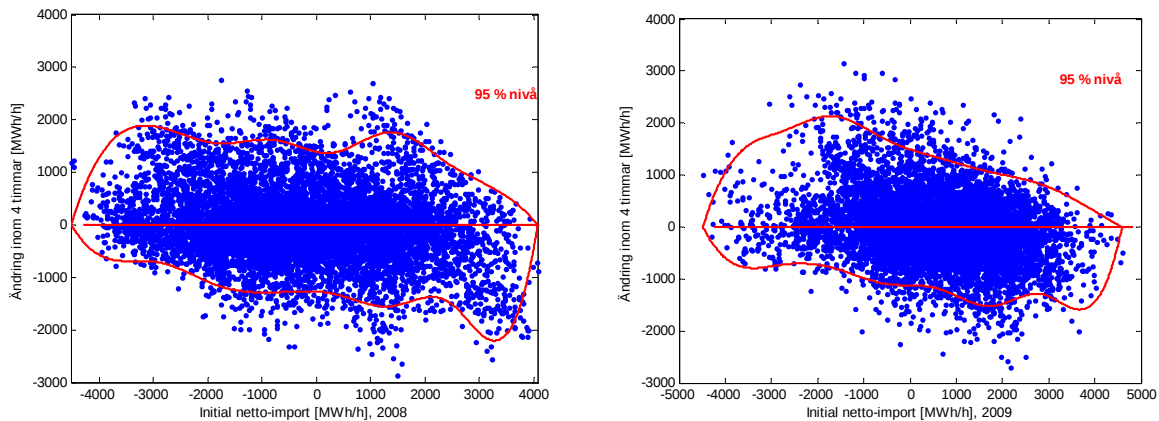
Figur 7 Varaktighetskurvor för nettoimport för Sverige för 2008 (mitten), 2009 (överst) och 2011 (nederst), (Svenska Kraftnät, 2001-2011)

För att kunna balansera förbruknings- och andra variationer (t ex från vindkraft) i Sverige och i grannländerna så ändras elhandeln från timme till timme. Hur stora dessa förändringar är kan visas i grafer på samma sätt som visades i Figur 3 för elförbrukningen.



Figur 8 Ändring av nettoimporten till Sverige under 2008 under 1 timme (vänster) och 2009 (höger). Data från (Svenska Kraftnät, 2001-2011)

Figur 8 visar hur nettoimporten till Sverige ändrades inom en timme för de två åren 2008 och 2009. Figur 9 visar motsvarande för ändringar inom 4 timmar.

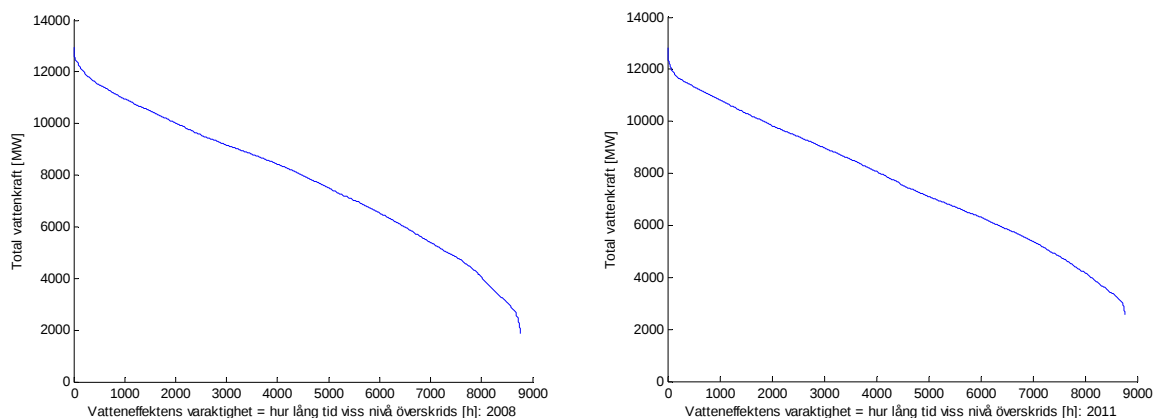


Figur 9 Ändring av nettoimporten till Sverige under 2008 under 4 timmar (vänster) och 2009 (höger). Data från (Svenska Kraftnät, 2001-2011)

4 Energimöjligheter

4.1 Vattenkraft

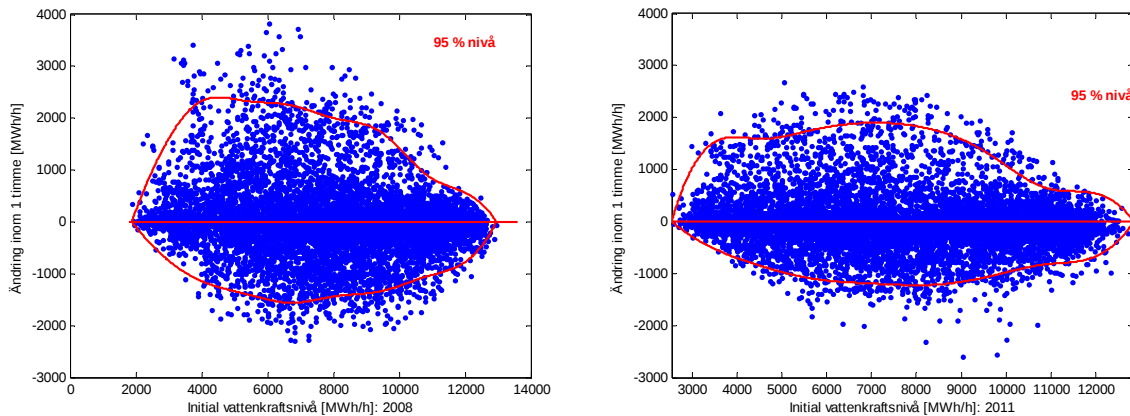
Vattenkraften bidrar till en stor del av Sveriges Energiförsörjning. Produktionen varierar mellan olika år beroende på nederbörd och hur mycket som sparas mellan olika år. Den installerade effekten är 16197 MW (se Tabell 2), men det är inte så vanligt att den installerade effekten används av olika anledningar. I Figur 10 visas varaktighetskurvor för hur vattenkraften användes i Sverige under 2008 och 2011.



Figur 10 Varaktighetskurva för vattenkraftsproduktionen under 2008 (vänster min=1875 MW, max=12951 MW) och 2011 (höger min=2546 MW, max=12839 MW). Data från (Svenska Kraftnät, 2001-2011)

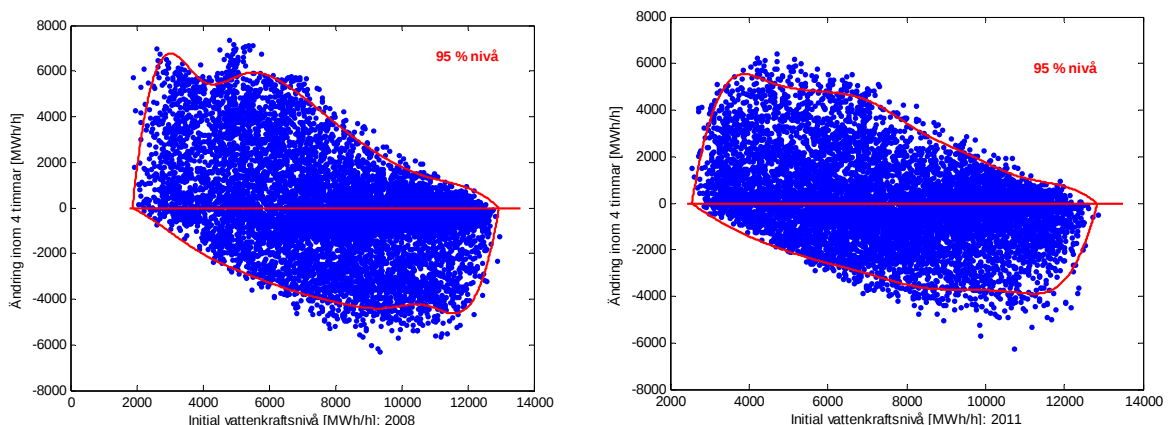
Som framgår av Figur 10 så har för dessa två år effekten varierat mellan ca 2000 och 13000 MW. Vattenkraften är det kraftslag i Sverige som varierar mest och används för att balansera produktion och konsumtion. Skälet till att just vattenkraften används är att övriga kraftverk (huvudsakligen kärnkraft, kraftvärme, vindkraft och industriellt mottryck) har lägre marginalkostnad (= extra kostnad för att producera ytterligare en MWh) än elpriset och pga detta vill man därför av ekonomiska skäl använda dessa kraftverk så mycket som det går.

Vattenkraftens variation kan också, på samma sätt som för elförbrukningen, beskrivas med hur vanligt olika ändringar är, se Figur 11



Figur 11 Ändringar av vattenkraftens produktion inom en timme för 2008 (vänster) och 2011 (höger). Data från (Svenska Kraftnät, 2001-2011)

Som framgår av dessa figurer så användes vattenkraften mer för snabbare reglering under 2008 (upp till ca +3500 MW mellan två timmar), medan den maximala ökningen under 2011 var ca 2500 MW mellan två timmar. Motsvarande data för ändringar inom 4 timmar visas i Figur 12.



Figur 12 Ändringar av vattenkraftens produktion inom fyra timmar för 2008 (vänster) och 2011 (höger). Data från (Svenska Kraftnät, 2001-2011)

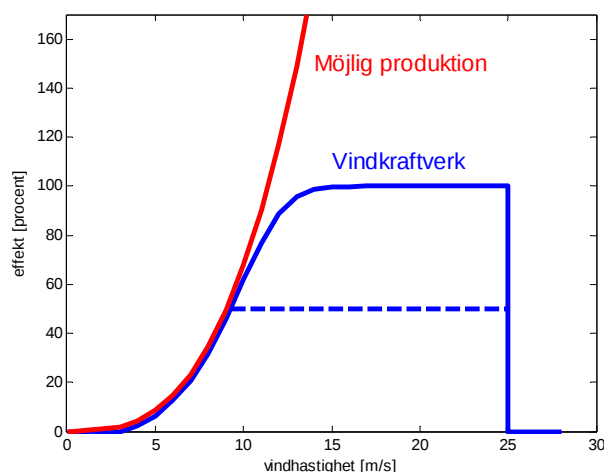
Även för fyra-timmarsreglering var ändringen något högre för vattenkraften under 2008 (ca +7000 MW) medan ändringen under 2011 var upp till ca +6000 MW.

4.2 Vindkraft

Ett vindkraftverk producerar el från vinden. Energin som tas upp kommer från den rörelseenergi som finns i vinden. När man tar ut energin minskar vindhastigheten, dvs det blåser mindre på läsidan av vindkraftverket än på lovartsidan där vinden kommer ifrån. Det är inte tekniskt möjligt att ta ut all

energi ur vinden eftersom det skulle innebära att det är vindstilla på läsidan av vindkraftverket. Man kan visa att man maximalt kan ta ut 59 procent av energin i vinden i ett vindkraftverk (Betz lag).

Figur 13 visar hur mycket energi man kan få ut från ett visst vindkraftverk (Magnusson, 2004) samt hur mycket energi som teoretiskt (beaktat 59 procent möjligt) går att få ut från vinden.



Figur 13 Vind-effektfunktion för ett vindkraftverk

Som framgår av figuren så tar man ut så mycket som möjligt upp till ca 11 m/s. Därefter begränsas produktionen. Detta sker genom att man flöjlar bladen. Mellan ca 17-25 m/s får man maximal effekt. Orsaken till att man gör detta är att man annars måste bygga kraftigare generator och maskiner så att mer effekt kan erhållas. Samtidigt är vindar över 11-12 m/s mycket ovanliga så man gör en ekonomisk bedömning av vilken effektnivå som är lämplig för en given vindturbin, dvs en given längd på bladen.

Figur 13 visar också en streckad kurva där man halverar den maximala effekten i vindkraftverket genom att flöjla bladen redan vid ca 9 m/s. Konsekvensen av detta blir a) man får ut mindre energi, b) man får oftare maximal effekt. Av detta framgår tydligt att man inte kan värdera ett vindkraftverk efter hur ofta man får maximal effekt. I praktiken innebär en mycket lång tid med maximal effekt att man oftare flöjlar bladen, dvs man "spiller" vindenergi eftersom den inte används.

Vindkraften har ökat i Sverige under de senaste åren.

Tabell 3 visar utvecklingen under de senaste 9 åren.

År	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Årsenergi (TWh)	0,9	0,9	1,0	1,4	2,0	2,5	3,5	6,1	7,1
Installerad effekt 31 dec [MW]	452	493	583	832	1085	1448	2019	2899	3744

Tabell 3: Vindkraftens utveckling i Sverige 2004-2012, (Energimyndigheten, 2012), (Svensk Energi, 2011)

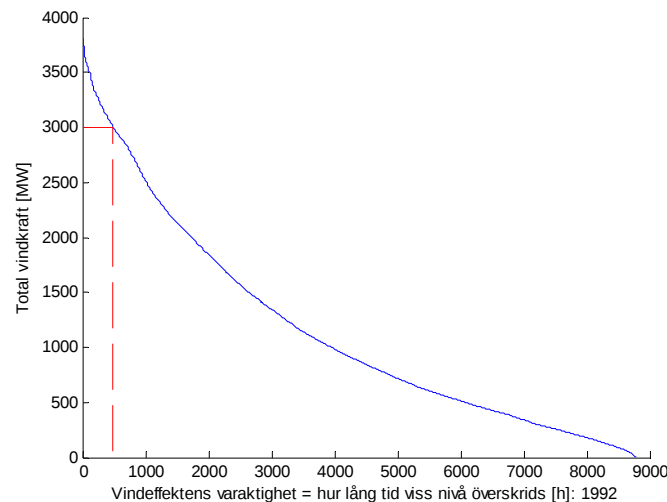
För framtiden finns en mycket stor potential för vindkraften.

- I (Svensk Energi, 2011) framgår att: " Svensk Energi gjorde en egen investeringsenkät år 2008 som visade på en total investeringsvolym om 300 miljarder kronor fram till år 2018 under förutsättning att vindkraften fortsätter att byggas ut till nivån cirka 17 TWh år 2020. Vindkraften står för cirka en tredjedel av den totala volymen."
- Svenska Kraftnät gjorde en sammanställning 2010-2011 med en viss uppdatering 2012. Både on-shore och några off-shore ingick. En grov uppskattning var att ca hälften av projekten då var i stadiet "indikation/scanning", det allra tidigaste stadiet. Siffran blev 45 000 MW och omfattar vindkraftprojekt som SvK, Vattenfall, Fortum och E.ON antingen redan har anslutet eller fått förfrågningar om. Med förfrågningar avses allt ifrån lösa frågor till "regelrätta" anslutningsansökningar.
- En kartläggning av Sveriges länsstyrelser tillståndsansökningar för vindkraftverk gjordes under 2012 och av alla ansökningar, motsvarande 80 TWh producerad vindkraft per år, förväntas ungefär hälften av ansökningarna att få tillstånd, med en stor del av dem placerade i norra Sverige (Söderberg, 2013).
- Energimyndigheten har tagit fram ett "planeringsmål 30 TWh vindkraft i Sverige år 2020" (Energimyndigheten, 2007)

Det kan nämnas att om man tar Svenska Kraftnäts sammanställning så innebär nivån 45000 MW ca 100 TWh i årsproduktion från vindkraften. Om man antar att hälften av detta blir av så motsvarar det 50 TWh/år. Nivån innebär att om man i Sverige, t ex, skulle införa ett fastprissystem och betala ca 1 kr/kWh skulle produktionen bli mycket stor, säkert över 50 TWh. Men i dagsläget har Sverige ett elcertifikatsystem vilket medför att om det byggs mer än vad certifikatsystemet är gjort för så kommer certifikatspriset att bli mycket lågt vilket kraftigt skulle försämra ekonomin för vindkraftsbolagen.

För analys av vindkraften i denna rapport har här använts de data som finns presenterade i rapporten (Magnusson, 2004). Resultatet från den studien utgörs av tidsserier av effektproduktionen för 56 vindkraftsanläggningar i Sverige baserat på tänkta geografiska placeringar. Huvudscenariot, vilket används här, är 4000 MW vindkraft fördelat över hela landet. Detta ger som genomsnitt en elproduktion per år om ca 10 TWh. Från denna rapport kan man ta fram elproduktion per timme för dessa 4000 MW för åren 1992-2001. Vindkraftverket som används i rapporten har vind-effekt-kurva enligt Figur 13. Studien bygger på verkliga vinddata från 1992-2001 så den ger en realistisk bild av hur vindkraften skulle kunna variera. År 1992 har här valts då det ger en årsproduktion som ligger nära 10 TWh: 10,2 TWh.

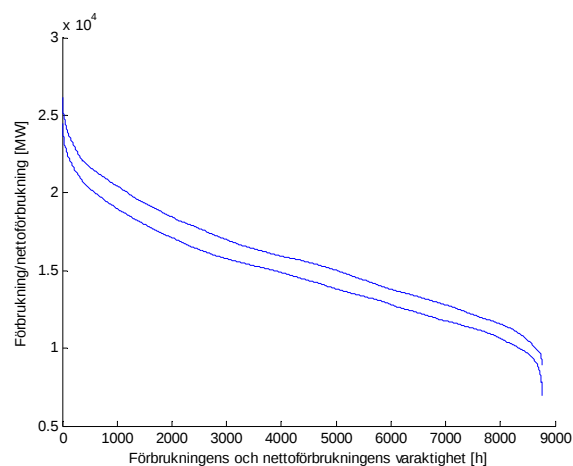
Vinden varierar kontinuerligt och eftersom elproduktionen varierar med vinden enligt Figur 13 varierar också elproduktionen. Figur 14 visar varaktighetskurvan för vindkraften enligt data beskrivna ovan, dvs 4000 MW vindkraft spritt över hela Sverige för året 1992.



Figur 14 Varaktighetskurva för vindkraft i Sverige. Baserat på vinddata för 1992

Maximal produktion blev 3808 MW. Nivån 3000 MW överskred under 488 timmar, dvs under 5,6 procent av året. Lägsta nivån var 0,5 MWh/h och inträffade 18 maj kl 02-03.

Av intresse för kraftsystemet är hur vindkraften samvarierar med elkonsumtionen. Utmaningen är att klara den övriga produktionen på ett säkert sätt, dvs skillnaden mellan elkonsumtion och vindkraft, den så kallade netto-produktionen = elförbrukning – vindkraft. Om man antar att man har 2011 års konsumtion och 1992 års vindkraftsproduktion kan man beräkna detta. Det kan tilläggas att i dessa beräkningar har vindkraftsproduktionen den 29 februari tagits bort, då 1992 var ett skottår vilket 2011 inte var. Resultatet visas i Figur 15.



Figur 15 Varaktighetskurva för elförbrukning (överst) och nettoförbrukning (nederst) i Sverige. Baserat på elförbrukning för 2011 och vinddata för 1992.

Den översta kurvan i Figur 15 visar samma resultat som Figur 2, dvs varaktighetskurvan för elförbrukningen 2011. Den maximala förbrukningen var 26174 MWh/h. Om man för varje timme beräknar nettoförbrukning (som ska klaras av andra kraftverk) så erhålls den nedre kurvan när man lägger timvärdena efter varandra i fallande storleksordning. För nettoförbrukningen är maxvärdet 24445 MWh/h, dvs en minskning med 1729 MWh/h. Minsta elförbrukningen är 8884 MWh/h medan den minsta nettoförbrukningen är 6902 MWh/h, dvs en minskning med 1982 MWh/h. Som framgår

att figuren och dessa två data så är minskningen ungefär lika stor för samtliga nivåer. Det kan tilläggas att en årsproduktion om 10,2 TWh motsvarar en genomsnittlig produktion om 1157 MW.

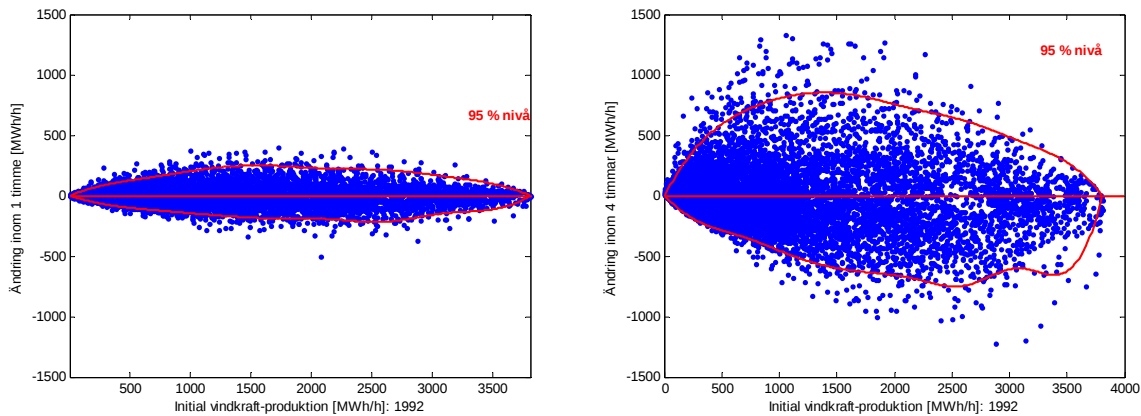
Det bör dock påpekas att man här tagit elförbrukning och vindkraft från olika år. Frågan är då hur representativa dessa data är när man i verkligheten ska ta elförbrukning och vindproduktion från samma tid. Den egentliga frågan är om det är någon korrelation, dvs samvariation, mellan elförbrukning och vind. Över året finns en positiv korrelation eftersom det både blåser mer och är högre elförbrukning under vintern. Frågan är dock hur det ser ut just vid hög elförbrukning. I Tabell 4 har vindkraftsproduktionen som använts ovan (Magnusson, 2004) för åren 1992 studerats för de tillfällen då elkonsumtionen varit som högst för varje år. Datum och tidpunkt för högsta elförbrukning per år har hämtats från (Svensk Energi, 1992-2001).

Datum	tid	Maximal förbrukning [MW]	Vindkraft [MW]	Andel av installerad effekt [procent]	Andel av årsgenomsnitt [procent]
1992-01-20	08-09	23900	459,9	11,5	40,3
1993-12-14	16-17	24400	468,0	11,7	41,0
1994-02-14	08-09	24400	1134,8	28,4	99,4
1995-12-21	08-09	24400	1312,1	32,8	114,9
1996-02-07	08-09	26300	549,8	13,8	48,2
1997-02-17	08-09	25500	1941,1	48,5	170,0
1998-12-07	16-17	24600	2253,0	56,3	197,4
1999-01-29	08-09	25800	823,7	20,6	72,2
2000-01-24	08-09*	26000	520,5	13,0	45,6
2001-02-05	17-18	26800	1915,8	47,9	167,8
Genomsnittligt värde:			1137,9	28,4	99,7

Tabell 4: Vindkraftens tillgänglighet vid hög elförbrukning för åren 1992-2001.

Den genomsnittliga vindkraftsproduktionen vid 10 TWh/år är 1142 MW. Resultatet från denna studie är att genomsnittet vid hög förbrukning är ungefär densamma som årsgenomsnittet. Samma resultat har erhållits vid en annan studie av åtta tidigare elförbrukningstoppar, men då studerades endast vindkraftsproduktion i södra Sverige (Söder, Vindkraftens tillgänglighet vid hög last, 1987). Som framgår av denna tabell är den genomsnittliga vindkraftsproduktionen vid hög elförbrukning (1137,9 MWh/h) lägre än minskningen i exemplet i Figur 15 (1729 MWh/h). Det ska dock påpekas att det inte är exakt samma sak som visas i tabellen respektive figuren. I Tabell 4 visas endast en timme per år, medan Figur 15 studerar samtliga timmar under året. I princip skulle det kunna blåsa mycket vid den högsta elförbrukningen, men betydligt mindre vid den näst högsta elförbrukningsnivån. Därför är metoden som visas i Figur 15 bättre än den i Tabell 4. Metoden i Figur 15 för ett givet år och given vind kan aldrig ge ett större vindkraftsbidrag till minskad toppförbrukning än om man bara studerar ett tillfälle per år.

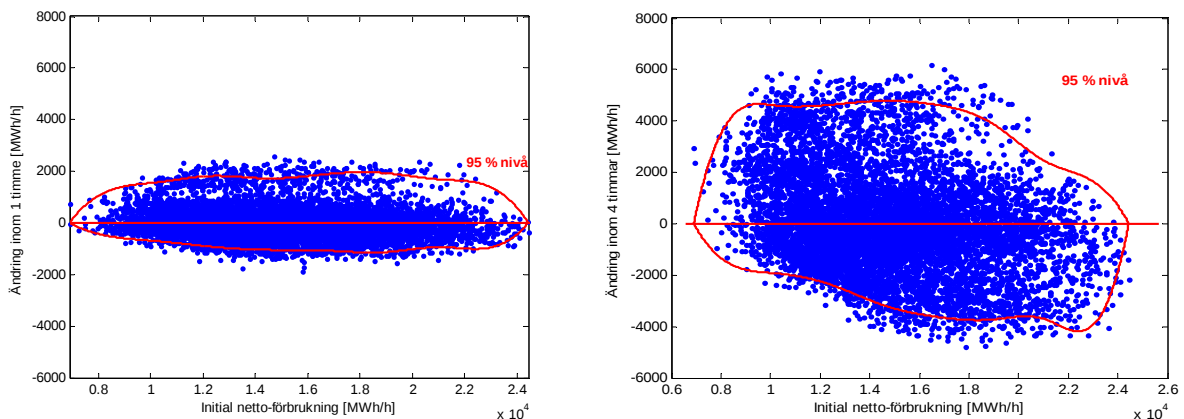
Vad som även är centralt för driften av kraftsystemet är hur snabbt förändringar sker. Ett första steg är att studera hur vindkraften kan variera mellan olika timmar. Detta visas i Figur 16.



Figur 16: Vindkraftens variation under 1 timme (vänster) respektive 4 timmar (höger)

Figur 16 visar att 4000 MW vindkraft varierar upp till ungefär 300 MW (dvs < 10 procent) mellan olika timmar och upp till ca 1200 MW (ca 30 procent) inom 4 timmar.

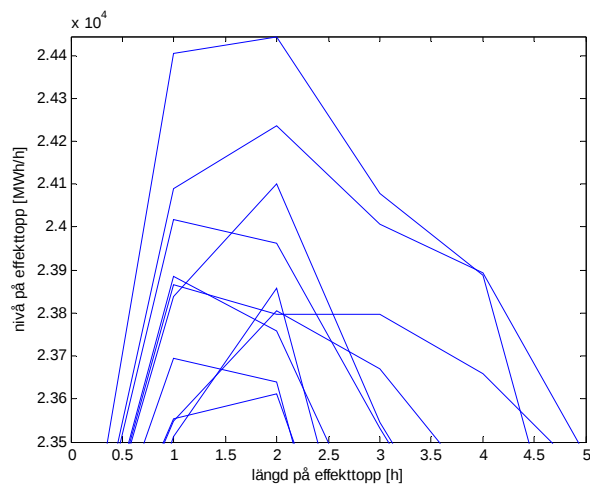
I ett kraftsystem med större mängder vindkraft måste den övriga produktionen följa med nettokonsumtionens variation, se Figur 17. För enbart elförbrukningen, se Figur 3.



Figur 17. Ändring av nettoförbrukning i Sverige under 1 timme (vänster) respektive 4 timmar (höger). Elförbrukningsdata från (Svenska Kraftnät, 2001-2011) och 4000 MW vindkraft för 1992. Data från (Magnusson, 2004)

I Figur 3 visades samtliga förbrukningsändringar för 2011 för 1 respektive 4 timmar. I Figur 17 visas istället motsvarande netto-förbrukningsändringar. Skillnaden för båda diagrammen är relativt liten. Detta beror på att vindkraftsproduktionen ofta är på relativt låg nivå (<3000 MW under ca 94 procent av tiden, se Figur 14) och att vindkraften är spridd över hela landet och det sker därmed inte så stora förändringar inom en timme. 4-timmars-förändringar kan dock vara större. Observera att y-axeln har ändrad skala om man jämför Figur 17 med Figur 3.

En annan relevant fråga är hur länge som höga nivåer på nettoförbrukningen varar. För de data som analyserats här, dvs svenska elförbrukningen 2011 och 4000 MW vindkraft för 1992 erhålls längd på dessa höga nivåer enligt Figur 18. Den högsta nettoförbrukningen var 24445 MWh/h.



Figur 18: Utseende på netto-effekttoppar som funktion av tiden.

Som framgår av Figur 18 så har maximala nivån på netto-förbrukningen minskat jämfört med enbart elförbrukningen i Figur 4. Maximala längden på effekttoppar för de sista 1000 MW är ca 4 timmar.

4.3 Sol-el

El kan erhållas direkt från solinstrålning med solceller. Tekniken har funnits länge och har på senare år kommit ner ordentligt i kostnad jämfört med tidigare. Kostnaden kan under vissa förutsättningar i dagsläget ligga på ca 2 kr/kWh (från 2012, för 2013 ligger nivån på ca 1,50 kr/kWh) vilket är ett högre pris än t ex vindkraft eller dagens marknadspris. När det sjunker ytterligare kan det inom ett par år hamna på ungefär samma nivå som många konsumenter betalar för sin el, dvs marknadspris + skatter avgifter och nätkostnad. I ett sådant läge kan sol-el komma att expandera starkt då det blir lönsamt för konsumenter att generera egen el. Mycket beror dock på skattesystem, möjligheter till så kallad netto-debitering etc.

Sol-el står för närvarande för en mycket liten produktion i Sverige om man ser det ut hela nationens synvinkel. I Sverige fanns i slutet av 2011 15,8 MW solceller (IEA-PVPS, 2012). Motsvarande siffror var för Tyskland 24820 MW och för Italien 12803 MW (IEA-PVPS, 2012). Totalt fanns i hela världen ca 63600 MW att jämför att i slutet av 2009 var nivån 20760 MW, dvs mer än en tredubbling på två år. Utvecklingen är därmed mycket snabb.

I denna rapport görs en uppskattning av hur en möjlig installation av större mängder solceller skulle se för effektvariationer. För detta har data funnits tillgängligt från 11 platser i Sverige. Data har erhållits från SMHI och avser solinstrålningsvärden per timme för åren 1997-2001. Erhållna soldata avser genomsnittlig effekt per timme över en horisontell yta [Wh/h/m^2] för global och diffus strålning. Dessutom har temperaturdata och vinddata erhållits. De två sistnämnda är viktiga eftersom vanliga solceller verkningsgrad minskar vid ökad temperatur. Man kan formulera samma slutsats som att verkningsgraden ökar vid lägre temperatur, dvs mycket sol en sval blåsigt dag i maj kan mycket väl ge mer el än en mycket varm och stilla dag i juli. Dessa data finns dock enbart för var tredje timme. Här har antagits linjär interpolation för att få fram temperatur- och vind-data för varje enskild timme.

De data som används är de för 1999 då data-kvaliteten varit bäst. Dock har inte alla datapunkter funnits med. I de fall de inte funnits har samma soldata som timmen innan antagits, respektive samma temperaturdata som datapunkten innan, dvs 3 timmar innan. För vissa platser har kvaliteten

varit för dålig så dessa data har inte använts. För Lund användes temperaturdata för Malmö. Stockholms-data var för dåliga.

I Tabell 5 sammanställs data för de platser som data erhållits från. I grundexemplet har här antagits att det finns lika stor yta med solceller på samtliga ställen. I tabellen visas även maximal effekt per kvadratmeter med användandet av soleffektberäkning enligt nedan, samt även maximal effekt med en antagen yta så att 10 TWh sol-el erhålls per år.

Plats	1:Lund	2:Växjö	3-Visby	4-Norr-köping
Max W/kvm	96,02	91,30	90,51	91,43
Max MW	1264	1202	1191	1203
Plats	5-Karlstad	6-Borlänge	7 Frösön	8- Umeå
Max W/kvm	90,83	88,84	84,88	88,18
Max MW	1195	1169	1117	1160
Plats	9-Luleå		Summa	
Max W/kvm	87,82			
Max MW	1156		10657	



Tabell 5: 9 platser med antagen sol i Sverige.

Elproduktionen från en solkraftsanläggning beror på solinstrålning, yta och verkningsgrad på solceller vilket är en funktion bland annat av temperatur på solcellerna. Temperaturen på solcellerna beror på uppvärmning från solen och även på kylningen vilken beror på bland annat utetemperatur och kylning från vinden.

Här har antagits att erhållen elproduktion per timme kan beräknas enligt följande formel (Widén, 2011):

$$P(k) = AI_T(k)\eta_c(k)\eta_{add}$$

där A =solcellernas area, $I_T(k)$ =solinstrålning [W/m²], $\eta_c(k)$ =solcellernas effektivitet, η_{add} = effektivitet i övriga delar, t ex omriktare. Solcellernas effektivitet beror på omgivande temperatur enligt (Beckman, 1991), (Widén, 2011):

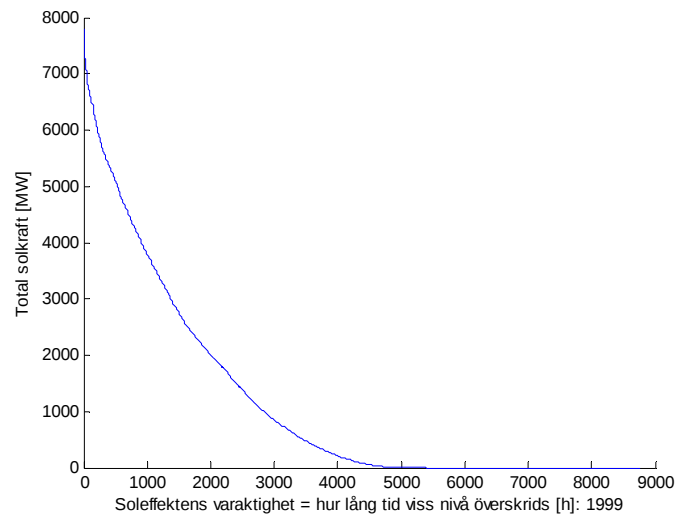
$$\eta_c(k) = \eta_{c,STC} \left[1 - \mu(T_a(k) - T_{c,STC} + CI_T(k)) \right]$$

där $\eta_{c,STC}$ = solcellernas effektivitet vid *Standard Test Conditions*, *STC*, μ = solcellernas temperaturkoefficient, $T_{c,STC}$ = solcellernas temperatur vid *STC* och C =koefficient för instrålningsberoende. Modellparametrar har satts till att representera ett system med solceller med kristallint kisel och en standard-omriktare (Widén, 2011): (η_{add} = 0.8, $\eta_{c,STC}$ = 0.14, μ = 0.4%/°C, $T_{c,STC}$ = 25 °C, C = 2,8% per °C)

Totalt erhålls med dessa antaganden en installerade effekt om 10657 MW (se Tabell 5) för att erhålla en årsproduktion om 10 TWh. Som jämförelse kan nämnas att detta är mindre än hälften av den mängd solceller som för närvarande finns i Tyskland.

Varaktighetskurvan för total sol i Sverige visas i Figur 19. Som framgår av figuren sker en viss sammanlagring av solcellseffekten, dvs maximal erhållen total produktion (7805 MW) är lägre än

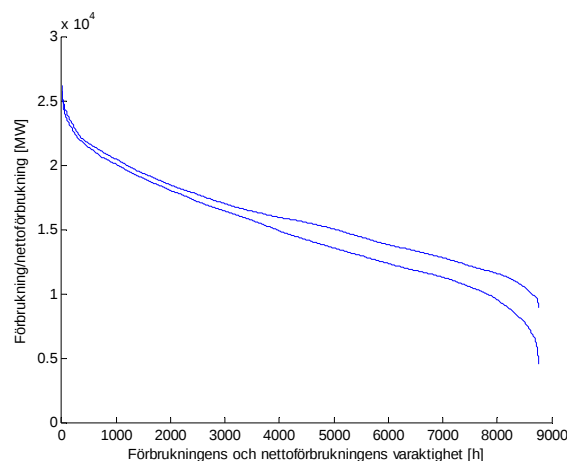
totalt installerad effekt (10657 MW). Detta beror på att max effekt inte inträffar samtidigt vid de olika platserna.



Figur 19 Varaktighetskurva för total solesproduktion från 10657 MW solceller i Sverige.

Solelen produceras huvudsakligen under vår-sommar-höst, dvs inte så mycket på vintern.

Av intresse för kraftsystemet är, på samma sätt som för vindkraft, hur solkraften samvarierar med elkonsumtionen. Om man antar att man har 2011 års konsumtion och 1999 års solkraftsproduktion kan man beräkna detta. Resultatet visas i Figur 20.

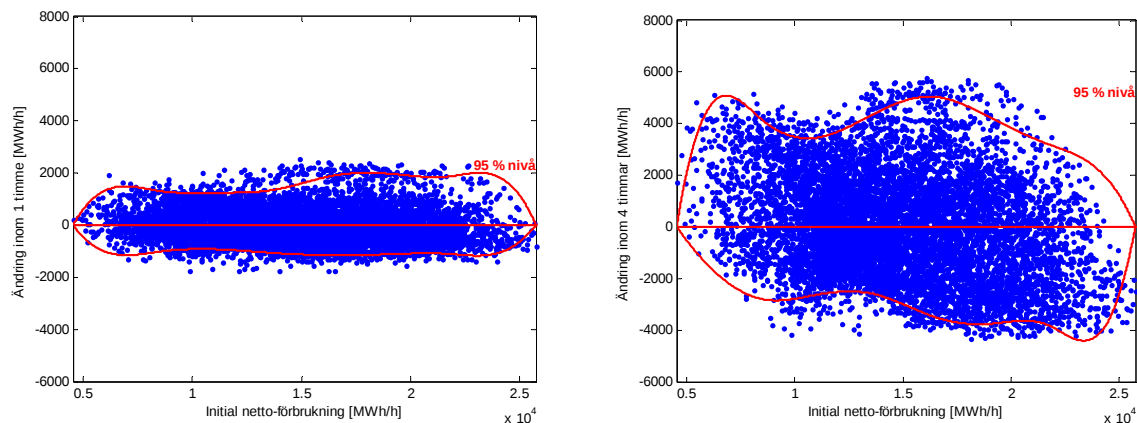


Figur 20 Varaktighetskurva för elförbrukning (överst) och nettoförbrukning (nederst) i Sverige. Baserat på elförbrukning för 2011 och soldata för 1999.

Den översta kurvan i visar samma resultat som Figur 2, dvs varaktighetskurvan för elförbrukningen 2011. Den maximala förbrukningen var 26174 MWh/h. Om man för varje timme beräknar nettoförbrukning (som ska klaras av andra kraftverk) så erhålls den nedre kurvan när man lägger timvärdena efter varandra i fallande storleksordning. För nettoförbrukningen är maxvärdet 25738 MWh/h, dvs en minskning med 436 MWh/h. Minsta elförbrukningen är 8884 MW/h medan den minsta nettoförbrukningen är 4541 MWh/h, dvs en minskning med 4343 MWh/h. Som framgår av figuren och dessa två data så är minskningen betydligt större vid låga förbrukningsnivåer än vid höga.

Det kan tilläggas att en årsproduktion om 10 TWh (dvs solkraftens årsproduktion) motsvarar en genomsnittlig produktion om 1142 MW.

Vad som även är centralt för driften av kraftsystemet är, på samma sätt som med och utan vindkraft, hur snabbt förändringar sker, se Figur 21. För enbart elförbrukningen, se Figur 3.



Figur 21. Ändring av nettoförbrukning i Sverige under 1 timme (vänster) respektive 4 timmar (höger). Elförbrukningsdata från (Svenska Kraftnät, 2001-2011) och 10657 MW sol-kraft för 1999. Data från SMHI.

I Figur 3 visades samtliga förbrukningsändringar för 2011 för 1 respektive 4 timmar. I Figur 21 visas istället motsvarande netto-förbrukningsändringar med solkraft. Skillnaden på en-timmes-variation är relativt liten.

4.4 Andra tekniker för förnybar produktion och balansering

I denna upplaga kommer enbart möjligheterna har få större energibidrag från vind- och solkraft att studeras. Andra tekniker som kommer studeras senare inkluderar

- **Vågkraft**, där det finns ny teknisk utveckling på aggregatsnivå
- **Värmekraft**, vilket inkluderar biobränslebaserad kraftvärme (småskalig och storskalig), samt kondenskraft
- **Elbilar**, vilket ökar elkonsumtionen men kan också bidra till flexibilitet
- **Smarta elnät**, vilket inkluderar att kunder kan vara flexible och använda mindre el vid vissa tillfällen då det är fördelaktigt ur elsystemets synvinkel.
- **Effektivare energianvändning**, vilket kan minska elförbrukningen. Beroende på teknik så inverkar det vid vilka timmar och hur mycket som elförbrukningen minskar.
- **Elhandel med grannländer**, vilket innebär att variationer från elförbrukning, vindkraft och solkraft sammanlagras över ett större område vilket ger mindre relativa nettovariationer. Dock innebär detta också större elhandelsvolymmer mellan de olika områdena.
- **Använda biogas**, vilket innebär att "överskott" från t ex vindkraft, via elektrolys kan omvandlas till vätgas vilken sedan kan lagras i biogasnätet. Biogasen kan sedan användas för elgenerering eller fjärrvärme. Detta har bland andra föreslagits av (Peter Eriksson, 2013). Biogas kan även tillverkas från bio-bränslen.

5 Energi- och effektbalanser vid 55 TWh vind- + sol-kraft

I detta avsnitt kommer två exempel med 55 TWh vind+sol att presenteras. Det första gäller samma exempel som i Version 1 av denna rapport. I det andra exemplet har en gräns på att man i Sverige åtminstone måste få 25 procent av produktionen från andra kraftverk än vind och sol lagts in. I ett tredje exempel har samma data som exempel 2 men mer detaljer över året rörande övrig produktion beaktats.

5.1 Exempel 1: 45 TWh vind + 10 TWh sol

I detta exempel studeras en tillförsel om 45 TWh vindkraft och 10 TWh solkraft, dvs totalt 55 TWh variabel förnybar kraft. Detta är ungefär samma produktionsnivå som kärnkraft + vindkraft hade under 2009-2010, se Tabell 1. För vindkraften motsvarar detta 18000 MW, vilket innebär ungefär samma vindkrafts täthet (MW/km^2) som i dagens Spanien och Portugal, medan den blir ungefär hälften så stor som i dagens Danmark och Tyskland, se Tabell 6. 10 TWh solkraft motsvarar en installerad effekt om 10657 MW, med en max-produktion om 7805 MW, se avsnitt 4.2.

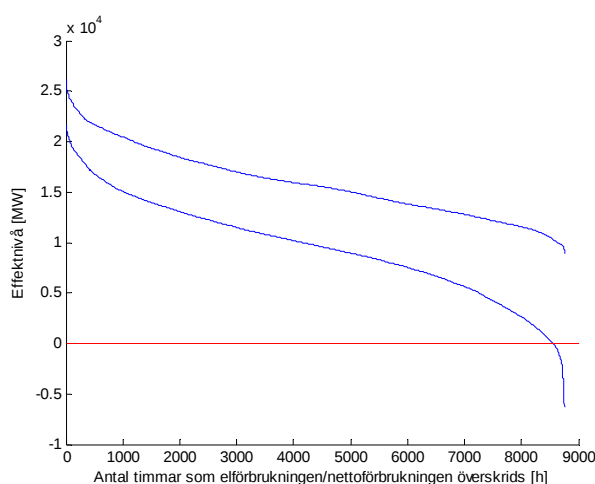
Land	Vindkraft [MW]	Yta [km^2]	Täthet MW/km^2
Danmark	3871	43093	0,0898
Tyskland	29060	356733	0,0815
Spanien	21674	504782	0,0429
Portugal	4083	92000	0,0444
Sverige	18000 (i denna studie)	449964	0,0400

Tabell 6 Mängden vindkraft i olika länder, landtyr från (Nationalencyklopedien), vindkraftdata från (EWEA, 2012)

Enbart de år som studerats tidigare kommer analyseras, dvs 2011 för elförbrukningen, 1992 för vindkraften och 1999 för solkraften. Syftet med dessa studier är att få en strukturell förståelse för problematiken samt även se storleksordningen av olika utmaningar. 45 TWh vindkraft har erhållits genom att multiplicera elproduktionen från 4000 MW vindkraft med 4,5.

5.2 Exempel 1: Energibalans – varaktighetskurvor

Med större mängd sol- och vindkraft måste den övriga energiproduktionen följa nettovariationen, dvs skillnaden mellan elförbrukningen och summan av vind- och sol-kraftsproduktion.



Figur 22 Varaktighetskurvor för elförbrukningen (överst) och nettoförbrukningen (nederst). Nettoförbrukningen består av elförbrukningen (data från 2011), 45 TWh vindkraft (data från 1992) och 10 TWh solkraft (10 TWh).

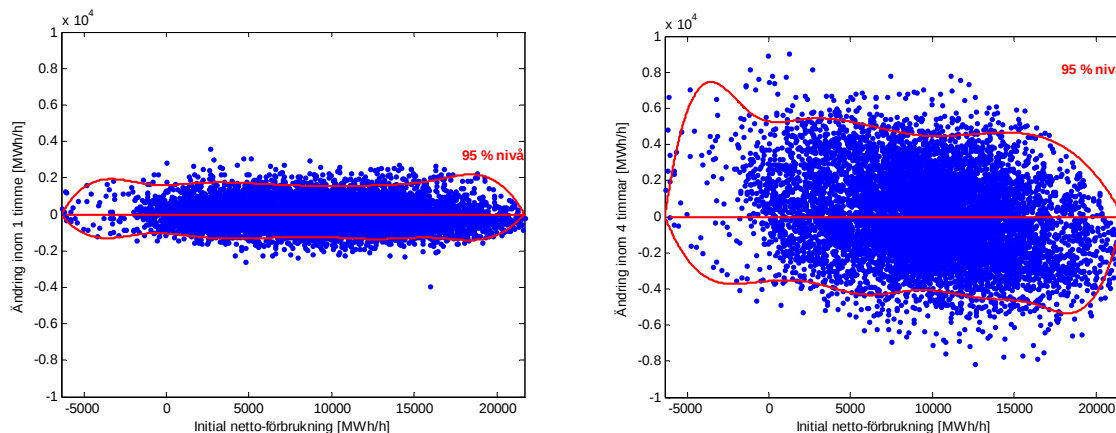
Figur 22 visar hur nettoförbrukningen ändras för en given nivå på förbrukning, vindkraft och solkraft. Den nedre kurvan är beräknad genom att man först för varje timme beräknar

$$\text{nettoförbrukning} = \text{förbrukning} - \text{vindkraft} - \text{solkraft}$$

Sedan läggs samtliga värden i fallande ordning och då erhålls nettoförbrukningens varaktighetskurva. Denna nettoförbrukning måste därmed täckas av annan produktion. Som framgår av figuren så är nettoförbrukningen negativ under en del av året. Nettoförbrukningen är under noll, dvs export, under 200h. Energimängden för dessa timmar motsvarar en export om 0,325 TWh. För denna specifika kombination av förbrukning, sol- och vind-kraft minskade toppförbrukningen från 26174 MW till 21674 MW, dvs en minskning med 4499 MW. Man kan dock inte räkna med att denna minskning gäller varje år, se avsnitt 5.4.

5.3 Exempel 1: Effektvariationer

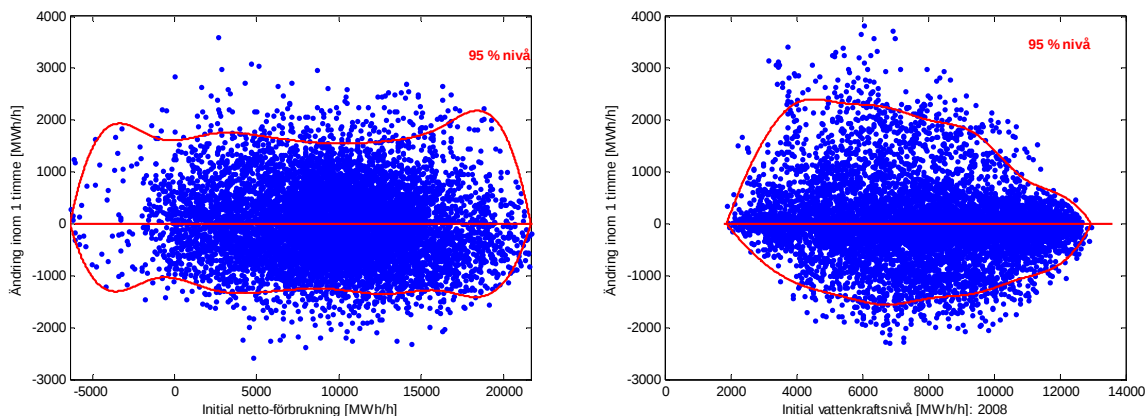
Utmaningen i samtliga kraftsystem är att på ett tillförlitligt sätt hålla balansen mellan produktion och konsumtion. Detta innebär att man både måste klara alla olika förbrukningsnivåer, men också förändringen mellan olika situationer. I Figur 3 visades hur enbart elförbrukningen varierade mellan enskilda timmar respektive under 4 timmar. Samma typ av figur kan tas fram för nettoförbrukningen när man har beaktat 45 TWh vindkraft och 10 TWh sol-kraft. Resultatet visas i Figur 23.



Figur 23 Ändring av nettoförbrukningen vid 45 TWh vindkraft och 10 TWh solkraft inom 1h (vänster) och 4h (höger)

Som framgår av Figur 23 är nettovariationen från timme till timme upp till ca 3000 MW ibland men oftast under 2000 MW (95% av tiden). Inom 4 timmar är variationen större, upp till ca 8000 MW men oftast under ca 6000 MW. Är detta mycket eller lite? Om man jämför med enbart elförbrukningen i Figur 3 så är det en ökning av ändringarna från timme till timme med knappt 1000 MW och med drygt 1500 MW för ändringar inom 4 timmar. Det bör här påpekas att oftast är ändringarna betydligt mindre.

Om man jämför Figur 23 (nettoförbrukningens variation med 55 TWh vind- och sol-kraft) med hur vattenkraftens har körts i Figur 11 och Figur 12, så ser man att nettoförbrukningsändringarna från timme till timme är av samma storleksordning som faktisk ändring av vattenkraften från timme till timme under 2008. Detta visas i Figur 24.



Figur 24 Ändring från timme till timme med 55 TWh sol+vind (vänster) och svensk vattenkraft under 2008 (höger)

Det kan tilläggas att förutom motbalansering med vattenkraft så finns andra kraftslag att tillgå och även elhandel som i praktiken har visat sig kunna variera, se Figur 8 och Figur 9.

Storleksordningen på variationer visar inte på några dramatiska förändringar. Däremot behöver mer detaljerade simuleringar genomföras innan man kan säga exakt hur det förhåller sig med hur man på ett rationellt sätt ska hålla balansen. De förändringsdiagram som visats avser, t ex, hela år, medan man i verkligheten bör titta på kortare perioder.

5.4 Exempel 1: Effektbalanser

Som framgår av Figur 22 så har 55 TWh vindkraft + solkraft (installerade effekt 18000 + 10675 = 28675 MW) medfört en minskning av behovet av annan kapacitet under högsta förbrukningen med 4499 MW. 4499 MW motsvarar 15,7% av den installerade effekten 28675 MW. Antag att man istället skulle få dessa 55 TWh från kärnkraft. Frågan är då hur mycket denna kärnkraft bidrar med effekttillskott under hög elförbrukning. Tabell 7 visar kärnkraftens tillgänglighet vid de 10 senaste elförbrukningstopparna.

Datum	timme	Topp- last [MW]	Kärn- kraft [MW]	Andel av installerad effect [%]	Andel av årsmedel [%]	Årlig prod. [TWh]	Års- medel [MW]	Installerad effekt [MW]
2003-01-31	08-09	26400	8840	93,6%	118,2%	65,5	7477,2	9441
2004-01-22	08-09	27300	9432	99,6%	110,2%	75	8561,6	9471
2005-03-03	08-09	25800	8182	91,3%	102,7%	69,8	7968,0	8961
2006-01-19	17-18	26300	8928	99,6%	120,3%	65	7420,1	8961
2007-02-21	18-19	26200	7083	78,1%	96,5%	64,3	7340,2	9074
2008-01-23	17-18	24500	9000	100,7%	128,6%	61,3	6997,7	8938
2009-01-16	08-09	24800	8741	93,6%	153,1%	50	5707,8	9342
2009-12-21	16-17	24800	5330	57,1%	93,4%	50	5707,8	9342
2010-12-22	17-18	26700	8691	95,0%	136,9%	55,6	6347,0	9151
2011-02-23	08-09	26000	7931	84,7%	119,8%	58	6621,0	9363
Genomsnittligt värde			8215,8	89,3%	118,0%	61,5	7014,8	

Tabell 7 Svensk kärnkrafts tillgänglighet vid 10 elförbruknings-toppar. Elförbrukningstoppar per år från (Svensk Energi, 1992-2001), kärnkraftens produktion från (Svenska Kraftnät, 2001-2011)

Med 55 TWh kärnkraft per år så motsvarar detta en medeleffekt om 6279 MW. Den genomsnittliga tillgängligheten vid hög elförbrukning blir då, om man använder data från Tabell 7, 118% av detta, dvs 7408 MW. Detta bidrag till toppeffekten är därmed $7409 - 4499 = 2910$ MW högre än för motsvarande mängd energi från sol- + vindkraft.

Denna fråga måste förstås hanteras i ett system med stor mängd sol- och vindkraft på ett rimligt sätt. Det är dock viktigt att notera storleksordningen för detta. En installerad kapacitet om 28675 MW har ett bidrag vid toppförbrukning som är 2910 MW lägre än för ett annat alternativ. För att få den ekonomiska storleksordningen på detta klart för sig kan man göra följande antaganden: Antag att man måste bygga gasturbiner (eventuellt biobränsle, men de körs endast enstaka timmar per år) om 2910 MW. Kostnaden för detta kan beräknas enligt: En gasturbin kostar ca 300000 kr/MW,år. Här antas en tillgänglighet om 95 procent, och dessutom antas en bränslekostnad om 900 kr/MWh. Med en antagen drifttid om 10 timmar/år (studera t ex toppförbrukningen i Figur 4) så erhålls en årskostnad om 9000 kr/MW installerad effekt. Detta innebär en total årskostnad per MW om $300000/0,95 + 9000 = 325000$ kr/MW. Med ett behov om 2910 MW erhålls en årskostnad om 945 Mkr. Om denna kostnad slås ut på 55 TWh så blir kostnaden $945/55000 = 0,017$ kr/kWh, dvs 1,7 öre/kWh. Man bör dock även beakta att det inte bara är en kostnad med gasturbiner, utan även en intäkt när produktionen säljs till marknaden. Det är dock svårt att uppskatta vilket priset kommer vara. Man kan dock anta att det kommer att vara mycket högt om man närmar sig en situation med effektbrist. Om vi antar ett pris, dvs en intäkt, om 5 kr/kWh, drifttid 10 timmar/år och 2910 MW så blir den totala intäkten $2910 \cdot 10 \cdot 5 \cdot 1000 = 145,5$ Mkr/år. Vid 10 kr/kWh blir intäkten 291 Mkr/år. Utslaget på 55 TWh blir intäkten 0,26 respektive 0,5 öre/kWh.

Man ska dock ha i beaktande att det finns betydligt billigare sätt att klara toppförbrukningen än med gasturbiner. Total energikostnad för själva gasturbinerna i exemplet ovan är $325000/10 = 32500$ kr/MWh, dvs 32,5 kr/kWh. Det finns många lösningar för att klara 10h/år som bör ha en lägre kostnad än 32,5 kr/kWh. Det finns, t ex, många konsumenter som med rätt information kan tänka sig att minska sin konsumtion under 10h/år till en betydligt lägre ersättning än 32,5 kr/kWh. Med mer elbilar i system kan dessa antingen avstå från att ladda vid hög elförbrukning eller också mata in effekt vid hög förbrukning. Detta exempel skall enbart ses som en illustration till storleksordningen på problematiken kring hur man klarar tillräckligt med effekt i ett kraftsystem med stor andel förnybar kraft. Exemplet berör enbart en viss teknisk lösning (gasturbiner) och för ett visst år (för förbrukning, vind och sol) och med en viss alternativ lösning (kärnkraft) och studien gäller enbart den högsta timmen och antagande om 10h drift. Men det är svårt att se att storleksordningen på den resulterande kostnaden (i exemplet ovan 1,7 öre/kWh) kommer vara annat än mycket liten i förhållande till kostnaden för själva sol- och vindkraft-kraftverken. Man ska också beakta att om man bara tillför mer vind- och solkraft utan att lägga ner några andra kraftverk så behövs ingen kompensation alls, ur svensk synvinkel, eftersom det redan finns tillräckligt med reservkraft för höglastsituationer. I detta fall är därmed extrakostnaden för att upprätthålla en tillräckligt hög leverenssäkerhet vid hög elförbrukning och mycket variabel produktion lika med noll.

Långsiktigt finns i Sverige planer på att marknaden själv ska finansiera höglastreserver, dvs produktion/flexibel konsumtion för att klara topplastsituationer. Om detta blir fallet måste därmed priset vara tillräckligt högt vid dessa situationer för att det skall löna sig att bygga gasturbiner, alternativt ha kontrakt med flexibla konsumenter. I så fall kommer priset motsvara kostnaden och intäkterna från denna kraft kommer motsvara kostnaden.

DEL 2

Stora mängder sol- och vindkraft innebär strukturellt 3 olika utmaningar:

- A. Sol- och vindkraft varierar efter väderleken medan konsumenter vill ha el när de trycker på on-knappen. Dessa variationer måste hanteras.
- B. Ibland är det mycket sol- och vindkraft och frågan är om det då finns tillräckligt med förbrukning
- C. Ibland kan elförbrukningen vara hög medan sol- och vindkraften producerar på låg nivå och frågan är då hur dessa situationer hanteras.

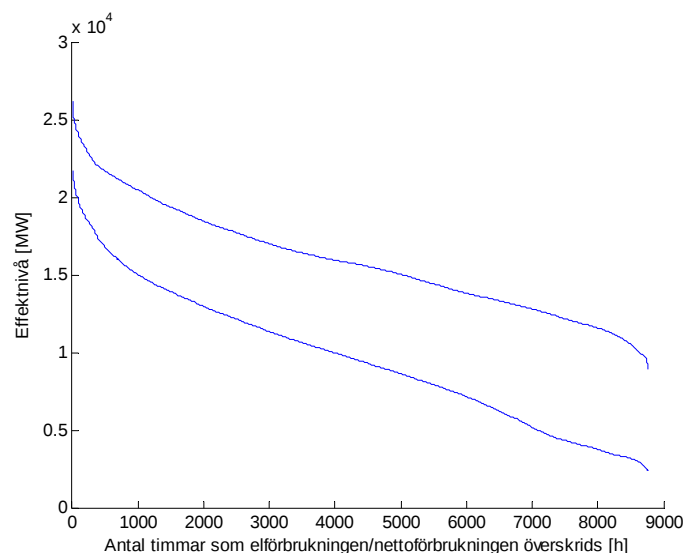
Del 2 behandlar huvudsakligen fråga A. ovan, men punkten B får mer utrymme och olika sätt att hantera denna beskrivs och analyseras. Även C utreds kvantitativt.

5.5 Exempel 2: 55 TWh nettotillförsel vid 75 procents begränsning

Om man studerar Figur 22 ser man att total produktion från vind+sol under 200h överstiger elförbrukningen i Sverige. Det finns en frågeställning gällande hur man upprätthåller den kortsiktiga balansen i ett kraftsystem när man har en liten roterande svängmassa i systemet. Detta förklaras närmare i kapitel 9 Bilaga: Hantering av elbalansen inom en timme. Med anledning av detta kan det vara av intresse att studera ett system där man antar att man i Sverige alltid måste få minst 25 procent av all produktion från kraftverk med direktkopplade synkronmaskiner, dvs inte vind eller sol. Siffran 25 procent har valts eftersom den generella beskrivningen från Irland brukar göra gällande att "upp till 75 procent" är möjligt, i deras system, att få från vindkraft. Det svenska systemet är dock annorlunda med betydligt mer förbindelser till grannländerna och andra förutsättningar vilka alla talar för att det är möjligt att ha större andel än 75 procent i Sverige. Enligt uppgift kommer man på Irland acceptera upp till ca 75 procent vindkraft någon gång under 2015. I dagsläget (oktober 2013) är gränsen ca 50 procent. Det kan nämnas att Portugal hade 93 procent vid ett tillfälle under 2011, se bilagan i kapitel 9. Det bör tilläggas att mycket talar för att man i Sverige som är starkt, synkront, kopplat till Norge, Finland och Själland kan ha en betydligt högre andel än 75 procent, men detta exempel är till för att visa ett konservativt exempel där man sätter denna gräns.

Till detta kommer att studierna nedan utgår från förbrukningsdata från Svenska Kraftnät. I denna "förbrukning" räknas nettokonsumtionen för industrier som har intern produktion, dvs industriellt mottryck. Kraftvärmen i industrin gav under 2011 6,4 TWh (Svensk Energi, 2011) vilket motsvarade 4,6 procent av produktionen. Denna produktion skedde i synkronmaskiner och räknas även dessa in så blir "maximal andel asynkron produktion" ca 70 procent i genomsnitt istället för maximalt 75 procent eftersom även förbrukningen innehåller en del synkronmaskiner.

Vi antar därmed först i Exempel 2a att det alltid måste finnas 25 procent produktion från andra kraftverk än vind+sol, men att nettoproduktionen fortfarande ska vara 55 TWh. I slutet av detta avsnitt görs senare en känslighetsanalys med något ändrade data i Exempel 2b-2c. Här antas först att det som överstiger 75 procent inte används, för att sedan studera vilka möjligheter det finns att använda detta. Steg ett är därmed att den energi som fås från vind och sol men som högst ger 75 procent av elförbrukningen totalt ska ge 55 TWh/år. I detta fall har solkraften ökats något för att kompensera överskottet. Med användande av samma år som i Figur 22, 17750 MW vindkraft och 13000 MW solkraft och max 75 procent av elförbrukningen från vind+sol erhålls ett resultat enligt Figur 25.



Figur 25 Varaktighetskurvor för elförbrukningen (överst) och nettoförbrukningen (nederst). Nettoförbrukningen består av elförbrukningen (data från 2011), 45 TWh vindkraft (data från 1992) och 13 TWh solkraft. Produktion avser bruttotillförsel. Nettotillförsel från vind+sol är 55 TWh om all produktion över 75 procent av elkonsument försummas

Som framgår av Figur 25 är alltid nettoförbrukningen minst 25 procent av förbrukningen. Den nedre kurvan är beräknad genom att man först för varje timme beräknar

$$\text{nettoförbrukning} = \text{förbrukning} - \text{vindkraft} - \text{solkraft}$$

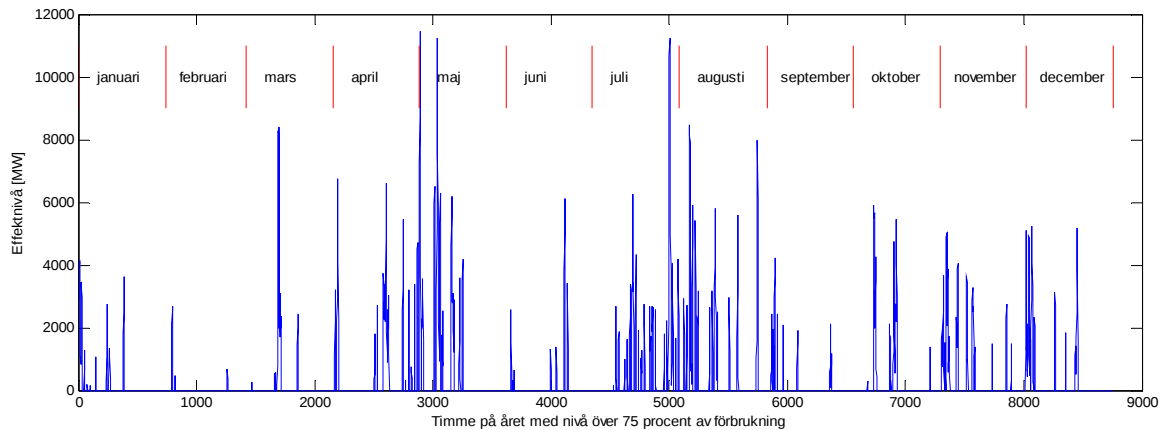
Om denna nivå är lägre än 25 procent av förbrukningen så sätts den till 25 procent av förbrukningen. Sedan läggs samtliga värden i fallande ordning och då erhålls nettoförbrukningens varaktighetskurva. Den mängd energi i detta fall som "tagits bort", dvs det som överstiger 75 procent av förbrukningen motsvarar 3 TWh vilket är 5,4 procent av 55 TWh. För en närmare analys av orsaker, se nedan. Frågan är då hur man hanterar dessa 3 TWh? Nedan följer några olika möjligheter:

1: Spill: Antag att man inte på något sätt försöker använda detta utan man inför ett tekniskt system som gör att om sol+vind överstiger 75 procent av förbrukningen, då stänger man av tillräckligt många sol- och vind-kraftverk för att hålla nivån 75 procent. I så fall kan man se det som att kostnaden för sol- och vindkraft ökar med 5,4 procent. Om man utgår från en produktionskostnad för vindkraft om ca 65 öre/kWh (Olle Nyström, 2011), så skulle detta innebära en merkostnad för vindkraftsdelen om 3,5 öre/kWh.

2: Export: Om gränsen skulle vara att man alltid måste ha 25 procent av konsumtionen i andra kraftverk än sol- och vind-kraftverk, så hindrar detta inte att man exporterar överskottet. Men det förutsätter en marknad för detta. Den finns troligen, men har ännu inte studerats närmare.

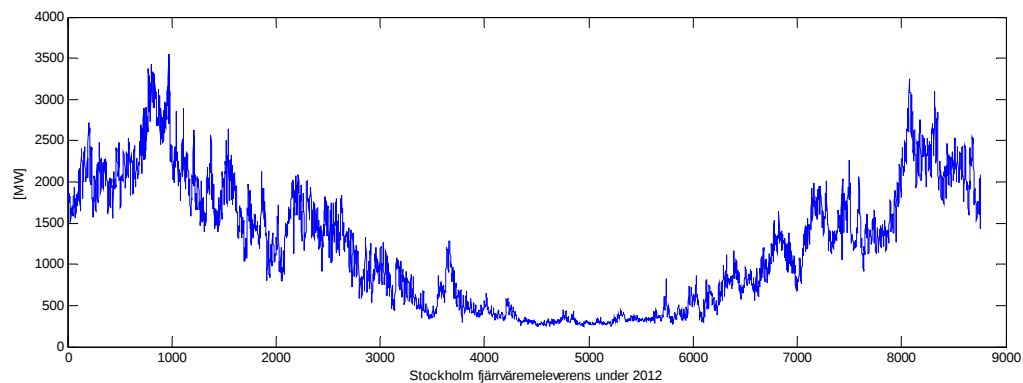
3: Användning i fjärrvärme: Antag att alternativet till att använda de nämnda 3 TWh är att spilla dem enligt förslag 1. Det innebär i så fall att kostnaden för att använda detta bör vara mycket låg. Ett sätt är att använda elpatroner (elpannor) i fjärrvärmerna. Investeringen för dessa bör vara låg, så även om det inte är många timmar per år som de används bör det kunna vara möjligt. Men frågan är när detta överskott inträffar och om det då finns ett värmebehov. Figur 26 visar för Exempel 2 vilka timmar som nivån 25 procent av elförbrukningen överskrids samt hur mycket. Som framgår av figuren kan

nivån ibland vara hög och samtidigt är det många timmar som nivån inte överskrider. Totalt överskrider nivån under 1222 timmar, dvs under 14 procent av året. Å ena sidan är 1222 timmar inte ett litet antal, men om man ska införa en teknik som utnyttjas bara under 14 procent av året så får inte investeringskostnaden vara för hög. Figur 26 visar även att överskottet fördelas över hela året men med tyngdpunkt på april-maj och juli-augusti.



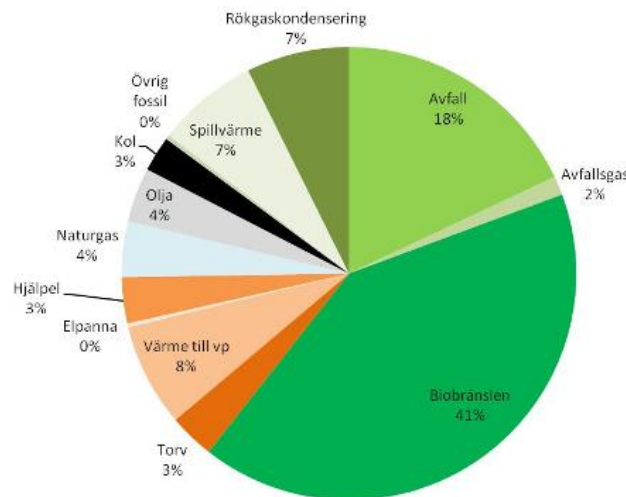
Figur 26 Timme på året i Exempel 2 då vind+sol överstiger 75 procent av elförbrukningen.

Detta måste därmed beaktas när man ser på olika möjligheter att använda detta. I Figur 27



Figur 27 Total fjärrvärme-leverens i Stockholm under 2012 per timme. Total leverens för City-Söder, inklusive Söderenergi samt Nordvästra inklusive E.ON Järfälla.

visas fjärrvärmeförbrukningen i Stockholm under 2012. Den totalt levererade energin, dvs ytan under kurvan, var 10,7 TWh-värme. Det kan nämnas att data för 29 februari tagits bort för att alla dataserier ska bli lika långa. 2012 var ett skottår.

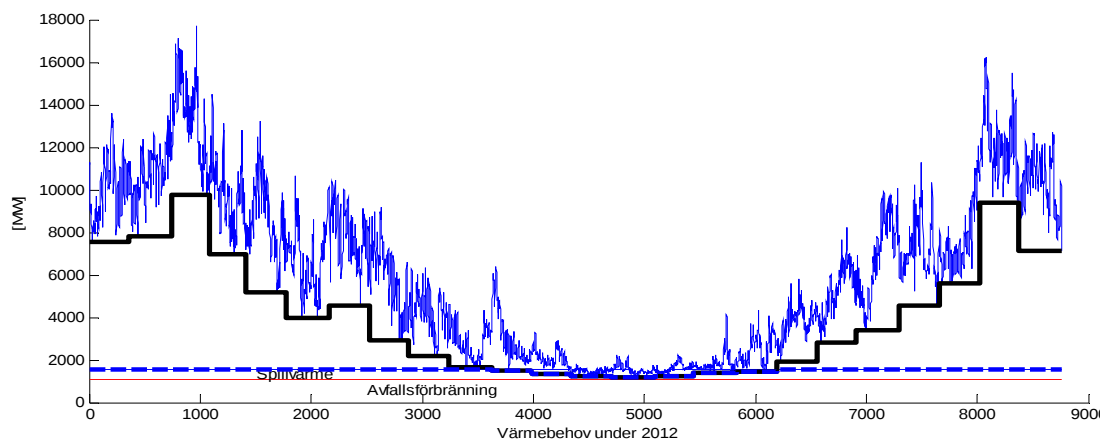


Figur 28 Total fjärrvärmeproduktion och källor under 2011 i Sverige (Svensk Fjärrvärme, 2012). Total värmeproduktion: 53,4 TWh.

För att uppskatta fjärrvärmens möjligheter att använda högre andel elproduktion med en tillgänglighet enligt Figur 26 har följande antaganden gjorts:

- Årsbehovet har antagits vara likadant i Sverige som i Stockholm, dvs kurvan i Figur 27 har skalats upp så att total konsumtion på årsbasis blev 53,4 TWh enligt Figur 28.
- Stora mängder vindkraft och solkraft antas ligga längre in i framtiden, och en möjlighet är att avfallsförbränning i detta läge till viss del har ersatts med avfalls-återvinning. Här antas dock att avfallsförbränningen är på samma nivå som i Figur 28, dvs 18 procent av produktionen.
- Avfallsförbränning, spillvärme och rökgaskondensering antas ha så låg kostnad att det inte är intressant att ersätta denna med el, även om elen är gratis.
- Avfallsförbränningen (dvs 18 procent av totalen) antas köras så konstant som möjligt över året.
- Spillvärmens antas också köras så konstant som möjligt över året. När inte underlaget räcker (undersommaren) ökas istället produktionen övriga delar av året för att få rätt nivå.
- Rökgaskondensering antas minska om övrig produktion minskar.

Resultatet med dessa antaganden redovisas i Figur 29.

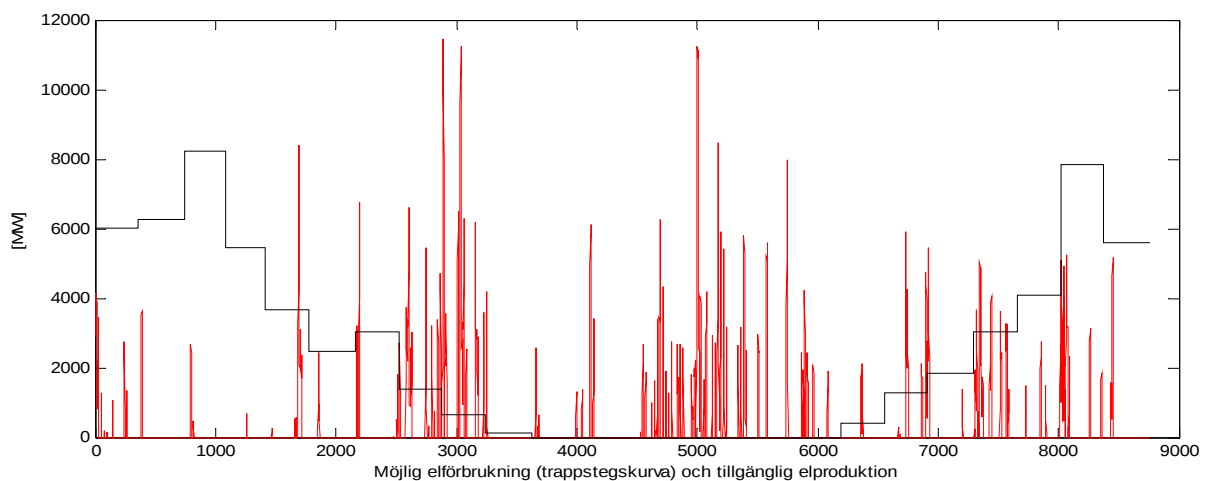


Figur 29 Svensk fjärrvärme-produktion per timme under 2011 med antaganden enligt ovan

I Figur 29 har sedan antagits följande begränsningar för vilken del av värmelasten som skulle kunna täckas med elpatroner:

- Året har delats in i 24 perioder, varje månad har delats in i 14+14, 15+15 respektive 15+16 dagar.
- För varje period har maximal produktion för avfallsförbränning + spillvärme beräknats vilket visas som en streckad blå kurva i figuren.
- För varje period har även minimal total värmeproduktion beräknats. Denna visas som en heldragen svart linje i figuren.
- Här har sedan antagits att elpatroner skulle kunna täcka den del som är mellan dessa två linjer, dvs skillnaden mellan minimal total värmekonsumtion och maximal värmeproduktion från avfall+spillvärme för varje period.

Om man sedan kombinerar tillgänglig elproduktion från Figur 26 med tillgängligt utrymme från Figur 29 så erhålls Figur 30.



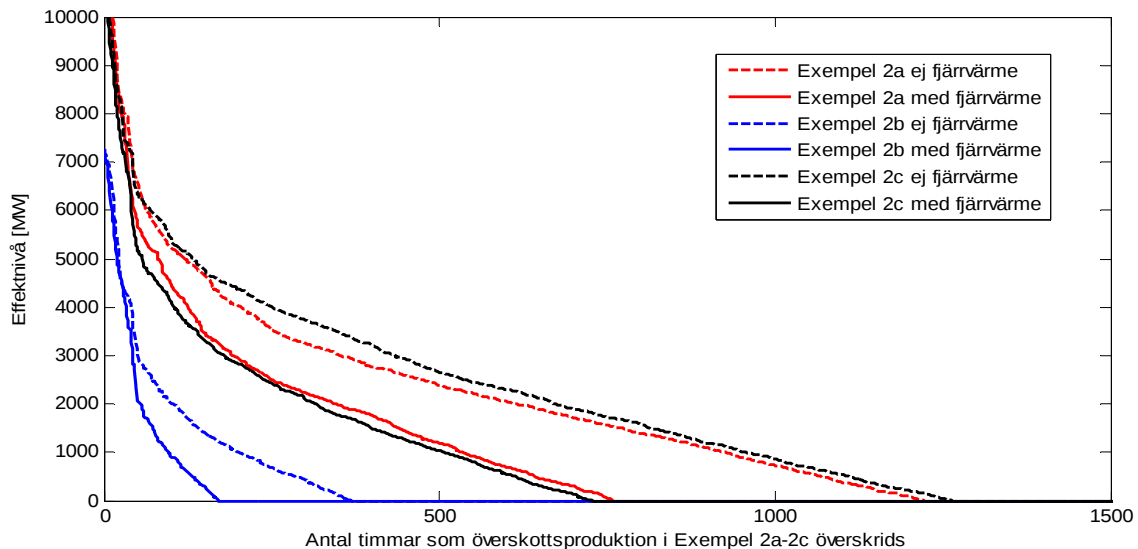
Figur 30 Tillgänglig elproduktion från Figur 26 och utrymme i fjärrvärmesystemet enligt Figur 29

Som framgår av Figur 30 så det inte möjligt att använda all möjlig elproduktion i fjärrvärmesystemet. Detta beror på att den extra tillgängliga elproduktionen kommer under sommaren när värmekonsumtionen är låg. Den tillgängliga elproduktionen är 3,0 TWh. Av denna skulle 1,2 TWh kunna användas i fjärrvärmesystemet med antaganden enligt ovan dvs ca 41 procent. Resterande överskott blir därmed 1,8 TWh.

Samma typ av beräkningar som ovan kan göras med andra antaganden. Nedan följer några exempel:

- **Exempel 2b:** Med antagandet om 45,6 TWh vindkraft, 10 TWh solkraft och samma maximala andel som i Portugal, dvs 93 procent, erhålls en nettoproduktion om 55 TWh och överskottsproduktion om 0,61 TWh. Av detta kan 0,28 TWh användas i fjärrvärmesystemet med samma antagande som tidigare. Resterande överskott blir 0,3 TWh.
- **Exempel 2c:** Med antagandet om 48,2 TWh vindkraft, 10 TWh solkraft och samma maximala andel som i exemplet ovan, dvs 75 procent, erhålls en nettoproduktion om 55 TWh och överskottsproduktion om 3,22 TWh. Av detta kan 1,6 TWh användas i fjärrvärmesystemet med samma antagande som tidigare. Resterande överskott blir 1,6 TWh.

I dessa exempel innebär därmed en mindre mängd solkraft, vilken ersätts med vindkraft (3 TWh mindre solkraft exempel 2b-2c jämfört med 2a) att det primära överskottet ökar i exempel 2c, men en större del av detta kan användas i fjärrvärmenätet, dvs mindre nettoöverskott. Om samma andel som i Portugal kan användas blir nettoöverskottet mindre.

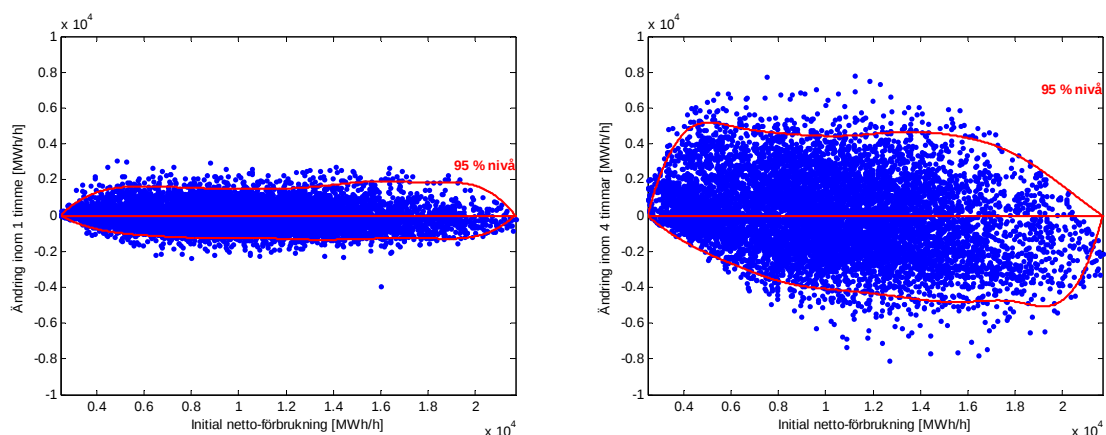


Figur 31 Varaktighetskurvor för överskott före och efter användning i fjärrvärme för Exempel 2a, 2b och 2c

I Figur 31 visas varaktighetskurvor för de tre exemplen. Användning i fjärrvärmen minskar överskottet, men även med denna användning kan överskottet komma upp i nivåer om 7000-10000 MW.

5.6 Exempel 2: Effektvariationer

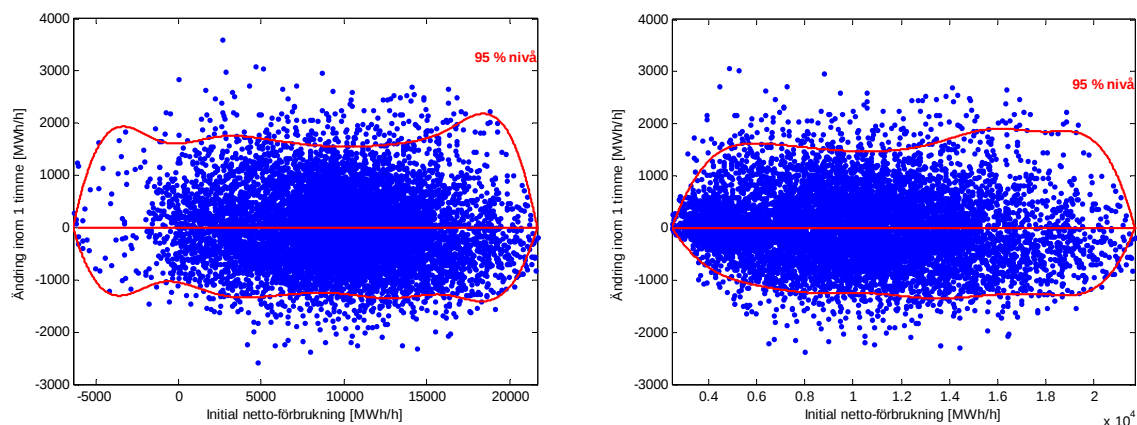
På samma sätt som exempel 1 måste man klara alla olika förbrukningsnivåer, men också förändringen mellan olika situationer. I Figur 23 visades nettoförbrukningens variation när man i Exempel 1 beaktade 45 TWh vindkraft och 10 TWh sol-kraft dvs ingen effektbegränsning. På samma sätt kan man visa detta för Exempel 2.



Figur 32 Ändring av nettoförbrukningen vid grundfallet, dvs 45 TWh vindkraft och 13 TWh solkraft (det som överstiger 75 procent av förbrukningen beaktas inte) inom 1h (vänster) och 4h (höger)

Här antas grundfallet, dvs Exempel 2a med en maximal andel av förbrukningen om 75 procent där det som överstiger denna nivå inte beaktas här. Resultatet visas i Figur 32.

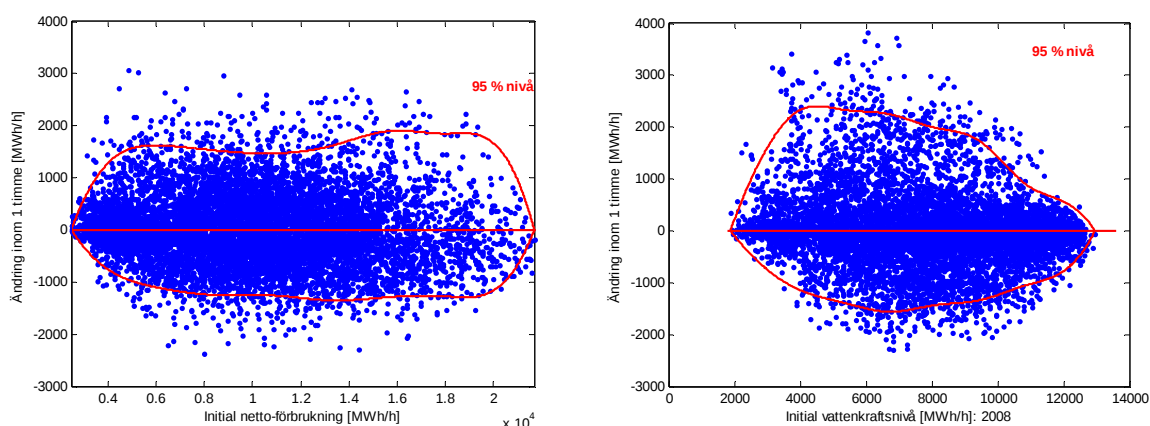
I Figur 33 visas som jämförelse nettoförbrukningens variation mellan två timmar för Exempel 1 och grundfallet i Exempel 2.



Figur 33 Ändring av nettoförbrukningen inom en timme för Exempel 1 (vänster) och grundfallet i Exempel 2 (höger)

En viktig skillnad som syns tydligt i Figur 33 är att den horisontella axeln i den vänstra figuren går ner till ca -6000 MW (dvs negativ nettoförbrukning) medan den i den högra enbart går ner till noll (negativ nettoförbrukning ej möjligt). Det är också något lägre variationer (marginellt) i den högra eftersom vissa extremare nivåer inte tagits med.

Även för Exempel 2a kan man jämföra ändringen av nettoförbrukning från timme till timme med vad som faktiskt erhållits från driften av vattenkraften under, t ex, 2008. Detta visas i Figur 34.



Figur 34 Ändring från timme till timme med 55 TWh netto från sol+vind i Exempel 2 (vänster) och svensk vattenkraft under 2008 (höger)

Vad som är värt att notera i Figur 34 är att nivån i y-led, dvs förändringarna från timme till timme är i samma storleksordning. Men det är också värt att notera att i x-led så har vattenkraften haft en utgångsnivå som varierat ca 11000 MW mellan högsta och lägsta, medan nettoförbrukningens utgångsnivå har ett intervall om ca 23000 MW. Detta innebär i princip att all reglering inte kan skötas

av enbart vattenkraft (då denna enbart täcker ett reglerintervall om 11000 MW), utan det behövs även annan reglering i kraftverk, men det är inte just nivån mellan olika timmar som är utmaningen. Detta hanteras nedan i avsnitt 5.7.

För att få en mer övergripande förståelse för detta behöver därmed hela elsystemet med även alla andra kraftverk inkluderas i simuleringar av samma typ som de som beskrivs i avsnitt 8.3.

5.7 Exempel 3: 55 TWh vind + sol och ingen kärnkraft

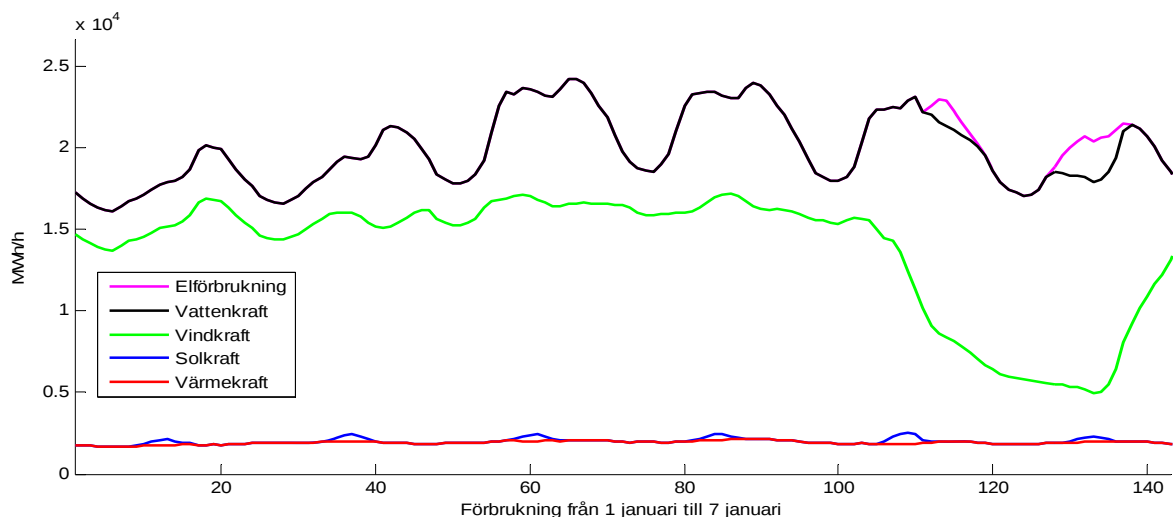
I detta exempel studeras energiförsörjningen under ett specifikt år där kärnkraften antas avvecklad helt och 55 TWh vind- och solkraft antas tillfört. Förutsättningarna är:

- Elförbrukningen enligt 2011. Dessa data är från Svenska Kraftnät (Svenska Kraftnät, 2001-2011) vilket innebär att, t ex, industriellt mottryck inte kommer med då det redan är avdraget vid den konsumtion som finns med.
- Övrig värmekraft enligt data från Svenska Kraftnät för 2011. Enligt denna statistik blir total energiproduktion 9,8 TWh. Som framgår av Tabell 1 var dock total värmekraft (ej kärnkraft) under 2011, 16,8 TWh, skillnaden om 7 TWh beror på lokal produktion som inte finns med i Svenska Kraftnäts statistik. Om man ska ta med denna produktion så måste därmed även konsumtionen öka samma timmar. Här har valts att inte ta med denna. I verkligheten kommer det därmed finnas mer produktion (synkronmaskiner) men denna försörjer en lokal elförbrukning.
- Vindkraft+Solkraft enligt Exempel 2a
- Vattenkraften antas maximalt kunna producera 12951 MW, se Figur 10.

För varje timme har sedan balansen tagits fram enligt följande:

- Given produktion = (värmekraft + solkraft + vindkraft) där (solkraft + vindkraft) får vara maximalt 75 procent av konsumtionen. Övrig produktion från (solkraft+vindkraft) hanteras som överskott. Egentligen nettokonsumtion där lokal produktion (industriellt mottryck) är borttaget.
- Önskan om vattenkraft = Elförbrukning – Given produktion
- Faktisk vattenkraft = Önskan om vattenkraft, dock max 12951 MW. Om detta är möjligt gällande effektvariationer och energiproduktion hanteras nedan.
- Import = (Önskan om vattenkraft) – (Faktisk vattenkraft). Om man inte har import krävs annan produktion vilket kommenteras nedan.

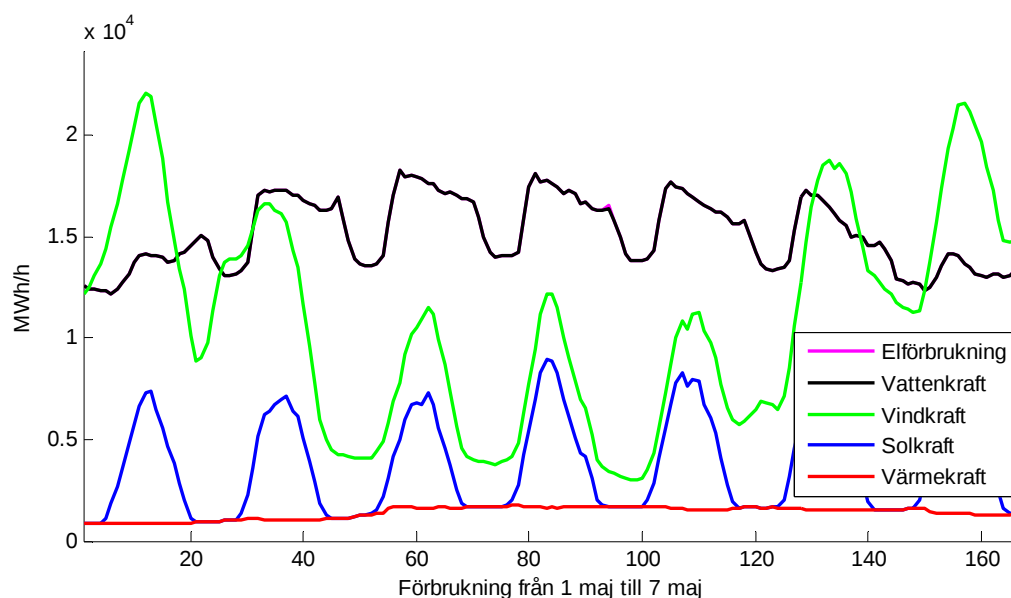
Ett exempel visas i Figur 35 gällande första veckan i januari.



Figur 35 Energibalans för Exempel 3, 1-7 januari

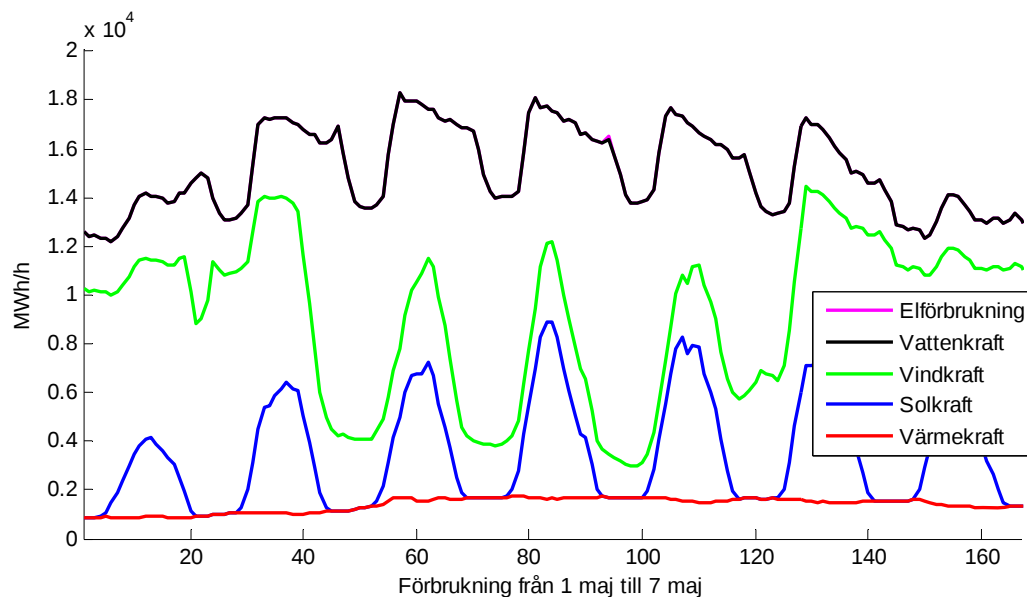
Som framgår av figuren så är det ganska konstant elproduktion från värmekraften, solkraften ger ett litet bidrag och vindkraften begränsas vilket syns genom att den håller en relativt konstant marginal till elförbrukningen. Vattenkraftens effekt räcker nästan hela tiden, men de två sista dagarna är elförbrukningen för hög vilket kräver import eller andra lösningar, se nedan.

Figur 36 visar motsvarande för tidsperioden 1-7 maj. Vid denna tid är solkraftsproduktionen betydligt större och elförbrukningen lägre. Som framgår av figuren ger sol- och vindkraft mer än elförbrukningen vissa dagar. Det kan noteras ett mycket litet extra behov av effekt på eftermiddagen den 4 maj.



Figur 36 Energibalans för Exempel 3, 1-7 maj: Ingen begränsning av sol- eller vindkraft

Figur 37 visar samma som Figur 36 men här minskas sol- och vindkraft ner till maximalt 75 procent av elförbrukningen.

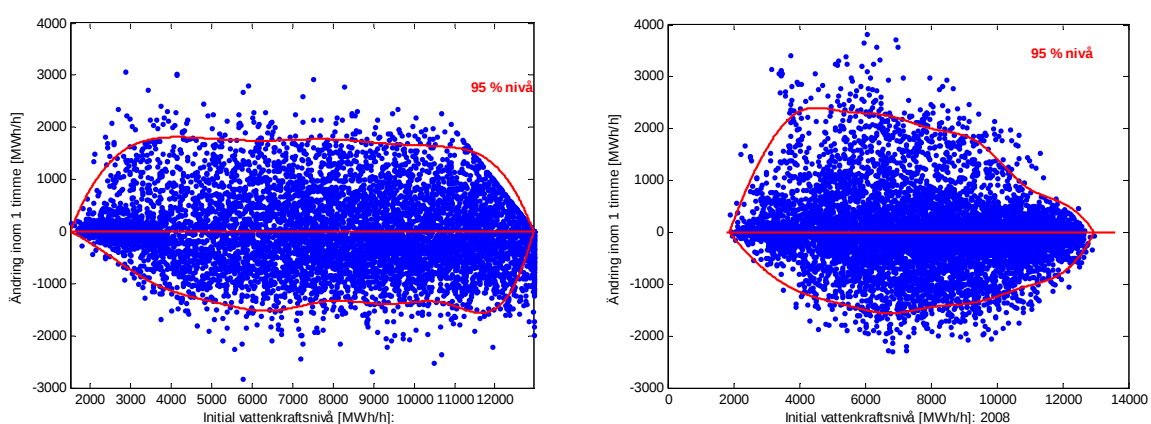


Figur 37 Energibalans för Exempel 3, 1-7 maj. Med begränsning av sol- eller vindkraft till max 75 procent av förbrukning

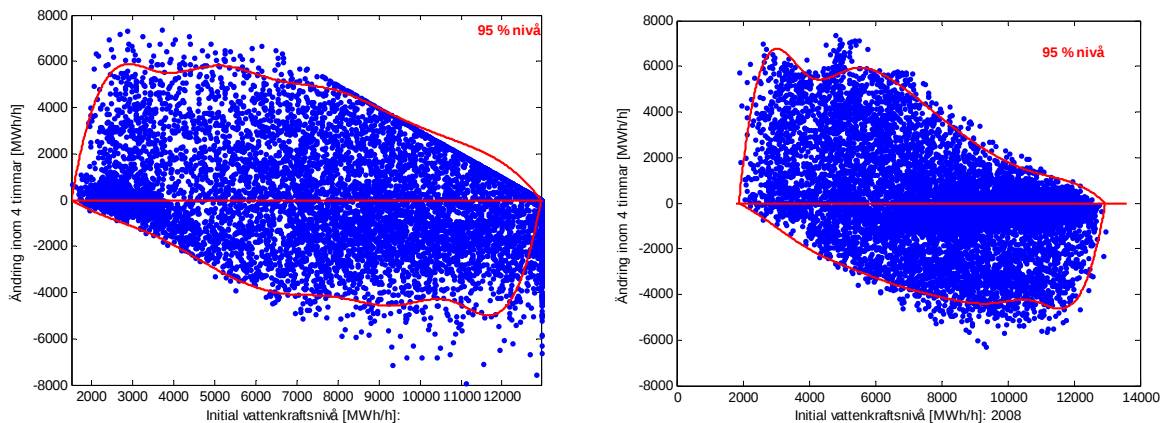
Figur 35 och Figur 37 visade två exempel. På motsvarande sätt kan dessa figurer tas fram för hela året. Beräkningarna är förenklade på så sätt vattenkraften endast beskrivits med en maximal gräns. Vad som ytterligare behöver studeras inkluderar om energin finns tillgänglig, om vattenkraftens effekt kan variera på det önskade sättet, samt lösningar på situationer då vattenkraftseffekten inte räcker.

5.7.1 Vattenkraftens variation av effekt och månadsenergi

Vattenkraftens effektvariationer kan beskrivas på samma sätt som ovan, dvs förändringar från timme till timme, eller över längre perioder. Resultatet för förändringar över en respektive 4 timmar visas i Figur 38 och Figur 39.



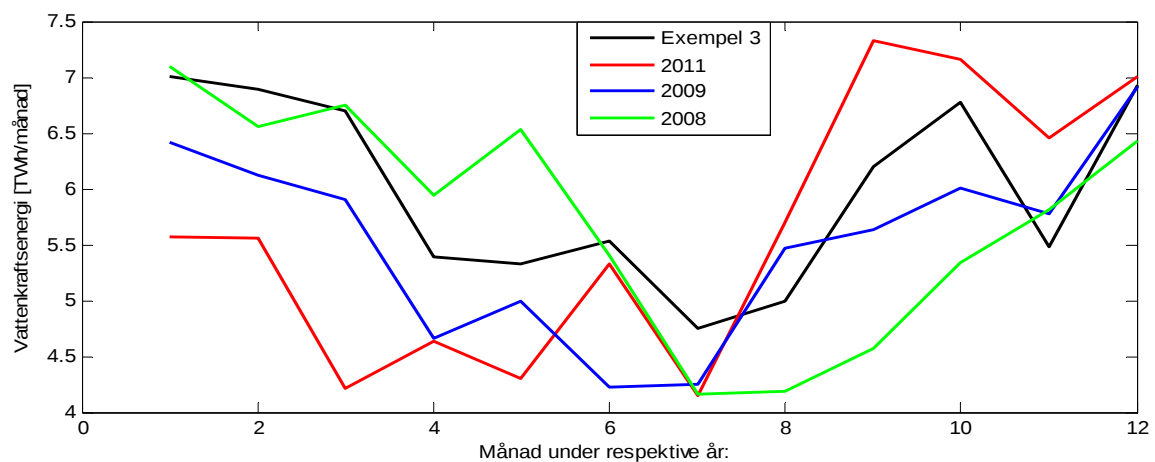
Figur 38 Ändringar av vattenkraftens produktion inom en timme för Exempel 3 (vänster) och 2008 (höger), från Figur 11.



Figur 39 Ändringar av vattenkraftens produktion inom fyra timmar för Exempel 3 (vänster) och 2008 (höger), från Figur 12

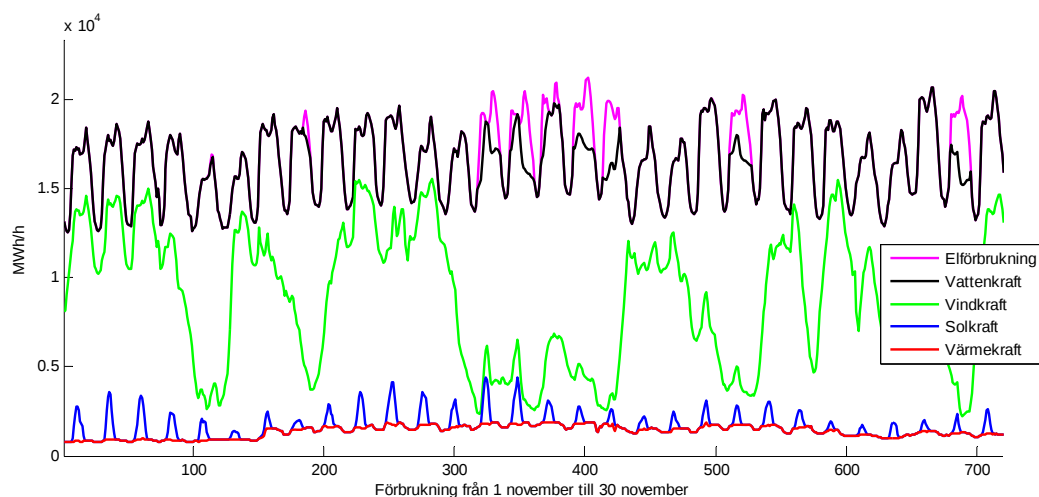
Det kan noteras att det i Exempel 3 inte satts någon nedre gräns. Den faktiska gräns som erhållits blev 1505 MW vilket är något lägre än vad som faktiskt erhöles 2008, 1875 MW. Man kan också notera att maxnivån, 12951 MW erhöles fler gånger i Exempel 3 än under 2008.

En annan viktig fråga är hur vattenkraften regleras över året. Mycket av tillrinningen kommer under vårfloden och sparas för användning senare under året. I Figur 40 jämförs den resulterande vattenkraftsanvändningen i Exempel 3 med faktiskt utfall under tre olika år.



Figur 40 Användning av vattenkraft per månad i Exempel 3, 2008, 2009 och 2011 (Svenska Kraftnät, 2001-2011).

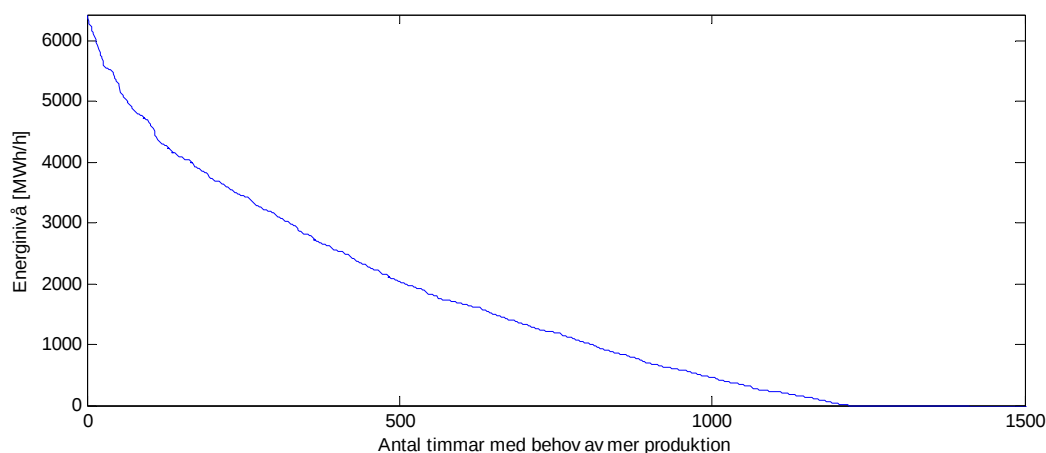
Det är ingen strukturell skillnad mellan vattenkraftsanvändningen över året i Exempel 3 jämfört med de andra åren. Dock kan noteras att vattenenergin under november minskade med ca 1 TWh. Detta beror på att vindkraften producerade relativt mycket under denna period, se Figur 41. Den årliga vattenkraftsproduktionen enligt ovan är 72 TWh (Exempel 3), 67 TWh (2011), 66 TWh (2009) respektive 69 TWh (2008). Viktigt att notera att i verkligheten vet man inte hur mycket tillrinning det kommer vara i framtiden och inte heller om det, t ex, kommer vara "blåsig i november". Detta har inte beaktats i denna studie och inverkan av denna osäkerhet kräver ytterligare studier.



Figur 41 Elproduktion per timme under november månad i Exempel 3

5.7.2 Behov av övrig produktion

Enligt metoden beskriven ovan erhålls en "Import = (Önskan om vattenkraft) – (Faktisk vattenkraft)". Om man inte har import krävs annan produktion vilket kommenteras nedan. Man ser, t ex i Figur 41, att ibland behövs mer produktion än tillgänglig effekt i vattenkraften, i Figuren "magenta-färgad" och är skillnaden mellan förbrukning och vattenkraft. Genom att studera samtliga timmar över året kan varaktighetskurvan för detta ytterligare behov beräknas, se Figur 42.



Figur 42 Varaktighetskurva för import/övrigt produktionsbehov i Exempel 3.

Som visas i Figur 42 så behövs upp till 6400 MW och det behövs mer produktion (eller minskad konsumtion) under upp till 1200 timmar. Den totala energin under kurvan är 2,4 TWh. Svensk Energi har gjort en prognos för tillgänglig övrig effekt till 2024 (Svensk Energi, 2011). Om man utgår från denna så har följande produktionskapacitet inte beaktats i Exempel 3: gasturbiner (1500 MW), kondens (500 MW) och ytterligare kraftvärme (1649 MW). Kondens och gasturbiner drivs dock idag med fossila bränslen. Till detta kommer att Svenska Kraftnät har ett program för den så kallade effektreserven. För vintern 2012/2013 finns där erbjudanden om förbrukningsreduktion om 464 MW (Svenska Kraftnät, 2012). Totalt ger detta en kapacitet om $1500 + 500 + 1649 + 464 = 4113$ MW. Dessutom finns importmöjligheter. Det är dock en utmaning att lösa detta på bästa möjliga sätt inom marknadens ramar. Det finns säkert tekniska lösningar (t ex kraftverk som drivs av bio-diesel), men

det är inte säkert att dessa är den lösning som marknaden väljer då det beror på marknadspris mm. Om det är möjligt att exportera de 3 TWh som klassas som "överskott ovan" (när vind + sol överstiger 75 procent av svensk elförbrukning) och energin och effekten enligt Figur 42 kan importeras så erhålls en förnybar energibalans i detta fall (ett överskott om 0,6 TWh). Detta förutsätter dock dessa handelsmöjligheter samt att vattenenergin är 71 TWh och att den går att använda enligt ovan metod. Detta behöver dock studeras mer i kommande rapporter.

DEL 3

I del 3 studeras ett elsystem efter en tidpunkt då kärnkraften avvecklats och ambitionen är att all elektricitet i Sverige ska komma från förnybar elproduktion. Såväl den kontinuerliga balanseringen (från timme till timme) som överskotts- och underskotts-situationer studeras. Vissa studier görs med en detaljerad modell av den svenska vattenkraften.

6 Uppdaterad analys för större mängder vind- och sol-kraft

I detta avsnitt byggs rapportens version 2 ut till ytterligare analys. Först beskrivs hur den detaljerade vattenkraftssimuleringen går till och sedan förklaras ytterligare utvidgningar av exempel 1-3 vilka beskrevs i kapitel 5.

6.1 Mer detaljerad simulering av vattenkraften

I exempel 3 i kapitel 5.7 visas vissa veckor för ett svenskt kraftsystem utan kärnkraft men med 55 TWh vind+solkraft. För detta system görs följande beräkningar:

- Given produktion = (värmekraft + solkraft + vindkraft) där (solkraft + vindkraft) får vara maximalt 75 procent av konsumtionen. Övrig produktion från (solkraft+vindkraft) hanteras som överskott. Egentligen nettokonsumtion där lokal produktion (industriellt mottryck) är borttaget.
- Önskad vattenkraft = Elförbrukning – Given produktion
- Faktisk vattenkraft = Önskad vattenkraft, dock max 12951 MW. Om detta är möjligt gällande effektvariationer och energiproduktion hanteras nedan.

Som framgår av detta beräknas vattenkraftsproduktionen utgående från behovet utan hänsyn till om det är fysiskt möjligt att reglera vattenkraften enligt den plan som visas i, t ex, Figur 35, Figur 37 och Figur 41. Det är dock möjligt att utgående från en modell av det svenska vattenkraftssystemet göra en mer detaljerad analys för att se vilken reglerförmåga som vattenkraften har. Det som visas nedan är en viss modifiering av den modell som beskrivs i rapporten (Obel, 2012). Metoden är som följer:

Problemet formuleras som ett linjärt optimeringsproblem där syftet är att erhålla en tillåten vattenkraftsproduktion som ligger så nära som möjligt den som föreslås initialt (och visas i Figur 35, Figur 37 och Figur 41). Om det blir en avvikelse så definieras detta som extra behov av import eller export (andra metoder diskuteras nedan). Objektfunktionen i optimeringsproblemet blir därmed att minimera mängden extra import och export. Man måste dock fortfarande ta hänsyn till effektiv vattenhantering (→ minimera spill), effektiv vind-solkrafts-hantering (→ minimera spill):

$$\text{Min } Z = \sum_{k=1}^K \left[H_{spill}(k) + V_{spill}(k) + 0.8 \cdot EXP(k) + IMP(k) \right] \quad (1)$$

där $H_{spill}(k)$ = vattenkraftsspill under timme k , $V_{spill}(k)$ = vindkraftsspill under timme k , $EXP(k)$ = extra export under timme k , $IMP(k)$ = extra import under timme k , K = antal timmar i den studerade perioden. Det kan nämnas att om det under någon timme blir "överproduktion" så kan detta teoretiskt balanseras med vattenkraftsspill, vindkraftsspill, nerdragning i andra kraftverk eller export. I den formulering som används här så behandlas produktion i kraftvärme, sol-kraft och vindkraft som indata, så deras produktion minskar inte. I formuleringen ansätts faktorn 0.8 framför exporten, vilket gör att export premieras framför vindkraftsspill. Detta gör att man i modell-resultatet kan identifiera tydligt om det blir ett överskott. Vattenkraftsspill kan dock även orsakas av andra skäl än en generell överproduktion, t ex vid hög tillrinning som inte kan sparas pga magasinsbegränsningar. Denna typ av konsekvenser ingår i modellen. Mer information om denna typ av simuleringar finns i kapitel 4 i (Söder, Lennart, 1999).

I problemet måste man sedan beakta att exporten och importen aldrig är negativ,

$$\begin{aligned} EXP(k) &\geq 0 \\ IMP(k) &\geq 0 \end{aligned} \quad (2)$$

Det kan nämnas att i denna upplaga av rapporten görs ingen uppdelning i olika delar i Sverige. Detta skall jämföras med (Obel, 2012) där Sverige delades in i 4 olika områden med begränsad överföringskapacitet mellan områdena, samt olika import/export-möjligheter i olika delområden. Det är självfallet möjligt att även här dela upp Sverige i olika områden, men ett första steg har varit att inte beakta dessa begränsningar. Detta innebär att export respektive import avser från/till hela Sverige. Förutom begränsningen i ekvation 2 ska man även beakta ekvationerna enligt Tabell 8.

Verklig begränsning	Ekvation(er) i (Obel, 2012)
Hydrologisk balans i varje kraftverk, dvs vatten som rinner till måste sparas, användas för produktion eller spillas	(5)
Gångtid för vattnet mellan olika kraftverk	(6)
Magasinsinnehåll i slutet av tidsperioden	(7)
Lokal tillrinning till varje enskilt kraftverk	(8) - (11)
Verkningsgrad i vattenkraftsverk, dvs produktions-ekvivalenten som avspeglar elproduktion per tappad kubikmeter vatten.	(12) - (17)
Balans mellan produktion och konsumtion i varje delområde med beaktande av elöverföring mellan närliggande områden. Här antas inga begränsande interna snitt i Sverige, vilket innebär att enbart nationell balans beaktas.	(18) - (21)
Tekniska gränser och magasins- och tappnings-gränser bestämda av vattendomar	(22) – (34)

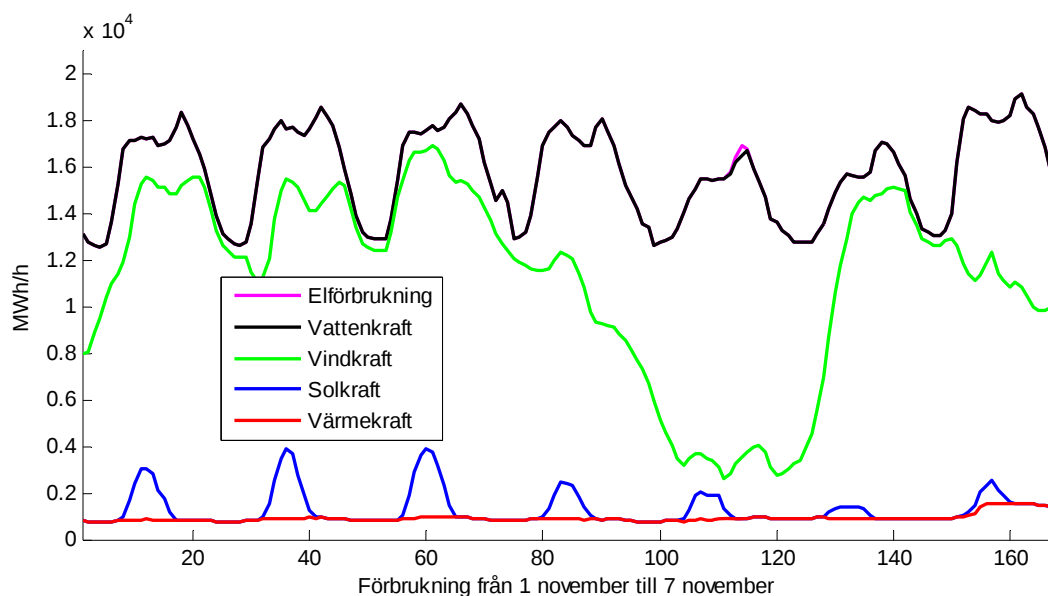
Tabell 8 Ekvationer och förhållanden vilka måste beaktas vid simulering av det svenska vattenkraftssystemet.

Man kan därmed formulera ett optimeringsproblem där objektfunktionen är ekvation 1, och bivillkor och begränsningar är de som finns i ekvation 2 och Tabell 8. Om resultatet ger att alla $EXP(k)=0$ och

$IMP(k)=0$ så är den önskade totala vattenkraftsproduktionen möjlig, dvs alla villkor i ekvation 2 och Tabell 8 är uppfyllda. Det kan tilläggas att i denna nya formulering kan man välja om man vill ha en maxgräns på total vattenkraft eller inte. Denna gräns var tidigare 12951 MW. I resultatet kan man sedan se om den vattenkraft som önskas (skillnad mellan nationell elförbrukning och summan av solkraft+vindkraft+övrigt) är möjlig. Om minst ett $EXP(k)$ eller $IMP(k)$ är större än noll så innebär att det den önskade körningen måste kompletteras med annan reglering för att alla tekniska och juridiska villkor ska kunna uppfyllas.

6.2 Test med detaljerad simulering av vattenkraften

I detta exempel testas den önskade vattenkraftsproduktion som presenteras för första veckan i Figur 41. Driften denna vecka visas i Figur 41.



Figur 43 Önskad vattenkraftsproduktion för första vecka i Figur 41

Den modell som finns bygger på vattenkraftsdata enligt (Obel, 2012). Modellen innehåller beskrivning av 256 vattenkraftverk med en totalt installerad effekt på sammanlagt 15640 MW. Vattenkraftsproduktionen simuleras i modellen en upplösning på en timma över en vecka. I ursprungsrapporten finns detaljer om sammanlagt tolv olika veckor från år 2009. Modellen innehåller dagens vattendomar och olika scenarier studeras.

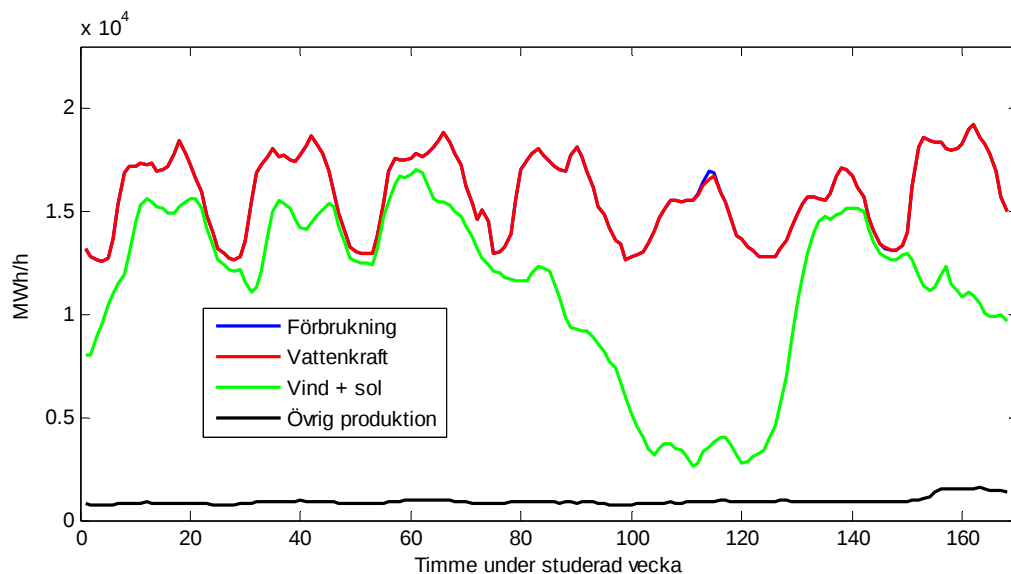
Den önskade vattenkraftsproduktionen i Figur 43 avser total produktion i Sverige. I detta exempel antas att det inte finns några nätbegränsningar. Det är inga metodproblem med detta, men de beräkningar som gjorts för Figur 37 har inte gjort någon uppdelning i områden. Att studera hela Sverige (utan nätbegränsningar) innebär i simuleringarna att man sätter begränsningarna [ekvation (18)-(21) i (Obel, 2012)] till ett så högt värde att de inte är begränsande.

Om man nu formulerar detta som ett optimeringsproblem enligt ovan, så krävs en del ytterligare data, vilka framgår nedan:

Parametrar	Valda data
Vattendomar kan variera över året.	Valt vecka 47 (= november) då den är närmast och detaljer fanns i (Obel, 2012)
Magasinsgränser i början och slutet av den studerade perioden	Samma data som för vecka 47 i (Obel, 2012) valdes: Alla magasin (utom Väner och Vättern) antogs i början vara fyllda till 67,6% av max. Jämfört med (Obel, 2012) så var detta en mycket blåsig vecka så slutmagasinen antogs till minst 68,2% av max, där original-data var minst 67,4%.
Tillrinning	Tillrinningen antogs vara 78% av årsmedeltillrinningen, medan (Obel, 2012) antog 88,5%.

Tabell 9 Data använda vid test av detaljerad vattenkraftskörning av systemet i Figur 43

Med modellen ovan och data enligt Figur 43 och Tabell 9 erhålls en körning enligt Figur 44. Programmet GAMS användes för lösning av detta linjära optimeringsproblem. Exekveringstiden var ca 27 minuter. Problemet har 359147 ekvationer och 438985 variabler vilket förklarar varför det blir ett så stort problem. Till en börja med har man 2 tappningssegment för varje vattenkraftverk med en produktionsmöjlighet i varje (olika verkningsgrad, lägre vid hög produktion). Detta ger totalt $2 \cdot 168(\text{timmar}) \cdot 256(\text{kraftverk}) = 86016$ variabler bara för produktionen. Tillkommer tappning, spill, magasinssnivåer etc vilket förklarar mängden variabler. Detta ger också en indikation om att en vecka är rimlig att simulera om man ska testa olika uppsättningar av problemet.

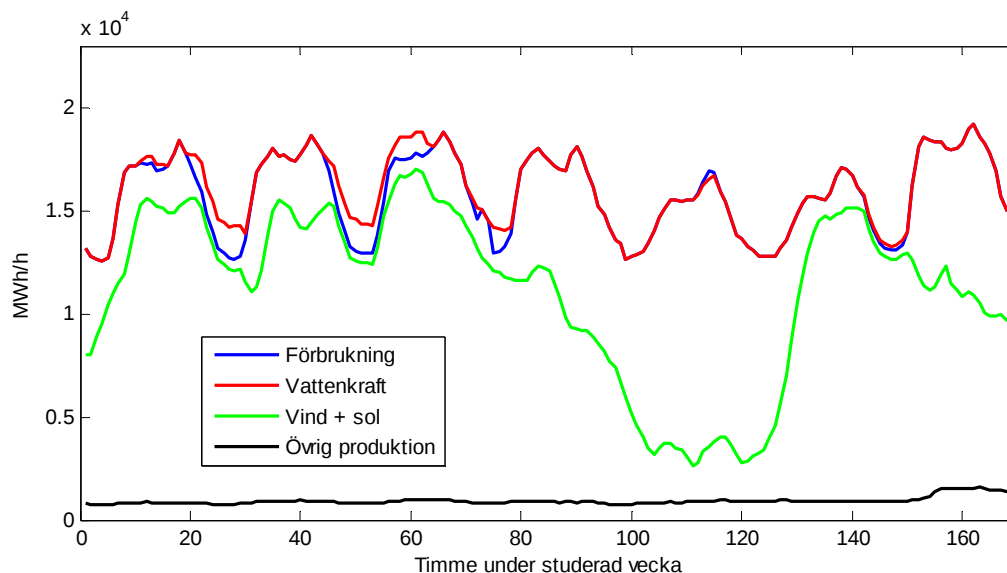


Figur 44 Resultat med modellen ovan och data enligt Figur 43 och Tabell 9.

I Figur 44 framgår att "Övrig produktion" samt "vind + sol" har samma utseende som i Figur 43. I figuren visas att det under timme 112-115 blir en något lägre produktion än elförbrukning. Detta beror på att även här har lagts till ett extra bivillkor om att total vattenkraftsproduktion måste vara mindre än 12951 MW, dvs samma gräns som tidigare. Om man inte har med denna begränsning visar det sig att det är möjligt att öka produktionen timme 112-115 över denna nivå, timme 114: 13321 MW. Det kan dock läggas till att här endast studeras tekniskt möjlig produktion utan hänsyn till, t ex, reserver. Normalt har man i Sverige ett krav om såväl primära som sekundära reserver och dessa begränsar mängden elproduktion i vattenkraften. I den körning som gjordes finns inget vindkraftspill, men däremot ett visst vattenkraftspill (domspill) om 0,03% vilket även kan erhållas utan vindkraft, se (Obel, 2012). Den generella slutsatsen från just detta exempel är att det är möjligt under dessa

förutsättningar att balansera vind- och sol-kraft med vattenkraften. Skillnaden mellan förbrukning och total produktion behandlas i modellen som "import".

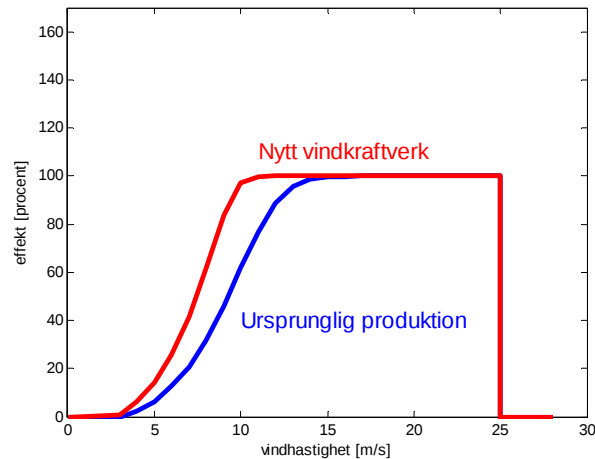
I nästa test studeras samma vecka som den i Figur 43, men vi antar att vindkraften kan tillåtas komma upp i 90% av total förbrukning istället för 75%. Här antas också en högre tillrinning: Ovan antogs att tillrinningen var 78% av årsmedeltillrinningen, här antas istället 160% av årsmedeltillrinningen. Resultatet visas i Figur 45. Som framgår här så blir man nattetid tvungen att exportera (eller minska vind- eller annan produktion) kraft eftersom tillrinningen är så stor och utrymmet för vattenkraft för litet. Det kan också tilläggas att det finns ett vattenkraftspill som inte syns i figuren, och det ligger på 2,36% (18,8 GWh) av total vattenkraftsproduktion. Även i detta exempel antas en övre gräns om 12951 MW för vattenkraften vilket förorsakar behov av import timme 112-115. Om man, t ex, minskar vindkraft+solkraft till max 75% av förbrukningen med behåller en tillrinning om 160% av årsmedel så försvinner behovet av export, och vattenkraftspillet minskar till 0,64% (5,7 GWh), dvs spild vattenkraftsenergi motsvarar 0,64% av producerad vattenkraftsproduktion. En viss påverkan har det att vid en maxgräns om 90% för sol+vind blir vattenkraftsproduktionen mindre totalt, dvs 2,36% kan inte direkt jämföras med 0,64%.



Figur 45 Resultat med antagandet att vindkraft bara kan komma upp i 90% av elförbrukningen samt tillrinning om 160% av årsmedel

6.3 Uppdaterad modell för vindkraften med längre blad

I samtliga simulering hittills har vindkraftverkens produktion modellerats med vind-effekt-funktion enligt Figur 13. Den kurvan bygger på en rapport från 2004. En utveckling har dock skett på senare år där relativt sett billigare vindkraftsblad har medfört att det för given generatorstorlek har blivit ekonomisk rationellt att ha längre blad. Detta gör att man för en given effekt får ut mer energi. Detta innebär också omvänt att för en given mängd vindenergi så behövs en lägre installerad vindkraftseffekt. Å andra sidan så uppnås installerade effekt vid en lägre vindstyrka vilket skulle kunna innebära att vindkraftsförändringar kan blir något snabbare när vindstyrkan ändras mellan två nivåer.

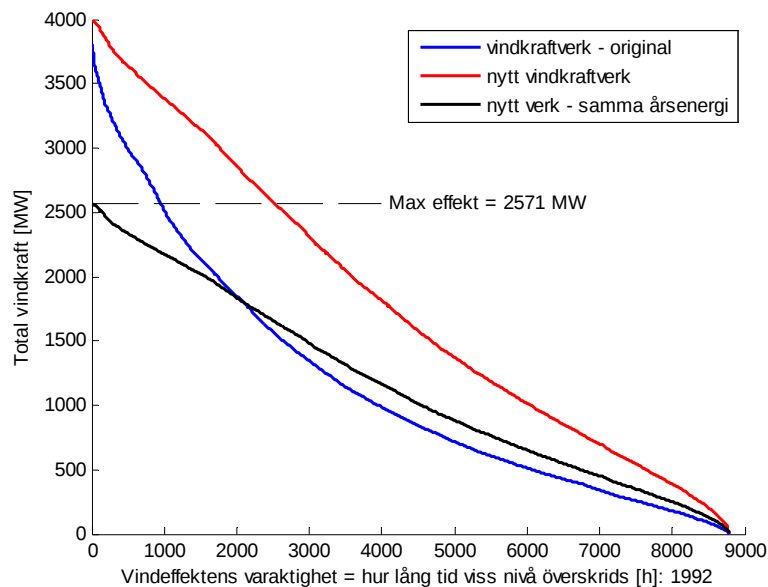


Figur 46 Vind-effektfunktion för ett det nyare vindkraftverket jämfört med det i Figur 13

De data för ett nytt vindkraftverk som används här är ett uppskalning av vindkraftverket Vestas V100, 3 MW med en rotor om 129 m, se Figur 46.

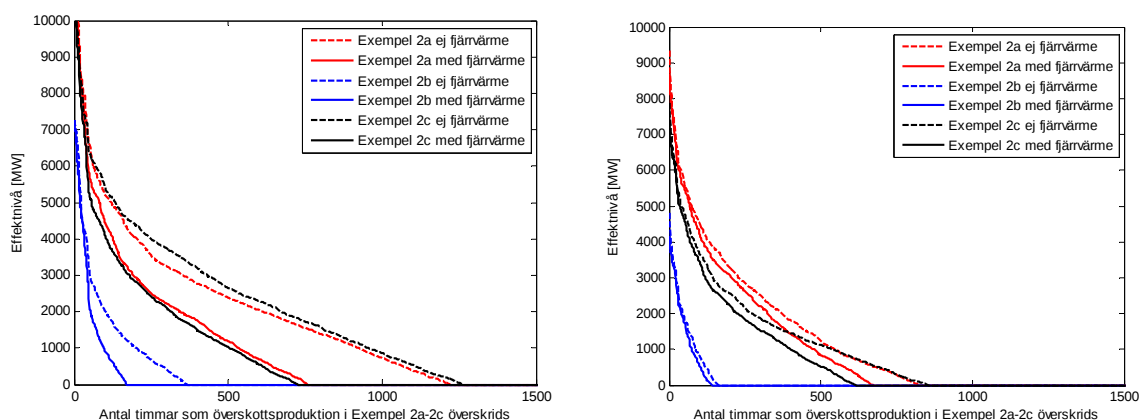
De vindkraftsdata som använts är från (Magnusson, 2004) och består av tidsserier med elproduktion från varje plats, dvs det finns inga data för vindstyrkor. Men om man studerar kurvorna i Figur 46 så ser man att varje effekt-punkt på kurvan för "Ursprunglig produktion" motsvarar en unik punkt för "Nytt vindkraftverk". Detta gör att man kan använda de ursprungliga serierna från (Magnusson, 2004) och skala upp dem enligt Figur 46.

Figur 14 visade varaktighetskurvan för vindkraften med 4000 MW vindkraft spritt över hela Sverige för året 1992. I Figur 47 finns denna kurva med, men dessutom har resultatet med 4000 MW för 1992 med det nya vindkraftverket i Figur 46 lagts in. Med detta vindkraftverk blir årsproduktionen 15,8 TWh istället för 10,2 TWh med ursprungligt kraftverk. Detta motsvarar en kapacitetsfaktor om 45,1% eller en utnyttjningstid om 3950 h. Ett alternativt sätt att se detta är att man med det nya kraftverket behöver mindre effekt för att uppnå samma årsproduktion. Om man istället för 4000 MW har enbart 2570 MW (likvärdigt skallat för samtliga platser i Sverige) så erhålls med det nya vindkraftverket en årsproduktion om 10,2 TWh för 1992.



Figur 47 Varaktighetskurva för vindkraft i Sverige, original kurvan ger samma resultat som i Figur 14

Det bör påpekas att "nytt vindkraftverk" här har använts för samtlig vindkraft i Sverige. I dagsläget (september 2013) är årsproduktionen redan 8 TWh, så all framtida elproduktion kan inte antas ha denna vind-effekt-funktion. Det kan dock finnas ett intresse av att studera storleksordningen av inverkan på systemet om man har längre utnyttjningstid på vindkraftverken jämfört med idag. Om man studerar Figur 47 så ser man att med längre utnyttjningstid (= "nytt verk") och samma årsproduktion så behövs en lägre installerad effekt. Man får därmed lägre maximal produktion (nivå över 2571 MW) vilket ur energisynpunkt kompenseras genom att man oftare har medelhög effekt (då varaktighets-kurvan är över ca 2000h). Man får dock fortfarande ibland låg produktion (t ex mindre än 500 MW), men något mer sällan. I Figur 31 visades vilket överskott som erhålls med det ursprungliga vindkraftverket och vissa andra antaganden.



Figur 48 Varaktighetskurvor för överskottsproduktion med ursprungligt vindkraftverk (vänster = Figur 31) och det nya vindkraftverket (höger)

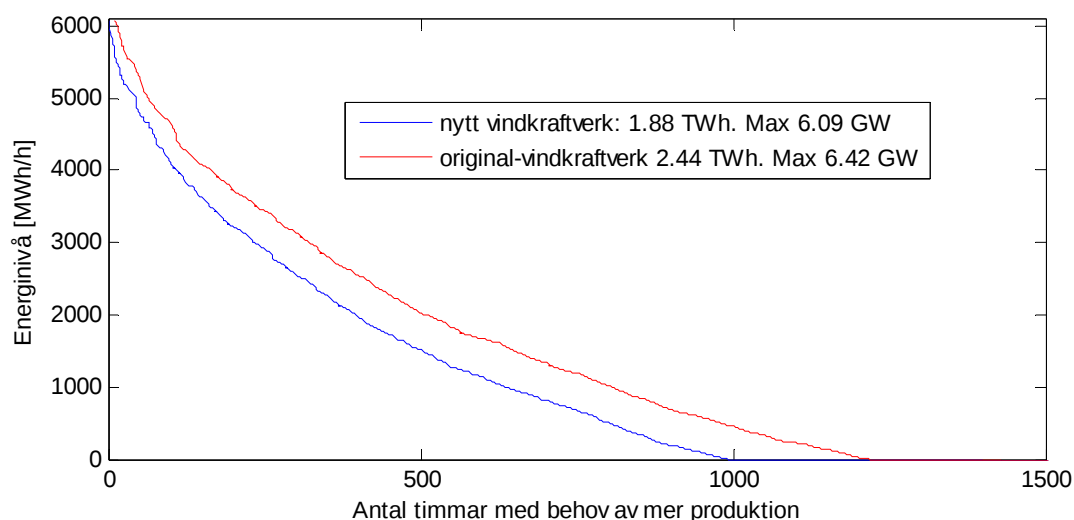
Figur 48 visar varaktighetskurvor för vilket överskott (produktion i sol+vind som överstiger kravet man har från en viss procent av elförbrukningen) man erhåller för olika fall och med olika typer av vindkraftverk. Den totala överskotts-energin per år för de olika fallen visas i Tabell 10.

Överskott i TWh:	2a, ej fjärrvärme	2a, med fjärrvärme	2b, ej fjärrvärme	2b, med fjärrvärme	3a, ej fjärrvärme	3a, med fjärrvärme
Sol+vind	13 TWh sol + 45 TWh vind Max 75% av förbrukning		10 TWh sol + 48 TWh vind Max 93% av förbrukning		10 TWh sol + 48 TWh vind Max 75% av förbrukning	
Ursprungligt vindkraftverk	2,967 TWh	1,773 TWh	0,605 TWh	0,337 TWh	3,216 TWh	1,612 TWh
Nytt vindkraftverk	1,823 TWh	1,557 TWh	0,234 TWh	0,198 TWh	1,510 TWh	1,167 TWh

Tabell 10 Överskottsenergi i Figur 48

Som framgår av Tabell 10 så medför vindkraftverk med högre utnyttjningstid ett något minskat överskott. Om man, t ex tar situation 2b, så är det minskade överskottet 0,37 TWh (ej fjärrvärme) respektive 0,14 TWh (med fjärrvärme). Detta motsvarar 0,8 respektive 0,3 procent av total vindkraftsproduktion om 48 TWh.

En annan inverkan av längre vindkraftsblad gör att man något mer sällan får låg vindkraftsproduktion. I Figur 42 visas ovan ett exempel på hur låg vindkraftsproduktion gör att man får ett ökat behov av mer elproduktion då tillgänglig kraft, dvs övrig+sol+vind+vatten inte räcker. Samma typ av beräkningar kan göras med det nya vindkraftverket. Resultatet visas i Figur 49. Som framgår av detta sker en viss inverkan, men den är inte så stor.



Figur 49 Varaktighetskurva för import/övrigt produktionsbehov. Kopia på Figur 42 samt motsvarande beräkningar med nytt vindkraftverk

För att få en storleksordning på extra värdet av längre utnyttjningstid ur systemsynpunkt kan följande beräkning göras:

- Antag att man kommit fram till att det är möjligt att 93 procent av konsumtionen kan täckas av sol+vind. Antag också att allt överskott (se Figur 48) spills, dvs det kan inte användas i

fjärrvärmens och det kan inte exporteras. Spillet värderas till kostnaden för vindkraftverk, ca 60 öre/kWh

- Antag att det inte finns möjlighet till import för att täcka det extra behov som uppkommer vid låg vind+sol och hög elförbrukning. Detta extra behov (se Figur 49) täcks istället av gasturbiner eller dylikt (antag biobränsle). Kostnaden antas till dagens gasturbiner, dvs 300000 kr/MW, år, 95% tillgänglighet → 315789 kr/MW och 900 kr/MWh driftkostnad. Med ett antagande om ett elpris om 500 kr/MWh blir därmed merpriset 400 kr/MWh.
- Antag att kostnaden slås ut på all svensk konsumtion, dvs 150 TWh

Resultatet visas i Tabell 11. Som framgår av tabellen ligger kostnaden med dessa antaganden i storleksordning 2 öre/kWh. Extravärdet att ha en utnyttjningstid om 3950 timmar istället för ca 2500 timmar är ca 0,4 öre/kWh

Kraftverk	Överskott - Spill		Underskott				Totalt
	TWh	MSEK	MW	MSEK	TWh	MSEK	öre/kWh
Original	0,605	363	6420	2027	2,44	976	2,24
Nytt	0,234	140,4	6090	1923	1,88	752	1,88

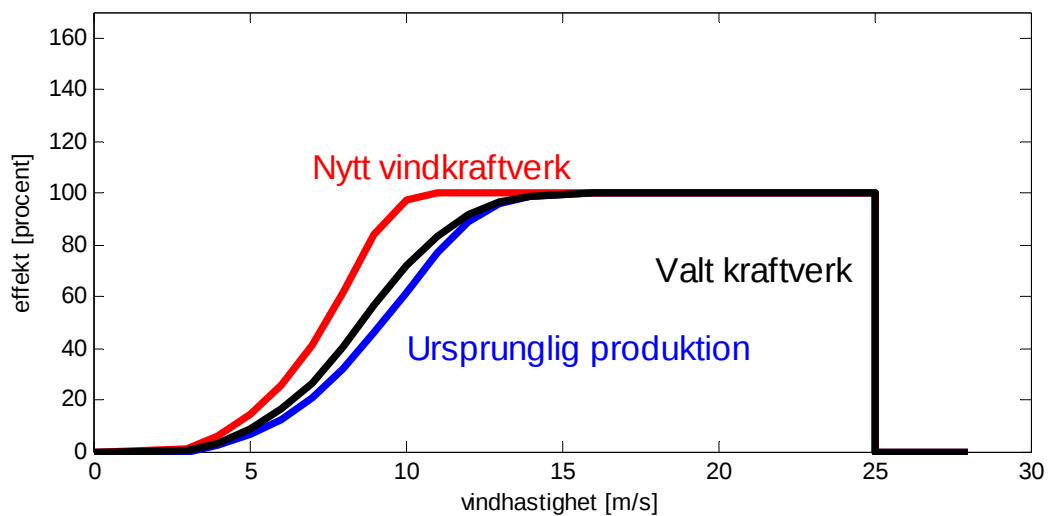
Tabell 11 Extrakostnad för överskott och underskott vid vissa antaganden

Det ” nya vindkraftverket” innebär som beskrivits ovan en utnyttjningstid om 3950 timmar. I fortsättningen görs antagandet att en genomsnittlig utnyttjningstid i framtiden kommer ligga på ca 2900 timmar. Detta för att ge en något mer realistisk beskrivning av utvecklingen i framtiden. Som framgår av Tabell 11 så har det inte en så stor betydelse för den totala inverkan, i varje fall om man studerar inverkan vid låg last/hög vind+sol (→ överskott) eller hög last/låg vind+sol (→ underskott). Som kommentar kan nämnas att genomsnittlig utnyttjningstid för ett antal nyare kraftverk enligt uppgift (september 2007) är ca 2700 timmar, så antagandet om 2900 timmar innebär en fortsatt utveckling mot längre blad och/eller högre torn och/eller lägen med högre vind. Från Finland rapporteras (oktober 2013) utnyttjningstider om 3000-4000 timmar för vissa ny installationer. Denna utnyttjningstids (2900 timmar) kan erhållas genom att man använder en vind-effekt-kurva som ligger emellan de två kurvorna i Figur 46. I de intervall där det är skillnad mellan de två kurvorna, beräknas nivån som:

$$MW(\text{valt kraftverk}) = MW(\text{original}) + p \cdot [MW(\text{nytt}) - MW(\text{original})]$$

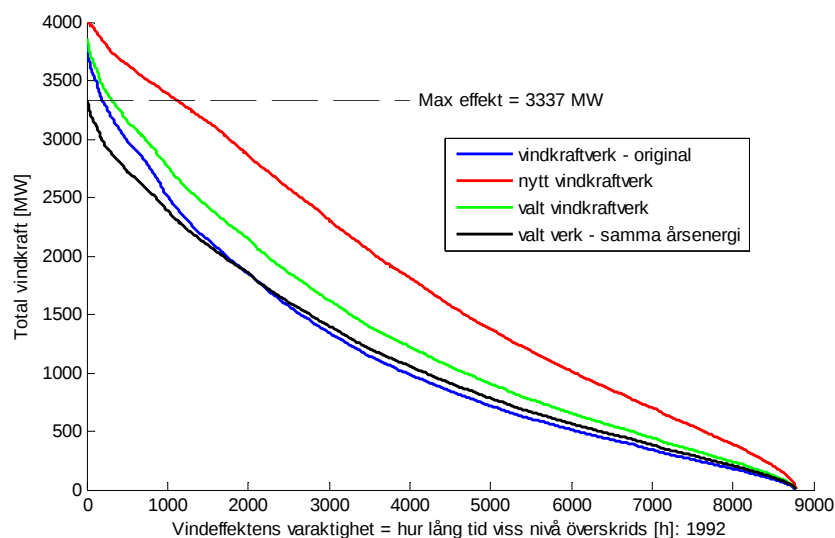
Om man sätter $p=0,283$, erhålls en genomsnittlig elproduktion om 11,25 TWh för de 10 studerade åren vid 4000 MW installerad effekt. I originaldata ger 4000 MW 9,6987 TWh som årsgenomsnitt. Här antas att 4000 MW ska motsvara 2500 timmars utnyttjningstid, dvs 10 TWh som genomsnitt. Detta beror dock på vilka år som studeras och hur effekten fördelas på olika ställen. Här antas samma relation mellan 2900/2500 som 11,25/9,6987. Detta erhålls vid $p=0,283$. Kraftverkets

överföringsfunktion med denna parameter visas i Figur 50.



Figur 50 Överföringsfunktion för kraftverk som ger en utnyttjningstid om ca 2900 timmar.

Med valt vindkraftverk som ger 2900 h utnyttjningstid så behövs endast 3337 MW för erhålla en årsproduktion om ca 10 TWh. Utnyttjningstid för valt vindkraftverk visas i Figur 51.



Figur 51 Varaktighetskurva för valt vindkraftverk och vinddata för 1992.

6.4 Uppdaterad modell för övrig produktion

I beräkningarna i kapitel 5.7 användes historiska data den övriga produktionen, dvs kraftvärmen.: ”Övrig värmekraft enligt data från Svenska Kraftnät för 2011”. Eftersom, t ex, 55 TWh sol- och vindproduktion ligger en bit in i framtiden så måste man beakta de möjligheter och planer som finns för ytterligare kraftvärme i Sverige.

Den installerade effekten i kraftvärme-fjärrvärme var 2011 3551 MW (Svensk Energi, 2011). I de data som erhållits från Svenska Kraftnät för 2011, så gav ”övrig produktion” 9,8 TWh. Den maximala

effekten under 2011 var 2751 MW. Enligt samma rapport förväntas kraftvärmens installerade effekt öka till 5200 MW till år 2024. Det innebär en tillkommande installerad effekt om $5200 - 3551 = 1649$ MW, dvs en ökning om $1649/3551 \rightarrow 46,44$ procent. Om man ansätter denna ökning på årsenergiproduktion så blir ökningen $0,4644 * 9,8 = 4,55$ TWh. Med dessa antaganden blir total kraftvärmeproduktion $9,8 + 4,55 = 14,3$ TWh. I (Håkan Sköldberg, 2013) har man gått igenom potentialen för mer kraftvärme. Denna rapport är något nyare jämfört med (Svensk Energi, 2011) där potentialen kommer från en rapport från 2010. I (Håkan Sköldberg, 2013) står det på sidan 34 angående fjärrvärmens kraftvärmeverk: "Vår samlade bedömning av kraftvärmepotentialen baserat på de ovan presenterade källorna landar på 14,7 TWh el, både för år 2020 och 2030. Vi baserar detta på förutsättningen att fjärrvärmeleveranserna minskar något på sikt." 14,7 TWh innebär en ökning om $14,7/9,8 = 50,2$ procent jämfört med den energiproduktion som erhöles från 2011 års data.

Nedan antas att kraftvärmen ökar med 50 procent.

6.5 Numeriskt exempel med detaljerad vattenkrafts-simulering

I det följande kommer ett nytt exempel sättas upp för att studera möjligheten till en större mängd sol- och vindkraft i det Svenska elsystemet. Antagandena är följande:

- Elförbrukningen antas vara samma som tidigare, dvs 2011 års nivå. Årsförbrukningen är 139,2 TWh. Denna nivå motsvarar den elförbrukning som mäts mellan nät och kund och inkluderar därmed inte industriellt mottryck vilket är produktion inom olika industrier där den mätning som sker inkluderar såväl industrins konsumtion som konsumtion. Under 2011 var denna produktion 6,4 TWh (Svensk Energi, 2011), dvs total konsumtion var $139,2 + 6,4 = 145,6$ TWh. Här hanteras enbart den som finns tillgänglig, uppmätt per timme, dvs total 139,2 TWh.
- Vind- och solkraft antas tillsammans ha en potential om 60 TWh (40 procent av 150 TWh). Data erhålls på samma sätt som beskrivits i avsnitt 5.1, dvs tidsserier för vindkraften multipliceras med en faktor och likadant för solkraften. Antagandet är 48 TWh från vindkraften och 12 TWh från solkraften. Om inte allt kan användas, vilket kommenteras nedan, kommer nettot bli mindre än 60 TWh.
- För vindkraften används vald överföringsfunktion enligt Figur 51 som därmed har en utnyttjningstid om 2900h och en installerad effekt om 3337 MW för 10 TWh och därmed $48/10,134 * 3337 = 15808$ MW för 48 TWh. Ursprungsdatafilen gav 10,134 TWh/år.
- För solkraften används samma data som tidigare och beskrivs i avsnitt 4.3. Detta innebär att 12 TWh/år motsvarar en maximal effekt om $12/10 * 7805 = 9366$ MW.
- För kraftvärmen antas en ökning med 50 procent från 2011 enligt beskrivningen i avsnitt 6.4. Detta innebär att den maximala produktionen är 4127 MW.
- Vindkraft + solkraft antas producera som mest 83 procent av förbrukningen. Läget nu är att man i Portugal haft 93 procent av produktionen från vindkraft och att man på Irland strävar mot 75 procent av produktionen under 2015. (83 procent är någonstans emellan). Det skall dock påpekas att utmaningen på Irland är bortfall av en stor import, och den är procentuellt ganska stor då Irland är ett ganska litet system. Dessutom är Sverige synkront kopplat till grannländerna. Dessutom ingår inte kraftvärme i industrin här då den ligger utanför den elförbrukningskurva som används här. Kraftvärmen i industrin har normalt synkronmaskiner. Den installerade effekten var 2011 1240 MW och väntas öka till 1800 MW till år 2024 (Svensk Energi, 2011). I Storbritannien strävar man mot att kunna få 90 procent av elkraften från

asynkron generering, dvs vindkraft i ett isolerat system. 83 procent antas därmed inte vara orimligt, men kräver samtidigt utveckling jämfört med idag.

- g) För kraftvärmen antas att man kan dra ner den med 75 procent från planerad nivå om alternativet är att spilla [vindkraft+solkraft]. Dock måste man fortfarande uppnå kravet om att [vindkraft+solkraft] får vara högst 83 procent av elförbrukningen. Detta förutsätter i praktiken att man i fjärrvärmen har andra sätt att generera värme, men det är också möjligt att använda el för uppvärmning i fjärrvärmenäten vid dessa tillfällen. Men det är långsiktigt ekonomiskt rimligt att minska kraftvärmeproduktionen då den har en driftskostnad som normalt är betydligt högre än vindkraftens eller solkraftens.
- h) I detta exempel antas att fjärrvärmen inte kan ta emot något överskott från sol- eller vindkraft.
- i) Vattenkraften antas ha en min-nivå om 1875 MW och en maxnivå om 12951 MW, vilket var extremvärdena under 2008, se Figur 10.

För simuleringarna används följande angreppssätt:

- j) Först görs en *preliminär simulering*, vilket liknar den som beskrivits i avsnitt 5.5 och 6.2:
 - i. Given produktion = (värmekraft + solkraft + vindkraft) där (solkraft + vindkraft) får vara maximalt 83 procent av konsumtionen. Vid låg elförbrukning och hög produktion i värmekraften är det (teoretiskt) möjligt att total produktion från [min-vatten + sol + vind + kraftvärme] överstiger elförbrukningen. Om så är fallet antas kraftvärmen kunna minska till minimalt 25 procent av nivån innan minskningen för att kunna ta emot mer sol+vind. Om total produktion = "given produktion" + min vattenkraft (1875 MW) fortfarande överstiger konsumtionen så antas att resterande sol+vind vara "överskott" så att "given produktion" + min vattenkraft = svensk konsumtion per timme.
 - ii. Önskad vattenkraft = Elförbrukning – Given produktion
 - iii. Faktisk vattenkraft = Önskad vattenkraft, dock max 12951 MW. Om detta är möjligt gällande effektvariationer och energiproduktion hanteras nedan. Om inte vattenkraftens 12951 MW räcker för att täcka elförbrukningen hanteras skillnaden som "underskott".
- k) Resultatet från den *preliminära simuleringen* är därmed en preliminär bedömning av produktion i varje kraftslag per timme. Denna simulering är mycket snabb och man kan göra beräkningen för hela året. Man kan bland annat få fram energiproduktion per kraftslag, överskott från sol- och vindkraft, möjlig nerdragning av kraftvärme, extra behov av annan elproduktion/import (= "underskott") etc.
- l) Vattenkraftmodellen är dock mycket förenklad med enbart en maximal och minimal gräns.
- m) Nästa steg är därmed att studera systemet för olika veckor för att studera om en detaljerad modell av vattenkraften enligt avsnitt 6.2 ger ett annat resultat än den preliminära simuleringen. Denna simulering kan dock enbart, av praktiska skäl pga beräkningstider, göras för en vecka i taget.

Den stora utmaningen när det gäller vattenkraften är att det är väldigt många parameterar som kan sättas. Nedan antas samma uppsättning som i (Obel, 2012) dvs man simulerar 1 vecka i taget.

Angående själva simuleringstrategin används följande uppsättning vilket därmed inkluderar vissa antaganden.

- n) En utmaning är att sätta magasinssnivåer och tillrinning. I detta projekt har det inte funnits någon detaljerad information om hur det har sett ut för olika år. Här har, på samma sätt som i (Obel, 2012) antagits normalår, dvs genomsnittlig tillrinning för olika perioder och startnivåer för magasinerna för varje vecka enligt ett visst år.

6.5.1 Preliminär simulering

Med data och metod enligt ovan erhålls en balans för varje timme mellan produktion och konsumtion, inklusive möjlig underskott och överskott. Vid resultatbeskrivningen nedan antas att vid en överskottssituation så sker nerdragningen proportionellt mellan solkraft och vindkraft, dvs om vindkraft producerar dubbelt så mycket så är "nerdragningen" dubbelt så stor av vindkraftsenergin för denna timme. Resultatet visas i Tabell 12.

Energislag	TWh/år	Procent	MW – max i simuleringar	TWh-2011	Procent 2011	MW-max 2011
Kärnkraft	0	0 %	0	58,0	39,5 %	9363
Vindkraft	46,8	32,1 %	15633	6,1	4,2 %	2899
Solkraft	11,6	8,0 %	9148	0,0	0,0 %	0
Vattenkraft	65,7	45,1 %	12951	66,0	44,9 %	16197
Underskott/kondens	1,3	0,9 %	5081	1,01	0,7 %	3197
Övrig produktion/CHP	13,9	9,5 %	4127	9,4	6,4 %	3551
Ind. mottryck (2011)	6,4	4,4 %	1240	6,4	4,4 %	1240
Totalt	145,7	100,0 %	48180	146,9	100,0 %	36447
Vindkraft: överskott	1,2	2,59% av 46,8 TWh	5919	-	-	-
Solkraft: överskott	0,4	3,64% av 11,6 TWh	3957	-	-	-

Tabell 12 Energiresultat från den preliminära simuleringen (till vänster). I denna studeras nettoförbrukningen dvs total förbrukning – produktion i industriellt mottryck. Till höger visas faktiska data från 2011 (Svensk Energi, 2011)

Tabell 12 visar resultatet från grundantagandena redovisade ovan. Ett viktigt antagande är att maximal vattenkraft antas till 12951 MW trots att installerad effekt är 16197 MW. Det kan vara av intresse att se vissa av dessa resultat med andra antaganden, se Tabell 13.

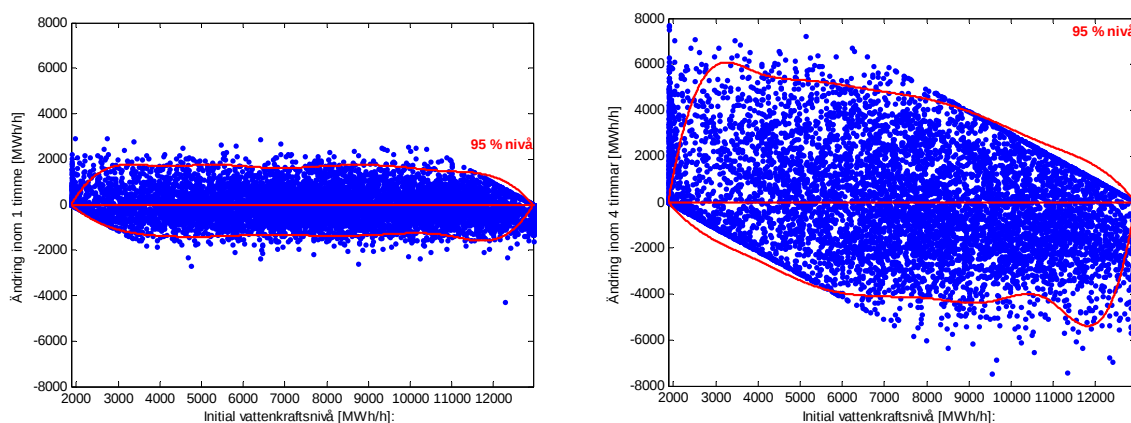
Storhet	Tabell 12	1	2	3	4	5
Vattenmax	12951	13800	12951	12951	12951	13800
Vattenmin	1875	1875	1800	1875	1875	1800
Sol+vind: Andel av last: %	83	83	83	90	83	90
Kraftvärme-min %	25	25	25	25	0	0
Underskott TWh	1,3	0,7	1,3	1,3	1,3	0,7
Vind-överskott TWh	1,2	1,2	1,2	1,1	1,2	0,9
Sol-överskott TWh	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3

Tabell 13 Samma beräkningar som för Tabell 12 men med andra antaganden

6.5.2 Preliminär simulering - vattenkraft

Tabell 13 visar att om man har möjlighet till högre vattenkraftseffekt så minskar underskottet. Om man kan använda en större del av sol- och vindkraft, och kan dra ner kraftvärmen så minskar överskottet. Det som har störst inverkan av det som studerats är om man har tillgång till högre vattenkraftseffekt och att vattenkraftens min-nivå kan vara låg.

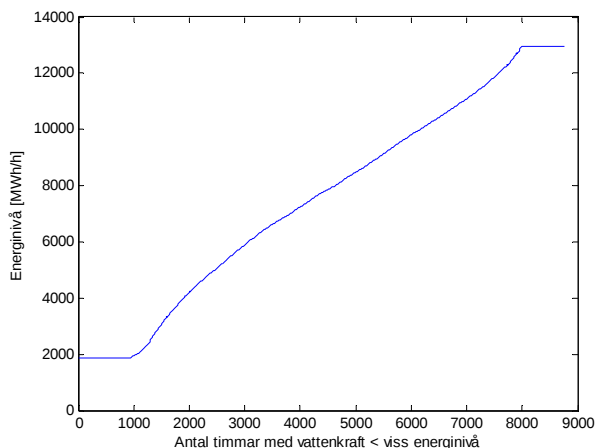
I det följande återgår vi till ursprungsdata enligt ovan. Vattenkraftens variation från timme till timme och inom intervallet 4 timmar kan studeras på samma sätt som visas i, t ex, Figur 11 Ändringar av vattenkraftens produktion inom en timme för 2008 (vänster) och 2011 (höger). Data från , se Figur 52.



Figur 52 Variation av total vattenkraft, efter den preliminära simuleringen, inom en timme (vänster) och 4 timmar (höger)

Om man jämför amplituden så ligger den på upp till ca 2000 MW mellan 2 timmar och upp till ca 6000 MW mellan 4 timmar. Det är ungefär samma nivåer som under 2008, se Figur 11 (1 timme) och Figur 12 (4 timmar). Skillnaden är att man har oftare förändringar från höga och låga nivåer.

Ett annat sätt att se på vattenkraften (preliminära simuleringen) är att studera dess varaktighetskurva vilken visas i Figur 53.

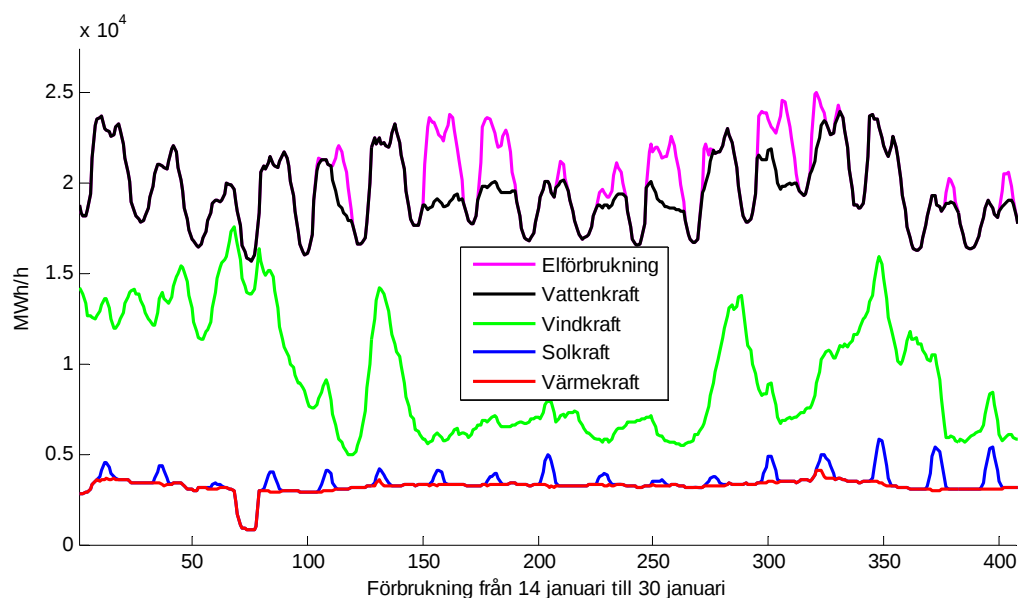


Figur 53 Varaktighetskurva för vattenkraftsproduktion efter den preliminära simuleringen

En tydlig förändring är att vattenkraften oftare (860 timmar) körs på lägsta nivån 1875 MW och 765 timmar på högsta nivån, 12951 MW.

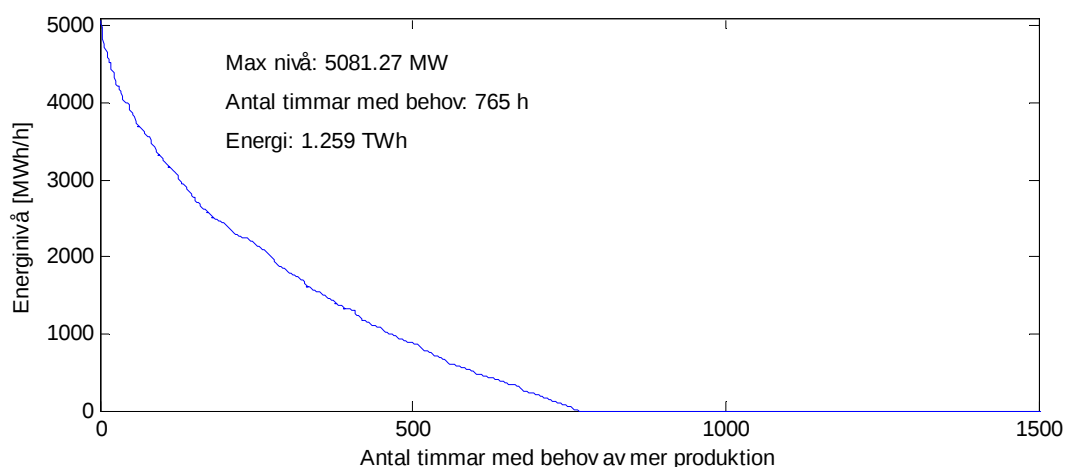
6.5.3 Preliminär simulering – underskott

I Figur 54 visas resultatet för en specifik vinterperiod. Som framgår av figuren så är det relativt gott om vind i början på perioden och natten mellan 16-17 januari (dagarna kan räknas med hjälp av solproduktionen) så minskas kraftvärmen så man fortfarande kan hålla min-nivån på vattenkraften.



Figur 54 Preliminär simulering för perioden 14-30 januari

I mitten av perioden räcker dock inte kraftvärme+sol+vind+maxvatten vilket gör att man får ett underskott som måste täckas på något sätt. Om man istället studerar hela året så kan man få ut en varaktighetskurva på detta underskott vilket visas i Figur 55.



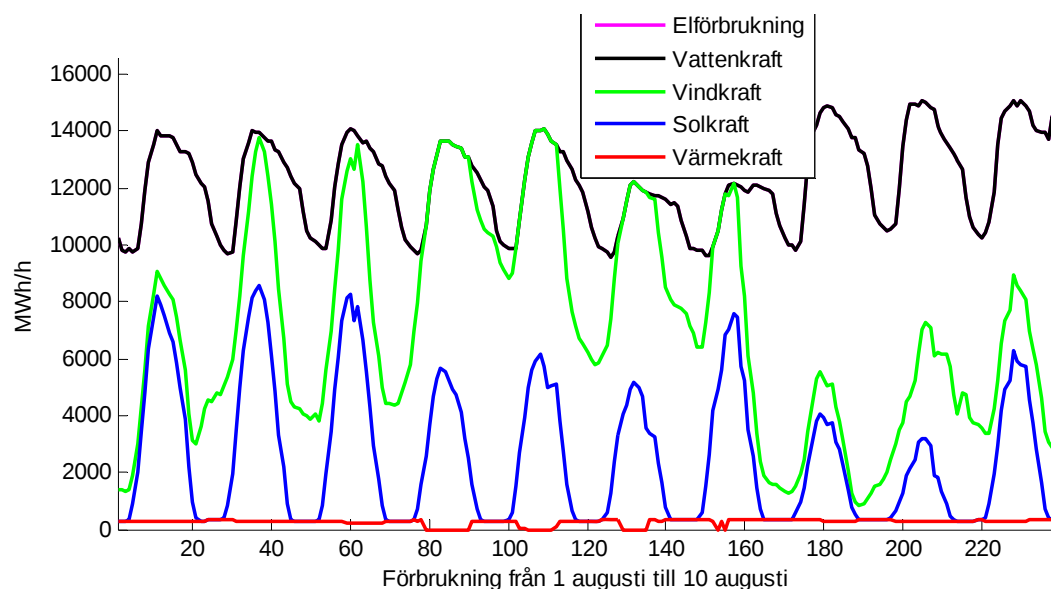
Figur 55 Varaktighetskurva för underskottet vilket måste täckas med annan produktion.

Av figuren framgår att det maximala behovet av ytterligare produktion är 5081 MW och under totalt 765 timmar. Detta innebär att vattenkraften används maximalt (12951 MW) under 765 timmar.

Denna energi måste täckas på något sätt och även effektnivån, dvs upp till 5081 MW. I verkligheten kan det finnas möjlighet till import, flexibel elförbrukning etc. Om man ska få en storleksordning på kostnaden för detta så antas här samma kostnader och kraftverk som för Tabell 11, dvs denna produktion antas täckas med gasturbiner: 300000 kr/MW, år, 95% tillgänglighet → 315789 kr/MW och 900 kr/MWh driftkostnad. Med dessa kostnader blir totalkostnaden per år $5081 \cdot 0,315789 + 1,259 \cdot 900 = 2738$ MSEK/år. Om vi antar att energi-inköp normalt kostar 50 öre/kWh, så blir merkostnaden $2738 - 1,259 \cdot 500 = 2108$ MSEK/år. Med en elförbrukning om 139,2 TWh innebär detta en kostnad om $2108 \text{ MSEK} / 139,2 \text{ TWh} = 1,51$ öre/kWh. Andra lösningar, t ex flexibel elförbrukning och/eller import och/eller andra lösningar bör bara utnyttjas om de är billigare, vilket i så fall innebär en lägre kostnad.

6.5.4 Preliminär simulering – överskott

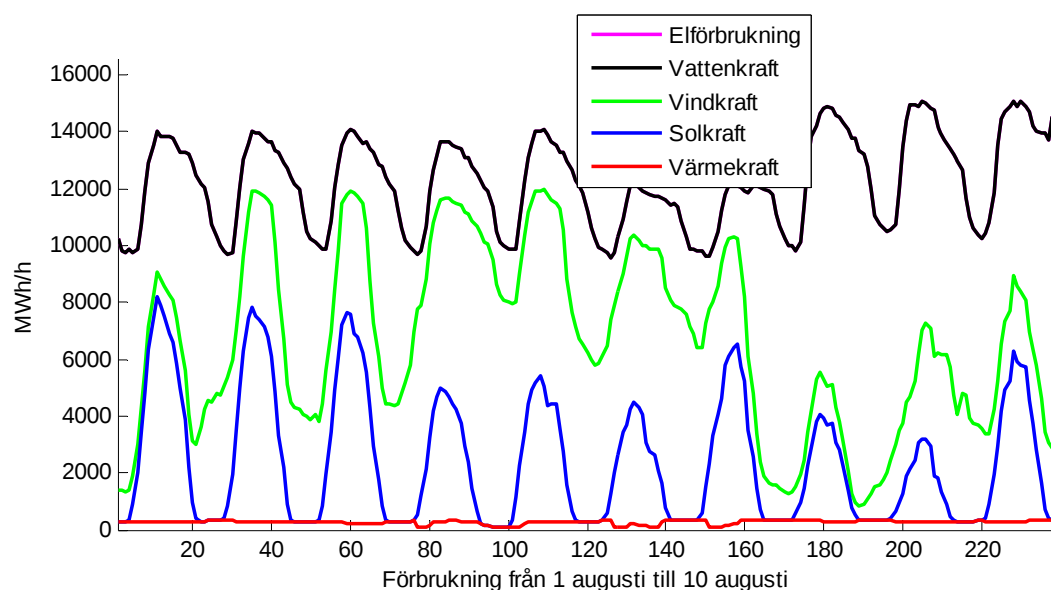
Först antas här att det inte finns några begränsningar gällande minimalt vatten, maximal andel av produktionen som kan täckas av vind+sol eller minimal nivå på kraftvärme. Detta visas för en period i början av augusti i Figur 56



Figur 56 Preliminär simulering för perioden 1-10 augusti utan begränsning på min-vatten, max andel sol+vind och min kraftvärme

Från Figur 56 framgår att vid ett flertal timmar så överstiger sol+vind elförbrukningen även om kraftvärmens minskas till noll. Och vissa timmar (mitt på dagen den 2:a och 3:e) kommer sol+vind så högt att det inte finns något utrymme alls för vattenkraft.

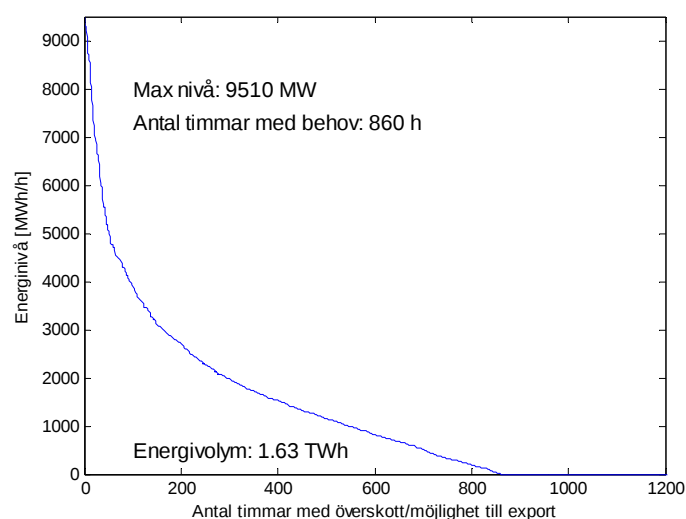
Här antas att detta körschema inte är möjligt utan man måste minst ha 1875 MW vattenkraft, sol+vind kan högst vara 83 procent av elförbrukningen och kraftvärmens kan endast minska till 25 procent av ursprungsnivån. Om man antar detta så erhålls istället ett körschema enligt Figur 57.



Figur 57 Preliminär simulering för perioden 1-10 augusti med antagna begränsningar.

Av Figur 57 framgår att vind- och solkraften har minskats för att klara begränsningarna. Minskningen klassas här som "överskott". Överskottet fördelas mellan vind och sol under varje timme i proportion till hur stor produktionen var under just den timmen.

Om man nu studerar det totala överskottet på årsbasis så kan en varaktighetskurva ritas, se Figur 58.



Figur 58 Antal timmar med överskott/möjlighet till export. Överskottet består av vind- och solkraft

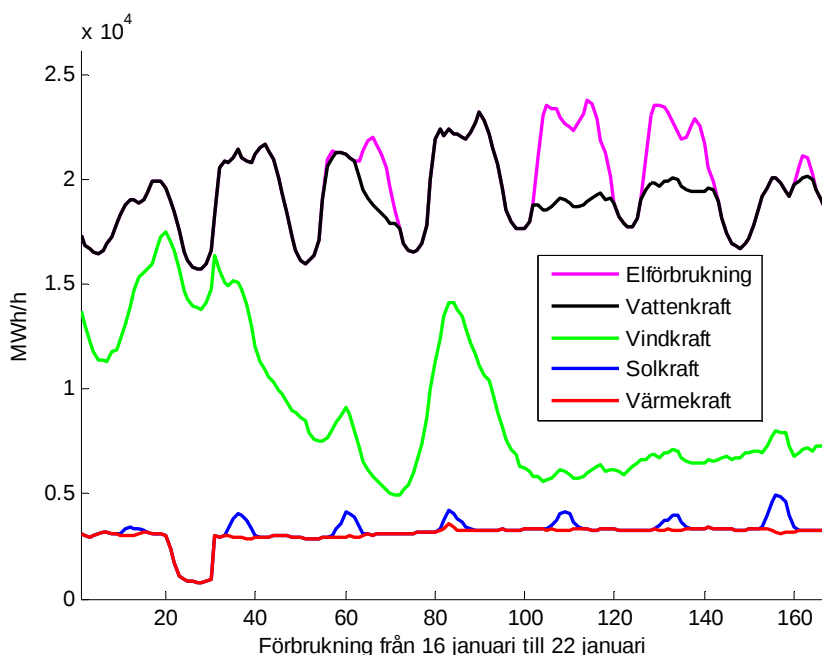
I detta exempel beräknas enbart detta överskott. Möjliga användningsområden (vilket inte utreds) är ersättning av bränsle i fjärrvärmen (se ovan avsnitt 5.5), ersätta bränsle i t.ex. pelletspannor, export, ladda elbilar etc. Om man antar att all denna energi enbart spillas så innebär det att den genomsnittliga vindkraft-kilowatttimmen blir 2,6 procent dyrare, och den genomsnittliga solkraft-kilowatttimmen blir 3,6 procent dyrare.

En möjlighet som använts här är att minska kraftvärmeproduktionen ner till 25 procent av originalnivån för att på så sätt få in mer vindkraft. Detta är ekonomiskt om alternativet är att spilla

sol- eller vindkraft men förutsätter att värmeproduktionen kan ske på annat sätt. Om man inte tillåter neddragning av kraftvärmens blir årsproduktionen 14,68 TWh, medan tillåtelse av neddragning till 25 procent ger en årsproduktion om 13,90 TWh. Minskningen av kraftvärmens produktion är därmed 5,4 procent av årsenergin. Maximal kraftvärme-produktion är 4130 MW vilket ger att utnyttjningstiden minskar från 3560 h till 3400 h.

6.5.5 Detaljerad simulering – underskott

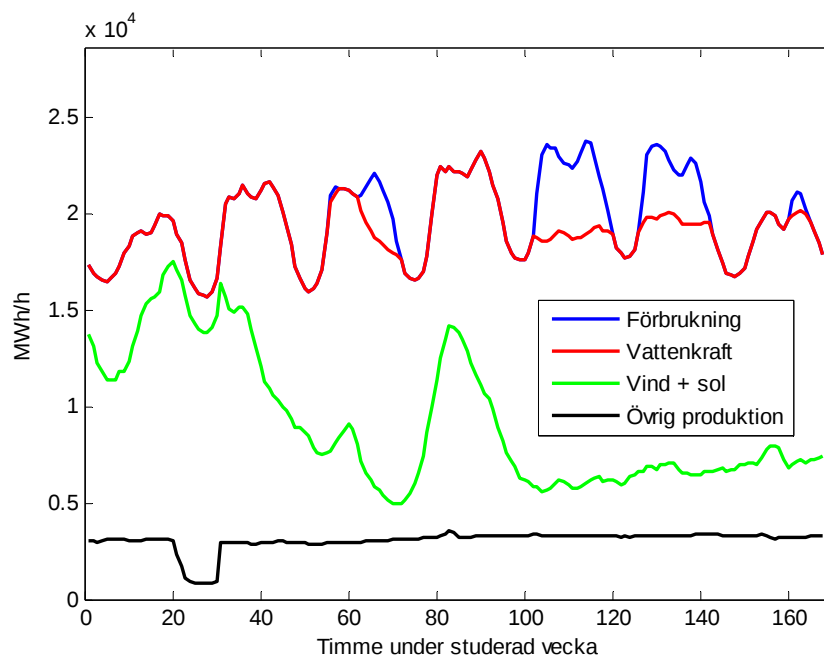
Den detaljerade simuleringen sker, som beskrivits i avsnitt 6.1, genom att man simulerar en vecka i taget. I Figur 54 visades två januari-veckor med flera timmar med underskott, dvs behov av ytterligare produktion. Här har valts veckan 16-22 januari för en detaljerad studie. Den preliminära simuleringen för denna vecka visas i Figur 59. Det kan noteras att natten mellan 16-17 januari är det så mycket vindkraft att kraftvärmens minskar sin produktion.



Figur 59 En januari-vecka med flera timmar med behov av ytterligare produktion. Resultat från preliminär simulering

Med dessa antaganden kan den svenska vattenkraften simuleras med metoden beskriven i avsnitt 6.1. För vattenkraft-simuleringen har antagits samma data som för Vecka 3 i (Obel, 2012). Detta innebär att alla magasin i början av den studerade veckan antas ligga på 48,1 procent av fullt magasin. Väterns start-nivå är 59 procent av fullt magasin och Vätterns startnivå är 69,7 procent av nivån. Dessa nivåer bygger på Svensk Energis veckostatistik (Obel, 2012). För tillrinningen antas all tillrinning ligga på nivån 41,8 procent av årsgenomsnittet. Även denna nivå kommer från Svensk Energis veckostatistik (Obel, 2012).

Resultatet från den detaljerade simuleringen är tappningar, magasinshöjder och elproduktion etc för varje enskilt kraftverk för varje timme. Resultatet sammanfattas i Figur 60. Det interna vattenkraftspillet är 0,05 procent. Om man studerar varje timme så visar det sig att samma totala vattenkraftsproduktion erhöles som i den preliminära simuleringen i Figur 59, dvs vattenkraften kan med här givna förutsättningar hantera denna situation.



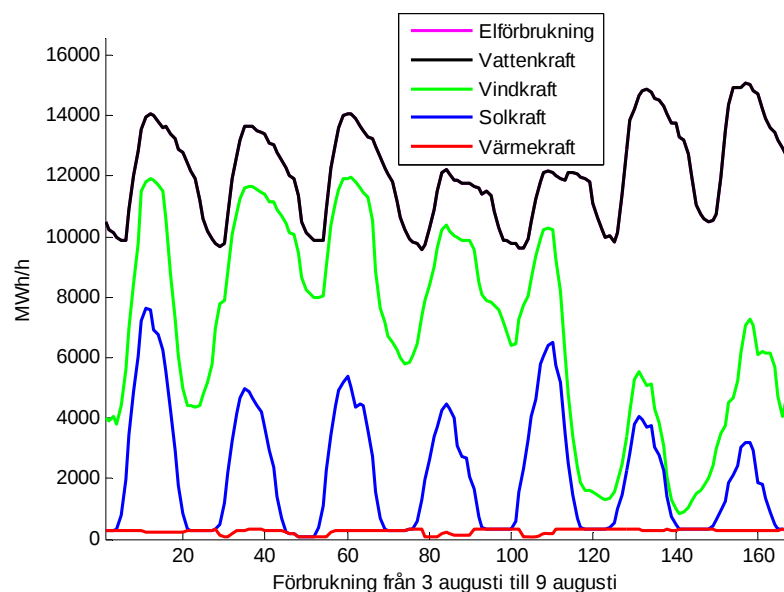
Figur 60 Samma januari-vecka som i Figur 59 med flera timmar med behov av ytterligare produktion. Resultat från detaljerad simulering.

En skillnad jämfört med vecka 3 i simuleringarna i (Obel, 2012) är att här behövs mer vattenenergi just denna vecka vilket innebär att slutmagasinen hamnar på en lägre nivå. I (Obel, 2012) sätts slutnivån för att vattenkraftsenergin ska bli rätt under veckan, men i formulering här är önskad energi given och slutmagasinen hamnar på den nivå det blir. I detta exempel ha dock ansatts att slutnivån i samtliga magasin måste vara större än 43 procent av nivån motsvarande fyllt magasin.

6.5.6 Detaljerad simulering – överskott

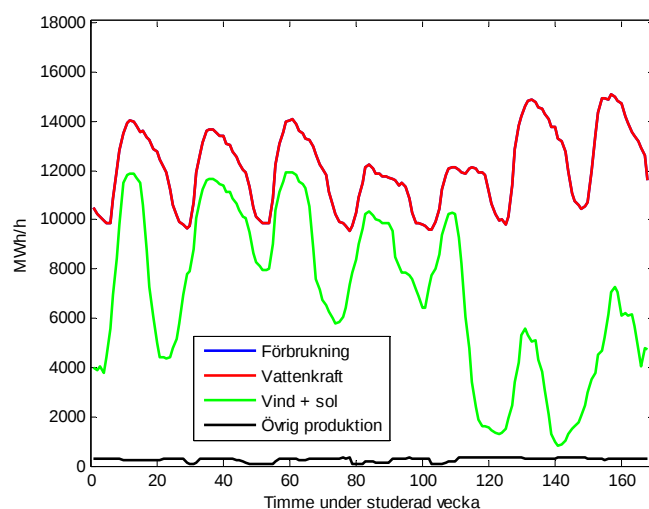
I Figur 57 visades resultatet från den preliminära simuleringen för tidsperioden 1-10 augusti. Från denna period har här valts tiden 3-9 augusti vilket motsvarar en augustivecka. Resultatet från den preliminära simuleringen visas i Figur 61.

Med dessa antaganden kan den svenska vattenkraften simuleras med metoden beskriven i avsnitt 6.1. För vattenkraft-simuleringen har antagits samma data som för Vecka 32 i (Obel, 2012). Detta innebär att alla magasin i början av den studerade veckan antas ligga på 69,3 procent av fullt magasin. Väterns start-nivå är 75,14 procent av fullt magasin och Vätterns startnivå är 75,4 procent av nivån. Dessa nivåer bygger på Svensk Energis veckostatistik (Obel, 2012). För tillrinningen antas all tillrinning ligga på nivån 105,5 procent av årsgenomsnittet. Även denna nivå kommer från Svensk Energis veckostatistik (Obel, 2012).



Figur 61 En augusti-vecka med flera timmar med överskott av sol+vindkraft, dvs minimal nivå på vattenkraft. Resultat från preliminär simulering

Resultatet från den detaljerade simuleringen är tappningar, magasin nivåer och elproduktion etc för varje enskilt kraftverk för varje timme. Resultatet sammanfattas i Figur 62. Det interna vattenkraftspillet är 0,27 procent. Om man studerar varje timme så visar det sig att samma totala vattenkraftsproduktion erhöles som i den preliminära simuleringen i Figur 61, dvs vattenkraften kan med här givna förutsättningar hantera denna situation. Det kan noteras att på kvällen den 7 augusti minskar solkraften och i Figur 61 ser man att även vindkraften minskar under dagen. Men även denna ganska branta nedåt-ramp klarar vattenkraften av att följa. Under sommaren är det just solkraften som orsakar relativt snabba ramper. Som framgår av detta exempel så är solkraftens variation över dagen större än elförbrukningens. Detta innebär att i genomsnitt behövs mindre övrig produktion på dagen än på natten.



Figur 62 Samma augusti-vecka som i Figur 61 med flera timmar med minimal nivå på vattenkraften. Resultat från detaljerad simulering.

7 Slutsatser

I denna rapport beskrivs först Sveriges nuvarande elsystem samt hur elbalansen upprätthålls. Därefter görs en analys av behovet av reglerkraft vid integration av 55-60 TWh vind- och solkraft i det svenska elsystemet. Studier med olika detaljeringsgrad har gjorts. Detta är den tredje upplagan av rapporten och resultaten från alla de olika upplagorna finns med i denna rapport.

Slutsatser från Del 1:

- A. Studien visar att dagens elförbrukning i Sverige varierar betydligt mer från timme till timme än, t ex, 12000 MW vindkraft utspritt över Sverige. Detta är centralt för förståelsen av hur mycket mer reglerkraft (om man definierar detta som att motbalansera variationer) som behövs vid större mängder vindkraft. Även med, t ex, 12000 MW vindkraft blir det inga dramatiska förändringar av detta behov. Självklart behövs det något mer reglering, men för att studera detta i detalj måste man bland annat beakta att ju mer vindkraft som produceras, desto lägre körs vattenkraften vilken därmed kan öka om vindkraften minskar.
- B. Detaljerade studier av vattenkraft där upp till 30 TWh vindkraft introducerats visar på likande resultat, dvs variationen från timme till timme av total vattenkraftsproduktion förändras inte så mycket pga 12000 MW vindkraft
- C. En första preliminär studie av effektfrågan, även benämnd frågan om höglastreserver, dvs hur man ska klara av hög effektförbrukning, har även behandlats och den generella slutsatsen är att storleksordningen i kostnad för att klara denna fråga med en stor mängd variabel produktion är på nivån noll eller enstaka ören per kWh. Hur denna fråga ska lösas på ett ekonomiskt/miljömässigt effektivt sätt vid ett svenskt elsystem baserat på enbart förnybar energi är dock en utmaning som kräver fler studier.

Slutsatser från Del 2:

- D. I rapporten visas ett exempel där man begränsar mängden sol+vind till max 75 procent av total konsumtion, men fortfarande antar 55 TWh bidrag till elförsörjningen. Detta ska inte ses som en rekommendation, men mer som en känslighetsanalys om vad som händer om man skulle införa en begränsning av mängden sol+vind. Antagandet om 75 procent är också konservativt baserat på internationella erfarenheter. Resultatet blir att man får ett överskott om 3 TWh. Om detta enbart "spills" ökar kostnaden för sol+vind med ca 5 procent. Det finns dock flera möjligheter att minska detta genom, t ex, export, användning i fjärrvärme etc. Det visas att användande i fjärrvärme av erhållet överskott kan minska detta, men överskottet från sol+vind kan ofta komma vid tillfällen då det inte finns fjärrvärmeunderlag, så det kan inte lösa hela problematiken.
- E. I rapporten visas också ett exempel i ett framtida system utan kärnkraft men istället med 55 TWh vind+solkraft. I detta exempel blir det ett överskott om ca 3 TWh vid stor vind- och solkraftsproduktion, samt ett underskott om 2,4 TWh vid låg vind+solkraftsproduktion. Vidare studier behövs för att studera, t ex, olika vindår, olika solår, olika vattenår, beaktande av vattendomar, lämpliga lösningar på över- respektive underskott etc.

Slutsatser från Del 3:

- F. En känslighetsanalys har gjorts gällande diskussionen om att nya vindkraftverk kan ha längre blad för samma generatorstorlek vilket kan ge högre utnyttjningstid. Detta gör att maxeffekten minskar för samma årsenergiproduktion. Systemeffekter (överskott och underskott) av utnyttjningstiderna 2500h, 2900h och 3950h har jämförts. Slutsatsen är att det är en viss skillnad,

men inte så stor. Hög utnyttjningstid innebär inte att långa tider med låg produktion försvinner. Och vid så stora mängder vindkraft som studerats här, dvs 48 TWh/år + solkraft blir det överskott även med 3950h utnyttjningstid. Om man går från 2500h till 3950h så minskar kostnaden för över- och underskott från 2,24 öre/kWh till 1,88 öre/kWh vilket inte är någon dramatisk skillnad.

- G. Ett system som motsvarar ett ungefärligt svenskt normalår gällande vattenkraft, solkraft och vindkraft har konstruerats och med användande av en prognos för möjlig kraftvärme (vilken antas vara biobränsleeldad) så behövs ett tillskott om 60 TWh från sol+vindkraft. I studien antas ett isolerat Sverige för att man inte ska överskatta möjligheterna att importera eller exportera. För det studerade året erhålls ett underskott om max 5080 MW och 1,26 TWh. Om allt detta antas produceras i gasturbiner blir kostnaden utslagen på all konsumtion 1,51 öre/kWh. Andra lösningar, t ex import, användande av dagens effektreserv, flexibel konsumtion etc bör ge lägre kostnad. Överskottet från detta system är maximalt 9510 MW och 1,63 TWh. Om inget av detta används så innebär det att den genomsnittliga vindkraft-kilowattimmen blir 2,6 procent dyrare, och den genomsnittliga solkraft-kilowattimmen blir 3,6 procent dyrare. En del av detta bör kunna användas t ex i fjärrvärmesystem, till export etc vilket i så fall minskar överskottet.
- H. Det antas här att kraftvärmens produktion minskar då detta är mer rationellt än att spilla vind och solkraft. Detta gör att utnyttjningstiden för kraftvärmens minskar från 3560 h till 3400 h. För att detta ska vara möjligt måste det dock finnas annan värmeproduktion. Det kan dock påpekas att kraftvärmens dras ner vid hög sol- och vindkrafts-produktion och då skulle el kunna användas i fjärrvärmesystemet.
- I. Vattenkraften har antagits ha en maximal produktionsmöjlighet om 12951 MW och en minimal om 1875 MW. Det bör påpekas att den installerade effekten i vattenkraften är drygt 16000 MW, dvs antagandet är att all effekt inte kan utnyttjas, utan det måste finnas marginaler för hållande av primärreglering etc. Dessa gränser är inte utredda utan två historiska extremer har valts, dvs det är möjligt att högre maxproduktion och lägre minproduktion är möjligt. Ett viktigt resultat är dock att det för kraftsystemets balans är viktigt att kunna minska vattenkraften (och spara vattnet) eftersom alternativet är (i denna studie) att spilla vind- och/eller solkraft som inte kan sparas. En skillnad mot dagens vattenkraftsanvändning är att max- och min-nivåer blir betydligt vanligare. I studien körs vattenkraften under 860 timmar på minnivån 1875 MW och under 765 timmar på högsta nivån, 12951 MW. Om lägsta nivån kan minskas, så minskas sol- och vind-spill (dvs mer energi erhålls). Om max-nivån kan öka så minskas behovet av investering i andra kraftverk. Om reglerförmågan i vattenkraften minskas så att max och min-nivåerna inte kan utnyttjas under längre tider så blir konsekvensen för det här studerade systemet att mer vind- och solkraft spills och mer annan effekt behövs.
- J. I det nya systemet har även behovet av variation av vattenkraften från timme till timme och över 4 timmar studerats. Precis som tidigare studier visar detta att det inte sker någon större förändring av detta behov jämfört med faktisk körning idag. Men det bör påpekas att detta är på årsbasis och ingen studie har gjorts om det, t ex, blir ett förändrat behov för någon månad. En förklaring, förutom att nationell vindkraft inte varierar så mycket under dessa tidsperioder, är att det finns solkraft i systemet och denna hjälper till att balansera elförbrukningen vilket gör att vattenkraften kan användas till att balansera vindkraften.
- K. Detaljsimuleringar med dagens (2012) vattendomar och normal tillrinning har gjorts för en överskottsvecka och en underskottsvecka vilka bedöms vara de mest kritiska typerna av perioder. Under en överskottsvecka är det viktigt att den lägsta vattenkrafts-nivån kan köras under många timmar och då måste man studera om detta är möjligt utan extra spill. För

underskottsveckan är det viktigt att man under så många timmar som möjligt kan erhålla maximal effekt för att på så sätt minska behovet av annan effekt. I normaltillrinningsfallet och med övriga antaganden och begränsningar kunde dock vattenkraftsystemet hantera såväl låga nivåer vid mycket överskott som höga nivåer vid underskott. Dock har bara två veckor studerats.

- L. En detaljsimulering av en överskottsvecka med hög tillrinning (ingen studie har gjorts för att se om denna nivå existerar och/eller är vanlig) och tillåten hög andel sol- och vindkraft visar att detta kan leda till behov av extra spill (eller export om detta är möjligt) då magasinen vid mycket låg produktion och hög tillrinning inte klarar av att spara vattnet.

För att få mer detaljerade konsekvensbeskrivningar i form av utnyttjande av olika handelsförbindelser, resulterande prisnivåer samt hur sol- och vindkraft bör balanseras med vattenkraft, elhandel, flexibel elförbrukning, elbilar och/eller övrig elproduktion bör ytterligare studier genomföras av samma typ som i (Amelin Mikael, 2009) och (Obel, 2012) utvidgad med en förbättrad modellbeskrivning av grannländer. Avsnitt 8.3 sammanfattar dessa utredningar. Ytterligare förslag på fler utredningar beskrivs i kapitel 1.1.

8 Bilaga: Andra rapporter om integration av större mängder variabel förnybar energi

I Sverige har integration av vindkraft studerats i många rapporter. Av okänd anledning har nivåerna nästan alltid varit 10, 20 och 30 TWh vindenergi per år. Dess nivåer studerades redan i början av 1980-talet: I (Kraftindustrin + NE, 1984) studerades de tekniska och ekonomiska konsekvenserna av att integrera vindkraft i kraftsystemet: "Utbyggnadsalternativen 5, 10, 20 resp 30 TWh vindkraftsproduktion har jämförts med ett basalternativ som saknar vindkraft". I (SOU 1988:32, 1988) studerades möjlig lokalisering av större mängder vindkraft. I direktiven stod det: "En riktpunkt bör vara att de föreslagna lägena medger en sammanlagd produktion om ca 10 TWh (terrawattimmar) per år i aggregat på land och ca 20 TWh per år i aggregat till havs".

Det är viktigt att notera att upp till 30 TWh vindkraft varit en förutsättning i rapporterna och inte ett resultat från studierna. Nedan presenteras dock en del nyare rapporter inom detta område.

8.1 Svenska Kraftnäts rapporter från 2008 och 2012

Svenska Kraftnät publicerade 2008 en rapport (Svenska Kraftnät, 2008). Rapporten presenterar numeriska data för bland annat "utökade reglerbehov" Tyvärr har denna rapport missuppfattats på många sätt. Anledningen är bland annat:

- Det finns ingen automatik att "ökat reglerbehov" måste mötas av "investering i ny kapacitet". I SvK-rapporten står det, t ex, att "Det totala utökade reglerbehovet bedöms uppgå till 1400-1800 MW vid en utbyggnad av 10 TWh vindkraft". Om detta skulle innebära att det var nödvändigt att bygga motsvarande ny kapacitet så skulle det knappast vara tekniskt möjligt att i år integrera 7-8 TWh vindkraft, vilket man kommer att göra.
- Den viktigaste missuppfattningen och feltolkningen av denna rapport är dock att "ökat behov av reglerkraft" automatiskt leder till "behov av att bygga ut mängden reglerkraft". Antag att vi i Sverige installerar 5000 MW vindkraft i dagens system. När behövs då reglerkraft? Jo det är framför allt vid hög vindkraftproduktion (upp mot 5000 MW) då man måste ha något som kan starta ganska snabbt (dvs reservkraft) om vinden mojar. Men i just det läget så körs ju

vattenkraften på låg nivå eftersom vindkraften producerar mycket. Detta innebär i praktiken att mycket produktion i vindkraften gör att fler andra kraftverk körs på låg nivå vilket medför att dessa kraftverk kan öka sin produktion om det mojar. Detta innebär att ju mer vindkraften producerar desto mer reserver finns det också. Det är därmed helt korrekt att mer vindkraft ger större behov av reserver mer man kan därmed inte dra slutsatsen att detta i sig leder till behov av utbyggnad! Detta är inte beaktat i Svenska Kraftnäts rapport.

- Förutom detta kan följande nämnas om SvK-rapporten: För "extra primär-regleringsreserv" har SvK tagit fel siffra från en annan rapport från 2005 (250 MW istället för 20 MW för 4000 MW vindkraft). SvK har adderat olika typer av reserver trots att 4h-reserver är en del av 24h-reserver, dvs de bör inte adderas. 24h-reserver är huvudsakligen en elmarknadsfråga då kraftverk i Norden kan startas betydligt snabbare än 24h. I praktiken behövs endast reserver med en kortare tidshorisont då vindprognoserna är bättre.

För mer detaljerade kommentarer hänvisas till (Söder, Lennart, 2009).

I oktober 2012 publicerade Svenska Kraftnät en ny rapport, (Svenska Kraftnät, 2012). I denna rapport finns ett avsnitt som heter "4.5 Behovet av reglerkraft". Där hänvisas inte till den tidigare rapporten (Svenska Kraftnät, 2008).

8.2 Kungliga Vetenskapsakademiens Energiutskott

KVA:s Energiutskott har i rapporter och debattartiklar kommenterat möjligheterna att integrera vindkraft i kraftsystemet. Till viss del bygger de sin analys på feltolkningar av Svenska Kraftnäts rapport från 2008 presenterad i avsnitt 8.1.

Men den mest förvånande slutsatsen är hur man från en vetenskaplig organisation kan komma fram till en "gräns" om 10 TWh vindkraft i Sverige. Man kan förvänta sig av en så välkänd organisation som KVA att man

- Antingen menar en "teknisk gräns", men i så fall måste man beskriva konsekvenserna av att ha mer än 10 TWh. En sådan beskrivning saknas.
- Eller också menar man en "ekonomisk gräns", dvs att vid 11 TWh vindenergi/år blir det orimligt dyrt jämfört med 9 TWh vindenergi/år. En sådan beskrivning saknas också.

För mer detaljerade kommentarer hänvisas till (Söder, Lennart, 2010)

8.3 Detaljerade tidigare vattenkrafts-simuleringar vid KTH

Vid KTH, avdelningen för Elektriska Energisystem har två rapporter gjorts där upp till 30 TWh vindenergi/år i Sverige har simulerats. För dessa rapporter har detaljerade modeller av den svenska vattenkraften tagits fram där man beaktat rinntider, dagens vattendomar, tillrinning, installerad effekt etc. Simuleringarna har gjorts för 12 veckor per år.

I den första rapporten, (Amelin Mikael, 2009), beskrivs resultaten från en studie av vattenkraftens förmåga att balansera olika mängder vindkraft i norra Sverige. För att kunna genomföra en sådan analys har en modell av vattenkraft-systemet norr om snitt två tagits fram. Modellen omfattar 154 vattenkraftverk med en sammanlagd effekt på 13,2 GW, vilket motsvarar ungefär 80% av den installerade effekten i den svenska vattenkraften. I modellen är det möjligt att följa samspelet mellan vattenkraft, vindkraft, övriga kraftverk och last på timbasis. Vattenkraftsmodellen har gjorts så

detaljerad som möjligt, och tar hänsyn till vattendomar, rinntider mellan kraftverk och andra fysiska begränsningar.

Den andra rapporten, (Obel, 2012), studerar vattenkraftens reglerförmåga i en modell med 256 vattenkraftverk i hela Sverige med en totalt installerad effekt på sammanlagt 15 640 MW. Vattenkrafts-produktionen simuleras i modellen en upplösning på en timma över en vecka, sammanlagt tolv olika veckor från år 2009. Modellen tar hänsyn till rådande vattendomar och är en vidareutveckling av den som använts i Elforsks rapport 09:88 Balansering av vindkraft och vattenkraft i norra Sverige. Kapacitetsbegränsningarna i elöverföring mellan Sverige och de länder Sverige är sammankopplat med samt mellan de fyra elområdena inom Sverige är medtagna. Elförbrukningen, övrig produktion och vindkraften ingår som tidserier för de fyra områdena i Sverige. I praktiken simuleras vattenkraftens förmåga att följa en given varierande netto-förbrukning. Olika nivåer på installerad vindkraftseffekt, vind och tillgänglig exportkapacitet undersöks. En utbyggnad på 4000 MW, 8000 MW och 12 000 MW motsvarande ca 10, 20 och 30 TWh simuleras.

Båda dessa rapporter har utförts under handledning av Lennart Söder och Mikael Amelin vid avdelningen för Elektriska Energisystem, KTH. I rapporten (Amelin Mikael, 2009) studerades enbart norra Sverige medan rapporten (Obel, 2012) är en vidareutveckling där hela Sverige studerades inklusive de flaskhalsar som finns mellan olika områden i Sverige. Modellerna bygger på att man simulerar driften av kraftsystemet per timme där man måste beakta att produktion = konsumtion samt att man beaktar dagens vattendomar och handelskapaciteter.

I fortsättningen behandlas enbart rapporten (Obel, 2012) eftersom den har den mest relevanta beskrivningen med, t ex, vindkraften fördelad över hela landet. För varje tidssteg (12 veckor har simulerats med 168 timmar i varje) gäller i enheten [MWh/h] att

$$[\text{vindkraft}] + [\text{vattenkraft}] + [\text{övrig produktion}] + [\text{import}] = [\text{elkonsumtion}] + [\text{export}]$$

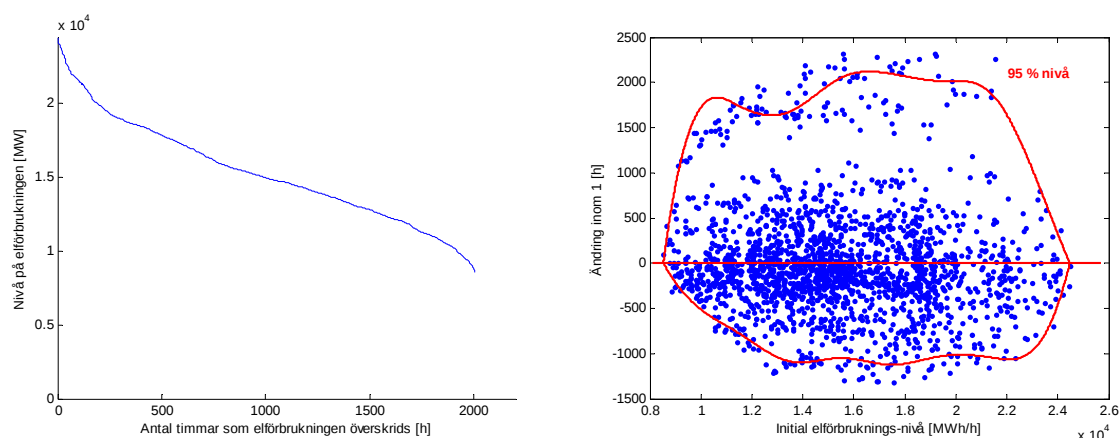
För [övrig produktion] och [elkonsumtion] har faktiska data för 2009 använts. Nedan kommer fallet med 30 TWh vindkraft att kommenteras. Detta motsvarar 12000 MW med tillgängliga data vilka har tagits från (Magnusson, 2004). Detta innebär att de resurser som finns för att balansera vindkraft och elförbrukning är vattenkraften och elhandeln med grannländer eftersom [övrig produktion] är indata till modellen i form av en tidsserie.

En viktig slutsats är också, vilket framgår nedan, att för varje extra MWh vindkraft blir det i princip en MWh mer export eftersom såväl [elkonsumtion] som [övrig produktion] är fastlagd och modellen utgår från att tillgången på vattenenergi under varje simulerad vecka är given (magasinsförändringar under varje vecka är indata).

Nedan presenteras resultaten från (Obel, 2012) för fallet med 30 TWh vindkraft och "Scenario – Normal vind", på ett något annorlunda sätt jämfört med i rapporten. Inga nya simuleringar har gjorts utan det som visas nedan är ett annat sätt att visa resultaten som förhoppningsvis ska ge en förståelse för vad man kan få fram och vilka förändringar som detta innebär jämfört med dagens systemdrift. Data är tagna direkt från resultatfilerna. På samma sätt som tidigare i denna rapport kommer varaktighetskurvon och förändringar inom en timme att visas för olika storheter. I rapporten har 12 veckor studerats: vecka 3, 7, 12, 16, 19, 27, 32, 35, 38, 42, 47 och 52. Totalt innebär det att

12*168=2016 h har simulerats, vilket gör att varaktighetskurvan inte avser hela året (8760h) utan en kortare tid. Resultaten redovisas nedan för hela det simulerade året, dvs samtliga 12 veckor.

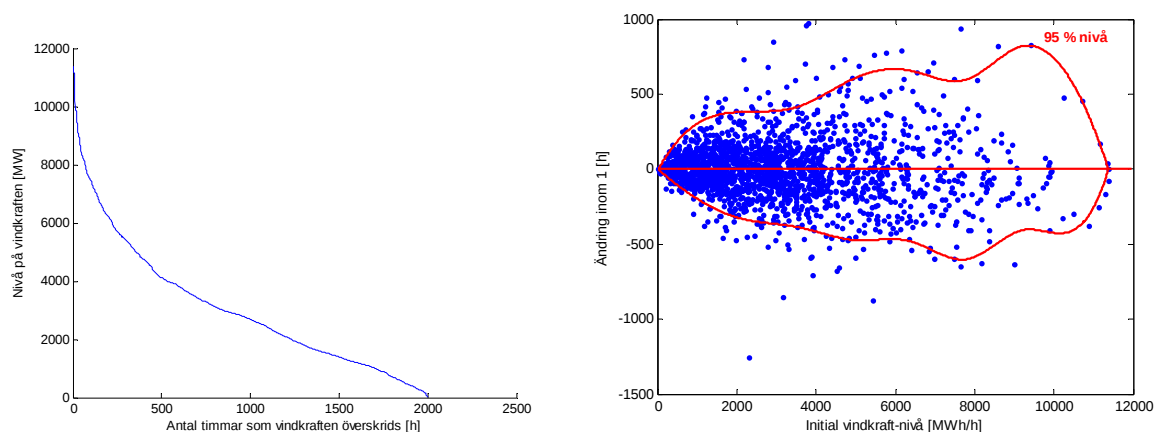
Elförbrukningens varaktighetskurva och förändring inom en timme visas i Figur 63.



Figur 63 Elförbrukningens varaktighetskurva (vänster) och förändring inom en timme (höger).

Figur 63 visar samma struktur på elförbrukningen som i Figur 2 (varaktighetskurva för elförbrukningen 2011) och Figur 3 (förändringar inom en timme). Maximala och minimala förbrukningen var 24470 MW respektive 8525 MW.

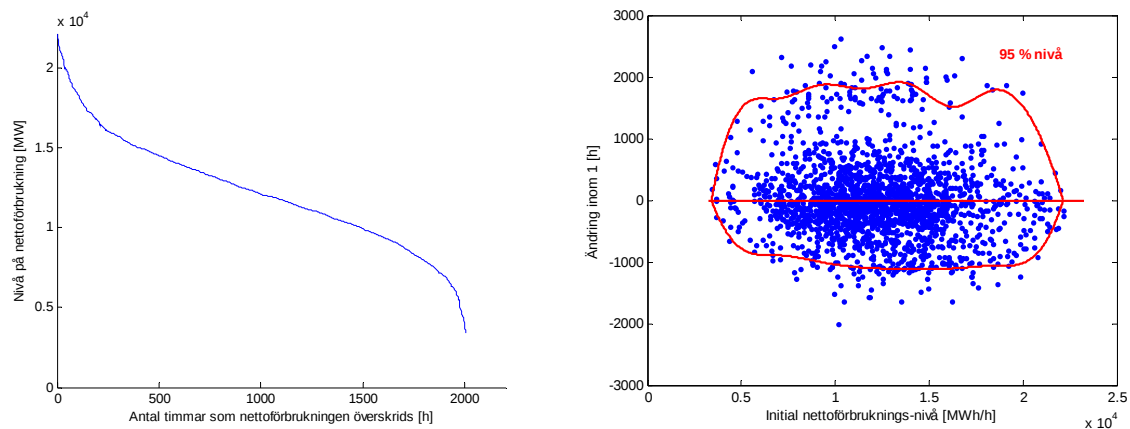
Vindkraftens varaktighetskurva och förändring inom en timme visas i Figur 64.



Figur 64 Vindkraftens varaktighetskurva (vänster) och förändring inom en timme (höger).

Varaktighetskurvan i Figur 64 har ungefär samma struktur som den som visas ovan i Figur 14 för ett annat vindkraftsår. Maximal produktion är 11377 MW. Förändringen inom 1 timme ligger maximalt (ökning) på 1000 MW, dock oftast i lägre än ca +800 MW. Det är i linje med det som visas i Figur 16 där 4000 MW vindkraft, utspridd över Sverige, varierar upp till ca +300 MW inom en timme. Det är viktigt att notera att elförbrukningen (Figur 63) varierar betydligt mer under en timme än 12000 MW vindkraft (Figur 64).

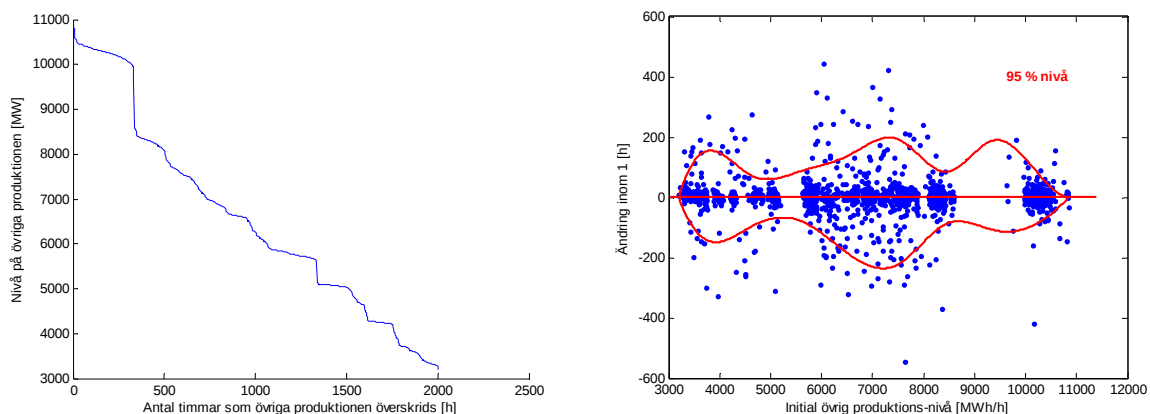
Nettoförbrukningen är [elförbrukning] – [vindkraft]. Det är dessa variationer som ska täckas av [övrig produktion], [vattenkraft] och [export/import]. Nettoförbrukningens varaktighetskurva och förändring inom en timme visas i Figur 65.



Figur 65 Nettoförbrukningens varaktighetskurva (vänster) och förändring inom en timme (höger).

Den maximala nettoförbrukningen har med dessa data sjunkit från 24470 MW till 22137 MW dvs en minskning med 2333 MW. Den minsta nettoförbrukningen är 3412 MW en minskning med 5113 MW. Förändringen inom en timme är upp till ca + 2500 MW, fast oftast är det ca 2000 MW.

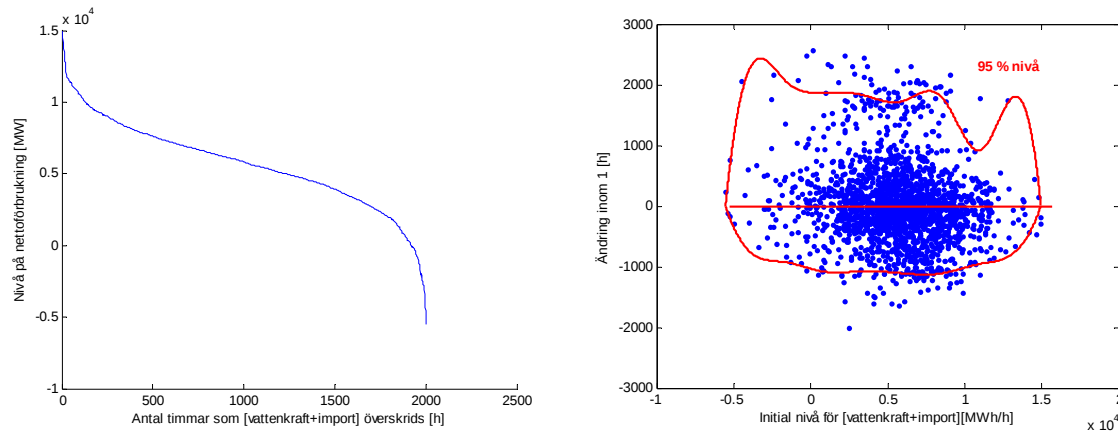
Nettoförbrukningen i Figur 65 ska täckas av [övrig produktion], [vattenkraft] och [export/import]. [Övriga produktion] styrs i praktiken inte inom varje vecka så mycket av förbrukningsvariationer, men däremot ändras denna produktion över året. Kraftvärmen producerar, t ex, mindre under sommaren då värmelasten är lägre och kärnkraften förlägger normalt revisioner till andra perioder än vintern. Om man ser över hela året så har därmed den övriga produktionen olika nivåer, se Figur 66. Det kan påpekas att här inkluderas faktisk kärnkraftsproduktion till skillnad mot Exempel 3.



Figur 66 Övrig produktions varaktighetskurva (vänster) och förändring inom en timme (höger)

I Figur 66 ser man i varaktighetskurvan en del horisontella sektioner vilka just visar på den relativt konstanta produktionen inom varje vecka. Även för förändringarna så är dessa utgående från en viss nivå, där man ser att initialnivåerna har grupperat ihop sig på olika nivåer vilka motsvarar de olika nivåerna i varaktighetskurvan.

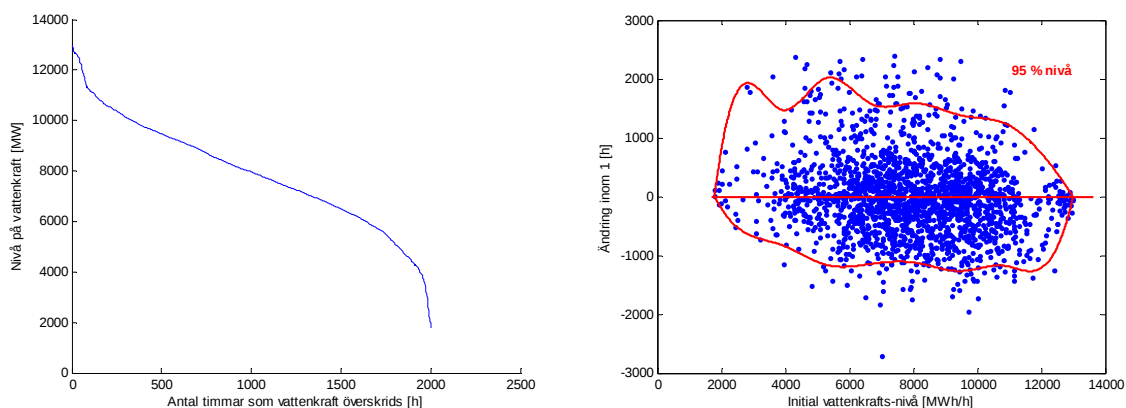
I den studerade modellen är det import/export och vattenkraft som anpassar sig för att man ska erhålla balans mellan produktion och konsumtion varje timme. Dessutom beaktas för vattenkraften de olika vattendomarna som finns samt hydrologiska bivillkor, dvs att vatten som tappas från ett kraftverk efter en viss tid kommer fram till nästa kraftverk. I Figur 67 visas hur den variabla produktionen (vattenkraft + import) varierar.



Figur 67 Variabel produktion (vattenkraft + import): varaktighetskurva (vänster) och förändring inom en timme (höger)

Som beskrivits ovan så innebär problem-förutsättningarna att det blir en stor mängd export eftersom en större mängd vindkraft tillförs utan att något annat energislag i Sverige ändrar sin energiproduktion. Det är detta som gör att varaktighetskurvan går ner till -5000 MW, dvs exporten överstiger vattenkraftens produktion med 5000 MW. Eftersom det huvudsakligen är vattenkraften och import/export som möter variationerna i nettoförbrukningen så är det naturligt att förändringsfiguren i Figur 67 har ungefär samma utseende (i nivåer från timme till timme) som nettoförbrukningen i Figur 65.

Man kan även studera hur varje del i denna balansering fungerar, dvs vattenkraften respektive import/export. I Figur 68 visas resultatet för vattenkraften.

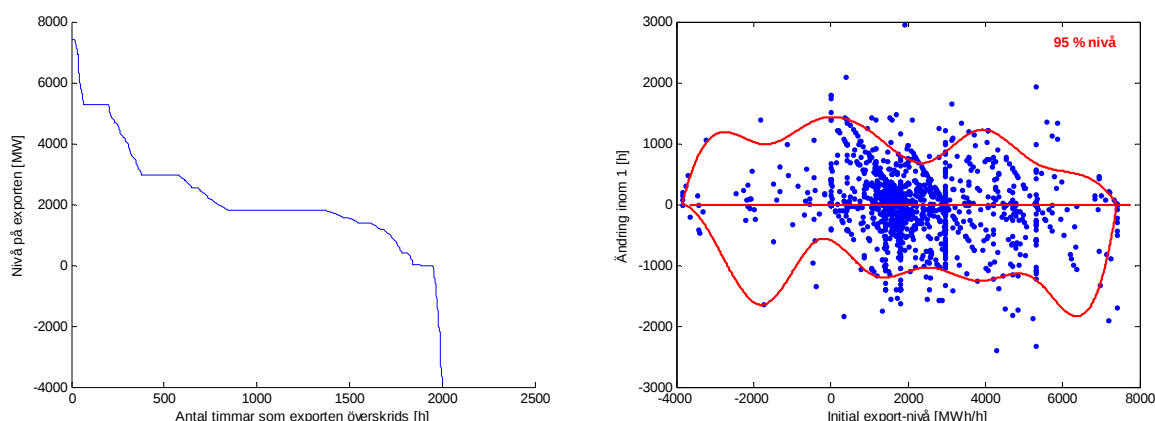


Figur 68 Vattenkraftens varaktighetskurva (vänster) och förändring inom en timme (höger).

Varaktighetskurvan i Figur 68 visar på en högsta och lägsta nivå om 12993 MW respektive 1786 MW. Det är en något högre respektive lägre nivå än hur vattenkraften kördes under 2008 och 2011 i Figur

10. Figur 68 visar också att de höga respektive låga nivåerna används under en relativ kort tid. När det gäller förändringen från timme till timme så är det inga stora skillnader mellan resultatet i Figur 68 och de i Figur 11. År 2008 var förändringarna större än resultatet från denna studie. Detta visar att vattenkraften faktiskt kan variera mer än resultatet från denna studie, dvs denna studie har inte tvingat vattenkraften att köra så mycket som är tekniskt möjligt. Detta har inte varit nödvändigt eftersom elhandeln med grannländerna också behandlats som flexibel. Detta är i sig ett rimligt antagande eftersom elhandel med grannländerna huvudsakligen styrs av prisskillnader och inte tekniska begränsningar.

När det gäller elhandel med grannländerna så är det en dominerande export. Figur 69 visar resultatet.



Figur 69 Exportens varaktighetskurva (vänster) och förändring inom en timme (höger)

I modellen körs varje vecka separat där mängden vindkraftenergi, vattenenergi, övrig produktion och elförbrukning är given. Detta innebär ofta att exporten (ibland import) hamnar på en ganska konstant första nivå som sedan varierar om det behövs. Detta gör att varaktighetskurvan visar upp en del ganska konstanta nivåer som motsvarar dessa. Som framgår att varaktighetskurvan är den dominerande export som blir resultatet vilket är naturligt. Det kan också påpekas att exporten (i praktiken nettoexport) är upp till 7408 MW vilket är högre än i Figur 5 - Figur 7. Men man måste beakta att i denna studie är den totala exportmängden betydligt större än 2008 och 2009. När det gäller förändringen från timme till timme så är resultatet i Figur 69 (upp till ca ± 1500 -2000 MW) något större än ändringarna under 2008-2009 i Figur 8.

Som framgår av denna analys är det relativt mycket data man måste studera för att kunna dra några slutsatser. Det kan också påpekas att endast ett av scenarierna i (Obel, 2012) har analyserats. Det scenario som analyserats i Figur 63 - Figur 69 visar dock på rimliga resultat. Som framgår av motregleringen av vindkraft, vilken utförs av vattenkraften och variabel elhandel, så sker inga dramatiska förändringar med 30 TWh vindkraft. Detta framgår när man jämför de högra figurerna i Figur 68 och Figur 69 med Figur 11 respektive Figur 8.

9 Bilaga: Hantering av elbalansen inom en timme

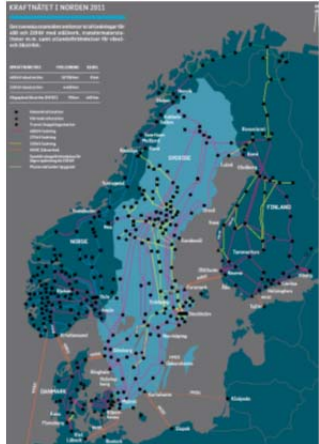
El kan i princip inte lagras. Detta innebär att så fort som el konsumeras så kommer denna produceras i en generator och även tvärtom, dvs så fort som el produceras så måste den konsumeras. Detta

gäller alltid och är en fysisk grundlag som man inte kan göra någonting åt. Detta innebär i praktiken att så fort som man tänder en lampa så kommer denna el produceras någonstans i en generator. På motsvarande sätt så gäller det att exakt samtidigt som el produceras i ett vindkraftverk eller vattenkraftverk (eller något annat kraftverk) så konsumeras den någonstans. Ett annat exempel är när man får ett snabbstopp i ett kraftverk (t ex ett kärnkraftverk om 1000 MW), så kopplas normalt inte konsumenter bort, utan exakt samtidigt ökas istället elproduktionen i andra kraftverk.

El kan alltså inte "försvinna"! Det finns fysiskt sett vare sig "elöverskott", eller "elbrist". Det finns alltid en viss mängd förluster i ett elsystem, men dessa är normalt ett par procent (i Sverige ca 10%) av konsumtionen om man ser hela kedjan från produktion i kraftverk via ledningar ända till konsument. Förlusterna består av att kraftledningar och transformatorer värms upp något när man skickar ström genom dessa. Detta innebär i praktiken att den totala produktionen (= vad generatorerna matar in på elnätet) alltid blir högre än vad konsumenterna tar ut från elnätet. Ibland används orden "elbrist" och "elöverskott". Men dessa ord är snarare ekonomiska beteckningar. "Elbrist" betyder att någon skulle vilja konsumera el, men den finns just då inte tillgänglig där konsumenten finns eller till det pris som konsumenten vill betala. "Elöverskott" innebär på motsvarande sätt att det finns kraftverk som skulle kunna producera el om det fanns konsumenter som var beredda att konsumera mer om de ville betala vad elen kostar.

Det är en kontinuerlig utmaning i elsystemet att upprätthålla en exakt balans mellan produktion och total konsumtion inklusive förluster i elnäten. För närvarande (2013) är den största utmaningen i det svenska och nordiska elnätet när man av någon anledning får ett snabbstopp i ett kärnkraftverk. När detta händer (vilket sker ungefär en gång per år i varje kärnkraftverk) så försvinner momentant en elproduktion om ungefär 1000 MW, vilket är elproduktionen i ett större kärnkraftverk. Precis när detta händer så ska alla elkonsumenter fortsätta att få sin el som vanligt, dvs de kan inte längre få sin el från kärnkraftverket utan istället från någon annan energikälla! Den energikälla som då alltid står i "reserv" är att alla generatorer (i vattenkraftverk, kärnkraftverk och andra) i hela det nordiska elsystemet står och snurrar. Precis när kärnkraftverket snabbstoppas så kommer energin istället från den upplagrade energin i alla dessa snurrande generatorer, den så kallade svängmassan.

Ett sätt att förklara hur balansen upprätthålls i ett elsystem är att dra en parallell med en cykel, se Figur 70

Cykel	Elsystem
	
1a: Vi utgår från att några på cykeln	1b: Detta motsvarar att man i elsystemet (till exempel

trampar och några bromsar. Luftmotstånd och hjulmotstånd är "förluster" och en del av bromsandet. Om man på hela cykeln trampar lika mycket som man bromsar så går cykeln med en konstant hastighet.	hela det Nordiska elsystemet vilket visas i figuren) har samma totala produktion som konsumtion. Denna balans innebär att alla större generatorer (med så kallade synkrongeneratorer där den elektriska frekvensen är direkt kopplad till hur fort generatoren snurrar) snurrar lika fort och man har en konstant frekvens i hela elsystemet. Den är normalt 50 Hz, dvs växelspänningen byter polaritet från plus till minus exakt 50 gånger per sekund.
2a: Om nu någon på cykeln plötsligt slutar trampa för att han får ont i benet så börjar cykeln sakta in. Den stannar inte direkt eftersom det finns en viss masströghet i cykeln som beror på vikten hos alla personer och på själva cykeln.	2b: Detta motsvaras av ett något kraftverk plötsligt stannar. Då börjar elsystemet gå lite "långsammare" och frekvensen sjunker något. Den börjar sjunka direkt på samma sätt som cykeln direkt börjar sakta in. Men frekvensen sjunker inte språngvis eftersom det finns en viss mängd rörelseenergi, dvs en svängmassa i turbiner mm vilka driver generatorerna.
3a: När hastigheten på cykeln minskar (samma hastighet på hela cykeln) så finns det några av de som trampar som har en hastighetsmätare. När de ser att hastigheten minskar så kan de trampa mer för att kompensera för den som fick ont i benet. När övriga cyklister ökat sin kraft på pedalerna så mycket att hastigheten är konstant, så har det blivit balans mellan trampoline och bromsare.	3b: Detta motsvaras av att det på flera kraftverk, i Norden, framför allt vattenkraftsverk, finns frekvensmätare där den elektriska frekvensen mäts kontinuerligt (samma i hela Nordiska elsystemet). När frekvensen minskar ökas elproduktionen i dessa kraftverk ända tills produktionen ökat så mycket så att den tidigare minskade produktionen i ett kraftverk kompenseras. När detta skett är frekvensen åter stabil. Allt detta sker helt automatisk oavsett vad som orsakat obalansen: havererat kraftverk, vinden minskar i något kraftverk, någon ökar sin elkonsumtion, någon startar ett kraftverk etc. Därefter startas lämpliga kraftverk upp genom manuell reglering så att den automatiska reserven återställs.

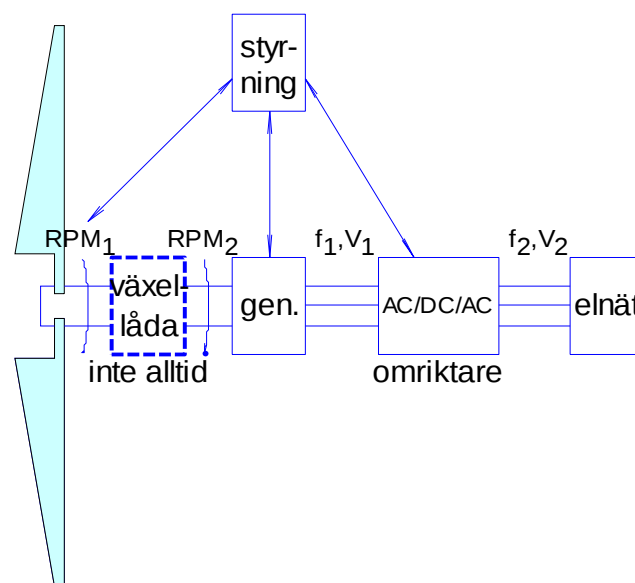
Figur 70 Kortsiktig balanshållning i ett elsystem

En central frågeställning är därmed det som framgår av ruta 2b-3b. När t ex vindkraften varierar innebär den momentana reaktionen på detta att variationen balanseras av ändrad mängd rörelseenergi i turbiner och de roterande delar i synkronmaskiner som är direkt kopplade till elnäten, någonstans i Norden. Dvs det är den samlade svängmassan som gör att ändringar inte går så fort. Om man tar ut för mycket rörelseenergi så snurrar turbinerna långsammare vilket resulterar i en lägre frekvens vilket i sin tur gör att framför allt vattenkraftverk läser av den sjunkande frekvensen och då ökar mängden vatten till turbinerna vilket ökar produktionen och stabiliserar frekvensen. Detta kallas "primärregleringen" som är det första steget i "frekvensregleringen" vars syfte är att upprätthålla en balans mellan produktion och konsumtion. Vi har samma frekvens i det nordiska systemet (Sverige, Finland, Norge och Sjöland) och man kan se det som att vi i Norden (ej Island och Jylland) sitter på samma cykel.

Nästa steg i frekvensregleringen är "sekundärreglering" där vissa kraftverk automatiskt mäter av ändrad frekvens vilket i sin tur gör att dessa ändrar sin produktion. Det sista steget i frekvensregleringen är "tertiärregleringen" (historiskt kallad sekundärreglering i Norden) där

manuella beslut tas i kontrollrum om vilka kraftverk som ska startas eller stoppas inom varje enskild timme.

En fundamental fråga som börjat diskuteras på senare år är storleken på svängmassan vilket är den totala mängden rörelseenergi som finns i systemet. Detta kan jämföras med cykel-parallellen i Figur 70. Om cykeln och cyklisterna i figuren skulle vara viktlösa skulle cykeln tvärstanna om någon bromsar eller accelerera oändligt snabbt om någon ökar kraften på tramporna. I kraftsystemet finns denna svängmassa, som gör att man inte får plötsliga frekvensfall, i de roterande massorna i det Nordiska elsystemets samtliga stora generatorer, så kallade synkrongeneratorer (de har en rotationshastighet som är direkt kopplad, = synkront, till nätfrekvensen – normalt 50 Hz). Alla stora kraftverk, såväl vattenkraft, industriellt mottryck, kraftvärme som kärnkraft har denna typ av generatorer. I vindkraftverk finns det dock en omriktare mellan själva turbinen som är kopplad till generatorn och elnätet, se figur Figur 71.



Figur 71 Vindkraftverk: Bladen (= turbinen) roterar vilket gör att generatorns rotor roterar vilket medför att el genereras med frekvensen f_1 och spänningen V_1 . Denna omriktas sedan till nät frekvensen $f_2 = 50$ Hz och samma spänning som på elnätet.

Det finns därmed en svängmassa även i ett vindkraftverk bestående av turbinen, axeln och rotorn i generatorn. I dagsläget gör dock omriktaren att denna roterande massa inte kan användas direkt på samma sätt som generatorer kopplade direkt till elnätet. För solceller finns ingen svängmassa alls, utan genereringen kopplas direkt till elnätet via en omriktare.

För Sveriges del har inga detaljerade studier gällande just problematiken kring svängmassa gjorts för en situation där en mycket stor andel av elförsörjningen skulle komma från sol- och vindkraft. Det finns dock flera studier och erfarenheter som är relevanta för denna fråga.

- A. På Gotland kommer all produktion från vindkraft. Gotland är förbundet med fastlandet med en likströms-kabel. Detta innebär att det på Gotland inte finns någon svängmassa i generatorerna, och likströmskabeln innebär att fastlandets svängmassa inte finns direkt tillgänglig på Gotland. Lösningen är att man på Gotland alltid har två synkronmaskiner som snurrar, men som vare sig har produktion eller konsumtion (utom vissa förluster). Dessa benämns

”synkronkompensatorer”. Detta kan ses som en lösning på ett system med enbart ”mass-lös” generering.

- B. På Irland har man gjort en detaljerad analys av hela öns (Irländska republiken + Nordirlands) möjlighet att ha en stor andel vindkraft (EirGrid-Soni, 2010). Redan idag har man ibland situationer med hälften av elproduktionen från vindkraft. Irland har en likströms-kabel till Skottland och man håller på att få igång en ny likströmskabel mellan Irland och Storbritannien. Rapporten är omfattande och många utmaningar studerats, inklusive frågan om svängmassa. Detta är en speciell utmaning på Irland eftersom det är en ö med enbart likströmsförbindelser till omvärlden. Man har tagit fram ett speciellt index ”Operation Metric 1” som avser $OM1 = \{ (vindkraft [MW] + import [MW]) / (elförbrukning [MW] + export [MW]) \}$. Slutsatsen är att OM1 kan vara upp till 60-80 procent, men man måste då vidta olika åtgärder. Dessa är 1) Mer så kallade reaktiva resurser behövs, vilka används för att hålla spänningen i systemet, 2) Se till att samtliga vindkraftverk uppfyller nätanslutningskraven en så kallad ”grid code”, 3) Ändring av parametrar i ROCOF-skydden; dessa skydd (Rate Of Change Of Frequency) kopplar bort olika utrustningar (elförbrukning och vindkraftverk) om frekvensen ändras för fort, 4) Närmare studier av kortslutnings-strömmar för olika situationer. Man har utgått från att vare sig vindkraften eller likströmsförbindelserna till ön kan bidra med någon svängmassa av betydelse. Men de har inte studerat detta närmare.
- C. Portugal har en relativt stor andel vindkraft. Landet är förbundet med Spanien med växelströmsledning, dvs energin i svängmassan kan överföras från det ena systemet till det andra (man sitter på samma cykel). Dessutom är Spanien förbundet till det centraleuropeiska systemet (och dess svängmassa) genom växelströmsledning till Frankrike. Kapaciteten på förbindelsen Portugal-Spanien är ca 1200 MW. Portugal har haft en vindkraftsandel av total konsumtion om upp till 93 procent. Den 15 november 2009 hade man 70 procent, den 31 oktober 2010 75 procent, den 15 maj 2011 81 procent (Söder, o.a., 2012), och den 13 november 2011, kl 4:30 var andelen 93 procent (Holtinen, 2012). Anledningen till att man kan ha högre andel än studierna från Irland är kopplingen till Spanien. För den 13 november 2011, kl 4:30 var andelen 93 procent av konsumtionen, men vid detta tillfälle importerades 90 MW och om man räknar som andel av produktionen inklusive pumpkraftverk (som kan gå som ”förbrukning” då de pumpar, men som har synkronmaskiner som koppling till elnätet) så var andelen 78 procent vid detta tillfälle. I Portugal har man planerat in ett forskningsprojekt gällande problematiken kring svängmassa vid hög andel vindkraft och nödvändig primärreglering.
- D. Frågan om svängmassa har kommit upp mer på senare tid och som framgår ovan så finns det speciella utmaningar på öar som studerar stor andel vindkraft och som inte har växelströmsförbindelser till omgivande system. Detta har medfört att man på Irland praktiskt utreder möjligheten att starkare koppla den existerande svängmassa i vindkraftverken så att den kommer till nytta till elsystemet. I Figur 71 innebär det i praktiken att man mäter frekvensen på elnätet, f_z , och om den ändras så styr man omriktaren så att den upplagrade rörelseenergin i turbin och rotor snabbt kan skickas ut på elnätet genom omriktaren. I praktiken är det ett styrsystem som införs. På Irland har systemoperatörerna EirGrid (Irländska republiken) och Soni (Nordirland) beslutat genomföra en test med detta (EirGrid-Sony, 2012) där GE-Energy kommer testa sin teknik WindINERTIA control (GE-Energy, 2009).
- E. En intressant möjlighet är även att använda existerande kraftverk som svängmassa även om man inte genererar i dessa. I Sverige har vi sedan länge i vissa fall haft vattenkraftverk infasade (dvs turbinen roterar och generatoren är inkopplad) på elnätet utan generering. Syftet har varit att ha

marginaler om man plötsligt får ett avbrott i ett stort kärnkraftverk och snabbt behöver öka produktionen. Då behöver inte vattenkraftverket snurra igång, utan det räcker med att man ökar vattenpådraget vilket gör att man snabbare får igång produktionen. Detta ökar svängmassan i systemet trots att detta inte varit huvudsyftet. Ett annat exempel är kärnkraftverket Zion vid Lake Michigan i USA. Detta togs ur drift den 15 januari 1998. Båda generatorerna har blivit ombyggda till synkronkompensatorer för att stabilisera elnätet i norra Illinois (Exelon, 2010). Ombyggnaden gällde två 1220 MVA synkrongeneratorer (Kay, 1999). Syftet var främst att hålla spänningen vilket också är en bra egenskap hos synkrongeneratorer.

- F. En annan intressant möjlighet är att styra likströmsförbindelser. Detta är möjligt med den nyare likströmstekniken HVDC-VSC (High Voltage Direct Current – Voltage Source Converter). För att denna teknik snabbt ska kunna reagera på behov i ena änden så krävs att det finns svängmassor i andra änden och att det finns marginaler att överföra mer. I princip är det samma funktion som i ett vindkraftverk, se Figur 71, dvs det finns en upplagrad energi i de roterande massorna, och genom att styra omriktarna så kan denna energi snabbt levereras till den andra sidan av omriktarna. Men detta kräver en fungerande styrning. Det finns också förslag på att DC-ledningens kapacitans kan användas som kortsiktig energilagring (Zhu, Booth, Adam, Roscoe, & Bright, 2012), men detta har troligen mindre potential.
- G. Ett sätt att få in mer svängmassa i systemet är att betala för denna och idén är då att de som kan erbjuda denna till lägsta kostnad också får betalt för detta. På Irland har man föreslagit en speciell produkt: "Synchronous Inertial Response (SIR)": Den föreslagna SIR-produkten definieras som "den kinetiska energin (vid nominell frekvens) av en reglerbar synkrongenerator, reglerbar synkronkompensator eller reglerbar synkron elförbrukning multiplicerad med en SIR- Faktor (SIRF)". Mer detaljer finns presenterade i (EirGrid; Semo; Sony, 2012).
- H. I Danmark har man vid flera tillfällen mer vindkraftsproduktion än elförbrukning. Man har vid dessa tillfällen krav på att ha 2-3 konventionella kraftverk igång, så kallad "must-run" (Söder, o.a., 2012). I Danmark planerar man för en ytterligare ökad mängd vindkraft. Därför har systemoperatören Energinet.dk renoverat två gamla synkrongeneratorer i område DK1 (Jylland) och kommer att beställa en ny 270 MVA-maskin till område DK2 (Själland) till sommaren 2013. Utöver detta pågår ett anbudsförfarande för ytterligare två 200 MVA synkronmaskiner (eller motsvarande tjänst från en kraftverksägare) att installeras nästa år (DK1 och DK2). Det finns flera orsaker till "must-run"- kravet: Kontinuerlig spänningsstyrning, dynamiskt spännings-stöd, kortslutningseffekt och (framtida behov av) svängmassa. Men den främsta anledningen till att titta på synkronmaskiner kravet att på ett säkert driva högspända likströms-förbindelser med LCC-teknik. För detta bidrag är den gamla tekniken fortfarande överlägsen när det gäller respons och överbelastningskapacitet (Abildgaard, 2013).
- I. Slutsatsen från detta är att inget talar för att det är omöjligt, ur svängmassans synvinkel att ha åtminstone 75 procent av produktionen i Sverige från vind- och solkraft. Det är inom det intervall som tagits fram som gräns för Irland, men lägre än vad man faktiskt haft i Portugal och Danmark. Sverige har också relativt starka förbindelser till grannländerna och dessa är av växelströms-typ, vilket därmed är bättre än vad man har på Irland. Det finns också möjligheter i Sverige att antingen köra vattenkraftverk i "tomgång" och/eller bygga om i framtiden nedlagda kärnkraftverk till synkronkompensatorer om det skulle visa sig nödvändigt och/eller ställa krav på masströghet i vindkraftverk och/eller se till att de likströmslänkar som har tekniska möjligheter också kan bidra med masströghet (dvs från masströgheten på andra sidan länken). För att komma fram till den mest rationella lösningen på denna fråga så behövs vidare utredningar.

Gränsen 75 procent ska enbart ses som ett konservativt exempel. Här antas 75 procent av konsumtionen, men egentligen ska man se det som en viss procent av produktionen och då bör man beakta att a) det finns synkronmaskiner i våra grannländer vilka är ansluta via växelströmsledning, och b) när man har 75 procent av konsumtionen från vind+sol kommer ofta priset vara så lågt i Sverige att export kommer (dvs produktionen är större än konsumtionen) ske vilket innebär att andelen vind+sol kommer vara lägre än 75 procent av produktionen.

10 Litteraturförteckning

- Abildgaard, H. (2013). *Kommunikation per e-post, februari 2013, med Hans Abildgaard, Chief Engineer, Energinet.dk*.
- Amelin Mikael, E. C. (2009). *Balansering av vindkraft och vattenkraft i norra Sverige, Elforsk rapport 09:88*. Stockholm: Elforsk. Hämtat från http://www.elforsk.se/Rapporter/?rid=09_88_
- Beckman, J. A. (1991). *Solar Engineering of Thermal Processes*. New York: Wiley Interscience.
- EirGrid; Semo; Sony. (2012). *DS3: System Services Consultation Finance Arrangements*. Hämtat från http://www.eirgrid.com/media/System_Services_Consultation_-_Finance_Arrangements.pdf
- EirGrid-Soni. (2010). *All Island TSO Facilitation of Renewable Studies*. Eirgrid. Hämtat från <http://www.eirgrid.com/media/FacilitationRenewablesFinalStudyReport.pdf>
- EirGrid-Sony. (2012). *DS3 Programme Advisory Council Meeting Minutes*. Hämtat från <http://www.eirgrid.com/media/Advisory%20Council%20Minutes.pdf>
- Energimyndigheten. (2007). *Nytt planeringsmål för vindkraften år 2020 ER 2007:45*. Eskilstuna. Hämtat från <http://www.energimyndigheten.se/Global/Press/Sammanfattning%20av%20rapporten%20Nytt%20planeringsm%C3%A5l%20f%C3%B6r%20vindkraften%20%C3%A5r%202020.pdf>
- Energimyndigheten. (2012). *Energiläget i siffror 2011*. Eskilstuna. Hämtat från <http://www.energimyndigheten.se/Global/Statistik/Energil%C3%A4get/Energil%C3%A4get%20i%20siffror%202011%20uppdaterad%20120514.pdf>
- European Commission. (2011). *Energy Roadmap 2050, COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN*. Hämtat från http://ec.europa.eu/energy/energy2020/roadmap/doc/com_2011_8852_en.pdf
- EWEA. (2012). *Wind in power- 2011 European Statistics*. Hämtat från http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/Wind_in_power_2011_European_statistics.pdf
- Exelon. (2010). *ZION STATION, Plant Fact Sheet*. Hämtat från http://www.exeloncorp.com/assets/energy/powerplants/docs/Zion/Fact_Zion.pdf
- Fritz, P. (2006). *Effektkapacitet hos kunderna*. Stockholm: Elforsk rapport 06:38. Hämtat från http://www.elforsk.se/Rapporter/?download=report&rid=06_38_

- GE-Energy. (2009). *WindINERTIA™ Control*. Hämtat från http://site.ge-energy.com/prod_serv/products/renewable_energy/en/downloads/GEA17210.pdf
- Håkan Sköldberg, T. U. (2013). *Potentialen för kraftvärme, fjärrvärme och fjärrkyla - Fjärrsyn - Rapport 2013:15*. Svensk Fjärrvärme AB.
- Holtinen. (2012). *IEA Wind, 2011 Annual Report*. IEA. Hämtat från http://www.ieawind.org/annual_reports_PDF/2011/2011%20IEA%20Wind%20AR_1_small.pdf
- IEA-PVPS. (2012). *TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2011*. Hämtat från http://www.iea-pvps.org/index.php?id=1&elD=dam_frontend_push&docID=1239
- Kay, R. F. (1999). *Conversion of Two Zion 1220 Mva Generators to Synchronous Condenser Operation*. Hämtat från http://www.ece.iit.edu/~flueck/chicago_pes/1998/anb0210.html
- Kraftindustrin + NE. (1984). *Vindenergi i kraftsystemet - Slutrapport, hösten 1984*.
- Lennart Söder, L. B. (2011). *Different time scales for studies of power system performance*. NEPP - North European Power Perspectives. Hämtat från http://www.nepp.se/pdf/different_timescales.pdf
- Magnusson, K. N. (2004). *Effektvariationer av vindkraft - Elforsk rapport 04:34*. Stockholm. Hämtat från http://www.elforsk.se/Rapporter/?rid=04_34_
- Nationalencyklopedien. (u.d.).
- Nordpool spot. (2010-2011). *Nordpool data download*. Hämtat från <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Downloads/Historical-Data-Download1/Data-Download-Page/>
- Obel, F. (2012). *Balansering av en storskalig vindkraftsutbyggnad i Sverige med hjälp av den svenska vattenkraften*. Stockholm: KTH. Hämtat från <http://kth.diva-portal.org/smash/record.jsf?searchId=1&pid=diva2:538474>
- Olle Nyström, P.-A. N.-M. (2011). *El från nya och framtida anläggningar 2011*. Elforsk rapport 11:26. Hämtat från http://www.elforsk.se/Programomraden/El--Varme/Rapporter/?download=report&rid=11_26_
- Peter Eriksson, L. G. (2013). *Gör biogas av elöverskott från vindkraft*. Göteborgs-Posten - 2013-03-03. Hämtat från http://www2.nobicon.se/energiimedia/func/extern_show_eim.php?ID=00393246&UID=005217&token=62db547cbcea73c86cecbe909f82f4e
- Söder, L. (1987). *Vindkraftens tillgänglighet vid hög last*. KTH, Stockholm.
- Söder, L. (1999). *Effektiv drift och planering av kraftsystem*. Stockholm: KTH. Hämtat från <http://www.kth.se/en/ees/omskolan/organisation/avdelningar/eps/ebooks/effektiv-drift-och-planering-av-kraftsystem-1.395173>

- Soder, L. (1999). *Wind energy impact on the energy reliability of a hydro-thermal power system in a deregulated market*. 13th PSCC, Trondheim, Norway. Hämtat från <http://kth.diva-portal.org/smash/record.jsf?searchId=1&pid=diva2:473248>
- Söder, L. (2009). *IEA Task 25 – Design and Operation of Power Systems with large amounts of Wind Power, Elforsk Rapport 09:07*. Stockholm: Elforsk. Hämtat från http://www.elforsk.se/Rapporter/?rid=09_07_
- Söder, L. (2010). *Sammanställning av Lennart Söders kommentarer till KVA:s uttalanden om vindkraft*. Stockholm: KTH. Hämtat från <http://kth.diva-portal.org/smash/record.jsf?searchId=2&pid=diva2:467459>
- Soder, L., Abildgaard, H., Estanqueiro, A., Hamon, C., Holttinen, H., Lannoye, E., . . . Zimmermann, U. (2012). *Experience and Challenges With Short-Term Balancing in European Systems With Large Share of Wind Power*. IEEE Transactions on Sustainable Energy, Volume 3, Issue 4.
- Söder, Lennart. (2012). *På väg mot en elförsörjning baserad på enbart förnybar el i Sverige: En studie om behovet av reglerkraft. Version 1.0*. KTH. Hämtat från <http://kth.diva-portal.org/smash/record.jsf?searchId=1&pid=diva2:570566>
- Söder, Lennart. (2013). *På väg mot en elförsörjning baserad på enbart förnybar el i Sverige: En studie om behovet av reglerkraft. Version 2.0*. KTH. Hämtat från <http://kth.diva-portal.org/smash/record.jsf?searchId=10&pid=diva2:609917>
- Söderberg, A.-L. (2013). *Faktorer som påverkar vindkraftsutbyggnaden*. Uppsala Universitet. Hämtat från uu.diva-portal.org/smash/get/diva2:588422/FULLTEXT01
- SOU 1988:32. (1988). *Läge för vindkraft*. Bostadsdepartementet.
- Svensk Energi. (1992-2001). *Svensk Energis, tidigare Kraftsams, årsrapporter*.
- Svensk Energi. (2011). *Elåret 2011*. Stockholm: Svensk Energi. Hämtat från <http://www.svenskenergi.se/upload/Statistik/El%C3%A5ret/El%C3%A5ret2011.pdf>
- Svensk Fjärrvärme. (2012). *Tillförd energi till värmeproduktion 2011*. Hämtat från <http://www.svenskfjarrvarme.se/Statistik--Pris/Fjarrvarme/Energitillforsel/>
- Svenska Kraftnät. (2001-2011). *Electric Power Statistics for whole Sweden*. Hämtat från <http://svk.se/Energimarknaden/El/Statistik/Elstatistik-for-hela-Sverige/>
- Svenska Kraftnät. (2008). *Storskalig utbyggnad av vindkraften - Konsekvenser för stamnätet och behovet av reglerkraft. Dnr 617/2008/AN40*. Stockholm. Hämtat från http://www.svk.se/Global/01_Om_oss/Pdf/Rapporter/080601_Bilaga_vindkrafttrapport_2008.pdf
- Svenska Kraftnät. (2012). *Effektreserv*. Sundbyberg: Svenska Kraftnät. Hämtat från <http://www.svk.se/Energimarknaden/El/Effektreserv/>
- Svenska Kraftnät. (2012). *Effektreserven 2012/2013*. Hämtat från <http://www.svk.se/Energimarknaden/El/Effektreserv/Effektreserven-20112012/>

- Svenska Kraftnät. (2012). *Perspektivplan 2025 - en utvecklingsplan för det svenska stamnätet. Remissutgåva Oktober 2012*. Sudbyberg: Svenska Kraftnät. Hämtat från <http://www.svk.se/PageFiles/52109/Perspektivplan-2025-remissutgava.pdf>
- Sveriges Radio. (2013). *Radio-inslag 130222: "Vi kommer att få se en mer dynamisk energimarknad"*. Hämtat från <http://sverigesradio.se/sida/artikel.aspx?programid=415&artikel=5452480>
- Widén, J. (2011). *Correlations Between Large-Scale Solar and Wind Power in a Future Scenario for Sweden* (Vol. 2).
- Zhu, J., Booth, C. D., Adam, G. P., Roscoe, A. J., & Bright, C. G. (2012). *Inertia Emulation Control Strategy for VSC-HVDC Transmission Systems*. Transactions on Power Systems, Volume PP, Issue 99.

Fortsatta studier för att ytterligare underbygga analysen

Analysen utgår från en mycket stor introduktion av variabel, förnybar elproduktion, 55 TWh årligen. Slutsatsen i rapporten är att det inte förefaller finnas något som omöjliggör en sådan mängd vind- och solkraft i Sverige. Redan i rapporten anges dock att ytterligare studier behövs för att klargöra hur det mest rationella elsystemet baserat enbart på förnybara energikällor skulle se ut. Diskussionerna inom NEPP projektet har också betonat behovet av ytterligare analyser för att klarlägga om möjligheten är reell. Här presenteras ett antal områden där fördjupade analyser behövs för att verifiera den övergripande slutsatsen.

Reglerbehov

Regleringen av vattenkraft har historiskt gjorts för att möta förändringar i elförbrukningen. Innan några helt nya mekanismer för att styra användningen introducerats i stor skala så kommer detta behov att kvarstå. Det betyder att vattenkraftens reglerförmåga inte uteslutande kan användas för att balansera 55 TWh vindkraft och solkraft. Även fortsättningsvis måste förändringar i elförbrukningen samtidigt hanteras. Här är det viktigt att också beakta variationernas förutsägbarhet. Särskilt kritiskt blir läget då alla variationerna ställer krav på reglering i samma riktning samtidigt.

Reglerförutsättningar

I rapporten diskuteras den så kallade nettoförbrukningen. Den definieras som differensen mellan elförbrukningen och den sammanlagda vind- och solkraftproduktionen. Analyserna visar att man under hundratals timmar befinner sig i ett område med negativ nettoförbrukning. Då finns alltså ingen ”konventionell produktion” i drift. Här måste systemet ändå klara kraftiga upp och nedregleringar. Historiskt har vattenkraften inte utnyttjats i situationer där nettoförbrukningen understigit 2000 MW. Detta kan ses som vattenkraftens minimiproduktion. Det betyder att under denna nivå så finns ingen möjlighet till nedreglering av konventionell produktion. Vind- och solkraftdriften förutsätter då export. Eftersom

För mer information:
Sture Larsson, f.d. Svenska Kraftnät

man i ett läge med 55 TWh vind- och solkraft tidvis kommer att uppleva helt nya driftsituationer så krävs fördjupade studier av de grundläggande reglerförutsättningarna.

Vattenkraftens reglerförutsättningar

Det finns behov av reglering både uppåt och nedåt. Vid stor vindkraftproduktion som sedan minskar finns behov av uppreglering av vattenkraft. Vid liten vindkraftproduktion som sedan ökar så finns behov av nedreglering av vattenkraft. Det senare kan bli problematiskt i driftlägen då vattenkraften redan är nedreglerad till låga nivåer. Det är dessutom stor skillnad att köra simuleringsberäkningar gentemot historiska tidsserier över vindkraftens variationer, jämfört med att reglera vattenkraften mot verkliga variationer i realtid. I simuleringarna vet man ju då hur det blev. Det finns alltså en risk att reglerförutsättningarna överskattas. Det finns utöver detta en risk att vattenkraftens nuvarande reglerförmåga kan komma att försämrats i framtiden, eftersom vattendomar kan komma att omprövas med hänsyn till ekologiska konsekvenser av vattenkraften.

Elnätens överföringsförmåga

Elnätens, främst stamnätets, överföringsförmåga är starkt beroende av att det finns en tillräcklig reaktiv kapacitet och reglerförmåga i produktionsanläggningarnas synkrongeneratorer. Det förutsätter dock att de är i drift när behovet av hög överföring inträffar. I situationer som karaktäriseras av mycket låg nettoförbrukning kommer stamnätets överföringsförmåga att vara synnerligen låg till följd av den låga eller rent av obefintliga nivån på elproduktion i synkrona generatorer. Detta försämrar möjligheterna att utnyttja stamnätet för att utjämna variationerna i vind- och solkraft mellan olika delar av landet.

Export och import

Vid en mycket stor utbyggnad av vind- och solkraft i Sverige kommer export och import att bli allt viktigare för att bidra till balanshållningen. Här är det dock viktigt att klargöra om det i grannländerna kommer att finnas reala resurser i form av produktions- och reglerförmåga och att kostnader och andra förutsättningar för att bruka dessa uttrycks i priser som är acceptabla för de parter som har behov av att begagna sig av nyttigheterna. Här är det viktigt att ta hänsyn till de stora förväntningar som finns på europeisk nivå att den nordiska vattenkraften ska kunna bidra till balanseringen av de fortsatt mycket stora utbyggnaderna av förnybar elproduktion på kontinenten, de brittiska öarna och i Nordsjön.

Svängmassa

För att åstadkomma ett fungerande elsystem är det viktigt med en tillräckligt stor roterande svängmassa. Vid större introduktion av vind- och solkraft så minskar svängmassan. Stöd kan då ofta erhållas genom att olika länder är synkront sammankopplade i större system. Det är då viktigt att beakta att om utbyggnad

av vind- och solkraft sker i ett land så talar mycket för att det även sker i andra länder, varför det inte är säkert att man kan lita till att det större systemet kan lösa svängmasseproblematiken. Det finns metoder att kompensera för bristande svängmassa, men dessa är förknippade med kostnader för investeringar, underhåll, förluster, m.m.

Effektbalans

En mycket avgörande fråga vid bedömningen av konsekvenser vid en mycket kraftig utbyggnad av vind- och solkraft är vad som händer med de befintliga produktionsresurserna. De skulle i ett sådant läge få avsevärt kortare drifttider och det är osäkert om de berörda kraftverksägarna skulle välja att driva kraftverken vidare. (Det är denna problematik som i flera länder aktualiserat principen med kapacitetsmarknad som ett instrument för att åstadkomma mer "icke-variabel" elproduktion.)

Utmaningar som det svenska elnätet står inför i den pågående omställningen av energisystemet

4

Det pågår en, stundtals intensiv, diskussion i Sverige och i många andra länder om möjligheter och konsekvenser av att basera elförsörjningen på en stor andel förnybar el. Framför allt gäller det betydande inslag av vindkraft och solel. Eftersom varken sol- eller vindkraft kan styras och dessutom varierar kraftigt, uppstår frågan hur elsystemet ska balanseras. I Norden har vi en stor fördel jämfört med övriga Europa eftersom vi har relativt stora volymer reglerbar vattenkraft.

En genomgående frågeställning i diskussionerna är hur långt reglerförmågan i den nordiska vattenkraften räcker - först och främst är ju vattenkraften utbyggd för att möta variationer i förbrukning. Även transmissionsnäten är dimensionerade med denna utgångspunkt. Vattenkraftens reglerförmåga är också delvis hotad med nya restriktioner som en konsekvens av det nya vattendirektivet från EU.

Hur långt vattenkraften (och transmissionsnätet) räcker för att reglera ut variationer i efterfrågan och i annan produktion är oerhört viktig eftersom det får en stor påverkan på priset och därmed alla andra investeringar på elmarknaden, både i Norden och hos våra handelspartners.

Grovt förenklat kan man säga att de timmar reglerförmågan i vattenkraften räcker kommer prisvariationerna bli små. Lönsamheten att investera i flexibilitet på efterfrågesidan och i annan produktion blir liten, medan lönsamheten i nät och utlandsförbindelser blir god. De timmar reglerförmågan i vattenkraft inte räcker blir i stället prisvolatiliteten hög och det kommer att krävas att andra, dyrare resurser, hjälper till att reglera systemet. Under dessa timmar kan inte våra grannländer räkna med att kunna importera från Norden.

För mer information:

Johan Linnarsson, Sweco Energuide AB

Inledning

För att ett elsystem över huvud taget ska fungera krävs att det är en kontinuerlig balans mellan utbud och efterfrågan. För att elapparater ska fungera tillfredsställande krävs utöver kravet på kontinuerlig balans att spänningen i nätet hålls inom rimliga gränser. Med dessa krav som utgångspunkt har det elsystem som vi har i dag har byggts upp under mer än 60 år. Förutsättningarna har hela tiden varit att skapa ett så ekonomiskt effektivt system som möjligt utifrån de tekniska och legala förutsättningar som har gällt.

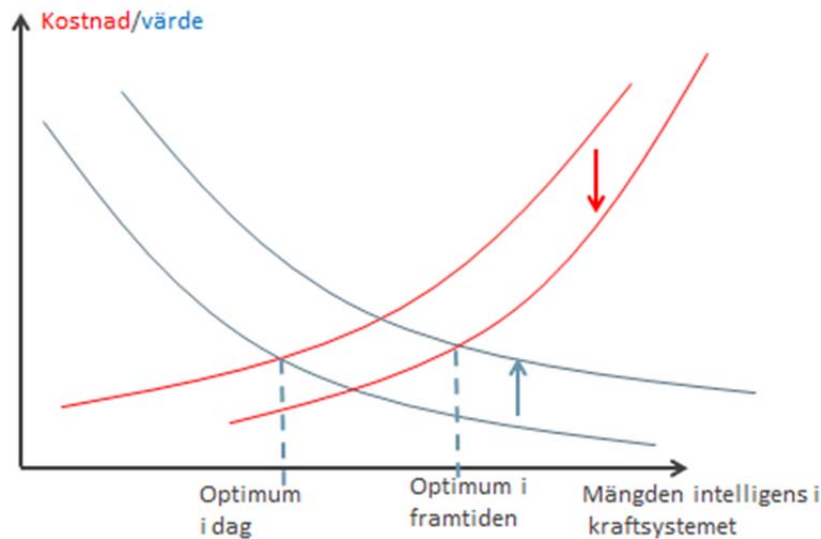
Balanseringen av systemet och spänningshållning kan ske på många olika sätt och systemlösningar inkluderar:

- Flexibla kraftverk (kraftverk som har förmåga att följa efterfrågevariationer och (icke önskvärda) variationer i andra kraftverk)
- Kraftverk som producerar mest när efterfrågan är hög, såsom vattenkraft med stora dammar och kraftvärmeverk (KVV)
- Transmission till andra områden, vilket utjämnar totala behovet av reglering och ökar antalet kraftverk som kan delta
- Flexibel elförbrukning
- Ett starkt distributionsnät (låga impedanser, hög spänning, grövre areor på ledningar)
- Spänningsreglering i reglerbara transformatorer
- Spänningsreglering i solceller och vindkraftverk
- Extra utrustning (SVC, Static Var Compensation) som installeras och styr spänningen.

I kraftsystemet kan man kontinuerligt mäta flera storheter, t ex spänningar, överföring, produktion och konsumtion. Denna information kan sedan användas för olika typer av beslut. Besluten syftar till att på ett så effektivt (smart) sätt som möjligt styra produktion, konsumtion och överföring så att driften av elsystemet uppfyller de krav man ställt gällande ekonomisk effektivitet och tillförlitlighet. Styrning innebär tillslag/frånslag av brytare, reglering i olika komponenter etc. Det viktiga är att det inte är styråtgärden i sig som är ”smart” utan konsekvensen av styråtgärden.

"Smarta nät" (vår tolkning) är att använda mer IT i kraftsystemet så att infrastrukturen kan användas närmare sina tekniska .

Smarta nät är ingen revolution utan en evolution



Tekniskt sett kan man överallt i systemet mäta allting på sekundbasis och styra varenda hushållsapparat, men det blir dyrt vilket illustreras av att kostnaden ökar. Det är också tveksamt hur stort värde det ger med en extrem mängd mätning och styrbarhet, vilket illustreras av att värdet minskar ju mer man har. Men allt tyder på att det kommer bli fler intelligenta lösningar i framtiden eftersom:

- Kostnaden minskar: Detta gäller kostnad för att mäta, styra, överföra information samt för att processa informationen
- Värdet ökar: I framtiden kommer man få mer variabel elproduktion, såsom vindkraft och solkraft vilket kräver mer styrning. Med den avreglerade marknaden finns en ökad kostnadspress. Dessutom ökar samhällets beroende av ett fungerande elsystem, vilket i sin tur gör att man vill minska risken för fel, minska konsekvenserna av de fel som ändå inträffar samt snabbt åtgärda felen.

Utvecklingen mot ett "smartare nät" sker således kontinuerligt och drivs i första hand av den tekniska utvecklingen på elektronikområdet. Till detta kommer ökade krav på samhället av en säker och kostnadseffektiv elförsörjning. Ökade inslag av intermittent produktion innebär ökade påfrestningar på distributionssystemet och ställer nya krav på reglering vilket ger ytterligare incitament för att hitta de mest kostnadseffektiva lösningarna.

Reglering – en fråga om flexibilitet och kapacitet

Regleringen av elsystemet handlar dels om att ha tillräcklig flexibilitet i systemet för att möta variationer i efterfrågan och oreglerbara produktionen och dels att ha tillräckliga resurser för att möta den maximala efterfrågan. Vidare finns det en tidsaspekt vad avser flexibilitet – vissa produktionsanläggningar behöver lång framförhållning för att variera produktionen, medan andra går att variera nästan momentant.

I diskussionen kring vilka utmaningar integration av förnybar kraft innebär används ofta begrepp som Reglerkraft, Balanskraft och Reserver utan att alltid definiera vad som avses. Eftersom dessa begrepp kan betyda helt olika saker leder det ofta till missförstånd.

Exempelvis refereras i kapitel 3.1 i NEPPs kunskapssammanställning om vindkraft till ett IEA-arbete där behovet av ökad reglerkraftskapacitet samt ökade kostnader för balanskraft till följd av vindkraftsintroduktion diskuteras. I IEA-arbetet är "reglerkraft" definierat och avser den kraft som behövs för att kompensera för att produktionen blir en annan än den man prognostiserat. Eftersom vindkraft är svår att prognostisera i perspektivet 12-36 timmar, d.v.s. när buden till elmarknadens "dagen före-marknad" (i Norden Elspot) läggs, ökar behovet av denna typ av reglerkraft. Ibland kallas också denna typ av reglerkraft för "reserver", eftersom risken för prognosmissar antas innebära ett behov för den systemansvarige att reservera kraft.

Omplanering av systemet efter att buden till Elspot läggs är emellertid bara en liten del av det *reglerarbete* som utförs på elmarknaden. Reglerkraft i den snäva definition får alltså inte förväxlas med all den flexibla produktion som krävs för att balansera elsystemet. Reserver i den snäva definitionen får inte heller förväxlas med behovet av kraftverk som behövs för leveranssäkerheten i systemet men som används bara ett fåtal timmar.

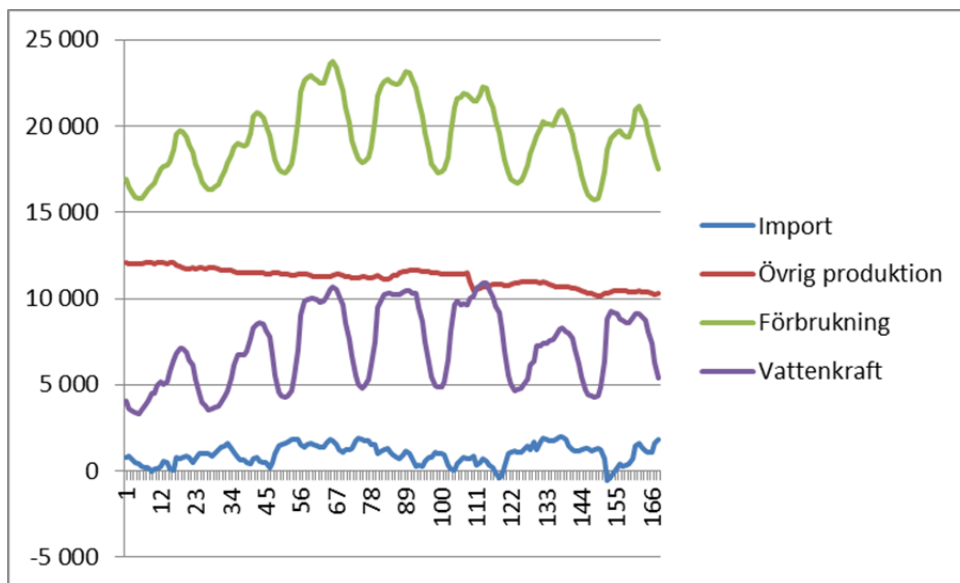
De mesta av kostnaderna till följd av integration av vindkraft handlar om att dimensionera systemet så att det klarar de flesta tänkbara situationer och att faktiskt ändra produktionen i kraftverken (start- och stoppkostnader, verkningsgradsförluster, m.m) för att möta variationer i efterfrågan och oreglerbar produktion. Utmaningarna (kostnaden) ligger således i första hand i att skapa tillräcklig flexibilitet i systemet genom att investera i nät och genom att investera i, eller behålla, reglerbara kraftverk som behövs när det inte blåser eller solen inte skiner, men som i övrigt inte används - inte i att hantera prognososäkerhet.

Flexibilitet

I Norden har vi fördelen av att ha stora lätt reglerbara vattenkraftresurser. I Sverige har vi en maximal produktionskapacitet på ca 14 000 MW vattenkraft och inom en timme kan produktionen variera med upp emot 3,500 MW upp eller ner. Att reglera med vattenkraft är inte gratis eftersom man förlorar både verkningsgrad och ökar slitaget på anläggningarna, men i jämförelse med att reglera med andra kraftverk är det billigt.

Hur den svenska vattenkraften används för att möta variationer i förbrukningen syns tydligt i bilden nedan. Exemplet är hämtat från den första veckan i januari 2011.

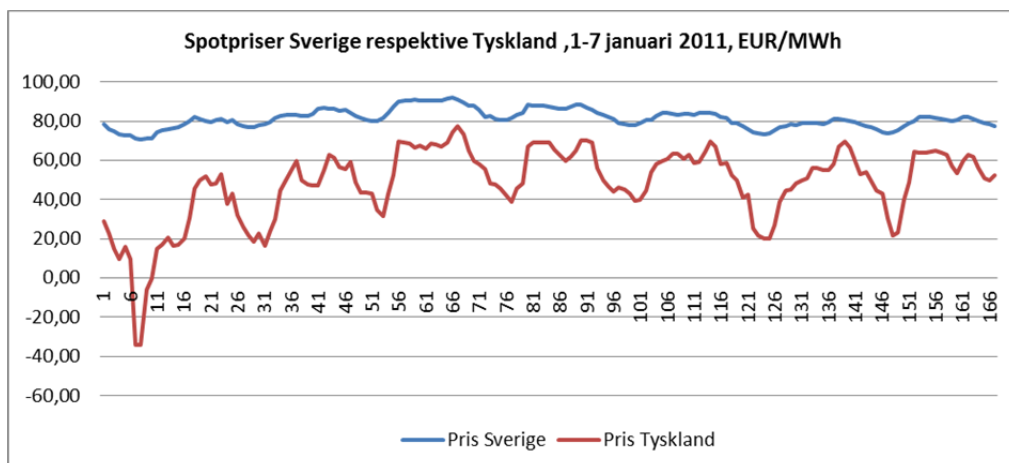
Bild 1 Vattenkraft används för att reglera ut förbrukningsvariationer. 1-7 januari 2011, MWh/h



Av bilden framgår att övrig produktion i Sverige körs relativt stabilt. Vi ser också att nettoimporten denna vecka uppvisar vissa variationer men att dessa inte har något tydligt samband med förbrukningsvariationerna.

Kostnaderna för reglering speglas prisvariationer på spotmarknaden. Trots de stora variationerna i förbrukning och det stora reglerarbete vattenkraften åstadkommer är prisvariationerna förhållandevis små. Detta framgår av nästa bild. Här kan vi också jämföra priserna i Sverige med de tyska priserna. Som framgår av bilden är det betydligt dyrare att reglera i Tyskland än i Sverige. Noterbart är att trots höga kostnaderna för reglering i Tyskland så låg de Tyska priserna lägre än de svenska den första veckan i januari 2011.

Bild 2 Spotpriser i Tyskland och Sverige 1- 7 januari 2011, EUR/MWh



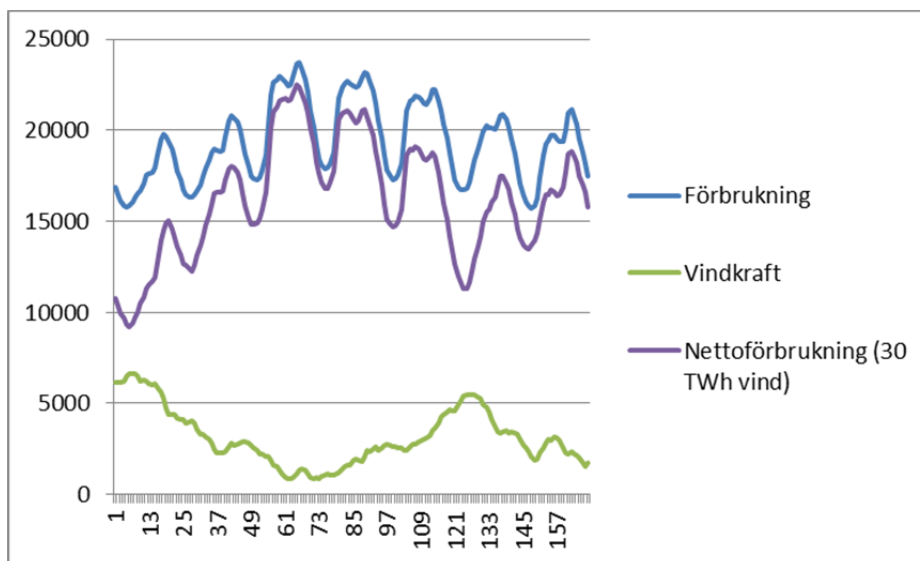
Ett sätt att beskriva volatiliteten i spotpriserna är att räkna fram ett s.k. profilpåslag. Profilpåslaget är skillnaden mellan ett volymvägt spotpris och ett genomsnittligt, oviktat pris utan hänsyn till konsumerad volym. Beräknat för hela Sveriges uttagsmönster var profilpåslaget 1 EUR/MWh 2009, 2,7 EUR/MWh för 2010 och 1,9 EUR/MWh för 2011. Detta är också skillnaden mellan vad ett

kraftverk som producerar helt jämt över året och ett kraftverk som följer kundernas uttagsmönster får betalt.

Det är ganska klart att de relativt små prisskillnader inom dygnet som vi har i dag, inte kommer att driva några betydande investeringar i flexibilitet vare sig på efterfrågesidan eller i produktionsanläggningar. En viktig fråga är således i vilken utsträckning denna situation kommer att bestå eller om vi kan förvänta oss större variationer inom dygnet. Om man inledningsvis bortser från vad som händer med den existerande produktionsapparaten och eventuella efterfrågeanpassningar så är det i princip två faktorer som är avgörande för utvecklingen – den ena är utbyggnaden av transmissionssystemet och den andra är utbyggnaden av intermittent produktion i Norden (vind och sol). Utbyggnad av transmission innebär att vi kan dra nytta av prisvolatiliteten i exempelvis Tyskland genom att sälja mer kraft när priserna är höga och köpa mer när priserna är låga, vilket också ökar volatiliteten i de svenska priserna. Utbyggnaden av intermittent produktion innebär att den reglerbara produktionen behöver reglera ut både variationer i förbrukning och variationer i intermittent produktion.

I bilden nedan illustrerar hur nettoförbrukningen skulle ha sett ut första veckan i januari 2011 om vindkraften varit utbyggd motsvarande en årsproduktion på ca 30 TWh (år 2011 var vindkraftens årsproduktion 6 TWh). Med begreppet nettoförbrukning avses den elförbrukning som återstår när vindkraftproduktionen subtraherats från verklig elförbrukning.

Bild 3 Nettoförbrukning med 30 TWh vind, 1–7 januari 2011.



De ökade reglerbehovet som vindkraften medför kan i princip hanteras på 4 olika sätt:

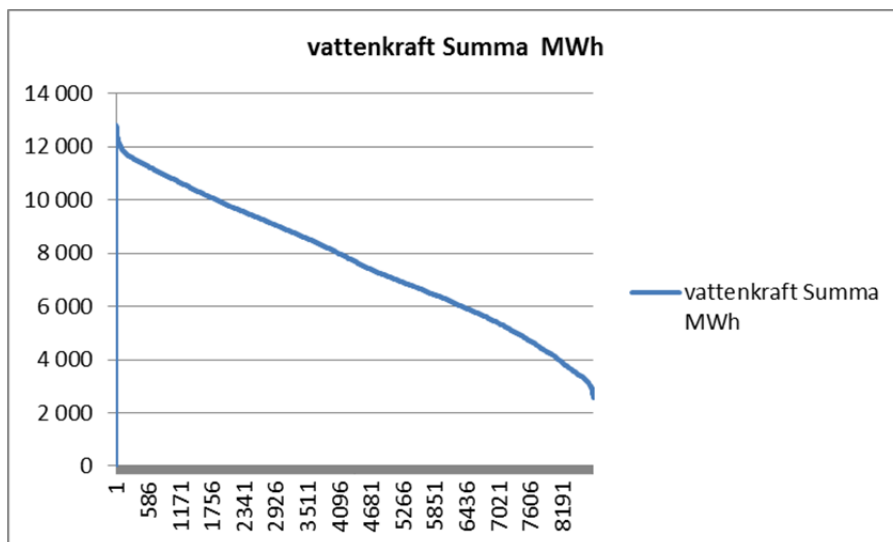
1. Vattenkraften regleras annorlunda (mera)
2. Värmekraften används för reglering,
3. Utrikeshandeln förändras, och
4. Efterfrågan bidrar till reglering

I verkligheten förväntas det ökade reglerbehovet hanteras genom en kombination av dessa fyra. Oberoende av hur reglerbehovet tillfredsställs kommer det att krävas ytterligare prisvolatilitet för att motivera ett annat beteende.

Möjligheten att öka regleringen i vattenkraften.

Om vi börjar med vattenkraftens reglerförmåga så vet vi att den är stor. Bilden nedan visar hur vattenkraften användes under 2011 i form av ett s.k. varaktighetsdiagram. Bilden visar att den maximala produktionen under en timme 2011 var 12 800 MW och den lägsta produktionen var 2 500 MW. Den högsta produktionen inträffade i december och den lägsta i juli. Reglerkapaciteten är således maximalt ca 10 000 MW. Det som också påverkar hur mycket vattenkraft som kan produceras är efterfrågan i norra Sverige. Är efterfrågan i norr hög kan vattenkraften också producera mycket utan att näten från norr till söder överlastas. Även om vattenkraften är en lättreglerad resurs finns det trögheter som måste beaktas. Exempel på trögheter är att det tar tid från att vatten släpps på i ett kraftverk överst i älven tills det når kraftverk längre ner. Produktionsförändringar inom en timme är maximalt ca 3 500 MW och under en period på 4 timmar maximalt ca 6 500 MW. Det finns också framtida hot mot vattenkraftens reglerförmåga. EU's vattendirektiv, som nu är på väg att implementeras i svenskt regelverk, kommer sannolikt att innebära begränsningar.

Bild 4 Vattenkraftproduktion under 2011, MWh/h



Vindkraften varierade under 2011 med ca 2 200 MW och uppräknat till en 30TWh produktion innebär det ca 11 000 MW. Detta räkneexempel indikerar att vattenkraften inte ensamt kan reglera ut variationer i vindkraft om maximal reglerförmåga i vattenkraften är 10 000 MW. Till detta kommer också förbrukningsvariationer som under ett vinterdygn uppgår till ca 6 000 MW. Det bör dock tilläggas att variationer i vindkraft ofta är betydligt mindre. Under den första januariveckan 2011 som används som exempel i bild 1-3 var variationerna "bara" knappt 700 MW och uppräknat till 30 TWh ca 3 500 MW.

Ett särskilt problem kommer att bli att kunna reglera systemet under perioder med hög vindkraft och låg förbrukning. Med 2011 års väder och förbrukning samt 30 TWh vindkraft skulle det ha varit ca 20 timmar då nettoförbrukningen understeg vattenkraftens lägsta möjliga produktion. Det är inte sannolikt att det går att klara en sådan situation med export eftersom våra handelspartners sannolikt också har överskott på el. I verkligheten uppstår dessutom stabilitetsproblem när andra kraftverk behöver reglera ner kraftigt. Det hjälper således kanske inte med låga eller t.o.m. negativa elpriser utan vindkraftverk måste helt enkelt kopplas bort från nätet.

Reglering med värmekraft

Jämfört med vattenkraft innebär det normalt betydligt högre kostnader att reglera med värmekraft. Det handlar om start- och stoppkostnader, verkningsgradsförluster och inte minst utebliven intäkt när kraftverket står stilla. Alla dessa faktorer leder till betydligt mer volatila priser, som exemplet från Tyskland visar (bild 2). En särskild omständighet i Sverige är att kärnkraften lämpar sig mindre bra för reglering, även om det finns exempel på tillfällen då kärnkraften har använts för dygnsreglering.

Import och export

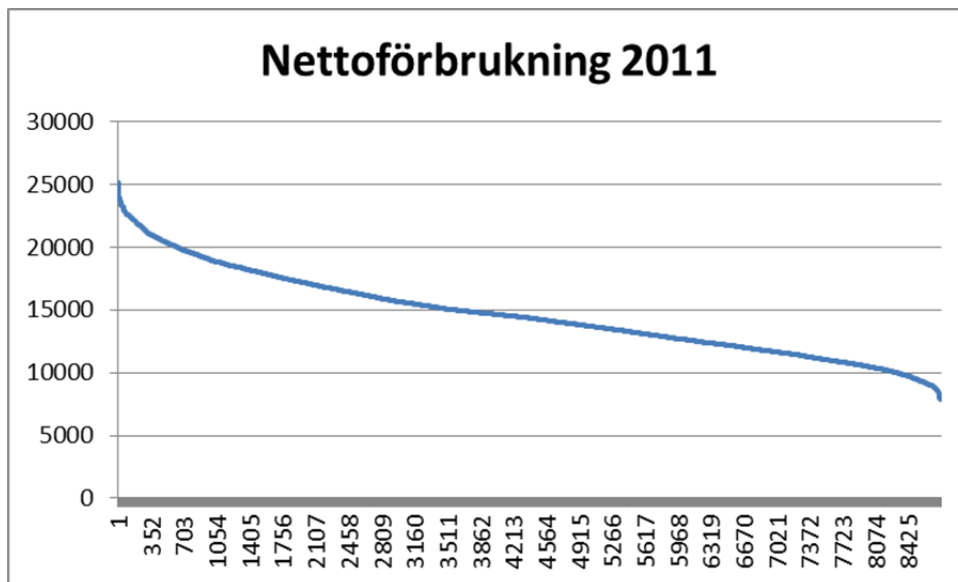
Sverige har en betydande elhandelskapacitet med våra grannländer. År 2011 var den maximala nettoimporten 1 timme över 5 000 MW och den maximala nettoexporten över 3 000 MW. År 2012 var motsvarande siffror en maximal export på 5 800 MW och en maximal import på 4 700 MW. Den fysiska handelskapaciteten är ca 9 000 MW d.v.s. betydligt större än dessa värden, men eftersom behoven vid en och samma tidpunkt ser olika ut i våra grannländer utnyttjas i praktiken aldrig den fulla kapaciteten för import eller för export samtidigt.

Tillräcklig kapacitet i systemet

Med några få undantag får elproducenter bara betalt när man faktiskt producerar¹. För att motivera producenter att variera produktionen för att möta efterfrågevariationer måste elpriserna variera. Varierande priser är också helt avgörande för att producenter ska vara intresserade av att investera i kraftverk som inte används så ofta. Utan variationer i priserna skulle producenter välja att producera så jämt som möjligt och produktionsapparaten skulle dimensioneras för denna jämna produktion.

Behovet av produktion som används sällan kan illustreras med ett s.k. varaktighetsdiagram.

Bild 5 Nettoförbrukning 2011 d.v.s. förbrukning 2011 minus vindkraftsproduktion 2011, MWh/h



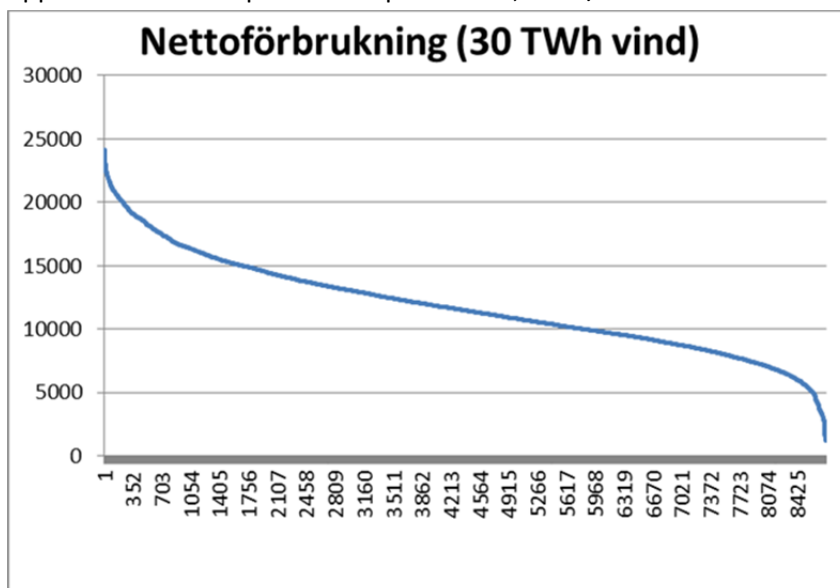
I diagrammen visas efterfrågan minus vindkraftsproduktion i Sverige år 2011 (timmarna är sorterade så att det högsta värdet kommer längst till vänster i bilden, o.s.v.) Ju spetsigare kurvan är desto svårare är det att få ekonomi i de investeringar i produktion och nät som krävs för att upprätthålla

¹ De systemansvariga betalar producenter för de reserver som krävs för att upprätthålla leveranssäkerheten vid plötsliga fel (störningsreserver). I Sverige finns också en upphandlad "Effektreserv" på maximalt 2000 MW. Detta är dock en temporär lösning som ska vara avvecklad till år 2020. En liknande effektreserv finns också i Finland.

leveranssäkerheten. 2011 var det 2000 MW som användes kortare tid än 55 timmar. För att få lönsamhet i investeringar som används så sällan krävs mycket höga priser de timmar kraftverken faktiskt används. Mycket skulle således vara vunnet om exempelvis de sista 2000 MW skulle kunna kapas genom efterfrågefleksibilitet. Det är viktigt att notera att problemet mildras av att vi har möjlighet att importera kraft när behoven i Sverige är som störst. Om vi tar hänsyn till import var det bara 850 MW som användes kortare tid än 55 timmar 2011.

Om vi i stället studerar nettoförbrukningen 2011 med 30 TWh vind ser vi att kurva blir ännu spetsigare. I detta exempel användes 2000 MW kortare än 35 timmar.

Bild 6 Nettoförbrukning 30 TWh vind, d.v.s. förbrukning 2011 minus vindkraftsproduktion 2011 uppräknat till en årsproduktion på 30 TWh, GWh/h.



Förutom höga priser finns det ytterligare ett problem med en spetsig ”efterfrågekurva”. Eftersom det till slut bara kommer att finnas en producent som har kraft att sälja kommer denna producent kunna sätta i princip vilka priser som helst. En diskussion om missbruk av marknadsakt är ofrånkomlig. Data från 11 dygn under vintern 2010/2011 visade att måttliga kvantiteter efterfrågefleksibilitet skulle ha minskat priserna på Elspot från i genomsnitt 1980 SEK/MWh till 1595 SEK/MWh².

Det framtida svenska elsystemet

I detta avsnitt presenteras några framtidsbilder för det svenska elsystemet 2030. Bilderna baseras på modellkörningar med Swecos timbaserade elmarknadsmodell som täcker hela Europa. Indata är kalibrerad mot NEPPs andra modeller och scenarier, vilka har redovisats tidigare. Detta arbete kommer att fortsätta så detta är bara en första redovisning av resultat.

Som framgår av föregående avsnitt måste man ta hänsyn till en rad olika faktorer för att kunna bedöma vilka utmaningar det framtida svenska elsystemet står inför. Särskilt viktigt är att det svenska elsystemet är en del av en nordeuropeisk elmarknad. Utvecklingen i våra grannländer och handelspartners är lika viktig som utvecklingen inom landet. För att på ett någorlunda realistiskt sätt kunna beskriva de framtida utmaningarna krävs elmarknadsmodeller som, förutom Sverige, också beskriver våra grannländer och som klarar av att ner på timnivå beskriva elsystemet.

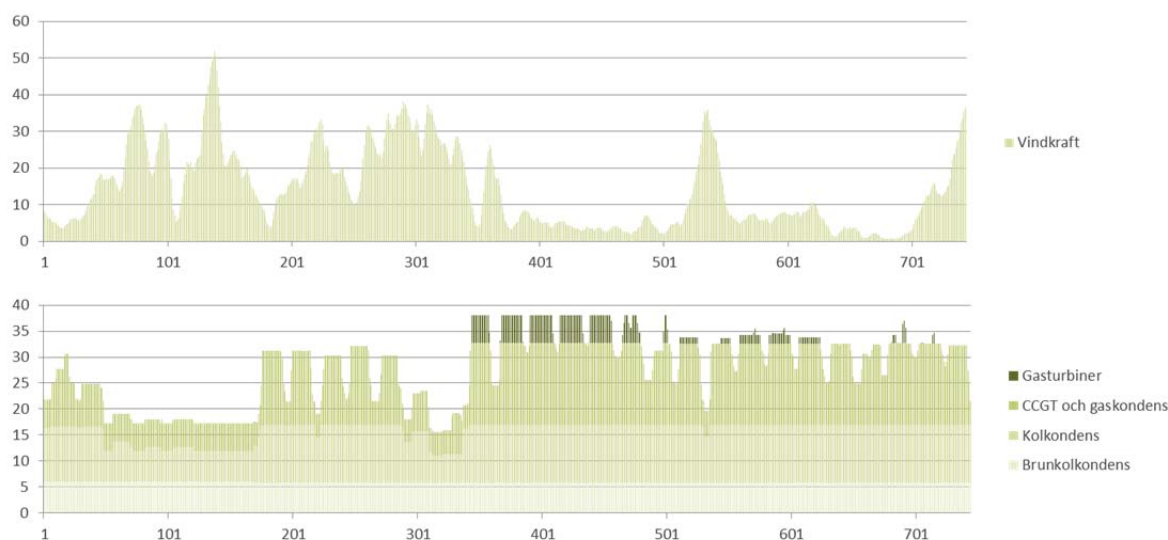
² Källa: Rapport till Näringsdepartementet, Sweco

Ett av de scenarier vi har arbetat med kallas det "gröna scenariot" och innefattar stora volymer vindkraft i såväl Sverige som i övriga Norden och i Tyskland. Som beskrivs tidigare antas också omfattande utbyggnad av stamnätet och utlandsförbindelser söderut för att klara den omfattande export av kraft som utbyggnad av förnybar kraft i Norden för med sig.

En viktig förutsättning i modelleringsarbetet är att alla kraftverk som finns i marknaden skall bära sina egna kostnader, d.v.s. vara lönsamma för dess ägare. För äldre avskrivna betyder det att intäkterna minst ska klara att täcka de årliga driftkostnaderna, men krävs nyinvesteringar måste intäkterna även täcka kapitalkostnaderna (ränta, avskrivningar). Det betyder att ju färre timmar som kraftverken är i drift desto högre måste priserna vara just dessa timmar. Priserna måste också vara sådana att det blir ekonomiskt försvarbart för kraftverksägarna att reglera kraftverken upp och ner trots att det kostar pengar att starta och stoppa kraftverken. Båda dessa faktorer leder till att priserna med nödvändighet måste variera mer än idag och att de från tid till annan måste tillåtas bli riktigt höga.

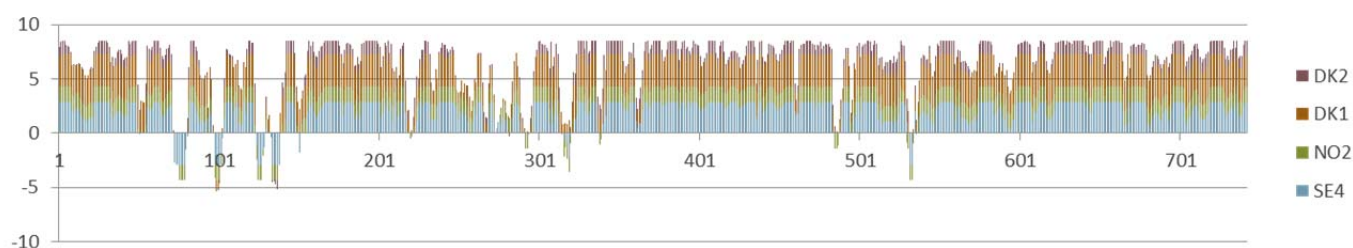
Om vi börjar med att se till situationen i Tyskland i detta gröna scenario ser vi en ganska besvärlig situation.

Bild 7 Produktion i Tyskland (exklusive sol), januari 2030, NEPP's gröna scenario, GWh/timme



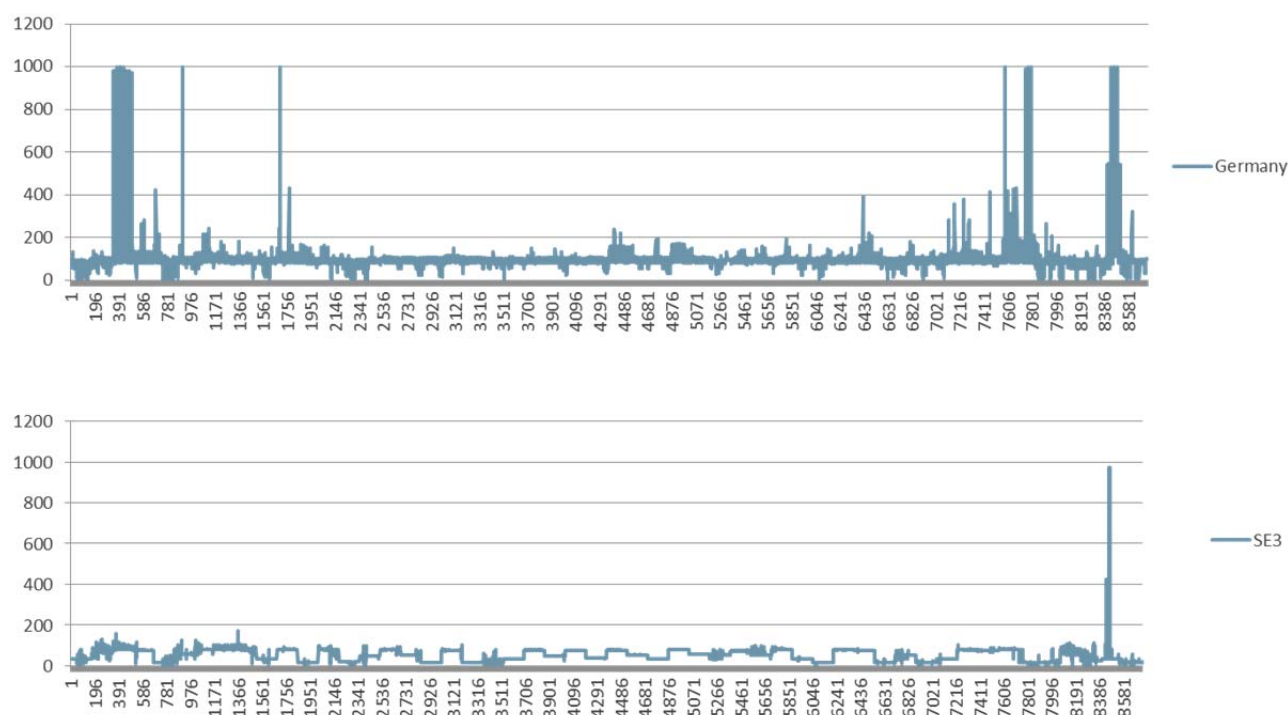
Den övre bilden visar vindkraftsproduktion under en januarimånad och den nedre hur reglerbar produktion behöver köras. Hänsyn har tagits till Tysklands handel med sina grannländer. Från Norden sker som tidigare diskuterats en betydande export vilket i praktiken betyder att Norden kan exportera även under låglasttid och när det blåser mycket i Tyskland. Norden bidrar således inte speciellt mycket till regleringen i Tyskland vilket bilden nedan indikerar.

Bild 8 Nettoutbytet mellan Norden och Tyskland januari 2030, NEPP's gröna scenario, GWh/timme. Positiva värden innebär export från Norden till Tyskland



Nästa bild visar en priskurva för Tyskland respektive för prisområde 3 i Sverige (SE3) för ett helt år. Eftersom upplösningen på priserna är timmar blir bilden lite "grötig", men man ser ändå att det är en stor skillnad i prisvariationer (volatilitet) mellan de två marknaderna.

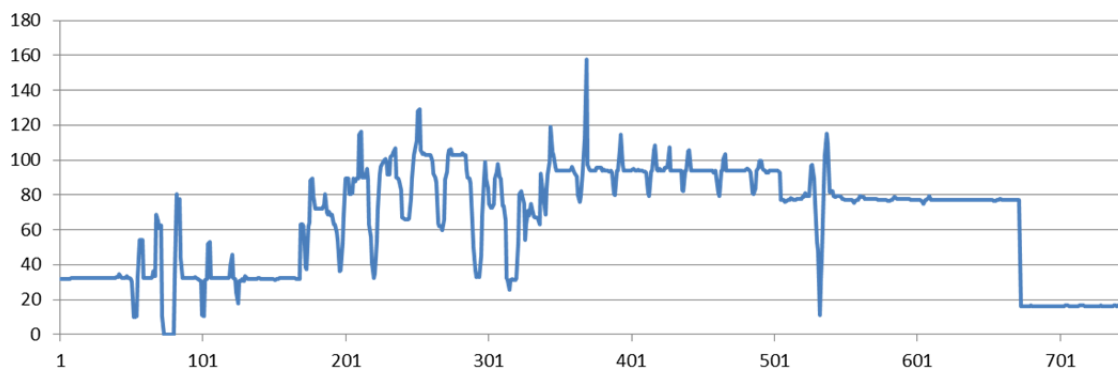
Bild 9 Spotpriser i Tyskland (övre bilden) respektive SE3 (undre bilden) 2030, NEPP's gröna scenario, EUR/MWh



Det är värt att notera att skalan på Y-axeln är EUR/MWh och att 1000 EUR/MWh nästan motsvara 10 kronor/kWh d.v.s. 20 gånger så högt pris som vi normalt har. Dessa "prisspikar" är nödvändiga för att få lönsamhet i kraftverk med få utnyttjningstimmar. Notera också att vi i dessa modellkörningar inte har inkluderat efterfrågeflexibilitet. Till nästa rapportering kommer vi kunna redovisa hur olika typer och olika kvantiteter efterfrågeflexibilitet påverkar bilden.

Trots att priskurvan för SE3 framstår som relativt stabil jämfört med Tyskland är prisbilden betydligt mer volatil än vad vi är vana vid. Detta syns tydligare om vi bara tittar på en månad. I nästa bild redovisas priserna för SE3 under januari.

Bild 10 Spotpriser SE 3, januari 2030, NEPP's gröna scenario EUR/MWh



Vi har ännu inte i detalj analyserat var och hur dessa prisvariationer uppstår men hypotesen är att kostnaderna ofta uppstår någonstans i systemet, oftast utanför Sveriges gränser, och fortplantar sig till andra delar genom handeln.

Vilka slutsatser vågar vi då dra från dessa inledande modellkörningar?

Resultatet pekar på att kostnaderna för att hålla elsystemet i balans kommer att öka väsentligt i detta gröna scenario. I våra modeller återspeglar det sig i kraftigt varierande priser. Detta gäller särskilt i Tyskland, men även i Norden kommer vi att behöva använda annat än vattenkraft för att reglera systemet. Genom att vi bygger ut överföringsförbindelserna med kontinenten kommer vi också att "smittas" av den prisvolatilitet som finns på kontinenten.

Det är samtidigt viktigt att hålla i minnet att detta är ett ganska extremt scenario med exempelvis över 100 TWh vindkraft i Norden. Vi kommer även att göra körningar med NEPP's referensscenario. Det är också värt att påpeka att detta scenario bygger på antagandet att den nuvarande elmarknadsmodellen bibehålls. Skulle det exempelvis införas en kapacitetsmarknadsmodell i Tyskland som stimulerar investeringar i "peak"-anläggningar kan prisbild och handelsmönster förändras radikalt. Norden är i detta scenario en stor exportör av kraft 2030 bl.a. till följd av investeringar i förnybart men också p.g.a. att kärnkraften i Sverige är intakt och att kärnkraften i Finland har byggts ut.

Som nämndes tidigare innehåller dessa körningar ingen efterfrågefleksibilitet. Nästa steg är således att inkludera efterfrågefleksibilitet för att se hur det förändrar bilden. Detta avser vi att göra inför nästa rapportering Vi har tänkt oss att inkludera följande tre typer av efterfrågefleksibilitet:

- Spotprisoberoende last flytt från höglast till låglast, d.v.s. något som ständigt görs oberoende av pris. Det kan exempelvis handla om att styra laddning av elbilar och hushållsapparater med timers. I modellen modifieras då lastprofilen för elanvändningen.
- Prisstyrd förbrukningsfleksibilitet, d.v.s. förbrukning som kan flyttas mellan timmar med höga priser och timmar med låga priser. I modellen hanteras denna typ av flexibilitet som ett energilager.
- Förbrukningsreduktion vid särskilt höga priser s.k. prisspikar. Det kan exempelvis handla om hushåll som accepterar kallare eller varmare inomhustemperatur eller industrier som tillfälligt drar ner på produktionen. I modellen hanteras det som produktion med hög rörlig kostnad.

Slutsatser

Vad betyder då dessa förändringar för aktörerna på elmarknaden och i vilken utsträckning kan smarta-nät-teknologi vara en del av lösningen? Detta är något vi avser att komma tillbaka till i kommande redovisningar, men vi vill redan dra några slutsatser.

Sammanfattningsvis kan man tala om tre huvudsakliga utmaningar som marknaden och aktörerna kommer att ställas inför:

- | | |
|-------------|---|
| Utmaning 1. | Hantering av den kontinuerliga balanshållningen. |
| Utmaning 2. | Dimensionera systemet så att det är leveranssäkert även de timmar som vindkraft och solkraft ger ett litet tillskott men efterfrågan är hög - ”effektfrågan”. |
| Utmaning 3. | Dimensionera systemet så att timmar med hög vind/solkraftproduktion och låg elförbrukning inte leder till instängd produktion och priskolaps. |

Sammanfattningsvis kan konstateras att balansering av produktion och förbrukning blir en större utmaning än i dag. Variationerna i den framtida nettoförbrukningen (förbrukning minus intermittent kraft) kommer att vara betydligt större än de förbrukningsvariationer som systemet är dimensionerat för i dag. Timmar med mycket gott om kraft kommer snabbt att förbytas till timmar med ont om kraft. Systemet måste således dimensioneras och ha en beredskap att snabbt ställa om. Prognososäkerhet i vindkraften gör dessutom att planeringshorisonten blir kortare.

Utmaningarna ligger både i att utnyttja befintliga resurser på ett optimalt sätt och att dimensionera systemet optimalt. Hur finansiera exempelvis kapacitet som används sällan, hur kan ett överskott av kraft bäst utnyttjas.

Den största utmaningen står sannolikt producenterna inför. Introduktionen av förnybar kraft, som till stor del är intermittent till sin karaktär, med hjälp av särskilda stöd tränger undan annan produktion och skapar åtminstone inledningsvis en prispress på marknaden. Detta undergräver ekonomin i de befintliga kraftverken och innebär dessutom att det tar längre tid innan de förnybara teknikerna kan finansieras utan statligt stöd.

För stamnätsoperatörerna ligger den största utmaningen i att hinna bygga ut näten i den takt som krävs. Det finns en betydande risk att förnybar kraft kommer att bli instängd i vissa regioner.

Utifrån ett regleringsperspektiv finns det tre övergripande utmaningar;

- Den första är att skapa ekonomiska förutsättningar för att den reglerbar produktion som faktiskt behövs får de ekonomiska förutsättningar som krävs.
- Den andra är att skapa de incitament som leder till effektiva investeringar i näten.
- Den tredje är att skapa de incitament som krävs för att den potential till efterfrågefleksibilitet som finns ska kunna utnyttjas. Smarta nät handlar mycket om att låta kunderna bidra positivt till balanseringen av elsystemet och därmed minska behoven av reglerbar produktion och nätutbyggnad.

Förutsättningar och drivkrafter för elkunder att justera förbrukningsmönster och minska sin elförbrukning

5

Det pågår en, stundtals intensiv, diskussion i Sverige och i många andra länder om möjligheter och konsekvenser av att basera elförsörjningen på en stor andel förnybar el. Framför allt gäller det betydande inslag av vindkraft och solexel. Eftersom varken sol- eller vindkraft kan styras och dessutom varierar kraftigt, uppstår frågan hur elsystemet ska balanseras. Ett alternativ till att balansera systemet enbart med produktionsresurser är att låta kunderna bidra till balanseringen.

Efterfrågefleksibilitet har diskuterats på marknaden under en längre tid och många marknadsaktörer är insatta i både möjligheter och svårigheter som denna potentiellt innebär. Det finns i grunden positiv inställning till efterfrågefleksibilitet bland marknadsaktörer under förutsättningen att de ekonomiska incitamenten finns och är tillräckliga. I och med att Riksdagen har tagit beslutet om utfasning av effektreserver finns grundförutsättningar till utvecklingen, men det finns behov av anpassningar av regelverken och fortsatta ansträngningar av marknadens aktörer.

Potentialen för efterfrågefleksibilitet är betydande men beror på många variabler, såsom temperaturs och elprisvariation, produktionsprocessen och konjunkturläget m.m. Bland hushållskunder är småhus med elvärme av central betydelse för efterfrågefleksibilitet, eftersom värmelasten är möjlig att kortsiktiga variera utan komfortpåverkan. Bland industrin är elintensiva företag de som kan anpassa sin last mest.

Den tekniska potentialen bland hushåll uppskattas till minst 1500 MW, potentialen bland större fastigheter, såsom köpcentra, kontorsverksamhet, skolor samt industrilokaler, till ca 200 MW och potentialen bland svenska industriföretag till närmare 2000 MW. Utifrån prisantagandet 3-10 kr/kWh under i genomsnitt 40 timmar per år antas en ekonomisk potential för att skapa en effektreduktion på minst 2000 MW existera. Det bör dock betonas att det inte handlar om en uthållig effektreduktion, utan en genomförbar neddragning av effekt under i storleksordningen 1-3 timmar. Produktionsreserver för mer täcka för mer långsiktiga produktionsbortfall kommer fortfarande behövas. Därmed är inte efterfrågefleksibilitet en heltäckande lösning, vilket är viktigt att betona.

För mer information:

Saara Holmén och Johan Linnarsson, Sweco Energuide AB

Inledning

Förutsättningar och drivkrafter för efterfrågefleksibilitet för olika typer av elkunder är en fråga som har studerats under mer än 10 år både i Sverige och internationellt. En viktig diskussion i Sverige har handlat om de nödvändiga reserverna på elmarknaden ska åstadkommas genom marknadsmekanismer där priset är den viktigaste styrparametern, eller med hjälp av reglering och kollektivt finansierade effektreserver.

På en effektiv elmarknad sker en växelverkan mellan utbud och efterfrågan. IEA har definierat efterfrågerespons på följande sätt: *”Efterfrågerespons är efterfrågans förmåga att svara på förändringar i marknadspriser på el. Detta kan ske genom att minska eller öka förbrukningen eller genom användning av lokal reservkraft”*¹.

Efterfrågefleksibiliteten kan öka leveranssäkerheten i elsystemet, både utifrån ett nät- och ett produktionsperspektiv. Efterfrågefleksibilitet är också en förutsättning för att leveranssäkerheten ska kunna upprätthållas med normala prismekanismer. Den främsta anledningen är att det är dyrt att hålla produktionsanläggningar i reserv för situationer som förväntas uppstå väldigt sällan – det är billigare att påverka kunderna att dra ner på förbrukningen. Som Elforsk-studien ” Effektkapacitet hos kunderna”² påpekar kan efterfrågefleksibilitet även göra nytta på olika delmarknader, exempelvis spotmarknader och olika typer av marknader för reserver. Vid vissa tillfällen kan efterfrågefleksibilitet även användas för frekvensreglering.

En ytterligare fördel som nämns i rapporten är att en ökad priskänslighet kan leda till en stabilare och mer förutsägbar prisbildning på elmarknaden; en 3-5% reduktion i efterfrågan under en timmes pristopp kan reducera energikostnaderna för den timmen med 20-50%. Som en konsekvens av detta kan man begränsa kostnader och risker för aktörerna på marknaden. En mer priskänslig efterfrågesida bidrar också till att minska möjligheterna att utöva marknadsaktörers makt särskilt vid topplastsituationer, vilket är ytterligare en positiv bieffekt. Denna typ av fördelar till marknadens funktionssätt är dock mer svåråtgärdade och inte kvantifierbara.

En viktig utgångspunkt till implementering av efterfrågefleksibilitet är att åtgärderna ska vara marknadsmässiga och därmed lönsamma för de inblandade parterna. Flera studier har genomförts inom ramar av Elforsk för att bedöma förutsättningarna och potentialen för efterfrågefleksibilitet bland olika kundkategorier, även om potentialen också påverkas av övriga marknadsaktörer, såsom elhandlare, nätföretag och den systemansvarige. För att realisera potentialen måste flera hinder övervinnas. Det finns också kostnader förknippade med efterfrågefleksibilitet både på systemnivå och på kundnivå, dock är de fasta kostnaderna låga i förhållande till de rörliga kostnaderna.

Potentialen till efterfrågefleksibilitet är starkt kopplad till priselasticitet, dvs. sambandet mellan förbrukning och elpris. Resultaten i studier som fokuserat på detta har visat att det finns en stor spridningen i elasticiteter beroende av tidshorisont, prisintervall m.m. Det kan t.ex. pratas om kortsiktig och långsiktig priselasticitet, beroende på hur lång tid kunderna har på sig för att anpassa sig till förändringar i prisfluktuationer. Även den relativa elprisnivån och prisspikarnas längd påverkar priskänsligheten i och med att marknadsaktörer ställkostnader eller alternativa kostnader att ta hänsyn till. Fokus i denna rapport är på den kortsiktiga efterfrågefleksibiliteten från 1 till 3 timmar.

¹ Elforsk, ”Effektkapacitet hos kunder – En sammanfattning av IEA-projektet ”Demand Response Resources, task 13”, Elforsk rapport 07:08

² Ibid

Förutom nyttor finns det naturligtvis även kostnader förknippade med efterfrågefleksibilitet i form av mätsystem, avtalskonstruktioner, kommunikationsutrustning m.m. utöver det ekonomiska incitamentet som kunden vill ta del av. Dock finns det underlag att anta att priser i intervallet 3-10 kr/kWh under i genomsnitt 40 timmar per år räcker för att skapa 2000 MW effektreduktion. Det bör dock betonas att det inte handlar om en uthållig effektreduktion.

Tekniska och ekonomiska förutsättningar och potentialen för efterfrågefleksibilitet hos olika typer av elkunder

Efterfrågefleksibilitet innebär i praktiken att elanvändning minskas med hjälp av energieffektiviseringsåtgärder eller förflyttas utifrån en styrsignal såsom elpriset. Energieffektivisering hos elkunder kan ske genom introduktion av nya, energieffektivare tekniker eller förändrade konsumtionsmönster. Teknikbaserad energieffektivisering skapar bestående resultat men kräver investeringar (även om små) som kan ta tid att realiseras. Beteendeändringar kräver inläring och engagemang och riskerar vara kortsiktiga.

Laststyrning kan åstadkommas genom automatstyrning av elleverantören alternativt nätägaren eller genom kunders aktiva konsumtionsval. Det finns även andra teknologier som ingår i smarta nät, såsom energilager, som kan bidra till laststyrning. Oavsett är kunders deltagande nödvändigt för efterfrågefleksibilitet.

Laststyrning kan generera både direkt och indirekt nytta till kunderna. Direkt nytta genom att nya prismodeller introduceras på marknaden som ger kunder ekonomiska incitament till lastförflyttning, och indirekt nytta genom systemfördelar från minskade effekttoppar. Hur stora systemnyttorna kan bli beror i första hand på andelen kunder som väljer att delta och i andra hand på dessa kunders villighet att anpassa sina konsumtionsmönster utifrån marknadssignaler.

För att kunna bedöma vilka förutsättningar för efterfrågefleksibilitet finns på elmarknaden måste de viktigaste kundkategorier betraktas separat. Här ligger fokus på hushållskunder, fastighetskunder och industrikunder. Bland hushållskunder är det framför allt de elvärmda hushållen som står för den stora potentialen och bland industrin de elintensiva. Industriföretagen.

Det är viktigt att skilja mellan den tekniska och den ekonomiska potentialen. Den tekniska potentialen omfattar hur stor neddragning som är möjlig utan att betydande störningar upplevs av kunder eller uppstår i produktionen hos industriföretag. Den ekonomiska potentialen är mer begränsad som den andel av den tekniska potentialen som kan anses realiserbar utifrån de praktiska förutsättningarna. Här tas hänsyn till de ekonomiska incitament men också relaterade kostnaderna såsom komfortpåverkan hos hushållskunder eller omställningskostnader hos industrikunder.

Hushållskunder

Hushållen använder el för olika apparater i form av s.k. hushållsel. Enligt Energimyndigheten har hushållselens användning varit relativt stabilt de senaste åren på ca 19 TWh³. Som Energimyndigheten påpekar är anledningen till den stabila utvecklingen de två motsatta trenderna som påverkar detta; Mer energieffektiva hushållsapparater som leder till minskad elanvändning samtidigt som antalet

³ Energimyndigheten, Kortsiktsprognos över energianvändning och energitillförsel 2010–2012.

hushållsapparater ökar. I ett småhus används i genomsnitt 4000–5000 kWh hushållsel per år, i en lägenhet ca 2500–3000 kWh per år.

Det finns också en andel hushåll (66%), flerbostadshus (6%) och lokaler (18%) som använder el i någon form för uppvärmning och varmvatten⁴. I många fall handlar det om att el används i kombination med andra uppvärmningsformer, såsom med biobränslen eller olja. Även el för drift av alla typer av värmepumpar, luftvärmepumpar såväl som berg-, jord- och sjövärmepumpar, räknas in i dessa andelar. Enbart el används i 25% av småhus, 2% av flerbostadshus och 5% av lokaler.

År 2011 uppgick användningen av el för uppvärmning och varmvatten till 18,2 TWh varav hela 14,4 TWh, motsvarande 79%, användes i småhus. I lokaler användes 15% av elvärmen medan endast 6% användes i flerbostadshus⁵. Eftersom påverkan av förbrukningsmönstren av elvärme i småhus har konsekvenser på det nationella effektbehovet framför allt vid kallt väder, anses dessa hushåll varit i fokus i ett flertal studier där potentialen för efterfrågeflexibilitet har undersökts. Det är på grund av byggnadernas värmetröghet som potentialen för efterfrågeflexibilitet är betydande just för uppvärmningsselen.

Enligt exemplet som lyfts fram i Elforsk-rapporten ”möjligheter och hinder för laststyrning”⁶ kan en effektreduktion på 500-900 MW åstadkommas genom att varje kund i snitt bidrar med drygt 1 kW i effektreducering vid samma tidpunkt, beroende på om kunder med kombinationsuppvärmning använder el eller inte.

Det pågår också en stor omställning hos svenska småhus angående uppvärmningssystem. Som Elforsk-rapporten ”framtagande av effektprofiler samt uppbyggnad av databas över elanvändningen vid kall väderlek”⁷ lyfter fram har en tredjedel av småhusen genomfört en förändring under 2006-2011 varav 60 % installerade värmepump. Studien anser också att den höga omställningstakten mot mer energieffektiva uppvärmningssystem ger bevis på att hushållskunder i hög grad påverkas av energipriser och på lång sikt tar rationella beslut gällande uppvärmningssystem utifrån detta. Studien skriver också att det är sannolikt att investeringar i uppvärmningssystem kompletteras med förbättrad isolering, utbyte av fönster, eller motsvarande åtgärder för energieffektivisering. Det är på kort sikt som hushållens möjligheter till att styra elförbrukningen anses mer begränsade utan program inriktade på efterfrågeflexibilitet.

Förutsättningar för effektstyrning hos hushåll med elvärme

Elforsk – projektet ”Effektstyrning på användarsidan vid effektbristsituationer”⁸ undersökte möjligheten till effektstyrning av elvärme och varmvattenberedare hos kunder som har central styrutrustning som möjliggör fjärrstyrning, s.k. mjukelvärme. Elvärmen fjärrstyrdes ned med 67 % mellan kl 8-10 vid fem tillfällen då utomhustemperaturen förväntades som lägst under vintern 2003/2004. Försöken visade en genomsnittlig styrbar effekt på 4-5 kW per småhus vid 10-15 minusgrader utan att kunder uttryckte missnöje på värmen efter styrtillfällena. Detta innebär en teknisk potential för effektstyrning av direktelvärme på totalt 1500 MW i Sverige.

Studien har även undersökt förutsättningar för s.k. hård styrning, dvs. nedreglering av kundernas effektuttag utan att den återvändande lasten begränsas tekniskt. Skribenterna tror dock att någon form

⁴ Energimyndigheten, Energistatistik för småhus, flerbostadshus och lokaler 2011

⁵ Ibid

⁶ Elforsk, ”Möjligheter och hinder för laststyrning - Fokus på privatkunder med eluppvärmning”, Elforsk rapport 11:70

⁷ Elforsk, ”Framtagande av effektprofiler samt uppbyggnad av databas över elanvändningen vid kall väderlek”, Elforsk rapport 11:12

⁸ Elforsk: ”Demonstrationsprojekt. Effektstyrning på användarsidan vid effektbristsituationer”, Elforsk rapport 05:31

av intelligent styrning är nödvändig för att styrning av elvärmen inte ska påverka värmekomforten i bostäder. Styrningen kan försäkra en viss grundvärme för att förhindra kallras och motverka för höga temperaturfall, samt begränsa återvändande effekt som annars kan orsaka problem i det lokala nätet.

Ett fortsättningsprojekt initierades till ”Effektstyrning på användarsidan vid effektbristsituationer” med en utökning av antalet medverkande kunder med värmepumpar för att undersöka påverkan av en ökad andel värmepumpar på resultaten⁹. Anledningen var en större osäkerhet och risk beträffande effektuttaget vid mycket kallt väder. Resultaten visade att effektminskningen var något mindre i procent räknat än vid tidigare försök, dock var effektreduktionen i kW större på grund av den lägre utetemperaturen vilken innebar ett större uppvärmningsbehov. Värmepumparna förefaller ha en ökad temperaturkänslighet med sjunkande utetemperaturer, dock visade den sig vara betydligt mindre än befarat. Resultaten av den tidigare studien kunde därmed verifieras.

Studiens analys beträffande värmepumparnas karakteristik visade sig vara överraskande linjärt med utetemperaturen för i synnerhet värmepumpar som tar värme från uteluften. Analysen visade även att elbehovet i hus med värmepumpar inte är så lågt i förhållande till övriga elvärmesystem som man hade kunnat förvänta sig. Detta antogs bero på att hushållen inte hade renodlade elvärmesystem, utan även hade t.ex. golvvärme i vissa utrymmen samt inte hade konverterat till värmepump i andra byggnader, såsom garage, förråd m.m.

Elforsk genomförde en till studie kring eluppvärmda hushåll och dess förmåga att anpassa sin elförbrukning utifrån spotpriset under vintrarna 2007/2008 och 2008/2009¹⁰. Både indirekt och direkt styrning testades. De indirekt styrda kunderna fick information om spotpriset via en webbtjänst och förväntades anpassa sin förbrukning med hjälp av manuella åtgärder medan de direkt styrda kunderna fick en radiostyrd dosa ihopkopplad med den utomhusbaserade temperaturgivare som styr uppvärmningssystemet.

Resultaten från studien visar att de direkt styrda kunderna märkte knappt att effekten styrdes ner under perioder med högt pris. Också återvändande lasten kunde kontrolleras och systemet försökte inte kompensera för temperaturfallet. Det visade sig också möjligt att lagra värme alstrad under perioder med lågt elpris så att behovet för uppvärmning under efterföljande dyra perioder minskade. Att energilagring på detta sätt är möjligt ökar särskilt potentialen för hus med värmepumpar, eftersom dessa är effektivare när utomhustemperaturen är högre, och det finns en koppling mellan utomhustemperaturen och spotpriset under vintertid. Till exempel genom att öka effekten under tidig eftermiddag när utomhustemperaturen är som högst och värmepumpen som mest effektiv kan effekten igen dras ner vid högristimmarna kl 17-19. På detta sätt kan systemet optimeras bättre både utifrån systemets effektivitet och ekonomi.

Även de indirektstyrda kunderna var mycket aktiva under försöken. De tog reda på prisläget och anpassade sin elförbrukning därefter. De var mycket mer informerade även om tariffkonstruktionen och hushållets elförbrukning än de direkt styrda kunderna som visade betydligt mindre intresse till experimentet. De direkt styrda efterfrågade också ett mer direkt informationsgränssnitt än webbportalen, t.ex. en visualiseringsenhet i hemmet för återkopplingen medan de indirekt styrda kunderna lärde sig om elprisets fluktuationer över dygnet och anpassade sin förbrukning till den förväntade prisnivån. Det finns flera studier med liknande resultat som betonar betydelsen av direkt återkoppling för realisering av potentialen för effektstyrning i hushållen. Tekniken för mätning och återkoppling är därmed viktiga förutsättningar för hushållen efterfrågerespons.

⁹ Elforsk: "Demonstrationsprojekt. Effektstyrning på användarsidan vid effektbristsituationer – fortsättningsprojekt", Elforsk rapport 06:83

¹⁰ Elforsk, "Att följa elpriset bättre - Prismodeller och styrteknik i fältförsök", Elforsk rapport 09:70

Priskänsligheten hos hushåll med elvärme

Elforsk – projektet ”Effektstyrning på användarsidan vid effektbristsituationer”¹¹ undersökte utöver styrningspotentialen även priskänsligheten hos hushållskunder med elvärme och alternativa uppvärmningsalternativ. Ett elpris i intervallet 3-10 kr/kWh aviserades under maximalt 40 timmar och kunden informerades om tidpunkt och nivå dagen innan via sms eller e-post. Prislistan var konstruerad för att ge kostnadsneutralitet relativt den ordinarie prislistan om kunden inte vidtog några åtgärder. Om kunden minskade sin elförbrukning med 75 % under tillfällena för högt elpris kunde 1000 kr respektive 1400 kr sparas i de olika försöken.

Resultaten visade en entydig och konsekvent bild av att deltagande kunder hade vilja, förmåga och uthållighet att minska elförbrukningen under tidpunkter för högt elpris. Effekten reducerades med i genomsnitt minst 50 % vid tidpunkter för högt elpris. Resultaten kunde nås utan att någon teknisk behövde installeras hos kunderna. Studien visade också att effektreduktionen inte var större vid aviserade priser på 5 och 10 kr/kWh än vid 3 kr/kWh. Av detta drogs slutsatsen att 3 kr/kWh är tillräckligt för att uppnå resultat eftersom det är den totala besparingen som är av betydelse. Kunden har därmed med stor sannolikhet bestämt sig redan i förhand vilka åtgärder som ska vidtas oavsett var i prisintervallet 3 -10 kr/kWh pristoppen ligger.

Även fortsättningsprojektet till ”Effektstyrning på användarsidan vid effektbristsituationer”¹² med utökning av antalet medverkande kunder med värmepumpar, visade att kunderna har en vilja, förmåga och uthållighet att minska elförbrukningen vid tillfällen för högt elpris även vid mycket låga utetemperaturer som inträffade under försöken. Studien drar därmed slutsatsen att affärsmodellen håller även vid utetemperaturer då en effektbristsituation är mer sannolik.

I Elforsk-projektet ”att följa elpriset bättre” testades eluppvärmda hushållens förmåga att anpassa sin elförbrukning utifrån spotpriset under vintrarna 2007/2008 och 2008/2009. I försöken tillämpades en eltariff kallad ”fastpris med returrätt”, där kunder exponeras för ett rörligt elpris samtidigt som en del av volymen är prissäkrad. Denna priskonstruktion innebär kunden på marginalen möter spotpriser och därför har incitament att svara på prissignalerna, samtidigt som hela prisrisken inte förs över på kunderna. Nättariffen som testades var en vanlig säkringstariff. De direkt styrda kunderna fick även en fix rabatt för att man tillåtit att uppvärmningssystemet fjärrstyrdes.

Ett intressant resultat från studien var relaterad till priskänsligheten hos de indirekt styrda kunderna. De var mycket aktiva under försöken och tog reda på prisläget och anpassade sin elförbrukning därefter. Däremot visade sig olika åtgärder ha olika priselasticiteter. Det var till exempel vanligt att kunderna anpassade tiden för användning av disk- och tvättmaskiner, men duschade som vanligt även om priset råkade vara högt.

Den ekonomiska potentialen

Elforsk-studien ”reflektioner rörande affärsmodeller för förbrukarflexibilitet och självlärande prognosstyrning för kundanpassad effektreglering”¹³ har simulerat den ekonomiska besparingen från efterfrågeflexibilitet under 2010 och 2011 för en villaägare med bergvärmepump till ca 2200-2600 kr och för en villaägare med en elpanna till ca 2800-4000 kr beroende på respektive årets pris- och temperatursdata.

¹¹ Elforsk: ”Demonstrationsprojekt. Effektstyrning på användarsidan vid effektbristsituationer”, Elforsk rapport 05:31

¹² Elforsk: ”Demonstrationsprojekt. Effektstyrning på användarsidan vid effektbristsituationer – fortsättningsprojekt”, Elforsk rapport 06:83

¹³ Elforsk ” Pilotstudie i Vallentuna, Reflektioner rörande affärsmodeller för förbrukarflexibilitet och självlärande prognosstyrning för kundanpassad effektreglering”, Elforsk rapport 12:48

Studien konstaterar att en förbättrad reglering av uppvärmningen sänker energiförbrukningen på flera sätt. Med jämnare temperaturreglering kan hushållen välja något lägre inomhustemperatur utan att man uppleva komfortproblem. Regleringen möjliggör också en minskad aktivering av elspetsen för värmepumpar. Den medverkar också till semestersänkning och ökad energimedvetenhet. Sammantaget uppskattar studien att en 10-15% energieffektivisering kan nås.

Genom att styrningen är automatiserad kan systemet optimeras även gentemot små prisskillnader. Programmeringen tillåter t.ex. hårdare styrning med en viss komfortpåverkan om pristoppen är tillräckligt hög. Vad den ekonomiska nyttan från efterfrågefleksibilitet i absoluta termer blir beror på spotpriser som skiljer sig kraftigt åt mellan åren. T.ex. med maximalt 15 kWh värmeförflyttning och en enklare varmvattenstyrning låg besparingspotentialen under 2010 i spannet 1100-1500 kr men endast på 150-320 kr under 2011. Tidsberoende nättariffer, såsom Vattenfalls tidstaxa (lågpris vardagar 22-06 samt helger) kan väsentligt stärka den ekonomiska nyttan med laststyrning. Med liknande tariffstruktur låg besparingspotentialen för laststyrning under 2010 på 1720-2350 kr och 590-1090 kr under 2011.

Sweco har i en rapport till Energimarknadsinspektionen¹⁴ genomfört en litteratursstudie som även inkluderat utländska studier kring energieffektivisering och lastförflyttning. Slutsatsen från rapporten är att bland hushållskunder kan energieffektivisering förväntas leda till besparing från en 2-5% nivå upp till 8-10%. Bästa resultat för energieffektivisering har nåtts med direkt återkoppling via en monitor vilket möjliggör att kunderna kan direkt förstå kopplingen mellan konsumtionsbeteenden och energianvändningen. Studierna indikerar även att rådgivning i samband med implementeringen ökar kundernas engagemang och förbättrar utfallet.

I internationella studier¹⁵ observerades en lastförflyttningspotential av ca 10 % hos hushållskunder beroende på geografier, lastkällor, tariffstrukturer och automatiseringsgrad. De högsta reduktioner i effekttoppar upp till 30 % har nåtts med hjälp av automatisering och kritisk topplast-tariff som ger starka ekonomiska incitament och därmed tydligt budskap att förflytta last under korta perioder. Tariffstrukturer som ger mindre incitament till kunder, såsom vanliga tidstariffer, ansågs inte lika effektiva. Marginaleffekten av prishöjningar är dock minskande, vilket kan antyda att kundernas villighet att anpassa sina konsumtionsmönster är begränsad.

Större fastigheter

Inom Elforsk år 2006 studerades potentialen för effektreduktioner hos olika typer av stora fastigheter såsom köpcentra, kontorsverksamhet, skolor samt industrilokaler¹⁶. Exempel på elanvändning inom fastighetsförvaltning är fläktar och pumpar för ventilation, värme och komfortkyla samt belysning, hissar, portar, markvärme och elvärme för hänggrannor. Eftersom lokalerna används framför allt på dagtid, är elförbrukningen låg nattetid. Effektreduktioner kan skapas framför allt genom omdisponering av drifttiden för ventilation och i vissa fall komfortkyla. Liksom elvärmen kan ventilationen oftast kopplas ifrån eller reduceras under några enstaka timmar utan att komforten påverkas i betydande omfattning. Detta kan uppnås för en relativt liten kostnad som omprogrammering av styrprogram innebär, vilket möjliggör lastförflyttningar eller stegvis inkoppling av last.

¹⁴ Sweco Energy Markets, "Kundnyttan av smarta nät", En rapport till Energimarknadsinspektionen/Energimarknadsrådet, september 2012

¹⁵ Ibid

¹⁶ Elforsk, "Studie av effektreduktioner hos mellanstora elkunder", Elforsk rapport 06:11

Som Elforsk-studien "Att följa elpriset bättre" påpekar¹⁷ är det inte ovanligt att lokaler är överventilerade. Rapporten nämner också att det finns en liten andel lokaler med modern behovsstyrd ventilation installerad, som mäter kontinuerligt luftkvaliteten och anpassar effekten på ventilationen till normerat värde på luftkvaliteten. Eftersom optimeringsgraden är högre begränsas möjligheterna till effektstyrning utan att komforten påverkas.

En viktig begränsning kan även vara kraven i hyreskontraktet. Det är möjligt att krav ställs t.ex. avseende luftkvalitet som förutsätter att ventilationen startas med 2 timmars framförhållning innan verksamheten sätter igång. En omdisponering eller neddragning av ventilationen som effektreducering innebär kan påverka byggnadens komfort och är därmed viktigt att stämma av med förvaltningsbolagens kunder och reglera i hyreskontraktet.

Elforsk uppskattade potentialen till effektreduktioner för denna kategori av större fastigheter till följande¹⁸:

Köpcentrum: Studien uppskattade antalet köpcentra i Sverige till 320 med en uthyrbar yta på 4,9 miljoner m². Utifrån intervjuerna uppskattades den totala potentialen till effektreduktioner till 45 MW.

Kontor: Studien uppskattade den totala arealen för kontor till 35 miljoner m². Utifrån intervjuerna uppskattades den totala potentialen till effektreduktioner till 150 MW under en begränsad tidsperiod i storleksordningen några timmar.

Skolor: Studien uppskattade den totala arealen för skolor till 37 miljoner m². Utifrån intervjuerna uppskattades den totala potentialen till effektreduktioner till 15 MW.

Den totala potentialen från denna kategori av större fastigheter uppskattas därmed till ca 200 MW, vilket är en betydande potential. Detta baseras på relativt begränsade effektreduktioner per anläggning, däremot är antalet anläggningar desto fler. Åtgärderna som krävs för att realisera potentialen bedöms som både tekniskt och organisatoriskt enkla att genomföra genom omprogrammering av styr- och reglerutrustning. Angående det ekonomiska incitamentet konstaterar studien att det vid en elprisnivå på 3 kr/kWh finns incitament hos stora fastigheter att förskjuta ventilationen i upp till tre timmar.

Industrikunder

Sedan styrning och övervakning datoriserades i svensk industri har de tekniska förutsättningarna förbättrats för effektstyrning. Industrin har också insett möjligheten att minska effektabonnamanget och det effektdebiterade uttag, vilket ekonomiskt innebär en betydande kostnadsbesparing. Incitamenten att reagera på spotpriserna har varit mer begränsade. Elforsk genomförde ett demonstrationsprojekt kring effektstyrning på användarsidan vid effektbristsituationer som publicerades 2005¹⁹. Ett av delprojekten var inriktade mot industrikunder och genomfördes under vintrarna 2003/2004 och 2004/2005.

Hypotesen för studien var att industrin kan utnyttja effektstyrning både som ett medel att minska sin effektkostnad men också för att minska effekten vid extrema spotprisnivåer. Intäktsmöjligheter skulle därmed öka. En viktig skillnad är att en nationell effektbristsituation kan föreligga under flera timmar, medan styrning mot abonnemanget kan göras en andel av den timme för vilken abonnemangsgränsen

¹⁷ Elforsk, "Att följa elpriset bättre - Prismodeller och styrteknik i fältförsök", Elforsk rapport 09:70

¹⁸ Elforsk, "Studie av effektreduktioner hos mellanstora elkunder", Elforsk rapport 06:11

¹⁹ Elforsk: "Demonstrationsprojekt. Effektstyrning på användarsidan vid effektbristsituationer", Elforsk rapport 05:31

annars hade överskridits. Detta begränsar möjligheterna till spotprisstyrningen för en del av företagen. Studien fokuserade därmed för effektreduktioner som kunna genomföras sammanhängande i minst en timme. I studien ingick sex industriföretag, varav två var sågverk, ett tillhörande verkstadsindustrin, två livsmedelindustrin och ett var ett gjuteri, dvs. en elintensiv industri.

I studien aviserades höga priser, 3 kr/kWh respektive 5 kr/kWh, vid ett tillfälle i januari och ett tillfälle i februari, båda åren. Resultaten visar att industrin är en heterogen grupp med skilda förutsättningar för effektstyrning beroende av olika produktionsprocesser. Effektstyrning är i första hand lämplig i industriella processer som har värmetröga laster (t.ex. fryslager) eller buffertkapacitet i produktionen. Om detta inte är fallet kan produktionsbortfall eller omplacering av personella resurser orsaka höga kostnader för effektreduktioner, vilket betyder att dessa kan genomföras enbart vid mycket höga pristopp. Generellt sätt gäller detta även för konjunkturen som påverkar orderingången och kapacitetsutnyttjandet. Potentialen för effektreduktioner är därmed lägre under hög- än under lågkonjunkturen. Utifrån omfattningen av effektstyrningsutrustningen som då installerats hos industriföretag uppskattades effektstyrningspotentialen till 100 MW. Vid användning även mot spotprinsnivåer bedömdes potentialen till 300 MW. Detta inkluderar dock inte de elintensiva industriföretagen.

De tekniska förutsättningar studerades i mer detalj i Elforsk-studien år 2006 som fokuserade på effektreduktioner hos mellanstora elkunder²⁰. Studien lyfter fram följande möjligheter till effektreduktioner:

Förändringar i produktionsflöden: Produktionsplanering utifrån spotpriserna på el möjliggörs till en högre grad om kapacitet för lagerhållning av råvaror och tillverkade produkter finns. Om råvaror finns tillgängliga kan produktionen mot lager ökas vid låga elpriser och på motsvarande sätt kan produktionsvolymerna dras ner vid höga elpriser mot leveranser från lager. Produktionen kan också omdisponeras till nätter och helger då prisbilden generellt sett är lägre, dock kräver detta en mer omfattande omdisponering av resurser. Vid överkapacitet kan det vara möjlighet att omdisponera tillverkning utan att lika stora åtgärder behöver tas och det kan räcka med en senareläggning av produktionsuppstart eller tillfälligt stopp i delar av produktionen.

Förändringar i kringssystem: Det finns åtgärder som kan genomföras utan att produktionsprocessen nödvändigtvis behöver förändras under den tid som effektreduktionen eftersträvas, t.ex. avkopplingsbar last, värmetröghet i byggnader och produkter som nämndes ovan, minskad ventilation eller egen elproduktion.

Implementering av permanenta lösningar: Installation av effekttreglering kan leda till permanenta sänkningar i effektbehovet. Detta gäller även vid utnyttjandet av frikyla eller om kylmaskiner förses med kylager.

I samband med alla dessa åtgärder uppstår kostnader. Som nämndes ovan, orsakar produktionsbortfall, omplacering av personella elprinsnivåer som undersökt i studien, dvs. 3-10 kr/kWh under tidsperioder som sammanlagt inte överstiger 40 timmar per år. Med ett genomsnittligt pris på 5 kr/kWh uppstår ca 15 % av energikostnaden under dessa 40 timmar, vilket borde ge ekonomiska incitament till att anpassa förbrukningen.

Det behövs förstås en beredskapstid som är beroende av själva åtgärden och dess storlek som kan begränsa de praktiska möjligheterna till effektreduktioner hos industriföretagen. Några processer

²⁰ Elforsk, "Studie av effektreduktioner hos mellanstora elkunder", Elforsk rapport 06:11

tillåter på kort varsel variera produktionen medan andra kräver längre nedregleringstider eller kan endast varieras produktionen marginellt. Produktionsprocessen sätter därmed de tekniska förutsättningarna för reaktionstid och neddragningsvolym.

Exempel: Livsmedelsindustrin

Livsmedelsindustri var en av industrierna som undersöktes i samband med Elforsk studien år 2006²¹. Elen i industrin används främst till elmotorer för kyl- och frysmaskiner, malning, omrörning samt till fläktar och pumpar. De typer av möjliga åtgärder för effektreduktioner som identifierades innefattar omdisponering av produktion med hjälp av lagerhållning, förändringar i kringssystem framför allt i form av omdisponering av effekt i kyllager utifrån värmetröghet samt några permanenta förändringar såsom effektstyrning och frikyla för anläggningar med kyl- och frysprocesser.

För att realisera potentialen med dessa åtgärder krävs en del investeringar. Investeringar som behövs för utnyttjande av värmetröghet i kyllager är ringa, oftast rör det sig endast om en kostnad för omprogrammering av anläggningens styr- och reglerprogram samt en komplettering av automatisk centraliserad reglering. Investeringar för att införa effektstyrning uppskattas till ca 500 000 kr, varav inköp står för 150 000 – 200 000 kr. Beroende på verksamhet kan en effektreduktion efter intrimning uppgå till 15-20%. För att utnyttja frikyla vintertid krävs att anläggningen kompletteras med ytterligare en värmeväxlare samt att styr- och reglersystemet byggs om. Kostnaden för detta beror på effekt- och temperaturkrav.

Livsmedelsindustrin är diversifierad och består mer än 200 företag i Sverige. Bedömningen av branschens totala potential för effektreduktioner är därmed svår att göra, men uppskattas i studien till 90 MW. Även i livsmedelsindustrin har konjunkturen betydelse för sammanhanget, då effektreduktionspotentialen kan vara ca 25% högre.

Elintensiv industri

I början av 2000-talet var effekthalansen i Sverige ansträngd och det fanns oro för effektbrist. Svenska Kraftnät och Energimyndigheten beslöt under 2000 att gemensamt verka för att få industriföretag att utföra effektanpassningar vid höga elpriser i ett projekt kallat "Industribud" där även Svenskt Näringsliv och Svensk Energi var delaktiga i²². Industribuds syfte var att få till stånd effektreduktioner inom industriföretag på marknadsmässiga villkor. Effektreduktioner skulle vara lönsamma vid tillräckligt höga elpriser. Pristopparnas amplitud och frekvens är därför av stor betydelse för utfallet: Ju högre pristoppar desto lättare är det för industriföretag att realisera ekonomisk nytta genom effektreduktioner.

Konceptet utgick ifrån att senast under förmiddagen dagen innan anmälde industriföretaget sina villkor för att utföra effektreduktioner (priser, volymer, timmar) till det balansansvariga företaget, som sedan tog hänsyn till detta vid sin budgivning på spotmarknaden. Effektreduktion skedde endast om spotpriserna översteg budpriserna. Ett avtal mellan parterna reglerade hur vinsterna delades och vad som hände om industriföretaget för någon anledning inte genomförde utlovad effektreduktion.

Inom ramar av projektet, besöktes bl.a. ca 30 elintensiva industriföretag. Vid besöken framkom det ofta att många av företagen hade möjligheter att utföra effektreduktioner under någon eller några timmar, oftast i intervallet 5-50 MW. Den totala tekniska potentialen för effektanpassningar inom denna grupp industriföretagen bedömdes till minst 1600 MW.

²¹ Ibid

²² Svenska Kraftnät, "Industribud – delutredningen i effekthalansutredningen", 2002

De ekonomiska förutsättningarna för realisering av potentialen skilde sig mellan företagen. De elintensiva industriföretag som kände av spotpriserna vid sina elinköp hade ekonomiska incitament att delta i projektet, däremot de som hade fastprisavtal saknade detta incitament. Utöver de ekonomiska motiven, kunde företag välja att dra ned sin effekt av samhällsskäl för att minska risken för tvingande manuell bortkoppling av förbrukning.

Projektets bedömning var att utbudskurvan för effektreduktioner ökar ganska jämnt från ca 500 kr/MWh till 10000 kr/MWh. För att uppnå hela potentialen krävdes mycket höga elpriser vid ca 13000 kr/MWh.

Elforsk studien år 2006 som fokuserade på effektreduktioner hos mellanstora elkunder undersökte industribranscher, varav flera är elintensiva; järn- och stålindustrin, smidesverkstäder, gjuterier, kemisk industri och värmebehandlingsindustrin²³. Potentialen för effektreduktioner bedömdes utifrån en elprisnivå på 3-10 kr/kWh under tidsperioder som sammanlagt inte överstiger 40 timmar per år. Under dessa förutsättningar uppskattades den totala potentialen hos de undersökta elintensiva industrierna till ca 100 MW. Att potentialen är begränsad anses bero på att prismodellen som använts i denna studie inte ger utrymme för reduktioner som innebär produktionsbortfall, investeringar eller om flyttningar av arbetsmoment utanför ordinarie arbetstid. Prismodellen har därmed stor betydelse för utfallet när potentialen till efterfrågefleksibilitet utvärderas.

Exempel: Järn- och stålindustrin

Flera företag i järn- och stålindustrin kände inte till effektstorlek i delprocesser i sin produktion på grund av att den totala lasten är relativt jämnt fördelad över dygnet och året. I enbart ett av de fem intervjuade företag fanns effektstyrning för att undvika kostnader vid överskridande av gränsen i effektabonnet. I järn- och stålindustrin används en stor del av elen i smältprocesser, värmeugnar, valsverk, värmebehandlingsugnar, ytbeläggning och mekanisk bearbetning, men det är framför allt under smältning och värmebehandling som last kan omdisponeras genom att förskjuta produktionsstarten. Den totala potentialen under lågkonjunkturen uppskattas i studien till 25 MW, varav 10 MW för smältprocesser och 15 MW för värmebehandling. Som i de flesta industrier bedöms möjligheterna till effektreduktioner under högkonjunktur vara mer begränsade.

Exempel: Smidesverkstäder

Elanvändningen i smidesverkstäder består främst av värmebehandling och mekanisk smidesbearbetning. Även bland smidesverkstäder saknade de flesta företag mätning av effektbehovet i sina delprocesser. Liksom i järn- och stålindustrin finns potential för effektreduktioner i omdisponering av värmebehandlingsprocesser genom förflyttning av produktionsstarten och i omdisponering av mekanisk bearbetning. Även värmetröghet kan utnyttjas i värmebehandlingsugnar för att generera en effektreduktionspotential av topplasten på 14-16% vilket är den största potentialen hos smidesverkstäder. Den totala potentialen för effektreduktioner på branschen uppskattas till 5 MW.

Exempel: Kemisk industri

Den kemiska industrin använder el framför allt till elmotorer i processdrift, till uppvärmning och kylning samt till motorer i kringutrustningen, såsom transportband, pumpar och fläktar. Effekttuttaget är jämnt fördelat över dygnet och året, vilket är anledningen till att ingen av de intervjuade företagen hade investerat i effektstyrningsutrustning och att möjligheterna till effektreduktioner i den kemiska

²³ Elforsk, "Studie av effektreduktioner hos mellanstora elkunder", Elforsk rapport 06:11

industrin är mycket begränsade. Eftersom lagringsmöjligheterna är små, kan en följd av effektreduktion vara en kostsam produktionsneddragning, vilket innebär att potentialen är begränsad till företag med överkapacitet eller till perioder med lågkonjunktur. Utöver produktionsneddragningar har små möjligheter till effektreduktioner kunnat identifieras under underhållsstopp, justerad uppvärmning och minskad ventilation. Den totala effektreduktionspotentialen i kemisk industri bedöms till 10 MW under högkonjunktur och 20 MW under lågkonjunktur.

Exempel: Gjuterier

Gjuterier använder en stor del av elenergin i smältugnar men även till varmhållning i hållugnar, värmebehandling och maskinbearbetning. För att generera effektreduktioner kan gjuterier stänga av eller förskjuta starten av smältugnar, dock är detta svårt på grund av att ugnarna ofta körs dygnet runt. Effektneddragningar som varar över en timme är svåra att genomföra utan produktionsstörningar. För gjuterier som endast används under dagtid finns det teoretiskt sätt möjligheter att omdisponera produktion till nätter och helger. Detta skulle dock kräva investeringar på 3-5 miljoner kr i hållugnar, vilket inte kan motiveras under elprisantagandena i studien.

Till skillnad från järn- och stålindustrin, smidesverkstäder och kemisk industri har samtliga intervjuade företag system för effektstyrning i syfte att sänka kostnader för elnätsabonnemanget. Genom effektstyrning kan gjuterier minska sin toppbelastning med 15-20%. Denna kapacitet ger betydande ekonomiska effekter: En sänkning av toppeffekten med ca 1 MW genererar (under studien rådande effektabonnemang) en sänkning av nättariffen med 200 000 – 400 000 kr årligen. Det är också den storleksordningen av besparingar som gjuterier måste kunna realisera för att genomföra åtgärder. Den totala effektreduktionspotentialen i gjuteribranschen bedöms till 25 MW.

Exempel: Värmebehandlingsindustri

I värmebehandlingsindustrin används elen främst till värmeugnar och för mekanisk bearbetning. Som i gjuterier, hade även alla intervjuade företag inom värmebehandlingsindustrin effektstyrningsutrustning, vilket ger möjligheter till kortare neddragningar av effekten. Omdisponering av produktion under korta perioder (1-2 timmar) bedöms kunna genomföras utan stora konsekvenser för resursfördelning, men det finns tveksamhet bland företagen om produktionsneddragningar kan motiveras med de elprisnivåer som studien implementerade. Totalt sätt bedöms möjligheter till effektreduktioner mycket begränsade inom värmebehandlingsindustrin.

En senare Elforsk-rapport från 2011 undersökte elförbrukningens karaktär vid kall väderlek som följd av vintern 2009/2010²⁴. Syftet med intervjuerna var att skapa en förståelse för de bakomliggande faktorerna till större elförbrukares elpriskänslighet. Totalt 20 st. industriföretag intervjuades varav 75 % tillhörande den elintensiva industrin. Nästan samtliga hade använt sig utav rådande prissäkringsstrategier för att minska sin riskexponering till prisvolatilitet. Några av företagen har valt att inte prissäkra sig på grund av tillgång till egen elproduktion. Studien kunde konstatera att förbrukningsflexibiliteten var relativt utbredd bland de intervjuade företagen eftersom majoriteten av dem minskade sin elkonsumtion under pristopparna. Resultatet indikerar att intresset till och medvetenheten om efterfrågeflexibilitet har ökat under åren.

Under pristopparna vintern 2009/2010 redovisade företagen sammanlagda förbrukningsreduktioner på ca 400 MW, varav hälften aktiverades via effektreserven. Av de 200 MW som inte ingick i

²⁴ Elforsk, "Framtagande av effektprofiler samt uppbyggnad av databas över elanvändningen vid kall väderlek", Elforsk rapport 11:12

effektreserven kom ungefär hälften in på spotmarknaden. Många företag kunde minska sin elförbrukning med över 50 %, vilket är mycket högt med tanke på att behov till uppvärmning av lokaler och övrig grundförbrukning bedöms begränsa förbrukningsreduktioner till 70% av normalförbrukningen.

En bidragande orsak till den relativt höga efterfrågefleksibiliteten var överkapacitet i produktionen hos många av företagen som följde av finanskrisen 2008. Även i denna studie nämns tekniska förutsättningar, orderläge och lagersituation påverka industrins benägenhet till efterfrågefleksibilitet. T.ex. ingångna avtal, ekonomiska konsekvenser för leveransförseningar och risk för förlorade marknadsandelar gör att industriföretag kan under enskilda timmar acceptera en negativ rörelsemarginal till följd av höga elpriser. Andra faktorer som framkom i studien var bland annat elens andel i de totala insatsvarorna, det befintliga elavtalet och potentiell deltagande i effektreserven. Det är därmed svårt att dra generella slutsatser om efterfrågefleksibilitetens totala potential.

Viktiga drivkrafter, hinder och lösningar för efterfrågefleksibilitet

Efterfrågefleksibilitet kan ge kunderna en reell makt över sina kostnader om elanvändningen styrs utifrån prissignaler med hjälp av timvis mätning och –avräkning. Både hushållskunder och industrikunder har sett positivt på framtida möjlighet att styra effekten under någon eller några timmar vid tillfälligt höga spotpriser så länge incitament till efterfrågefleksibiliteten finns.

Drivkrafter för hushållskunder och industrikunder skiljer sig något åt, liksom hinder och dess potentiella lösningar. De ekonomiska incitamenten är centrala, men även andra faktorer kan spela in. För hushållskunder är den förknippade kostnaden med efterfrågefleksibilitet relativt låg. För industrikunder är den alternativa kostnaden en central del i resonemanget och kan skilja sig mycket mellan industrier, konjunkturer och produktionslägen.

Utöver kundernas drivkrafter, är det viktigt att drivkrafter för de olika marknadsaktörerna existerar. Rollerna för kunder, elhandlare och balansansvariga, nätbolag och systemoperatören skiljer sig i hög grad, men har alla potential att påverka förekomsten av efterfrågerespons.

Hushållskunder

Hur efterfrågefleksibilitet introduceras och implementeras är av stor betydelse för hur både relaterade drivkrafter och hinder uppfattas av hushållskunder. Att utveckla ekonomiska incitament som är anpassade till kundernas behov är centralt men även hur återkoppling, mätning och styrning är organiserade. Hushållens villighet att anpassa sin elanvändning till prissignaler är också beroende av tidpunkten och komfortpåverkan. Det finns indikationer på att priskänsligheten är olika för olika åtgärden, men allmänt upplevs inte en kortsiktig effektneddragning ha en betydande påverkan på komforten.

Ekonomiska incitament och affärsmodeller

I samband med Elforsk – projektet ”Effektstyrning på användarsidan vid effektbristsituationer”²⁵ genomfördes intervjuer med hushåll med elvärme som visade en vilja och förmåga att minska elförbrukningen under tidpunkter för högt elpris. I intervjuerna uttryckte hushållskunderna den ekonomiska lönsamheten som en viktig drivkraft, men betonade även betydelsen av miljönytta. De

²⁵ Elforsk, ”Demonstrationsprojekt. Effektstyrning på användarsidan vid effektbristsituationer. Rapport 05:31

tog försöken också som en utmaning att se hur mycket de kunde sänka sin elförbrukning. Att det ekonomiska inte är den enda parametern framkom också i att opinionerna om ersättningsnivån skilde sig: Några tyckte att 500 kr var en rimlig ersättningsnivå, medan andra önskade en tusenlapp för åtgärderna. Många hushåll var också beredda att själva bekosta och installera någon form av styranordning för efterfrågefleksibilitet.

Själva ekonomiska incitamentet räcker dock inte. Som det betonats i studierna, t.ex. i Elforsk-rapporten ”Affärsmodeller för ökad efterfrågerespons på elmarknaden”²⁶, måste affärsmodellerna som utformar de ekonomiska incitamenten vara förutom ekonomiskt fördelaktiga, även enkla, förståeliga och till en viss grad också förutsägbara till kunderna. Det är också viktigt att relaterade kostnader för administration m.m. inte blir förhindrande och att besvärliga effekter på avräkningssystem och liknande kan undvikas. Kunderna måste ha kunskap om elförbrukningen för att kunna styra den, speciellt om detta sker manuellt.

Det är en utmaning att kommunicera prisinformation till kunderna. En svårighet med introduktion av marknadspriset i realtid är att kunderna i hög utsträckning har tidigare valt ett kontrakt med prissäkring (1-års kontrakt eller längre), en praxis som ska tas hänsyn till vid utformning av prismodeller. T.ex. i studien om affärsmodeller har en modell testats, fastpris med returrätt, där kunden abonnerar på en viss mängd el fördelat per timme och variationerna runt denna volym (uppåt eller nedåt) betalas till spotpriset. Denna priskonstruktion innebär kunden på marginalen möter spotpriser och därför har incitament att svara på prissignalerna, samtidigt som hela prisrisken inte förs över på kunderna.

Nackdelen med momentant anpassning är att kunderna måste ta ställning till elpriset löpande. En annan modell som också analyserats i studien och som förenklar kommunikationen till kunderna är dynamisk tidstariff. Denna prismodell innebär att kunderna har ett fast pris på hela sin förbrukning förutom under ett antal timmar som definieras som kritiska och då priset sätts mycket högt. Resultaten från Market Design-programmet kring denna tariffmodell är bra; ca 20% av kunderna som erbjudits detta alternativ har accepterat det och i genomsnitt halverat sitt effektuttag under högpristimmarna.

Att utveckla ekonomiska incitament i form av affärsmodeller som är anpassade till kundernas behov är centralt för att säkerställa att detta förblir en drivkraft och inte utformar ett hinder för implementering av efterfrågefleksibilitet.

Kunskap och återkoppling kring efterfrågefleksibilitet

Det är inte enkelt att kommunicera till hushållen hur efterfrågefleksibilitet fungerar, relaterade tariffer eller riskfördelningen, med vilka åtgärder elförbrukningen kan påverkas osv. Däremot är kommunikationen ett viktigt verktyg för att få kunderna att bli delaktiga. De måste få den korrekta information de behöver på ett sätt som är kundanpassad och koncentrerad.

Det framkom bl.a. i Elforsk-studien ”att följa elpriset bättre”²⁷ att kunskapen och därmed möjligheten till ökad kontroll över elförbrukningen var en viktig drivkraft för hushållen att delta i försöken om efterfrågefleksibilitet. Kunderna ansåg också att den nya prismodellen verkade intressant och spännande och/eller som en god och tilltalande idé. Dessa drivkrafter värderas av några kunder vara viktigare än de ekonomiska incitamenten eller miljönyttan.

²⁶ Elforsk, ”Affärsmodeller för ökad efterfrågerespons på elmarknaden”, Elforsk rapport 06:16.

²⁷ Elforsk, ”Att följa elpriset bättre - Prismodeller och styrteknik i fältförsök”, Elforsk rapport 09:70

För mätning, kommunikation och kunskapsöverföring behövs smarta mätare och någon form av återkopplingsgränssnitt till elanvändaren. Återkopplingen kan ske direkt eller indirekt. Med direkt återkoppling avses kommunikationsgränssnitt såsom mätare eller monitorer som ger information momentant. Direkt koppling möjliggör att elkonsumenterna i realtid kan observera påverkan av ett konsumtionsval på elanvändningen, t.ex. på- eller avslagning av en hushållsapparat. Med indirekt återkoppling syftas till information som blir tillgänglig till kunden efter att den behandlats, såsom webbaserad återkoppling eller elfaktura. Det är fortfarande möjligt för elkonsumenten i efterskott att observera hur stor påverkan potentiella laststyrnings- eller energieffektiviseringsåtgärder har haft på elkonsumtionen och relaterade kostnaderna.

För att nå långsiktiga resultat krävs både indirekt och direkt återkoppling. Återkopplingen har stor betydelse som inlärningsverktyg och förstärker effekten av andra informations- och rådgivningsinsatser. Det har i ett flertal forskningsprojekt visats att med rätt återkoppling ökar kundernas medvetenhet och engagemang²⁸.

Mätning och styrning

Mätning och avräkning med en tillräcklig tidsupplösning är en förutsättning för kunderna att agera på prissignaler. Så länge kunden debiteras efter en standard profilkurva, finns det inte incitament för efterfrågefleksibilitet. Detta är ett hinder för efterfrågefleksibilitet i dagsläget eftersom mätning med tillräcklig tidsupplösning ofta saknas. Som Elforsk-studien ”Timmätning för alla²⁹” påpekar, uppstår det både individuella och kollektiva fördelar från timavräkning. Bättre tariffer och styrmöjligheter kan leda till ett mer kostnadseffektivt elsystem och på sikt lägre priser och högre leveranssäkerhet. Bland individuella fördelar nämns möjlighet till ekonomisk kompensation för efterfrågefleksibilitet samt energieffektivisering med hjälp av bättre statistik och uppföljning. Studien konstaterar också att timvis mätning kan erbjuda fördelar även till andra marknadsaktörer. Elleverantörer kan erbjuda nya tjänster för att hjälpa kunden analysera och påverka sin elanvändning och nätägaren kan erbjuda styrnings- och övervakningstjänster samt smarta nättariffer som möjliggör att nätet kapacitet utnyttjas på ett mer effektivt sätt.

Lagen om timvis mätning trädde i kraft den 1 oktober 2012 och ger alla kunder möjligheten att ingå avtal som förutsätter att elförbrukningen mäts timvis utan att denna behöver betala extra för tjänsten. Den utvalda modellen för införandet av timvis mätning är alltså kunddrivet, vilket kan innebära en långsammare tillväxt av timavräknade elanvändare. När Energimarknadsinspektionen utvärderade nettovärdet av införandet av timvis mätning till drygt 1,5 miljarder kronor antogs 50% av elanvändare välja timdebitering och resterande 50% hanteras med månadsvis timavräkning³⁰. Det antogs även att det är framför allt elanvändare som äger småhus med elvärme som kommer att anpassa sin elanvändning efter prissignaler.

Infrastrukturmässigt är det smarta mätare som behöver installeras för att möjliggöra avläsning av elanvändning på timbasis. I smarta mätare finns även kommunikationsfunktioner inbyggda för tvåvägskommunikation mellan kund och elnätsföretag och/eller elhandlare. Dessa kommunikationsfunktioner möjliggör återkopplingen om effektuttag och energianvändning, elpriset och/eller rådande nättariffer för hushållen att kunna anpassa sin konsumtion till dessa signaler.

²⁸ Sweco Energy Markets, ”Kundnyttan av smarta nät”, En rapport till Energimarknadsrådet 28 september 2012.

²⁹ Elforsk, ”Timmätning för alla – nytta, regelverk och ekonomi”, Elforsk rapport 07:62.

³⁰ Energimarknadsinspektionen, ökat inflytande för kunderna på elmarknaden – Timmätning för elkunder med abonnemang om högst 63 ampere, rapporten EI R:2010:22

Det är också möjligt att vid behov låta annan part än konsumenten att styra energianvändningen. För att realisera funktionaliteterna och framför allt nyttorna hos smarta mätare behövs utöver aktiva konsumenter även en grad av automatisk styrning. Det finns olika tekniska lösningar för smart styrning som testats, vilka verifierar de angivna besparingsmöjligheterna i efterfrågefleksibilitet. Elforsk-rapporten ”reflektioner rörande affärsmodeller för förbrukarfleksibilitet och självlärande prognosstyrning för kundanpassad effekttreglering”³¹ från 2012 har identifierat diversiteten av värmesystem och hustyper som en av de stora utmaningarna vid uppskalning av tjänster för smart styrning.

Vid lyckad introduktion av kundanpassad infrastruktur för efterfrågefleksibilitet kan nyttor utöver de ekonomiska nyttorna realiseras, t.ex. energieffektivisering genom automatiserad styrning och inläring från informationsåterkoppling, övervakning av drift genom datainsamling och – behandling och resulterande potential till jämnare elanvändning.

Komforten

Studier har visat att kunderna inte nödvändigtvis upplever en minskning av komforten i samband med effektneddragningar under kortare perioder. Dock finns det också resultat som tyder på att kundernas villighet att reducera eller flytta på last beror på tidpunkten och lasten. T.ex. i Elforsk-projektet ”att följa elpriset bättre” testades eluppvärmda hushållens förmåga att anpassa sin elförbrukning utifrån spotpriset under vintrarna 2007/2008 och 2008/2009³². Studien visade att tidpunkten var av betydelse för praktiska skäl eftersom det är under de timmarna man är hemma och vaken som man har möjligheter att reagera på prissignaler. Ett intressant resultat från studien var relaterad till priskänsligheten hos de indirekt styrda kunderna. Försöken visade att olika effektreduktionsåtgärder har olika priselasticiteter. Kunderna valde till exempel att anpassa tiden för användning av disk- och tvättmaskiner till elpriset, men duschade som vanligt även om priset råkade vara högt.

Flera studier har också visat att det finns en värmetröghet i huskroppar som gör att värmelasten kan styras utan betydande påverkan på komforten under 1-3 timmar. Vad gäller styrning av värmelast kan energieffektiviseringen antas öka värmetrögheten och därmed ytterligare minska påverkan av effektneddragningar på komforten.

Industri

Prisstabilitet

En förutsättning för intresse för efterfrågefleksibilitet är fluktuerande elpriser. Som Elforsk-rapporten³³ från år 2006 konstaterar kan bristen på stora, frekventa prisspikar minska intresset hos både elleverantörer och elkunder att utforma kontrakt som fångar upp prisspikar. Skribenterna tror även att en viktig anledning till att de tidigare vanligt förekommande tidstarifferna i stor utsträckning har försvunnit, beror just på små variationer i prisstrukturen. Att prisvariationerna ökar incitament till efterfrågefleksibilitet har även observerats i Elforsk-studien angående elförbrukningen vid kall väderlek under vintern 2009/2010³⁴ då kraftiga prisspikar ledde till en utökad efterfrågefleksibilitet hos många industriföretag.

³¹ Elforsk ” Pilotstudie i Vallentuna, Reflektioner rörande affärsmodeller för förbrukarfleksibilitet och självlärande prognosstyrning för kundanpassad effekttreglering”, Elforsk rapport 12:48

³² Elforsk, ”Att följa elpriset bättre - Prismodeller och styrteknik i fältförsök”, Elforsk rapport 09:70

³³ Elforsk, ”Affärsmodeller för ökad efterfrågerespons på elmarknaden”, Elforsk rapport 06:16.

³⁴ Elforsk, ”Framtagande av effektprofiler samt uppbyggnad av databas över elanvändningen vid kall väderlek”, Elforsk rapport 11:12

Förutsägbarhet

En anledning till varför industriföretagen ansåg Industribuds koncept³⁵ vara fördelaktigt var den höga frihetsgraden. Företagen fick välja att ge bud på effektreduktioner nästkommande dag, dvs. med relativt bra insyn på produktionssituationen. De kunde ge lägre priser vid dålig beläggning eller höga lagernivåer, eller välja ge höga priser (alt. inget bud) vid hög beläggning eller låga lagernivåer. Dock fanns dock en osäkerhet om potentiella intäktsnivåerna som sänkte intresset.

Som en del i studien "Industribud" prövades en upphandlingsmodell med fast ersättning för effektreduktioner. Denna ledde till ett ökat intresse bland industriföretagen. Samma fenomen observerades när Svenska Kraftnät upphandlade effektresurser med både förbrukare och producenter i 2002. Industriföretagen hade även i detta fall ett relativt bra prognosläge, i och med att upphandlingen gjordes nära den aktuella vintern då företagen hade kunskap om sin affärssituation för den kommande perioden, t.ex. om konjunkturläget och orderingången. Intresset för effektreduktioner hos industriföretagen ökade markant i samband med upphandlingen när en fast ersättning utlovades utöver de rörliga ersättningarna som skulle uppstå vid aktivering av effektresursen. Även i Elforsk-studien kring effektreduktioner hos mellanstora kunder³⁶ poängteras att osäkerhet kring vinstmöjligheterna med den testade elprismodellen gjorde företag mindre benägna att implementera förändringar. Förutsägbarhet värderas därmed av industriföretagen, både gällande planering för effektresurser och dess intäktspotential.

Investeringsbehovet

Det krävs en del investeringar hos industriföretagen för att kunna realisera potentialen från efterfrågefleksibilitet. En stor del av investeringarna är s.k. up-front investeringar, dvs. tekniska förutsättningar som måste vara på plats innan nyttor från efterfrågefleksibilitet kan genereras. För att ta ställning till investeringens lönsamhet behöver industriföretagen kunna uppskatta den potentiella besparingen och därmed storleken på effektreduktioner under olika prisscenarier. Detta gäller även för att kunna avtala om villkoren mellan parterna. När erfarenheter saknas och potentialen kan variera betydande mellan industrier, produktionsprocesser och konjunkturläge är nyttorna svåra att uppskatta. Denna osäkerhet kring investeringarna kan utforma ett hinder för implementering av efterfrågefleksibilitet, i alla fall på kort sikt.

Organisatoriska hinder

Under projektet "Industribud"³⁷ noterades även att det fanns många företag som hade incitament till effektanpassningar, men ändå valde att inte genomföra åtgärder. Några av hindren var inte relaterade till den affärsmässiga verksamheten, utan var mer av organisatorisk karaktär. En observation var att planera industriell verksamhet utifrån en parameter såsom elpris var emot den rådande kulturen. Ett industriföretags målsättning är ju att tjäna pengar på sin kärnverksamhet. Rapporten konstaterade därför att det är viktigt med att få några företag att gå före för att börja aktivera efterfrågesidan i prisbildningen på elmarknaden.

Utöver affärskulturen, saknades även arbetssätt kring effektanpassningar. Det krävdes en del arbete för att införa konceptet inom ett företag, såsom förberedelser av beslutsunderlag t.ex. lönsamhetskalkyler vid eventuella effektreduktioner beroende på prisnivåer, budgivningsstrategier, avtal med det balansansvariga företaget m.m. Det var inte givet att resurser ägnades åt projektet vilket dröjde

³⁵ Svenska Kraftnät, "Industribud – delutredningen i effektbalansutredningen", 2002

³⁶ Elforsk, "Studie av effektreduktioner hos mellanstora kunder", Elforsk rapport 06:11

³⁷ Svenska Kraftnät, "Industribud – delutredningen i effektbalansutredningen", 2002

processen hos flera företag. Att få högsta ledningen att prioritera produktionsneddragningar före andra projekt är inte givet.

Elforsk-studien från 2011³⁸ påpekar också att det krävs utveckling av interna processer för att löpande kunna arbeta med efterfrågeflexibiliteten och därmed elpriselasticiteten. Kriterier för beslutsfattande kring lönsamma prisnivåer för förbrukningsneddragningar borde vara tydliga och transparenta. Det krävs även en utökad kunskapsnivå kring frågorna relaterade till avtalsutformning för elleverans och balansansvar. Förbättrad dialog med den balansansvariga skulle också kunna förbättra förutsättningarna. Att delta i effektreserven kan möjliggöra för ett industriföretag att erhålla ekonomisk kompensation för att etablera rutiner för elförbrukningsreduktioner samt en effektiv kommunikation med sin balansansvarig. Det finns därmed flera organisatoriska hinder och förbättringsmöjligheter för industriföretagen i samband med implementering av efterfrågeflexibilitet.

Övriga marknadsaktörer

Som nämnt ovan, finns det viktiga vinster av ökad efterfrågeflexibilitet i form av sänkta produktionskostnader och minskat investeringsbehov till följd av att topparna i belastningen kan kapas av. Vinsterna realiseras för många marknadsaktörer, systemet i sin helhet och för samhället i stort.

Kraftproducenterna kan möjligen förlora på detta genom att inte kunna dra nytta av lika höga priser under toppbelastningar. Dock som Elforsk-studien "Affärsmodeller för ökad efterfrågerespons på elmarknaden"³⁹ påpekar är en naturlig konsekvens att systemet oftare kommer att ligga och balansera på kapacitetsgränsen och priset kommer under dessa perioder att bestämmas av att efterfrågan måste begränsas till den tillgängliga kapaciteten. Prisspikarna kan därmed bli större med ökad efterfrågerespons, även om effektuttaget blir lägre.

Rapporten påpekar även att utöver kunder spelar elhandlare och balansansvariga, nätbolag och systemoperatören en viktig roll i förekomsten av efterfrågeflexibilitet. T.ex. kunden kan svara på en signal, men en annan marknadsaktör, antingen elhandlaren eller nätbolaget, måste sända styrsignalen. Systemoperatören kan också främja eller missgynna ökad efterfrågeflexibilitet t.ex. genom att öka effektreserver och därmed minska pristoppar och lönsamheten för efterfrågeflexibilitet, eller genom att subventionera alternativa lösningar baserade på efterfrågeflexibilitet vilket kan bidra till en positiv utveckling.

Balansansvariga / elhandlare

Elhandlarnas främsta bidrag till ökad efterfrågerespons är att utforma och erbjuda kontraktsformer som gör det intressant för kunderna att svara på prissignaler från marknaden⁴⁰. Rent principiellt bör det också vara möjligt att elhandlarna ägnar sig åt direkt laststyrning hos sina kunder.

Elhandlare har behov att prognostisera elförbrukningen för sina kunder för nästkommande dygn för att kunna lämna köpbud till Nordpool elspot. Elhandlare behöver också kunskap om kundernas uttagsmönster, maximala effektuttag och priskänslighet för att kunna bedöma sin riskexponering⁴¹. Med take-and-pay kontrakt ligger både pris- och volymrisken hos elhandlaren. Priskrisken kan minskas genom en mer kostnadsriktig prissättning på marginalen och volymrisken genom förflyttning av last i form av efterfrågeflexibilitet.

³⁸ Elforsk, "Framtagande av effektprofiler samt uppbyggnad av databas över elanvändningen vid kall väderlek", Elforsk rapport 11:12

³⁹ Elforsk, "Affärsmodeller för ökad efterfrågerespons på elmarknaden", Elforsk rapport 06:16.

⁴⁰ Ibid

⁴¹ Elforsk, "Elförbrukningens karaktär vid kall väderlek - En förstudie för Elforsk Market Design", Elforsk rapport 04:18

Denna fråga diskuteras bl.a. i Elforsk-studien från 2006⁴². Om det blir fysisk brist kommer med all säkerhet marknadspriserna, både på Elspot och på Balanstjänsten, att bli mycket höga. Om detta sammanfaller med ovanligt hög förbrukning, vilket kan anses vara troligt, kommer många elleverantörer att drabbas ekonomiskt. Anledningen är att de, åtminstone delvis, köper in fasta volymer av kraft men säljer rörliga volymer. Det är vanligt att ett elavtal, även med fast pris har rörliga volymer, dvs. take-and-pay kontrakt, utan en övre begränsning på hur mycket (eller lite) kunder får göra av med. När elleverantören köper in och prissäkrar leveranser måste volymerna specificeras, därigenom uppstår volym- och prisrisker. Elleverantören bär också nästan alltid "Balanskrafttrisen", dvs risken att balanspriset avviker kraftigt från spotpriset.

De viktigaste drivkrafterna för elhandlare med balansansvar ang. efterfrågefleksibilitet är förbättrad riskhantering samt möjligheten att erbjuda nya tjänster med ökade marginaler. Den främsta drivkraften och vinsten från efterfrågefleksibilitet för elleverantörer är därmed kopplad till en reduktion av risk, dvs. en minskad variation i resultatet snarare än ett förbättrat resultat under förutsättningen att elleverantörerna har någon grad av riskaversion. Behovet av riskaversion kan dock skilja sig mellan elhandelsbolagen beroende på t.ex. graden av egen produktion. Genom att det balansansvariga företags risker minskar, skulle detta på sikt kunna leda till lägre prispåslag.

Efterfrågefleksibiliteten kan också utgöra en plattform för nya affärsmöjligheter för elhandlare som har en gyllene möjlighet att utveckla sina affärsmodeller till att gå bortom ren volymförsäljning av el till att bli en "kundens ombud" på elmarknaden, som Elforsk-rapporten från 2012 påpekat⁴³. Det kan också finnas möjligheter för differentiering av kontraktsformer och därmed eventuellt ökade marginaler.

Det kan också finnas hinder för elhandlare vad gäller efterfrågefleksibilitet i form av ökade kostnader för teknik och kontraktshantering samt en eventuell minskad elförsäljning. Det krävs mätning och avräkning för alla kunder med kontrakt som ger incitament till efterfrågefleksibilitet⁴⁴.

Nätägare

Nätägarens roll i efterfrågefleksibilitet har också den diskuterats i Elforsk-studien "Affärsmodeller för ökad efterfrågerespons på elmarknaden"⁴⁵. Den kan handla om att utföra laststyrning eller stå för relaterad infrastruktur, såsom mätutrustning och kommunikationsutrustning, samt sälja tjänster relaterade till styrning eller mätvärdenshantering till elhandlaren. Nätägaren kan på det sättet underlätta för styrmodeller baserade på prissignaler. För att täcka relaterade kostnader måste nätägaren kunna generera intäkter antingen från försäljning av tjänster eller via den reglerade nättariffen. Denna typ av tjänster bör möjligen inte läggas i själva nätbolaget utan i ett separat bolag för att undvika konflikter med den reglerade nätverksamheten.

En nytta som efterfrågefleksibilitet kan generera för nätägarna är en reduktion av det maximala effektuttaget som kan reducera kostnaderna för abonnemang mot överliggande nät. Dock ger nätregleringen i dagens utformning svaga incitament till detta, i och med att relaterade kostnaderna för överliggande nät tillhör de "icke-påverkbara" i nätregleringen. Det innebär att dessa kostnadsbesparingar går rätt igenom till kund.

⁴² Elforsk, "Effektkapacitet hos kunderna, Market Designs projekt – en sammanfattning", Elforsk rapport 06:38

⁴³ Elforsk " Pilotstudie i Vallentuna, Reflektioner rörande affärsmodeller för förbrukarfleksibilitet och självlärande prognosstyrning för kundanpassad effekthereglering", Elforsk rapport 12:48

⁴⁴ Elforsk, "Affärsmodeller för ökad efterfrågerespons på elmarknaden", Elforsk rapport 06:16.

⁴⁵ Ibid

En ytterligare drivkraft för nätägaren kan vara att reducera behovet av förstärkningar av det egna nätet som genererar nytta till nätägaren antingen i form av minskade investeringar eller underhåll i nätet. Men som studier visat⁴⁶, ser i många fall inte nätbolag risken för överbelastning vara särskild stor på grund av stora toleranser i näten för tillfälliga effekttoppar. Det finns dock situationer som kan uppstå i dessa nät, t.ex. vid extrem kyla då fjärrvärmens inte räcker till och då eluttaget kan öka kraftigt.

Kostnaderna för nätbolagen är främst förknippade med investeringar i teknik, även om mer avancerad teknik kan också erbjuda möjligheter till besparingar i kostnader för mätning och avräkning.

Systemansvarig / stamnätsföretag

En viktig drivkraft för Svenska Kraftnät som systemansvarig att främja efterfrågeflexibilitet är knapphet på nät. Genom att minska förbrukningen i underskottsområden kan brister i överföringskapacitet avhjälpas. Svenska Kraftnät har t.ex. jobbat på att få in mer efterfrågebud i Södra Sverige på reglermarknaden på grund av att det i prisområdet finns lite reglerbar produktion och konkurrensen är dålig.

Svenska Kraftnät kan också dra nytta av att kunna göra bra efterfrågeprognoser för att kunna planera verksamheten, t.ex. aktivera effektreserven. Efterfrågeprognoserna är också en del av det beslutsunderlag som används när Svenska Kraftnät bestämmer hur mycket av kapaciteten på utlandsförbindelserna som ska allokeras till Elspot. De används även som underlag på marknaden för bud gällande både kvantitet och pris. Svenska Kraftnät behöver även bedöma den maximala efterfrågan i systemet på längre sikt för att kunna identifiera behovet för eventuella förstärkningar i stamnät och på utlandsförbindelser⁴⁷.

En viktig anledning till den modell som valts för effektreserven var att stimulera framväxten av efterfrågeflexibilitet genom att underlätta successivt utökning av andelen efterfrågebud i reserveffekten. Detta är också motivet bakom att efterfrågesidan får bjuda in resurser på Elspot. Som Elforsk skriver⁴⁸, med en gradvis ökande andel efterfrågebud kommer marknadsaktörerna kunna i allt högre grad förlita sig på efterfrågesidans respons i olika situationer. Priset kan då tillåtas utgöra en styrande signal med större prisspikar som resultat. Detta gör det i sin tur lönsamt att investera i efterfrågeflexibilitet.

Regelverkets utformning för utökad efterfrågeflexibilitet

Som nämnt ovan, finns det en rad fördelar med efterfrågeflexibilitet. Det är dock viktigt att definiera vad det primära syftet med att få till stånd en ökad efterfrågeflexibilitet är, eftersom detta påverkar vilken marknadsmodell som bör väljs för implementeringen. Denna fråga diskuteras i Elforsk-rapporten "Affärsmodeller för ökad efterfrågerespons på elmarknaden"⁴⁹. Om syftet är att efterfrågeresponsen ska utgöra en störningsreserv är sannolikt metoder som direkt laststyrning kontrollerade av någon "aggregator" att föredra. Detta ger en snabb, säker och fullständigt förutsägbart respons i en akut situation. Det kan då vara mindre effektivt, eller i vart fall mindre tillförlitligt, att i en sådan situation förlita sig på prismekanismen. Är syftet istället att efterfrågesidan ska svara på den ordinarie marknadens signaler är prismekanismen sannolikt en bra metod. Det väsentliga är att även om det inte är möjligt att förutse den enskilda kundens reaktion i en given situation är det aggregerade

⁴⁶ Elforsk, "Elförbrukningens karaktär vid kall väderlek - En förstudie för Elforsk Market Design", Elforsk rapport 04:18

⁴⁷ Ibid

⁴⁸ Elforsk, "Affärsmodeller för ökad efterfrågerespons på elmarknaden", Elforsk rapport 06:16.

⁴⁹ Elforsk, "Affärsmodeller för ökad efterfrågerespons på elmarknaden", Elforsk rapport 06:16.

beteende lättare att förutsäga. Det innebär att prismekanismen kan fungera som en effektiv och tillförlitlig styrsignal.

Rapporten påpekar även att det finns en ytterligare fråga kring prisstyrningen som handlar om styrningen endast ska rikta in sig på att hantera kritiska höglastperioder, eller om syftet är att kontinuerligt ge mer korrekta prissignaler till kunderna. Fördelen med att endast försöka hantera kritiska höglastperioder är att det är lättare att skicka tydliga signaler i situationer när det spelar mycket stor roll, samt att enklare teknologier kan användas med lägre kostnader som följd. Att ge korrekta prissignaler till kunderna kan ha fördelar exempelvis genom att förbrukningen kan öka i låglastperioder, vilket kan hålla upp priset i dessa perioder. Det gör att investeringar i baslastkapacitet blir mer lönsamma.

Det finns alltså en rad principiella frågeställningar utöver de infrastruktur- och marknadsstrukturrelaterade utmaningar som elmarknaden står inför. Många av områdena påverkas av regelverkets utformning.

Hantering av reservkapacitet

Som nämnt ovan, kan ett hinder för implementering av efterfrågefleksibilitet på den nordiska elmarknaden vara jämna marknadspriser. Med en relativt stabil prisbild är det enkelt att erbjuda fastpriskontrakt och svårt för både elhandlare och kunder att känna sig motiverade att ta kostnader för att förbereda sig för en situation man ännu inte upplevt, speciellt om man tror att sådana situationer kommer att uppstå väldigt sällan⁵⁰. Dock förväntas marknadsförutsättningarna ändras med utbyggnad av vindkraft som kommer att öka prisvolatiliteten i framtiden.

Prisutveckling påverkas också av hanteringen av frågan kring reservkapacitet. Sedan elmarknaden avreglerades 1996 har produktion, elhandel och elnät utvecklats till olika verksamheter. Där elproducenter tidigare hade leveransmonopol och därmed ansvar för att säkerställa att det fanns tillräckligt med effekt i systemet, kan idag fristående elleverantörer köpa kraft från börsen och sälja den vidare till kunderna. Som nämnt ovan, är det idag elleverantören och kunderna som har de ekonomiska incitamenten att se till att det finns tillräckligt med reserver. För producenter har reservkraftanläggningar i många fall blivit till en ekonomisk belastning. Eftersom det inte längre var ekonomiskt försvarbart för konkurrensutsatta företag att behålla dessa produktionsenheter beslutade Riksdagen att Svenska Kraftnät skulle upphandla upp till 2000 MW effektreserv. Utöver dessa reserver har Svenska Kraftnät den s.k. störningsreserven.

Riksdagen beslutade den 20 april 2010 om dels fortsatt giltighet av lagen om effektreserv, dels ändring i samma lag från och med den 16 mars 2011⁵¹. Beslutet innebär att lagen om effektreserven med den centralt upphandlade reserven förlängs för att successivt fasas ut till den 15 mars 2020. Lagändringen innebär också att den systemansvariga myndigheten ska kunna ingå avtal om minskad elförbrukning även med elleverantörer, inte bara med elproducenter och elförbrukare såsom tidigare. Målet är att en ökad del av effektreserven ska skapas genom avtal om minskad energiförbrukning.

Aktivering av effektreserven

Det är också av stor vikt för elmarknadens funktionssätt hur de upphandlade reserverna aktiveras. Till 2011 aktiverades såväl förbruknings- som produktionsresurserna på Elspot efter att alla kommersiella

⁵⁰ Elforsk, "Effektkapacitet hos kunderna, Market Designs projekt – en sammanfattning", Elforsk rapport 06:38

⁵¹ Svenska Kraftnät, "Principer för hantering av effektreserven fr.o.m. 16 mars år 2011", http://www.svk.se/Global/02_Press_Info/Pdf/110225-Principer-for-effektreserven.pdf

bud kommit in, alltså utan att dessa var med i prisbildningen. Om resurserna inte aktiverades på Elspot fanns de istället aktiverbara på reglerkraftmarknaden men även då först efter det att alla kommersiella bud hade avropats.

På grund av ändrade förutsättningar för hantering av effektreserven som nämndes ovan, sågs hantering av effektreserven över. Syftet med översynen var att på ett mer kostnadseffektivt och konkurrensneutralt sätt upphandla och aktivera effektreserven utifrån de nya förutsättningarna och säkerställa att resurser inte riskerar att utestängas från prisbildningen på Elspot.

Upphandlingen av förbrukningsreduktioner⁵² ska omfatta budgivning till reglerkraftmarknaden. Hanteringen av förbrukningsreduktionsresurserna tillåter även att en anläggningsägare själv får lämna bud för resurser till Elspotmarknaden, alltså dessa deltar i prisbildningen på Elspot. Om resursen inte blir aktiverad på Elspot finns den kvar till reglerkraftmarknadens förfogande. Reduktionsresurserna ska aktiveras på reglerkraftmarknaden i prisordning först efter det att alla kommersiella bud har tagits i anspråk.

Upphandlingen av produktionsresurserna⁵³ ändrades inte i översynen, utan även fortsättningsvis har Svenska Kraftnät full dispositionsrätt till de upphandlade produktionsanläggningarna. Produktionsresurserna aktiveras på Elspotmarknaden först efter det att en avkortningssituation har konstaterats. Resursen prissätts då till det högsta kommersiella budet med ett påslag på 0,1 euro per MWh. Detta minska möjliga prissteget i spotmarknaden har valts för att minimera marknadspåverkan och inte konkurrera med kommersiella bud. Som en nedre prisgräns finns ett lägsta pris angivet, ett s.k. minimipris. Aktivering på reglerkraftmarknaden sker i prisordningen först efter det att alla kommersiella bud har tagits i anspråk. Resursen prissätts till rörlig kostnad enligt anbud.

Som en del av Elforsk-studien ”Framtagande av effektprofiler samt uppbyggnad av databas över elanvändningen vid kall väderlek”⁵⁴, tillfrågades industrins representanter kring åtgärdsförslag för en bättre elmarknad. Några av respondenterna hade synpunkter på effektreservens hantering på spotmarknaden och ansåg att spotmarknaden utformats från producenternas perspektiv och inte konsumenternas. Hantering av effektreserven innebär en risk för prismanipulation eftersom producenten eller förbrukaren med det prismässigt högsta volymförändrande budet indirekt även prissätter effektreserven.

Ett förslag som presenterades handlade om initiering av en ny budgivning när en avkortningssituation på Elspot uppstått. Detta skulle ge marknadsaktörerna en chans att omvärdera sina positioner och lämna in nya bud. Sannolikt pressar en ny budgivning fram både förbrukningsreduktioner och ytterligare produktionskapacitet så att ett priskryss uppnås, vilket innebär en lägre marknadspris samt en effektivare resursutnyttjande. Svårigheten med en förnyad auktion är att tidsmässigt hinna med marknadskopplingen till övriga marknader.

Respondenter ansåg också att produktionsresurserna prissätts på alltför höga nivåer. Även publicering av den nationella balansen i realtid lyftes fram i intervjuerna. Detta skulle öka transparensen på marknaden samtidigt som risken för ansträngda situationer minskar. Nackdelen är att ett mer aktivt agerande under drifttimmen påverkar Svenska Kraftnäts möjligheter att kontrollera kraftbalansen. Svenska Kraftnät uttryckte också i rapporten oro för att denna typ av självreglering kan leda till en ineffektiv reglering av systemet med ökade kostnader som påföljd.

⁵² Ibid

⁵³ Ibid

⁵⁴ Elforsk, ”Framtagande av effektprofiler samt uppbyggnad av databas över elanvändningen vid kall väderlek”, Elforsk rapport 11:12

Den fragmenterade elmarknaden

Att elmarknaden är fragmenterad kan utforma ett hinder för implementering av efterfrågefleksibiliteten, eftersom det gör det svårt för en marknadsaktör att ta del av samtliga vinster. Utformning av nya priskonstruktioner behövs som kan erbjuda tillräckligt stora ekonomiska incitament till kunder. Den fragmenterade värdekedjan försvårar införandet av affärsmodeller som kompenserar kunderna för energi och effektbesparingar⁵⁵.

En fråga som diskuterats i branschen är om det är meningsfullt att både nätägaren och elleverantören har en löpande kundkontakt. Eftersom elpris och tariffer har olika struktur blir det svårt för kunden i dagens situation att förstå hur han ska agera för att sänka sin totala kostnad för både elförbrukning och nättariff. Den modellen som många förespråkat och som också är vanlig i Europa är att elleverantören ensam upprättar löpande avtal och löpande fakturerar kunden, en s.k. supplier centric model. Om de Nordiska reglerarna får sin plan genomförd kommer denna modell att tillämpas på den nordiska elmarknaden från 2015 som en del av reformen mot en gemensam nordisk slutkundsmarknad. Elleverantören får då möjligheten att inkludera samtliga värden kopplade till efterfrågefleksibilitet i det erbjudande som presenteras och kunden behöver bara följa upp och förstå en faktura⁵⁶. Nackdelen är att för nätbolaget kan det bli svårare att erbjuda tjänster för laststyrning till slutkunder om man inte längre har direktkontakt med dem⁵⁷.

Nätreglering

En annan konsekvens av den fragmenterade elmarknaden är att intressena mellan marknadsaktörer inte alltid sammanfaller, som diskuterat ovan. Samtidigt anses att en viktig utgångspunkt för efterfrågefleksibilitet är att åtgärderna ska vara marknadsmässiga och därmed lönsamma för de inblandade parterna.

Nätägaren är en reglerad part i leveranskedjan vilket innebär att för att investera i laststyrning eller relaterad infrastruktur, såsom mätutrustning och kommunikationsutrustning, måste nätägaren kunna täcka relaterade sina kostnader, antingen genom att generera intäkter från försäljning av tjänster eller via den reglerade nättariffen.

En nytta som efterfrågefleksibilitet kan generera för nätägarna är en reduktion av det maximala effekttilltaget som kan reducera kostnaderna för abonnemang mot överliggande nät. Dock ger nätregleringen i dagens utformning svaga incitament till detta, i och med att relaterade kostnaderna för överliggande nät tillhör de "icke-påverkbara" i nätregleringen. Detta innebär att dessa kostnadsbesparingar går rätt igenom till kund och att de vinster som genereras av reduktioner i abonnemangskostnader inte kommer nätägaren tillgodo. Därmed är det ekonomiska incitamentet för investeringar svagt.

Kapacitetsmarknader

På "Energy Only Markets" är marknadernas funktion nästan enbart baserad på energipriser till skillnad från marknader där aktörerna även kan få betalt för installerad (och tillgänglig) kapacitet. Från ett ekonomiskt perspektiv ger marknadsmodellen förutsättningar för en effektiv balansering mellan utbud och efterfrågan om både konsumenterna och producenterna opererar mot ett synligt transparent spotpris.

⁵⁵ Elforsk: "Affärsmodeller för ökad efterfrågerespons på elmarknaden", Elforsk rapport 06:16.

⁵⁶ Elforsk: "Att följa elpriset bättre - Prismodeller och styrteknik i fältförsök", Elforsk rapport 09:70

⁵⁷ Elforsk, "Möjligheter och hinder för laststyrning - Fokus på privatkunder med eluppvärmning", Elforsk rapport 11:70

På "Energy Only Markets" kan efterfrågeflexibiliteten underlätta balansering av utbud och efterfrågan samt minska risken för marknadsrisk i knapphetssituationer. Som Elforsk-studien "Effektkapacitet hos kunder"⁵⁸ lyfter fram, är utmaningen att hitta ett sätt för kunder och elleverantörer att ha så stor tro på framtida intäkter att de är villiga att satsa det som krävs för att den potential som finns ska realiseras. Framför allt den stabila prisbilden har orsakat ett minskat intresse för efterfrågeflexibilitet bland marknadsaktörer. När intäktsströmmarna är osäkra, är det svårt att bygga upp en affärsverksamhet kring efterfrågeflexibilitet. Med en alternativ marknadsstruktur, som tillåter en kapacitetsstruktur/optionsstruktur där intäktsströmmen blir mer förutsägbara för aktörer ökar möjligheten till en marknadsmässig utveckling.

Efterfrågeflexibilitet som del av den framtida elmarknaden

Implementering av efterfrågeflexibilitet

Det finns potentiellt många fördelar med efterfrågeflexibilitet som kan vara ett resurseffektivt sätt att öka leveranssäkerheten. Det finns dock en rad utmaningar för storskalig implementering av efterfrågeflexibilitet relaterade till infrastruktur, marknadsstrukturer och marknadsmodeller. En viktig fråga är utifrån vilket syfte och vilka marknadsbehov efterfrågeflexibilitet ska implementeras. T.ex. ska efterfrågeflexibiliteten planeras utifrån lokalnätens behov eller ett systemperspektiv.

En annan central fråga är hur själva implementeringen kan gå till. Å ena sidan behövs marknadsmässiga incitament och ett regelverk i linje med detta för att skapa en investeringsvilja hos marknadsaktörer, å andra sidan kan en stor del av nyttorna med efterfrågeflexibilitet realiseras först efter infrastrukturen och relaterade affärsmodellerna är på plats. Att få marknadsaktörerna att ta investeringsbeslut i förväg och under ett relativt stabilt prisläge är svårt. Det är därmed de strukturella och institutionella faktorerna mer än tekniska aspekter som är med stor sannolikhet de huvudsakliga hindren för utvecklingen.

Efterfrågeflexibilitet har diskuterats på marknaden under en längre tid och många marknadsaktörer är insatta i både möjligheter och svårigheter som denna potentiellt innebär. Det finns i grunden positiv inställning till efterfrågeflexibilitet bland marknadsaktörer under förutsättningen att de ekonomiska incitamenten finns och är tillräckliga. I och med att Riksdagen har tagit beslutet om utfasning av effektreserver finns grundförutsättningar till utvecklingen, men det finns behov av förtydligande av både den politiska viljan och vägen fram.

Som en del i detta är det även viktigt att tydliggöra vilken roll efterfrågeflexibiliteten kan spela på den framtida elmarknaden. Som nämnt i början, är fokus i denna rapport på den kortsiktiga efterfrågeflexibiliteten med en duration från 1 till 3 timmar som enligt resultaten från studierna kan realiseras med priser i intervallet 3-10 kronor under i genomsnitt 40 timmar per år. Resultaten indikerar att reservkapacitetsbehovet av ca 1800-2000 MW kan i alla fall i teorin täckas med hjälp av efterfrågeflexibilitet. Uthålligheten i resurserna är dock fortfarande ett frågetecken. Begränsad värmetröghet i hushåll eller lagerleveranser hos industrin innebär att kapaciteten är till stor sannolikhet begränsad till det kortsiktiga tidsperspektivet. Reservkapacitet för mer täcka för mer långsiktiga produktionsbortfall kommer fortfarande behövas. Därmed är inte efterfrågeflexibilitet en heltäckande lösning, vilket är viktigt att betona.

⁵⁸ Elforsk, "Effektkapacitet hos kunder – En sammanfattning av IEA-projektet "Demand Response Resources, task 13", Elforsk rapport 07:08

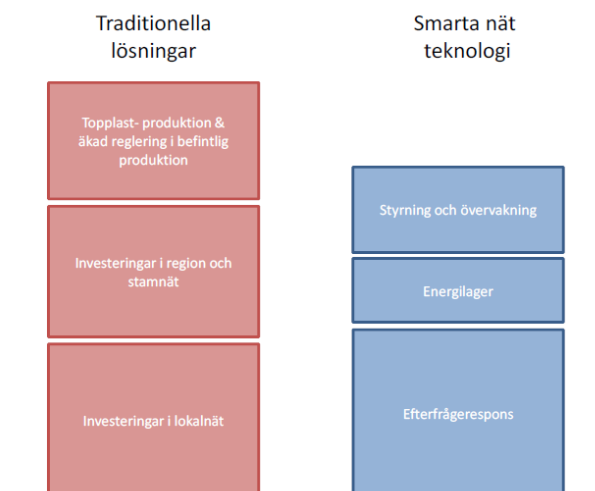
Många av de praktiska hindren som nämns såsom saknad av kunskap kring efterfrågefleksibilitet bland konsumenter eller organisatoriska hinder hos företag handlar mestadels om saknad av tidsperspektiv i anpassningen till och etablering av en ny praxis. Med framsteg i affärsmodells- och avtalsutformning och ökad dialog mellan marknadsaktörer kommer förutsättningarna för implementeringen att förbättras. Eftersom studierna visar att intresset finns och att marknadsaktörerna är i grunden positivt inställda till efterfrågefleksibilitet, kan denna typ av hinder överkommas som följd av en inlärningsperiod.

Värdering av efterfrågefleksibilitet

Den funktionen som efterfrågefleksibiliteten kan uppfylla på elmarknaden kan även nås med hjälp av utökade nätinvesteringar, såsom hantering av intermitterant kraftproduktion, eller fortsatta investeringar i reservkapacitet för att bemöta systemets momentana effektbehov. Lösningarna har olika karaktär – både nätinvesteringar och kollektiv reservkapacitet är centrala lösningar i motsatsen till efterfrågefleksibilitet som är en decentraliserad lösning och därmed kan upplevas sakna den förutsägbarheten som centrala lösningar har. Dock finns det två argument för efterfrågefleksibilitet som ska betraktas i sammanhanget. En del av kapaciteten för efterfrågefleksibilitet kan bestå av automatiserade eller direktstyrda lösningar med hög förutsägbarhet. Det är också viktigt att se efterfrågefleksibilitet som ett utfall av agerandet i ett kundkollektiv där det aggregerade beteendet är lättare att förutse än enstaka individernas val. Det är i systemperspektivet som priset kan fungera som en effektiv och tillförlitlig styrsignal.

Smarta nät teknologier kan i viss utsträckning ersätta de traditionella lösningarna, såsom investeringar i elnäten, för att bemöta framtidens utmaningar på elmarknaden. Sweco har i rapporten till Energimarknadsinspektionen illustrerat detta enligt figuren nedan.

Figur 1 Olika möjligheter för att möta framtidens utmaningar



Källa: Sweco Energy Markets, "Kundnyttan av smarta nät", En rapport till EI, 2012

Vad gäller nätinvesteringar finns det incitament för nätägare att utveckla lokala nät där intresset inte nödvändigtvis sammanfaller med systemets intressen. Behovet av nätinvesteringar kan också se olika ut beroende på lokala förhållanden och produktionsstrukturer såsom vindkraftsutbyggnad.

Som nämnt ovan har det uttalade målet från statens sida varit att effekthalansen ska i huvudsak klaras med hjälp av normala prismekanismer. Statens utökade ansvar för effekthalansen sedan avregleringen har varit tänkt enbart som en tillfällig lösning och efter en övergångsperiod, enligt nuvarande planer år 2020, kommer att bestå enbart av förbrukningsresurser och inte av produktionsresurser. Redan nu har reserven prissatts så pass högt att det har funnits ekonomiska incitament för producenter, elhandlare och kunder att själva lösa en effektbristsituation.

Att hålla reservkraft är inte en lönsam affär för producenter. Ägare till produktionsresurser som ingått ett avtal med Svenska Kraftnät får en fast ersättning för tillgängligheten och en rörlig avgift för aktivering av reserven. För övrig reservkapacitet är det svårt för producenter att prissätta produktion. Prissättning till rörlig kostnad för kapacitet som körs enbart ett fåtal timmar per år ger inte kostnadstäckning till de fasta kostnaderna. Efterfrågefleksibilitet som ger möjligheter att undvika investeringar i produktion kan därmed generera ekonomisk nytta. Som nämnt ovan, har efterfrågefleksibiliteten den fördelen att de fasta kostnaderna är låga i förhållande till de rörliga kostnaderna. Dock finns det en rörlig kostnads massa relaterad till efterfrågefleksibilitet som den aktuella spotprisnivån måste överstiga. Delvis handlar detta systemkostnader men även om alternativa kostnader hos kunderna. Därför har nivån av framtida spotpriser samt dess frekvens betydelse för den relativa lönsamheten av efterfrågefleksibilitet.

Referenser

Elforsk, "Affärsmodeller för ökad efterfrågerespons på elmarknaden", Elforsk rapport 06:16.

Elforsk, "Att följa elpriset bättre - Prismodeller och styrteknik i fältförsök", Elforsk rapport 09:70

Elforsk: "Demonstrationsprojekt. Effektstyrning på användarsidan vid effektbristsituationer", Elforsk rapport 05:31

Elforsk: "Demonstrationsprojekt. Effektstyrning på användarsidan vid effektbristsituationer – fortsättningsprojekt", Elforsk rapport 06:83

Elforsk, "Effektkapacitet hos kunder – En sammanfattning av IEA-projektet "Demand Response Resources, task 13", Elforsk rapport 07:08

Elforsk, "Effektkapacitet hos kunderna, Market Designs projekt – en sammanfattning", Elforsk rapport 06:38

Elforsk, "Elförbrukningens karaktär vid kall väderlek - En förstudie för Elforsk Market Design", Elforsk rapport 04:18

Elforsk, "Framtagande av effektprofiler samt uppbyggnad av databas över elanvändningen vid kall väderlek", Elforsk rapport 11:12

Elforsk, "Möjligheter och hinder för laststyrning - Fokus på privatkunder med eluppvärmning", Elforsk rapport 11:70

Elforsk "Pilotstudie i Vallentuna, Reflektioner rörande affärsmodeller för förbrukarfleksibilitet och självlärande prognosstyrning för kundanpassad effekterreglering", Elforsk rapport 12:48

Elforsk, "Studie av effektreduktioner hos mellanstora elkunder", Elforsk rapport 06:11

Elforsk, "Timmätning för alla – nytta, regelverk och ekonomi", Elforsk rapport 07:62

Energimarknadsinspektionen, "Anpassning av elnäten till ett uthålligt energisystem - Smarta mätare och intelligenta nät", EI R2010:18

Energimyndigheten, Energimyndighetens energistatistik för småhus, flerbostadshus och lokaler 2011

Energimyndigheten, Kortsiktsprognos över energianvändning och energitillförsel 2010–2012

Svenska Kraftnät, "Industribud – delutredningen i effektbalansutredningen", 2002

http://www.svk.se/Global/01_Om_oss/Pdf/Rapporter/Industribud_okt_02.pdf

On experience of smart grid projects in Europe and the Swedish demonstration projects

6

The use of renewable energy sources for electricity production has become more and more widespread over the recent years. Therefore, the need to have a more effective electricity grid that can adjust to the fluctuations of the production as well as to make more efficient use of the cheap electricity is increasing. As a result of this, new projects that want to address these issues appear constantly. In Sweden today there are three large demonstration projects, namely the Sustainable City Hyllie, a newly-constructed district within the city of Malmö which aspires to cover all of its energy demand by renewable energy sources by 2020, Smart City Gotland which involves a lot of wind power production in the island of Gotland and the Stockholm Royal Seaport that tries to lower CO₂ emission, while developing a smart city area near the seaport of the Swedish capital city. The objective of this chapter is to investigate the technologies used in these three projects, find whether the goals that were set in the beginning of the project are being fulfilled and how, as well as see the ways that the different actors are coping with the challenges and problems faced and identify possible solutions. The approach that was used includes a comparison of the projects with other successful finalized projects carried out throughout Europe.

For further information:

Konstantinos Chatziioannou, Jan Guštinčič and Lina Bertling Tjernberg,
Chalmers University of Technology

List of Nomenclatures

DER= Distributed energy resources
DSO = Distribution System Operator
EU = European Union
IEEE = Institute of Electrical & Electronics Engineers
ICT = Information and Communication Technology
ISGT = Innovative Smart Grid Technologies
JRC = Joint Research Centre
RES = Renewable Energy Sources
R&D= Research & Development
SG = Smart Grid
US= United States
SAIDI =System Average Interruption Duration Index

1 Introduction

The use of renewable energy sources for electricity production has become more and more widespread over the recent years. Therefore, the need to have a more effective electricity grid that can adjust to the fluctuations of the production as well as to make more efficient use of the cheap electricity is increasing. As a result of this, new projects that want to address these issues appear constantly. In Sweden today there are three large demonstration projects, namely the *Sustainable City Hyllie*, a newly-constructed district within the city of Malmö which aspires to cover all of its energy demand by renewable energy sources by 2020, *Smart City Gotland* which involves a lot of wind power production in the island of Gotland and the *Stockholm Royal Seaport* that tries to lower CO₂ emission, while developing a smart city area near the seaport of the Swedish capital city. The objective of this paper is to investigate the technologies used in these three projects, find whether the goals that were set in the beginning of the project are being fulfilled and how, as well as see the ways that the different actors are coping with the challenges and problems faced and identify possible solutions. The approach that was used includes a comparison of the projects with other successful finalized projects carried out throughout Europe.

1.1 What is Smart Grid?

Smart Grid expresses today's developments of the electric power system targeting a sustainable energy system. Some of these developments involves new usage of electricity e.g. in transportation sector using electrical vehicles for storage, and some are related to developments of existing systems with new technology e.g. continuous metering of electricity. There is no single true definition of the concept. In this study two definitions are selected presented by EU and IEEE, whose involvement to smart grid development has been profound:

"A smart grid is an electricity network that can integrate in a cost efficient manner the behaviour and actions of all users connected to it - generators, consumers and those that do both - in order to ensure economically efficient, sustainable power system with low losses and high levels of quality and security of supply and safety." [1]

"The "smart grid" has come to describe a next-generation electrical power system that is typified by the increased use of communications and information technology in the generation, delivery and consumption of electrical energy." [2]

2 Smart grid projects in Europe

The Joint Research Centre (JRC) is a Directorate-General of the European Commission, which provides technical and scientific advice to support a wide range of EU policies and is currently compiling a database with smart grid projects in Europe. A new version of this database has been recently released titled "Smart Grid projects in Europe: Lessons learned and current developments" [3]. A snapshot of this study was presented during a panel session on "Smart Grid in Europe" held during the recent IEEE ISGT US 2013 in Washington [4]. According to that report, 281 SG and R&D projects were recorded in Europe at a total cost of 3.9 billion€. Some of those finalised smart grid development projects are briefly presented in this section of our report.

Model City Mannheim (DE)

In this project, 200 households were equipped with appliances, where a home energy controller was in charge to optimize the use of appliances with variable usage times, such as dishwashers and deep freezers. This resulted in a 6%-8% load shifted to low tariffs and a load management potential of 0.1 kW per household. In addition to that for about 30 minutes nearly

20% of installed capacity could have been used as a positive balancing power through switch-off or delayed switch-on. Quite impressive is the fact that 80% of the customers that participating in this project claimed that they are not willing to pay money for the electricity consumption data and its visualization.

On the other hand, a recent study [5] shows that the savings of shifting the loads based on hourly pricing in the day-ahead spot market in monetary terms does not exceed 1.7% of the total electricity costs, when electric heating is also included. When only dishwashing and laundry is shifted the savings vary from 0.5-1.2%. There is also a risk that the demand might increase during hours of the day that the electricity price is low.

E-telligence (DE)

The project, which was carried out in Germany, explored the approaches using modern ICT and advanced operation to improve current energy supply system to provide flexibility of demand according to the fluctuations of RES generation. In the system there were involved 650 households with smart meters/monitoring, dynamic rates incorporated, a demand response integration and an integration of distributed energy resources by means of virtual power plants bundling resources and balancing fluctuating generations by incorporating costumers with shiftable loads (with renewable sources included). A 12%-13% monthly reduction of energy consumption has been demonstrated, with a further telecommunication expertise.

Energy demand project (UK)

The project explored the responses of 60000 households to different means of visualization of energy consumptions (smart meters, home displays). The in-home displays showed a saving up to 11% energy.

Grow-Ders (EU)

This project investigated the implementation of (transportable) distributed storage systems in the networks. The key findings are that the current market does find storage systems very attractive, but economically not feasible yet and with legislation uncertainties.

Web2Energy (EU)

The Web2Energy project is directed to implement three fundamental points: Smart Metering, Smart Energy Management and Smart Distribution Automation. In this project all three pillars of smart distribution required the information exchange between the users of the network like consumers, producers, terminals, control center of the network operator, traders and VPP.

The project included three days ahead tariff zones which are dependent on the electricity prices on the spot market and the intensity of wind and sun shine. This implied on an interval of 3 months a 3% average decrease of the energy consumption in households. An interesting point is the energy reduction achieved during intensive demand, by shifting the load from a higher phase to a lower one.

Cell-Controller Project (DK)

The aim of this project is to set out a control system capable of coordinating DER in order to support DER-based ancillary services and to safely island the study region, maintain autonomous operation and resynchronize with the main network. The system included substations, CHP plants, wind turbines, load feeders and numerous additional assets.

While islanded, the system maintained stability of the cell until the cell was requested to rejoin the grid at which time the system would resynchronize with the main grid, re-connect, and return to normal operation. In addition to that the project demonstrated the successful technical demonstration of active distributed control of large power system over existing communications infrastructures and controls in the loop testing.

Premio (FR)

The Premio project develops and tests a VPP, which integrates around fifty Distributed Resources (small generating plants using renewable energy), whose performance is being investigated. Important load reductions were observed (up to 40%). The results showed that the control of demand response must be further improved to provide more precise responses to the requests and that the differences between the types of DER must be considered in order to use results as leverage to an enhanced performance.

Ikaria (EL)

Ikaria Island, in Greece, has integrated a renewable energy network, whereas the 94% of the energy demand is covered by diesels and 6% of wind. The aim of the project is to turn the percentages. The key results are that wind power and hydroelectric generators showed a good integration in the Smart Grid Master Control installation (with an intelligent power

dispatcher). This project can be a pilot for the implementation of hybrid systems in other islands experiencing the same problems.

Pegase (EU)

The Pan European Grid Advanced Simulation and State Estimation project aimed removing algorithmic barriers related to the monitoring, simulation and optimization of very large power systems. The key finding of this project was the production of powerful algorithms and full scale prototypes validated on the EU transmission network to enhance the cooperation among transmissions system operators, for the real time control and operational planning.

Regmodharz (DE)

Regmodharz project aims to a technical and economic development and integration of distributed energy sources by deploying modern information and communication technology with the contribution of wind farm operators, universities, research institutes, grid operators and energy suppliers.

The project demonstrated that the key to a successful storage requirements can be achieved only through short-term accurate wind forecasts. Loads shifts on the consumer side are necessary to help improving voltage regulation in the distribution grid and compensate the forecast errors.

Edison (DK)

In this project the main focus has been put to electric vehicles integrated in the grid, with an optimized charging. The main technical problems result mainly in grid services (converters, inverters). The technologies of the Edison project are tested on the island of Bornholm.

3 Large scale demonstration projects in Sweden

The Swedish on-going large scale demonstration projects are still in the early stage of deployment and testing today, thus, there are no solid results yet, in contrast to the European projects mentioned in chapter 2. In the following section, the research carried out about the current and future plans of all the above mentioned projects is presented.

3.1 Hyllie: A new green and sustainable city area in Malmö

The Hyllie project is about a new integrated “green” area of Malmö, which involves the construction of new apartments and work places in an innovative energy network. In this project the main goal is to develop sustainable energy resources by using most of the existing infrastructure. With a collaboration of the E.ON company and overall secured funding of 23 MEuro the project wants to provide solutions to the most common technical issues concerning energy saving and “smart city development”, such as [6]:

- customer control of heat and electricity consumption,
- distributed heat and energy generation,
- smart grid solutions (DH and electricity),
- sustainable mobility solutions,
- CO₂ storage and distributed energy storage.

At the end of 2009 the City of Malmö initiated both the “Environmental Program for 2009-2020” and “Energy Strategy Malmö (the “Climate contract”). The following information that is presented is based to large extent on the *Sustainable Contract for Hyllie* [7] that was signed by the three main actors involved in the project (City of Malmö, E.ON, VA SYD). The aim of the program is to make Malmö the best sustainable city development in the world by 2020, while fulfilling four overall environmental goals, which include climate, environment and a sustainable utilization of natural resources. Hyllie is Malmö’s largest development area. It is an important transportation hub and it’s located very close to Copenhagen, which makes this area one of the most dynamic ones in Europe [8]. By the end of the project it is expected to have approximately 9000 residential units as well as an almost equal amount of workplaces. In order to reach the goals set by the three parties that signed the program very resource efficient structures for transport, energy and land need to be adopted. The long-term vision for Malmö (2030) is to achieve a 100% supply of its energy needs by renewable energy sources, while securing efficient and safe energy consumption. The energy problem solution is supposed to have its origin on a global perspective, which means that a special attention is paid to the infrastructure that is already on site (e.g. district heating or incineration plants) [8]. An additional focus of the project is to achieve a positive energy balance for the district of Hyllie, i.e. the electricity production must exceed the consumption.

A summary of the main goals that have been set is presented in the following points [7]:

- The energy supply in Hyllie is expected to be comprised by 100% renewable or recovered energy by 2020

- Infrastructure for electricity, gas, heating and cooling systems is expected to be developed and integrated as well as an optimal communication between those systems, through smart infrastructure (“smart grid”)
- Emphasize the use of thermal energy (solar, large scale heat pumps). [8]
- The buildings in Hyllie are expected to be efficient, low energy as well as to have ability to exploit the possibilities offered by the smart infrastructure network.
- Local production of renewable energy sources, such as solar and wind energy, is expected to cover much of the areas energy needs.
- Travel is expected to be largely dependent on foot and bicycles, as well as an extended public transport network.
- Hyllie is expected to become an area of testing and demonstrating innovative climate-smart solutions.

The energy concept is characterized by high cooperation between different types of infrastructures, including waste, water and sewage. Due to the fact that a vast amount of the energy consumed is expected to come from renewable energy sources, there will be set requirements for distributed generation in buildings. Additional efforts will be made for the best possible utilization both in existing distributed and centralized production. Thermal storage (by using the structure itself to store the energy) , which is planned to be achieved by using meters, is also meant to play an important role [8]. In the following years the planned major expansion of the wind power production is expected to have a considerable influence on the grid performance, which needs to be investigated. Wind turbines are supposed to be both connected to the national grid and to the Hyllie network. The wind power expansion is meant to be both within the physical borders of Hyllie and in other (offshore and onshore) sites. The final aim of it is to test smart grid functions in the grid for a further understanding what the potential can be [8]. In order to keep the balance between electricity consumption and production, the three actors involved in the project are supposed to create the conditions for smart and efficient use of energy as well as make investments in energy saving solutions for storage and energy control, like the use of electric vehicles [8].

The different actors engaged in the Environmental Program for 2009-2020 have also agreed in four key focus areas, in order to succeed, eventually, in the overall goals of the program.

- A. Energy supply – electricity, heating and cooling requirements
- B. Infrastructure – distribution solutions and interaction between systems and properties
- C. Transport solutions
- D. Consumption – automation and control system, behavior and lifestyle issues

3.2 Smart Grid Gotland [9] [10]

In the Smart Grid Gotland project large quantities of renewable energy sources are integrated in the grid by using modern technology. Customers are involved in the electricity market and they can monitor the energy usage 24 hours a day and adjust the consumption to the current price of electricity. The project has three overall objectives:

1. Cost efficiently increase the hosting capacity for wind power in an existing distribution system
2. Show that novel technology can improve the power quality in a rural grid with large quantities of installed wind power.
3. Create possibilities for demand side participation in the electricity market, in order to shift load from peak load hours to peak production hours.

The three objectives have been translated to the following measurable objectives:

- Increase the hosting capacity of wind power from 195MW with 5 MW by use of load shift.
- 20% reduction of SAIDI, in the grid between substations in Källunge and Bäcks.
- Active participation of 30 industrial companies.
- Attract 2000 households to participate in a market test under market driven conditions.
- Active customer will contribute to a load shift of +/- 10%

The three overall objectives are demonstrated in three main sub-projects. The main objective for *sub-project wind power* integration is to optimize the hosting capacity for wind power in an existing distribution grid and to achieve this goal in a cost efficient way. A main challenge of this concept is to keep the load balanced and not further decrease in the case there's a large quantity of wind power production. Wind power forecasting is also going to play an important role in the production mix for the operation planners, since the more accurate the forecasts become, the more cost-efficient the planning of the operating power plants will become. Therefore, the costs for the electricity consumers will drop as well [11]. The objective of the *sub-project power quality* is to show that new technology can improve the electricity quality in a rural grid with large quantities of distributed power production to a low socioeconomically cost. The objective for *sub-project market test* (which is planned to start autumn 2013) is by active participation on the electricity market to make it possible for customers to lower their electricity costs and thereby lower the system costs.

3.3 Stockholm Royal Seaport [12]

The Stockholm Royal Seaport (Norra Djurgårdsstaden) project is one of Europe's most extensive city development projects. Its primary goal is to reduce CO2 emissions and lower electricity prices which is expected to be achieved through electricity generation using solar cells, local energy storage, control systems that enable a more efficient distribution of energy consumption, individual measurement and consumption visualization, equipment for control, follow-up and metering and stations for charging electric vehicles [13]. In this case storage is not implemented in the project due to the non-economic feasibility and need for that as there is a CHP plant that could be started in case of instant peak load demand [13]. Another focus is the integration of the port electricity needs in the smart grid context [13]. The first phase of the houses occupancy started in 2012 and it is expected that construction of the entire area will be completed by 2030. Norra Djurgårdsstaden will offer 10 000 residential units and 30 000 offices, as well as a new port facility.

The study of the market based pricing also plays an important role in this project. Thus, one goal of the Royal Seaport project is the use of appliances in private houses to be optimized in regards to price convenience. A single family house is equipped with all the technologies that will make this optimisation feasible, acting as an actual demonstration of the project.

4 Results and Discussions

After accessing available bibliography about the above-mentioned projects, the result was the creation of the following table, which illustrates the different methods and approaches used in the studied projects throughout Europe.

Table 1 Studied projects and technologies used by each one

PROJECT	TECHNOLOGIES USED										
	Home energy controller (energy butler)	Information and Communication Technologies (ICT)	Demand management	Smart metering	In-home display	Energy Storage	Virtual Power Plant (VPP)	DER co-ordination	SG master control system	Algorithms for monitoring, simulation and optimization of large power systems	Charging optimization for electric vehicles
Hyllie											
Smart Grid Gotland											
Norra Djurgårdsstaden											
Model City Mannheim											
E-telligence											
Energy demand project											
Grow-Ders											
Web2Energy											
Cell-controller											
Premio											
Ikaria											
Pegase											
Regmodharz											
Edison											



Has been done or addressed by the project [3], [7], [14]

Planned to be done or addressed by the project

The following technologies have been studied:

- **Home energy controller (energy butler):** a device that optimizes heat consumption and the use of appliances with variable usage times, such as washing machines and deep freezers, in response to price signals [3] [8].
- **Information and Communication Technologies (ICT):** devices that monitor real time electricity consumption and prices according to the market [3] [8].
- **Demand management:** combined smart meters and in-home displays that visualize the energy consumption [3]
- **Smart metering:** an electrical meter that records consumption of electric energy in intervals of an hour or less and communicates that information at least daily back to the utility for monitoring and billing purposes. [15]
- **In-home display:** A home energy monitor provides prompt, convenient feedback on electrical or other energy use.
- **Energy Storage:** Energy storage is accomplished by devices or physical media that store energy to perform useful operation at a later time. Storage integration is fundamental when it comes to provide the grid ancillary services and to smooth demand flexibility [3] [16]
- **Virtual Power Plant (VPP):** A virtual power plant is a cluster of distributed generation installations (such as micro CHP, wind-turbines, small hydro, back-up gensets etc.) which are collectively run by a central control entity. The concerted operational mode delivers extra benefits such as the ability to deliver peak load electricity or load-aware power generation at short notice [17].
- **DER co-ordination:** The individual capability of distributed energy resources to provide grid support might be very small, but their presence in large numbers in many distribution networks implies that, under proper coordination they can collectively become an asset for providing ancillary services [18]
- **SG master control system:** a central smart grid management system
- **Algorithms for monitoring, simulation and optimization of large power systems:** Use of algorithms related to the monitoring, simulation and optimization of very large power systems (on full scale prototypes validated on the European Transmission Network to enhance the cooperation among transmission system operators for the real time control and operational planning of the system.) [19]
- **Charging optimization for electric vehicles:** Technologies that enable low-cost, efficient, plug-and-play integration of electric vehicles into the power system. [20]

By considering Table 1 it is clear that while the JRC projects have been completed, Swedish smart grid projects are still in their first development phases. In all of them only a minor part of the final plan is already constructed and working, while in the rest of the European projects improvements, expansion and further optimization of the different technologies are yet to be implemented. The Swedish demonstration projects are more extensive and once completed will be using a more widespread collection of technologies. However, this must be also proven in the field, because most of the technologies are still in the phase of testing, planning or even in some cases just in paper. The three projects are also benefitted from the fact that already 99% of the Swedish buildings are equipped with smart metering since 2009 due to the legislation of the country [21].

There is a very broad mix of technologies used according to the objectives of each project. Out of the 14 investigated projects only one uses algorithms to optimize the operation of the power system. *SG master control systems* and *charging optimization technologies for electric vehicles* are not yet very common among European smart grid projects, although on the other hand the Royal Seaport project has plans to include both technologies, while Hyllie will include “smart charging” facilities and Gotland a master control system. This means that Sweden and the Swedish projects are some of the most advanced in these areas. Some other technologies that Sweden is more advanced than the European projects that were studied are *home energy controllers*, *smart metering* and *in-home display*. On the other hand the most popular technologies right now including the three Swedish projects are *ICT* and *Demand-side management* Figure 1 illustrates this comparison.

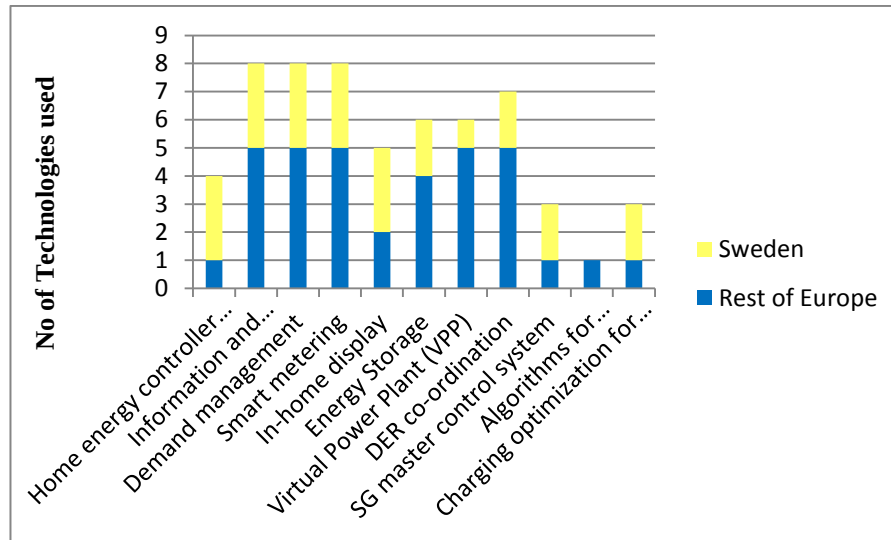


Figure 1 Number of projects using the studied technologies in Sweden and across Europe

The Hyllie project is currently the most advanced of the ongoing demonstration projects in Sweden. There is an *energy butler* installed in every building that optimizes the usage of devices with variable loads as well as the heating loads. It is the only one among the three studied Swedish projects that plans to use a *VPP*, in order to control and co-ordinate the electricity production from a cluster of renewable energy sources. The energy storage will also be distributed, meaning that whenever a customer is in need of excess electricity, they could use the nearby stored electricity, which was produced by wind, solar or other renewable energy sources at a time that the production was higher than the demand.

Smart City Gotland is mostly based on wind-power production and the constructions of new wind farms and intelligent grid development will intensify in September 2013. Two *HVDC* cables already exist in the island, one that connects the island to the Swedish mainland and one connecting two points inside Gotland with the aim of providing voltage support to the growing wind power of the island. The main challenges that the project is facing is the little interest in investing in wind power right now, because of the low electricity prices. From a technological point this project aims to answer other questions as about innovative way of energy storing when *HVDC* cables are used (e.g. in this case storage systems will be directly connected to one end of the cable). As a conclusion this project will provide answers about the behavior of an islanded system, especially when it comes to intermittency due to high penetration of renewable sources.

Despite being the first project to be launched, the Royal Seaport presents less advanced technologies compared to the other projects. This is due to the fact that the energy system mix in Stockholm is different compared to other cities. It's interesting, for example that in this project a few technologies have not been considered at all, like the *energy storage*. By recalling what has been stated above this is due to the fact that the Stockholm city center has a *CHP* plant which can be used in the case of peak loads. This means that energy storage is currently technically and economically not cost-effective. We believe that investing in storage technologies becomes cost effective only in the case that there is no electricity production plant that can fulfill the needs of energy when renewable energies cannot provide it. A similar explanation can be stated for the fact that in this project there is no *VPP*. Again, this is due to the fact that the energy mix of the plants in Stockholm already fulfills the necessary peak demands when necessary. However in this project there will be used electric vehicles so they will be useful in order to study what's the grid response to a more flexible and demanding energy system. The Stockholm project will be unique in a sense of studying whether renewable energy production can provide the necessary energy in the case of instantaneous peak loads due to large cruise vessels entering the port (in the order of 50 MW) [13].

As a conclusion it could be said that among the Swedish large demonstration projects, Hyllie is the one that presents most innovations on most technological fields, since it covers more of the technologies when it comes to residential development and the integration of renewable resources. However, more focus is needed when it comes to the integration of wind power in urban centers, as well as solar energy since renewables are expected to have a constant increase in the following decades. In this case grids will be heavily stressed and coal, natural gas and oil will be less used for peak loads due to this gradual shift to renewables. Therefore, a huge attention must be paid to storage, too. In Sweden this technology lacks development

and innovation, because of the large presence of CHP plants. Another reason why the storage systems lacking is its high cost, therefore investments are often not profitable and with the current state of the art, economically risky. All in all, smart grid technologies are right now on the top of both the European and the Swedish agenda and major development are going on in a national and European scale. The annual report of the Swedish Co-ordination Council on smart grids has been recently released and it is part of a national ongoing plan to identify relevant projects in order to create a database that includes all the Swedish smart grid developments [22].

References

- [1] EU Commission Task Force for Smart Grids, "Expert Group 1: Functionalities of Smart Grids and Smart Meters," EU, December 2010.
- [2] IEEE, "IEEE Smart Grid," 2013. [Online]. Available: <http://smartgrid.ieee.org/ieee-smart-grid>. [Accessed 21 March 2013].
- [3] JRC, "Smart Grid projects in Europe: Lessons learned and current developments 2012 update," Publications office of the EU, 2013.
- [4] L. Bertling Tjernberg, "Panel Session on Smart Grid in Europe," in *IEEE ISGT US 2013*, Washington, February, 2013.
- [5] D. Steen, L. A. Tuan, O. Carlson and L. B. Tjernberg, "Assessment of Electric Vehicle Charging Scenarios based on Demographical Data," *IEEE Transaction on Smart Grid*, vol. 3, no. 3, 2013.
- [6] E.ON, "Status update on business development (Internal presentation of project progress)," E.ON, Malmö, November 2012.
- [7] City of Malmö; E.ON; VA SYD, "Climate contract for Hyllie (Agreement between the three actors)," Malmö, signed 17 February, 2011.
- [8] P. Berne, *Smart City Hyllie*. [Interview]. 11 April 2013.
- [9] Vattenfall; ABB, "Smart Grid Gotland," [Online]. Available: www.smartgridgotland.com. [Accessed 09 May 2013].
- [10] Energimyndigheten, "Smart City Gotland Contract (Agreement between actors and project description, in Swedish)," signed 16 June, 2012.
- [11] J. Söderbom, *Smart City Gotland*. [Interview]. 16 May 2013.
- [12] ABB, "Smart Grids Stockholm Royal Seaport," [Online]. Available: [http://www02.abb.com/db/db0003/db002698.nsf/0/e8113a0885538475c1257a8e00357f68/\\$file/ABB_NorraDjurg%C3%A5rdsstaden_Level3_en_LR.pdf](http://www02.abb.com/db/db0003/db002698.nsf/0/e8113a0885538475c1257a8e00357f68/$file/ABB_NorraDjurg%C3%A5rdsstaden_Level3_en_LR.pdf). [Accessed 9 May 2013].
- [13] Catarina Naucler, *The Royal Seaport*. [Interview]. 16 May 2013.
- [14] T. Schmedes, 22 May 2012. [Online]. Available: http://enr-ee.com/fileadmin/user_upload/Downloads/Konferenzen/Netzintegration_2012/Vortraege/7_Tanja_Schmedes.pdf. [Accessed 26 April 2013].
- [15] Federal Energy Regulatory Commission, "Assessment of Demand Response & Advances Metering (Staff Report)," US Department of Energy, August 2006 (Revised December 2008).
- [16] "Edison," [Online]. Available: <http://www.edison-net.dk/>. [Accessed 26 April 2013].
- [17] X. Fang, S. Misra, G. Xue and D. Yang, "Smart Grid - The new and Improved Power Grid: A Survey," *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, vol. 14, 2012.
- [18] A. Dominguez-Garcia, "Coordination and Control of Distributed Energy Resources for Provision of Ancillary Services," Gaithersburg, MD, 2010.
- [19] Tractebel Engineering S.A., "PEGASE," [Online]. Available: <http://www.fp7-pegase.com/key-results.php>. [Accessed 09 May 2013].
- [20] Dansk Energi; DONG Energy; IBM; Siemens, "Edison," [Online]. Available: <http://www.edison-net.dk/Project%20Details/Charge%20Management%20SW.aspx>. [Accessed 09 May 2013].
- [21] Energimarknads Inspektionen, "Implementation of Electricity Smart: Case Study," Energimarknads Inspektionen, Gdansk, 2012.
- [22] Swedish Co-ordination Council for smart grids, "Årsrapport 2012 Samordningsrådet för smarta elnät," Stockholm, January 2013.

Wind Power Capacity Credit

7

In a power system there must be enough power plants in order to meet the demand with an acceptable reliability. The level of reliability can never be 100 percent since extreme events that the system is not dimensioned for can happen. The level to which a power plant can contribute to this requirement is defined as the capacity credit of the power plant, sometimes also called the capacity value. In order to compare the capacity credit for different sources it is important that exactly the same definition is used. The basic theory for this was developed in the 1960s by Garver. Wind power also has a capacity credit and the level is dependent on the amount of installed wind power capacity, the wind resource and correlation with the demand.

In any power system there is always a certain risk of capacity deficit, measured as Loss of Load Probability, LOLP. The level of this is in Sweden extremely low, and an indication of this is that we have not had forced load disconnection caused by lack of available capacity for decades.

However, the risk for capacity deficit has not been considered negligible and because of this we have in Sweden introduced a system with certain legislation where up to 2000 MW of capacity, production or voluntary load reduction, is procured every year by the TSO, Svenska Kraftnät.

For further information:
Lennart Söder, KTH

Definition of Capacity Credit

The capacity credit is defined as the possibility for a certain power plant to increase the reliability, measured as decreased LOLP, of the power system with a certain level. There are some slightly different definitions:

- *Equivalent Load Carrying Capability- ELCC*: If X MW of a power plant result in that the demand can increase with Y MW at the same LOLP, then the *capacity credit as ELCC* of the X MW power plant is Y MW
- *Equivalent Firm Capacity-EFC*: If X MW of a power gives the same decrease of LOLP as a 100 percent reliable Y MW power plant, then the *capacity credit as EFC* of the X MW power plant is Y MW
- *Equivalent Conventional Capacity*: : If X MW of a power gives the same decrease of LOLP as a conventional, not 100 percent reliable, Y MW power plant, then the *capacity credit as ECC* of the X MW power plant is Y MW

The basic theory of this was presented by Garver in IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems in August 1966 in a paper with the title *Effective Load Carrying Capability of Generating Units*. The method and definition has also been applied to wind power since the end of the 1970s.

Capacity needs in Sweden

It is important that there is enough capacity during peak load situations. In the basic ELCC method, as stated above, one should consider many high load situations, trading capabilities with other areas and also outages in units. Here an analysis of the availability of wind and nuclear power during peak load situations is presented. One way of presenting the results is to show the actual capacity of the specific technology during peak load, compared to the installed capacity of this technology. Another alternative is to relate the capacity contribution during peak load to the yearly energy production. The reason for this is that the consequences of different technologies often are compared for a certain yearly energy production, e.g. 10 TWh wind energy compared to 10 TWh nuclear power. Below the availability of wind power and nuclear power during peak load situations are presented.

Wind power in Sweden during peak load

An important issue is the wind availability during peak load. The yearly peak loads (column 3 in Table 1) and when they occurred have been taken from yearly reports from Svensk Energi. In the report "Production variation from wind power, Elforsk report 04:34", a possible installation of 4000 MW of wind power in Sweden has been studied. The report is based on real wind data for the period 1992-2002 and presents hourly MW levels for 56 sites and 10 years. In Table 1, column 4, the production during the reported Swedish peak load situations is studied. The data corresponds to an installation of 4000 MW of wind power, with an average production of 10 TWh/year, i.e. a mean production of 1142 MW.

Table 1: Wind Power during peak load (*for year 2000, date is confirmed but not hour)

Date	time	Peak load [MW]	Wind power [MW]	Share of installed capacity [percent]	Share of yearly mean [percent]
1992-01-20	08-09	23900	459,9	11,5	40,3
1993-12-14	16-17	24400	468,0	11,7	41,0
1994-02-14	08-09	24400	1134,8	28,4	99,4
1995-12-21	08-09	24400	1312,1	32,8	114,9
1996-02-07	08-09	26300	549,8	13,8	48,2
1997-02-17	08-09	25500	1941,1	48,5	170,0
1998-12-07	16-17	24600	2253,0	56,3	197,4
1999-01-29	08-09	25800	823,7	20,6	72,2
2000-01-24	08-09*	26000	520,5	13,0	45,6
2001-02-05	17-18	26800	1915,8	47,9	167,8
Average value:			1137,9	28,4	99,7

The analysis shows that the mean capacity contribution for wind in this case is $1137,9/4000 = 28\%$ of installed capacity. If the capacity contribution during peak load is related to yearly energy production the conclusion is that the mean production during the peak load situation is around the same as yearly mean (99,7%). (This was also the conclusion from an earlier study of wind availability in Sweden during eight load peaks (“Vindkraftens tillgänglighet vid hög last, Söder, KTH, 1987)).

Nuclear power in Sweden during peak load

In order to get a comparison with another technology, the Swedish nuclear power production in the 10 today (2013) existing reactors during 10 Swedish peak load situations is studied. (There have been changes in the installed capacity which is shown in Table 2, right column.)

Table 2: Nuclear Power in Sweden during ten peak load situations.

Date	time	Peak load [MW]	Nuclear power [MW]	Share of installed capacity [percent]	Share of yearly mean [percent]	Yearly prod. [TWh]	Yearly mean [MW]	Installed capacity [MW]
2003-01-31	08-09	26400	8840	93,6%	118,2%	65,5	7477,2	9441
2004-01-22	08-09	27300	9432	99,6%	110,2%	75	8561,6	9471
2005-03-03	08-09	25800	8182	91,3%	102,7%	69,8	7968,0	8961
2006-01-19	17-18	26300	8928	99,6%	120,3%	65	7420,1	8961
2007-02-21	18-19	26200	7083	78,1%	96,5%	64,3	7340,2	9074
2008-01-23	17-18	24500	9000	100,7%	128,6%	61,3	6997,7	8938
2009-01-16	08-09	24800	8741	93,6%	153,1%	50	5707,8	9342
2009-12-21	16-17	24800	5330	57,1%	93,4%	50	5707,8	9342
2010-12-22	17-18	26700	8691	95,0%	136,9%	55,6	6347,0	9151
2011-02-23	08-09	26000	7931	84,7%	119,8%	58	6621,0	9363
Average value			8215,8	89,3%	118,0%	61,5	7014,8	9204,4

The analysis shows that the mean capacity contribution in this case is $8214,8/9204,4 = 89\%$ of installed capacity. If the capacity contribution during peak load is related to yearly energy production the analysis shows that the mean production during peak load situation is around 20% higher than the yearly mean (118,0%).

Although wind power has a peak load contribution of merely 28%, compared to 89% for nuclear power, the difference in peak load power contribution for a given yearly energy production is significantly smaller. Here wind power, as an average, contributes with the same capacity during peak load as the yearly average, while nuclear power, as an average, contributes with 118% of the yearly average during peak load.

If we, for example, compare the peak load contribution of 10 TWh wind power (data from Table 1) with 10 TWh nuclear power (data from Table 2) we find that 10 TWh (4000 MW) of wind power has a peak contribution of 1137,9 MW. 10 TWh nuclear power provides a peak contribution of $10/61,5 \cdot 7014,8 \cdot 1,18 = 1345,9$ MW. 10 TWh of nuclear power therefore can be expected to contribute with a larger capacity during peak load than wind power, but the difference is smaller than the identified share of installed capacity indicates; 28% for wind power, compared to 89% for nuclear power. The explanation is that nuclear power has significantly higher equivalent full load hours than wind power.

If the same average capacity contribution during peak load is expected then the wind power case would have to add $1345,9 - 1137,9 = 208,0$ MW of 100 percent reliable capacity. A rough estimate,

based on costs for gas turbine power, indicates that this difference in peak load capacity contribution would correspond to an additional electricity generation cost for wind power of around 0,65 öre/kWh. But one first have to estimate whether these 208 MW are needed or not.

This analysis only considers peak load situation and provides a magnitude of the capacity credit difference between two technologies. However:

- Only peak load situations are studied, and not all possible situations with possible challenges
- Only ten situations are used in the evaluation for both wind and nuclear.
- Only Swedish peak load is considered, while at least the Nordic system should be studied to obtain a better view.
- True calculations of capacity credit should consider the risk of capacity deficit.
- There are other methods to solve a capacity deficit situation, e.g. flexible demand which should be implemented when this solution has a lower cost. Here only one specific solution was selected.

Transmission Loss Evaluation of embedded HVDC

8

This chapter summarizes the main results from [1] which propose an extension of the traditional ac Optimal Power Flow (OPF) model to incorporate the Voltage Source Converter based Multi-terminal High Voltage Direct Current system (VSC-MTDC). The detailed VSC-MTDC system model is included in the extended OPF. A case study using the proposed M-OPF model and the Nordic 32-bus system evaluates the contribution of the embedded VSC-MTDC system on the overall system loss reduction. The study results show that the overall system loss of an ac transmission grid is not necessarily reduced by embedding a VSC-MTDC system into it. The reduction of the system loss by embedded VSC-MTDC system depends on their configurations and locations, and the VSC station loss ratio as well.

Extended OPF model incorporating VSC-MTDC (M-OPF)

The Voltage Source Converter based Multi-terminal High Voltage Direct Current transmission system (VSC-MTDC) has been considered as an attractive alternative in reinforcement project of the aging electric power grid, thanks to its unique advantages, such as the highly flexible power flow controllability and the possibility of using cables [2]. For example, the South West Link project in Nordic grid will be the first VSC-MTDC system with three terminals, which will be put into operation in 2018. To fully understand and evaluate the possible contribution of VSC-MTDC in the steady-state operation (e.g., reduction of system losses), the conventional ac grid Optimal Power Flow model (OPF) should be extended to incorporate the VSC-MTDC system. This extended OPF model will not only play an important role in the evaluation of the potential operational benefit of the mixed ac/dc system in the planning process for the reinforcement project considering VSC-MTDC as candidates, but also be of vital importance for optimal operation of the power system.

For further information:

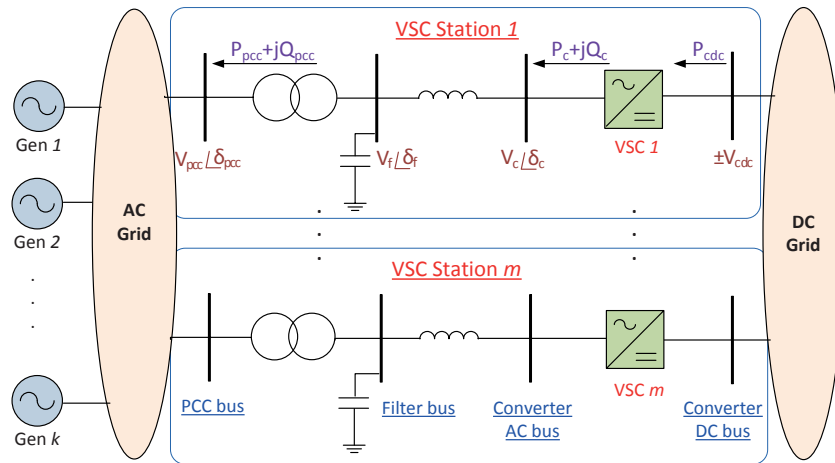
Le Anh Tuan, Chalmers University of Technology

A general representation of a mixed ac/dc system based on VSC-MTDC can be illustrated in Figure 1, which consists of two major parts: the meshed ac grid and dc grid. VSCs work as power “exchangers” converting active power between ac and dc grids. In the M-OPF model, the power injections from VSCs to ac and dc grids (P_c , Q_c , and P_{dc}) are set as the decision (optimization) variables, which are constrained by the maximum dc bus voltage limits and maximum valve current limits, etc. Thus, the power flow equations of the ac and dc grid are coupled by the exchanged active power through VSCs, and solved simultaneously. The objective function of the M-OPF model is the minimization of transmission power losses in this study, and it is subject to the constraints from ac network, dc network, and VSCs as describe above. The power losses include three parts, the transmission losses from ac and dc network, and the VSC station losses represented as a quadric function of the VSC valve current.

Case Study and Results

A case study using the proposed M-OPF has been executed to evaluate the effect of an embedded VSC-MTDC system on the power losses of a transmission grid. The Nordic 32-bus test system [3] is used in the study as a Base Case as shown in Figure 2, and is further modified to include VSC-MTDC candidates. A total of 11 modified cases with different VSC-MTDC systems listed in Table 1 are considered. The effects of the VSC-MTDC system on the system losses are evaluated by comparing the results from the Base Case and those of other modified cases. The VSC loss ratio is set to 1% of the VSC rating in the nominal condition in the study.

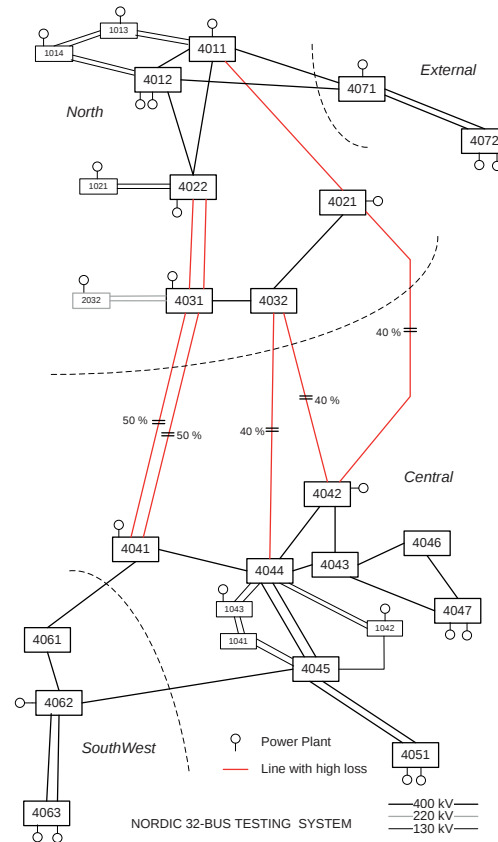
Figure 1



A representation of a mixed AC/DC power system.

The power losses of all cases at the nominal load level are shown in Figure 3, which are normalized over the power loss of the Base Case. As can be seen, 6 among all 11 modified cases have the lower system losses than that of the Base Case, and other cases show opposite results, which mean that not all VSC-MTDC systems help the ac grid to reduce the overall system losses even if the high loss ac transmission lines are replaced by equivalent dc links. The contribution of the VSC-MTDC systems in the reduction of the overall system losses depends on their configurations and locations. Figure 4 shows the power loss components of five cases. It can be seen that the total losses through ac lines and dc cables are reduced when the VSC-MTDC systems are used. However, VSC stations introduce the extra losses which make the overall system losses of some cases higher than that of the Base Case.

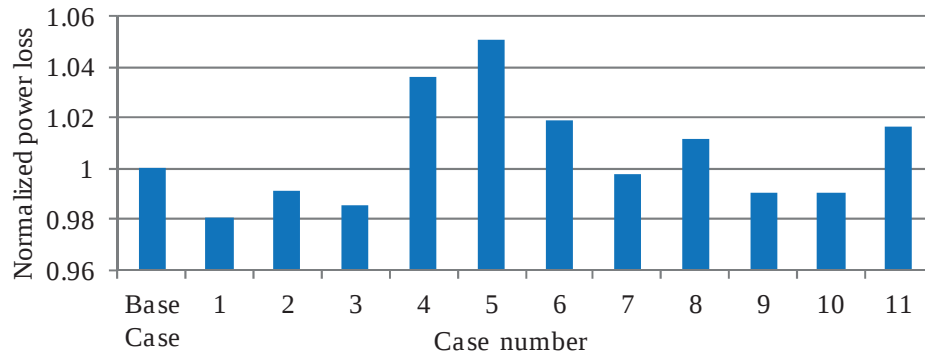
Figure 2



Network of Nordic 32-bus system.

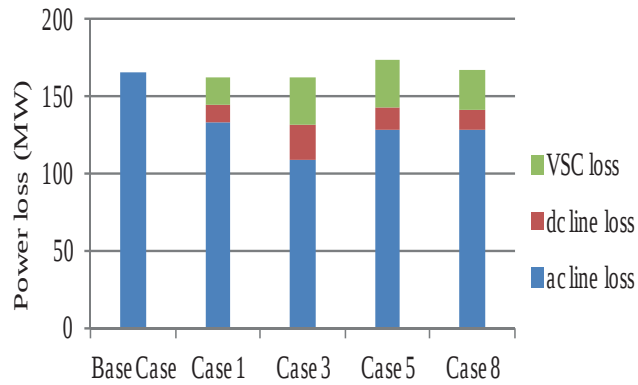
Table 2 presents the power flow changes of the selected ac lines connecting generation and load centers before and after the VSC-MTDC systems are embedded. When the dc links with low power losses are placed in parallel to the ac lines, the power flow shifts from ac lines to dc links. Thus, the loadings of those heavily loaded ac lines are reduced, and their losses are reduced as well.

Figure 3



Normalized power losses at the nominal load condition.

Figure 4



Comparison of power losses of selected cases.

From analysis above, it can be concluded that the reduction of power losses by using VSC-MTDC systems is due to three main reasons: 1) The bus voltages are increased by having more reactive power support from VSCs, especially in the load area; 2) The power losses of dc links are lower than those of corresponding ac lines; 3) The loading levels on ac transmission lines in parallel with the dc links are reduced. However, because of the extra losses from VSC stations, the effect of VSC-MTDC systems in reduction of system losses depends on the trade-off between the reduced power losses from ac transmission lines by embedding dc links and the extra losses introduced by VSCs stations.

Table 1 12 Network Cases

Case Number	VSC Location (Connected ac bus)
Base Case	Nordic 32-bus system
Case 1	4032 – 4044
Case 2	4021 – 4032 – 4044
Case 3	4011 – 4021 – 4032 – 4044
Case 4	4022 – 4031 – 4041
Case 5	4012 – 4022 – 4031 – 4041
Case 6	4022 – 4031 – 4032 – 4044
Case 7	4021 – 4032 – 4042 – 4021
Case 8	4032 – 4042 – 4044 – 4032
Case 9	4021 – 4042
Case 10	4011 – 4021 – 4042
Case 11	4011 – 4021 – 4042 – 4044

Table 2 Comparison of transferred power (MW)

Line	Base Case	Case 1	Case 3	Case 5	Case 8
4044 - 4032	405	687*a	731*	374	592*
4041 - 4031 (Line 1)	385	331	321	578*	331
4041 - 4031 (Line 2)	385	331	321	284	331
4041 - 4031 (Total)	770	662	643	862	662
4042 - 4021	360	312	263	334	306
4042 - 4032	296	170	192	269	279*

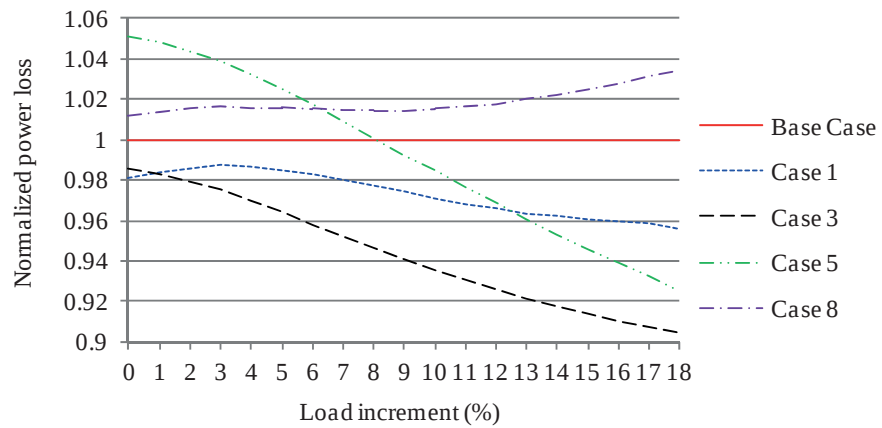
a. The values marked with * are the power flow of dc cables

The normalized system losses of selected cases at different load levels are shown in Fig. 5. The system load is increased equally at all load busses by 1% of each increment up to 118% of the nominal load level. The losses are normalized over the corresponding system losses of the Base Case at the same load condition, which means that the system losses of the Base Case at all load conditions are normalized to 1 p.u.

It can be seen from Fig. 5, when stressing the system by evenly increasing the load on each buss step by step, the normalized losses of the modified cases decreased continually compared to the Base Case, except the Case 8. This is due to the fact that more power is needed from North to meet the increased load demand in the South, and the VSC-MTDC systems connecting North and South can share more power flow from parallel ac lines. Therefore, more system losses are reduced by the embedded VSC-MTDC system when the system is stressed. Case 3 is a typical

example showing the power shift from ac lines to dc cables according to the data in Table 2 and Fig. 5. In contrast, Case 8 is an opposite example. Its VSC-MTDC system is located in the South, thus cannot mitigate the stress of the ac transmission lines. Therefore, the system losses of Case 8 show opposite effects as compared to other cases.

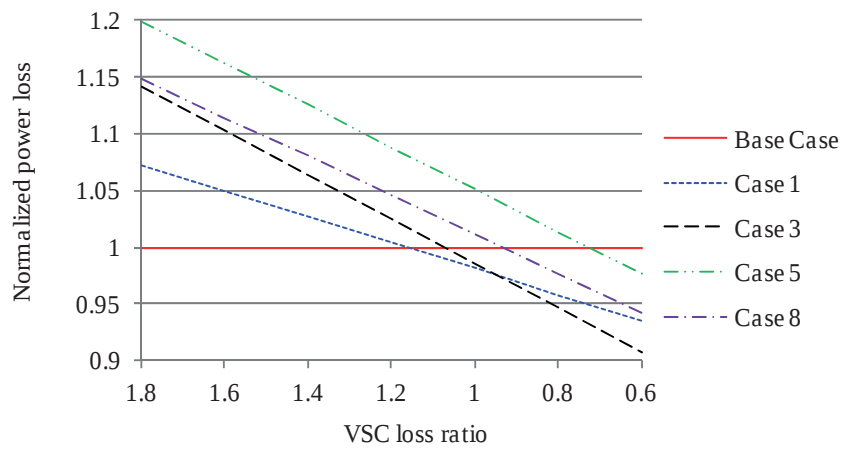
Figure 5



Normalized power losses of selected cases in different load conditions over the Base Case.

To test how the system loss will be affected by the VSC power loss ratio, a sensitivity analysis was carried out in the nominal load condition. The VSC loss ratio was set from 1.8 % to 0.6% of the VSC rating. The analysis results of four cases are shown in Figure 5. As can be seen, the system losses of all four modified cases decrease with the decrease of the VSC station loss ratio. When the loss ratio is 1.8 %, the system losses of all four cases are higher than that of the Base Case, which indicates that the embedded VSC-MTDC system shows negative effects on the power losses. As already discussed above, when the VSC loss ratio is 1 %, the system losses might be reduced by the VSC-MTDC systems in some cases depending on their configurations and locations. If the power loss ratio of the VSC station could be further decreased to 0.6 %, the system power losses of all four cases are found to be lower than that of the Base Case. Especially the VSC-MTDC system in Case 4 can help the ac grid to reduce about 10 % of system losses.

Figure 6



Normalized power losses of some typical cases in different VSC loss ratio.

Concluding remarks

- The reduction of the system loss by embedded VSC-MTDC system is not guaranteed, which depends on their configuration and location, and the VSC station loss ratio as well.
- VSC-MTDC systems cannot reduce the system losses when the VSC loss ratio is about 1.8 % of the VSC rating, while the system losses might be reduced in the nominal load level if the VSC loss ratio is lower than about 1 %.

References:

- [1] F. Wang, T. Le, L. Bertling Tjernberg, A. Mannikoff, and A. Bergman, "An Extended OPF Incorporating Multi-Terminal VSC-HVDC and its Application on Transmission Loss Evaluation," PowerTech2013, Grenoble, France, June. 2013.
- [2] F. Wang, L. Bertling, T. Le, A. Mannikoff, and A. Bergman, "An Overview Introduction of VSC-HVDC: State-of-art and Potential Applications in Electric Power Systems," Cigrè International Symposium, Bologna, Italy, Sept. 2011.
- [3] K. Walve, "Nordic32A - A Cigre tet system for simulation of transient stability and long term dynamics," Svenska Kraftnät, Sweden, 1994.

Evaluating the Customers' Benefits of Hourly Pricing Based on Day-Ahead Spot Market

9

Customers with hourly electricity pricing can reduce their electricity cost by shifting their electricity demand in time. However, it is not known how much different customer could gain. As most hourly pricing contracts in Sweden are designed today, customers will know the electricity prices 12-36 hours in advance and will have the possibility to schedule their electricity usage in order to reduce their cost of electricity. In this study, three houses with different load profiles and heat demand are investigated to evaluate the possible savings that could be achieved by adapting to hourly pricing. Heating, laundry machines and dishwashers are assumed to be flexible loads that could be shifted in time. The study results show that the economic incentives to reschedule loads based on the hourly pricing will be limited for customers without electric heating. Even for customers with electric heating, the economic incentives may be too low to adapt to hourly tariffs based on the day-ahead spot market. Additionally, the results indicate that there is a risk that the electricity demand might increase during low price periods, which in turn could require reinforcements in the electrical distribution systems if the hourly tariff gets widely spread.

To reduce the need for flexible generation, demand side management (DSM) can be used to increase the flexibility of the customers. Most commonly used DSM programs are, e.g., real-time pricing (RTP), time-of-use tariffs, critical peak pricing and power tariffs. The main benefits of most DSM techniques are to reduce the peak demand in the system, to avoid extra investments in transmission and distribution systems as well as the peaking generation capacity.

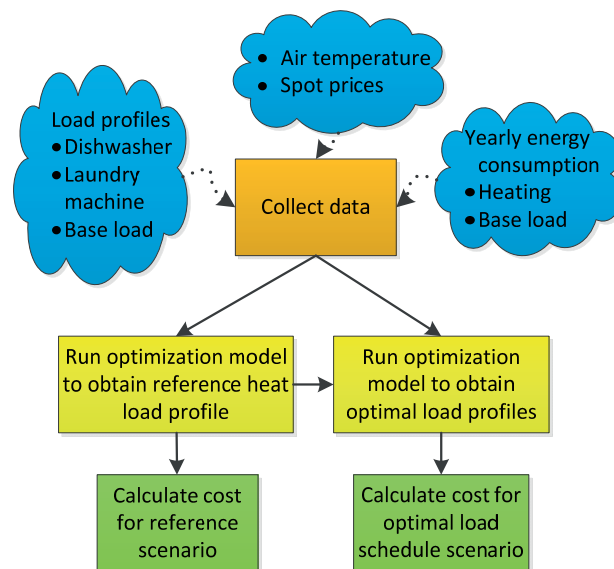
For further information:

Le Anh Tuan, Chalmers University of Technology

As mentioned before, (RTP) is a DSM technique that aims to reduce the peak demand by giving the customers incentives to reduce their demand when the overall demand is high or when there is a shortage of generation. The RTP reflects the actual situation in the power system and include both the demand and the available generation when setting the price of electricity. With a large share of renewable generation in the power system, the available generation may exceed the demand for certain periods (e.g., high wind condition), and thus part of the electricity generation must be curtailed. With a RTP scheme, the price of electricity would be low during these periods, thus, offering customers incentives to shift their consumption to these hours. This would reduce the need to curtail energy and would help the integration of renewables in the power system.

According to the new law/regulation, from October, 2012, electricity customers in Sweden can chose to pay their electricity usage on an hourly basis, based on the prices available on the day-ahead spot market. This can be seen as a RTP tariff and the idea is to create incentives for customers to become more active on the electricity market. This paper investigates the possible savings that could be obtained by different customers by changing the daily consumption pattern of their different electrical loads according to the hourly price signals from the market. The aim is to see whether the economic incentives of these new tariffs are large enough to enable customers to shift their consumption pattern.

Figure 1



The proposed approach

Approach and assumptions

The proposed approach is presented in Figure 1, where the first step is to gather all data needed to conduct the study. The second step is to compute the load profile for the reference scenario and to calculate the electricity cost for the reference scenario, i.e. without any load management. The final step is to reschedule the flexible loads to minimize the electrical cost for the customer. The optimization model is based on the work presented in Steen (2011) and considers the thermal properties of the house as a lumped capacity model. In this study, the model has been extended and consider, in addition to heating of houses, other household loads, e.g. laundry machines and dishwashers, to be flexible. All other loads are assumed to be time critical and are collectively referred to as the base load. The model is implemented in the optimization software GAMS, General Algebraic Modeling System with the objective function being minimization of the electricity cost for the customers by scheduling their flexible loads. The results from the optimal load scheduling are compared with a reference scenario without any load management.

Figure 2 and 3

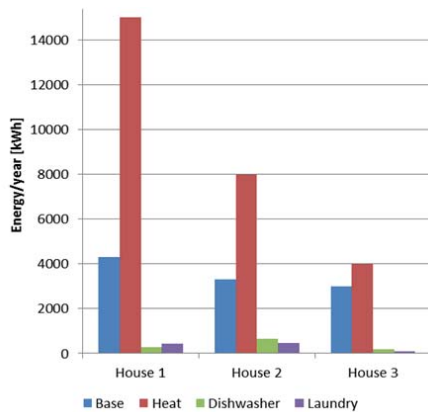


Figure 2: Energy usage for the investigated period for the studied houses

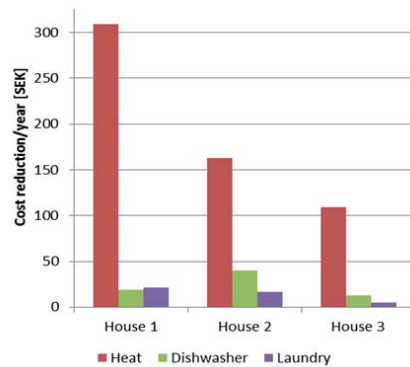


Figure 3: Cost reduction for the houses in the case study for the simulated period

Energy usage and load profiles

The load profiles for the dishwashers and laundry machines are extracted from a measurement project conducted by the Swedish Energy Agency, and are used to simulate the reference scenario, i.e. no load management. The load profile for the heating load has been estimated based on the yearly energy consumption for three typical houses in Sweden and air temperature data for the city of Gothenburg. Figure 2 presents the annual energy consumption by the different loads and Figure 4 presents the load profile for a 24-hours period during the summer and during the winter for “House 1” in the reference scenario. As shown in the figure, the energy consumption varies to a large extent between the seasons. The share of flexible load can be below 20% of the total load during a summer day and above 90% during a winter day.

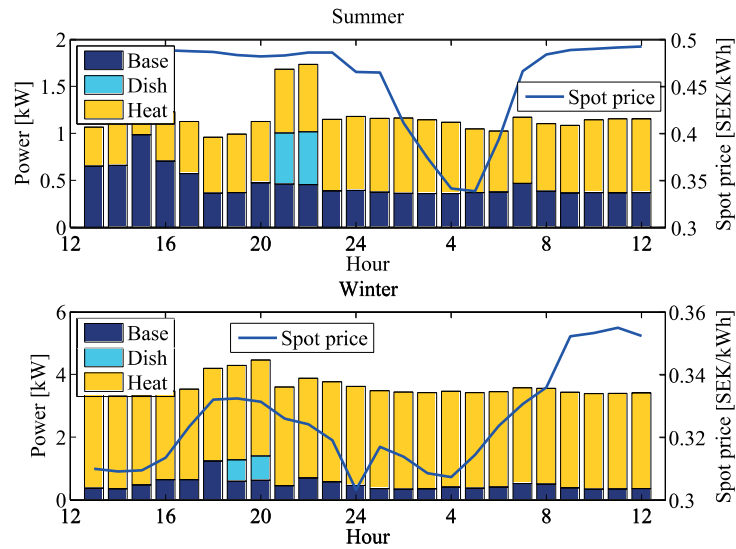
In the optimal load scheduling scenario, the heat loads are limited by the temperature variations inside the house and a temperature deviation of ± 1.5 °C from 21 °C is allowed. Additionally, the average energy consumption during one day must be equal to the energy consumption in the reference scenario. The installed heat capacity is limited to 10% higher than the peak demand in the reference scenario. The yearly energy consumption and load profile for one program of the dishwasher, laundry and drying machines are assumed to be equal to the reference scenario. Additionally, for the laundry/drying machines, only one machine can start during the night (between 22:00 and 7:00) and during the day (between 8:00 and 17:00). The reason for this constrain is that it is assumed that no one will move the clothes between the machines since most people are sleeping during the night and working during the day.

Spot price of electricity

Historically, the electricity usage in Sweden has either been paid based on the monthly average spot price at Nordpool or based on yearly price contracts. Since the electricity price is based on historical average prices, the customers are not aware of the electricity price at the time of delivery (i.e., when the consumption occurs). The customers, in this case, have had limited possibilities to affect their electricity cost in ways other than by reducing their consumption of electricity.

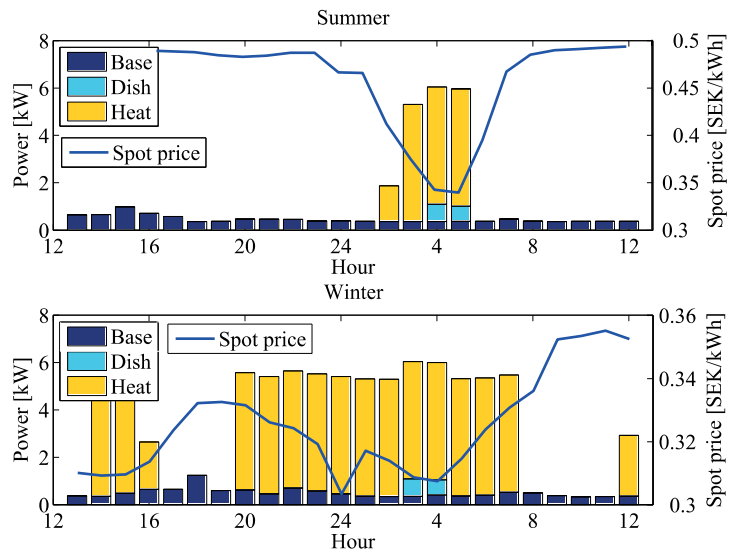
As mentioned before, since October, 2012, customers in Sweden have the possibility to pay the hourly spot price of electricity. Most electricity retailers are now offering the electricity price on the day-ahead spot market to their customers. Historical spot market prices for electricity have been used for the time period simulated to calculate the electricity cost for the customer, both for the reference scenario and for the optimal load scheduling scenario.

Figure 4



Load profile for "House 1" in the reference scenario

Figure 5



Cost reduction for the houses in the case study for the simulated period

If more and more customers would adapt to the hourly tariffs and reschedule their loads, the spot price of electricity would change and likely become more evenly distributed. On the other hand, if the amount of intermittent renewable generation increases, the difference in the spot price within a day may instead increase due to the intermittent nature of the renewable sources. However, possible changes in the spot prices have not been considered in the present study.

Case Study Results

The cost reduction achieved by the optimal load scheduling is presented in Figure 3 as compared to the reference scenario. As can be seen in the figure, the major cost savings are achieved by shifting the electric heating loads. Compared to the reference scenario, the electricity cost could be reduced by about 1.7%, if all loads were to be shifted. For all houses, the savings achieved by scheduling the dishwashers or laundry machines were relatively small. For customers without electric heating, the rescheduling of the dishwashers and laundry machines would lead to a cost reduction of about 0.5-1.2% of the total electricity cost.

The load profile achieved by the optimal load scheduling is presented in Figure 5 for the selected day during the summer and during the winter. As can be seen in the figure, the peak demand has increased both during the summer and during the winter, although it has been shifted in time. For all three houses in this study, the peak demand has increased substantially compared to the reference scenario, especially during the summer. The reason is due to the fact that the heating system is operating at its maximum power for a short period and that the dishwashers and laundry machines would likely start simultaneously.

Discussion

This study shows that, as the tariffs are designed today, where the customer knows the price in advance, in combination with an energy-based network tariff, might result in an increased peak demand in the short-term. It is important to note that the changes in the load profile may lead to a "feed-back" changes in the spot market price in a longer term, which in turn will lead to a change in the consumption pattern again before an equilibrium point is reached. Additionally it is hard to predict how an increased amount of renewable will affect the volatility of the electricity price. However, this is out of the scope of this study.

The savings that could be gained in by shifting the electricity consumption were rather low. One reason for that is that the installed capacity of the heat system was assumed to be small. A higher installed capacity would increase the saving but also increase the peak demand.

Concluding remarks

The results from this study indicate that the savings that could be gained by customer (re)scheduling their laundry and dishwasher loads are rather limited. It is assumed that the inconvenience this might cause the customer may be higher than what they are actually gaining in monetary terms to encourage the customers to participate. Customers that are using electricity for heating could gain somewhat larger reduction on their electricity bill by adopting the hourly spot price scheme, especially customers with a high heating power installed. Additionally, the results indicate that there is a risk that the electricity demand might increase during low price periods, which in turn could require reinforcements in the electrical distribution systems if the hourly tariff gets widely spread.

References

- [1] A. Molderink, V. Bakker, M. Bosman, J. Hurink och G. Smit, "Domestic energy management methodology for optimizing efficiency in Smart Grids," i *Power-Tech*, 2009 IEEE , Bucharest, June 28 2009-July 2 2009.
- [2] D. Steen, T. Le, L. Bertling Tjernberg och O. Carlson, "Price-based demand-side management for reducing peak demand in electrical distribution systems – with examples from Gothenburg," i *Nordac*, Espoo, 2012.
- [3] "Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them.," US Department of Energy, February 2006.
- [4] *Betänkande 2011/12:NU21 Timmätning för aktiva elkonsumenter*, 2012.
- [5] D. Steen, S. Al-Yami, T. Le, O. Carlson and L. Bertling, "Optimal Load Management of Electric Heating and PEV Loads in a Residential Distribution System in Sweden," in *IEEE PES Conference on ISGT Europe*, Manchester, 2011.
- [6] R. E. Rosenthal, GAMS, A Users Guide, Washington DC, USA: GAMS Dev. Corp., 2010.
- [7] A. Persson, "Energianvändning i bebyggelsen (Swedish)," The Royal Swedish Academy of Engineering Sciences (IVA), Eskilstuna, 2002.
- [8] J. P. Zimmermann, "End-use Metering Campaign in 400 households In Sweden Assessment of the Potential Electricity Savings," (Report), ENERTECH, 2009.
- [9] "The day-ahead market - Elspot," [Online]. Available: <http://www.nordpool-spot.com/How-does-it-work/Day-ahead-market-Elspot/>. [Accessed 21 October 2012].
- [10] "Energy statistics for one- and two-dwelling buildings in 2009," (Report), Swedish Energy Agency, Eskilstuna, 2011.

Electric vehicles provide new business opportunities for electric retailers

10

This chapter is based on [1] which describes a proposed model of an electricity retailer considering a future scenario where controlled charging of an aggregate of electric vehicles (EV) becomes a viable option. The retailer plans for purchase of electricity from the spot market while hedging its risks in the financial market, specifically the forward market. In a planning environment where the retailer has to make decisions for purchase of forward contracts ahead of spot market clearing, it faces uncertainties from spot market prices and customer demand. A stochastic programming approach with a financial risk measure is used to take into consideration the uncertainties described. A case study using the model is performed, the results of which indicate that EV customers and the retailer would benefit monetarily with increasing penetration of electric vehicles. The studies consecutively show that this is also the case when increasing fraction of customers opting for variable price contracts.

Electricity Retailer

An electricity retailer acts as a middleman between the small/medium end-users and the electricity market. Within the Swedish context, the retailer purchases electricity from the Elspot physical market to supply its end-users while hedging its risks in the financial markets such as the futures, forward, options and contract-for-difference markets. A characteristic of the forward market is that the volume of electricity traded and its corresponding price is fixed and known well in advance. This gives a greater level of financial confidence to the retailer as opposed to its trading in the spot market where the electricity prices are volatile. At the time when the retailer is making its purchase plans in the forward market, the price of electricity in the spot market is relatively unknown with a high degree of uncertainty. Additionally, the volume of electricity to be traded during the corresponding time period is also uncertain. A retailer, in such a situation, has to weigh its options of trading in the forward market versus trading in the spot market for a future period in time. A stochastic modeling approach can be used to better characterize these uncertainties and make calculated judgments concerning the trading in the forward market.

For further information:
Pavan Balram, Le Anh Tuan, Lina Bertling Tjernberg,
Chalmers University of Technology

Retailer Planning Model

The aggregator model can be used to exploit the flexibility offered by the batteries of EVs by optimally scheduling the charging of EVs so as to minimize the total charging cost. As shown in Fig. 1, the EV demand is scheduled for every possible scenario of electricity price and conventional demand forecasted by the retailer. The generated scenarios can then be provided to the retailer planning model that maximizes the expected profit of the retailer to obtain the forward contract decisions and price setting for fixed price contracts with customers. A financial risk measure, such as conditional value-at-risk, may be used within the objective of the retailer planning model to control the risk of experiencing a low profit from the scenarios generated. More details of the model can be found in [1].

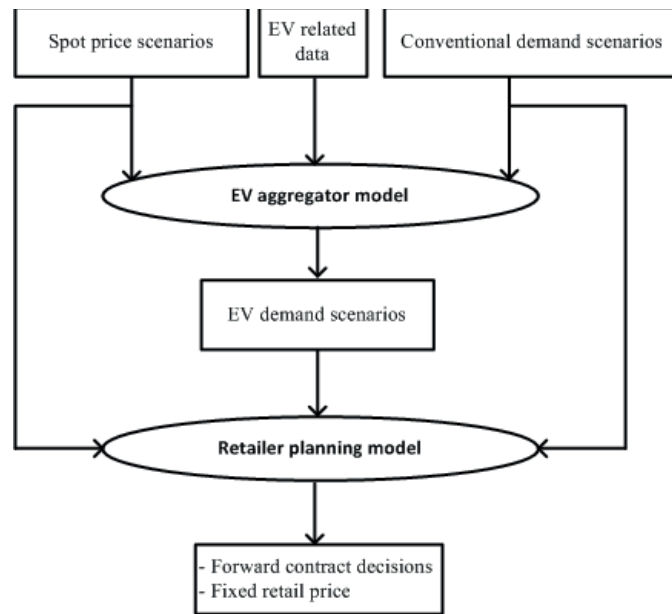


Figure 1: The retailer's planning framework

Case Study and Results

A case study was performed with the EV aggregator and retailer planning models. One year price data from Elspot along with the conventional demand level served by a typical retailer in Sweden was used as shown in Fig. 2. Scenarios were generated from the input data and the scheduled EV demand was obtained from the EV aggregator model as shown in Fig. 3. The total demand and electricity price scenarios were then provided to the retailer model to obtain the forward contracting decisions to be made by the retailer. It was observed that the retailer plans a greater volume of purchase from the forward contract when risk averse.

From the customer perspective, it can be seen from Fig. 4 that the fixed price contract customers would pay more for a unit volume of electrical energy when a greater share of customers served by the retailer have opted for variable retail contracts. In Fig. 5, the cost savings is calculated as the difference between the costs incurred by EV owners in case they entered into a fixed retail contract and the costs incurred by them in case they entered

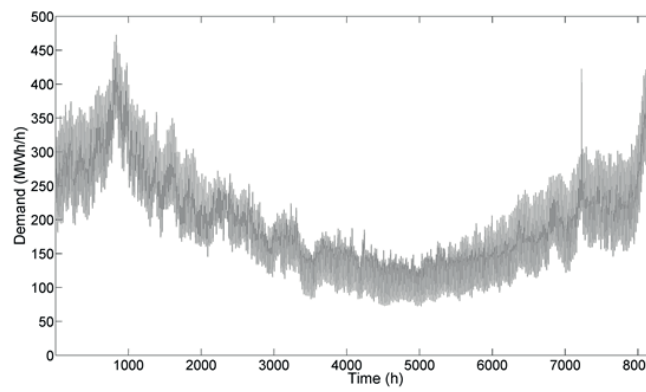


Figure 2: Estimated conventional demand

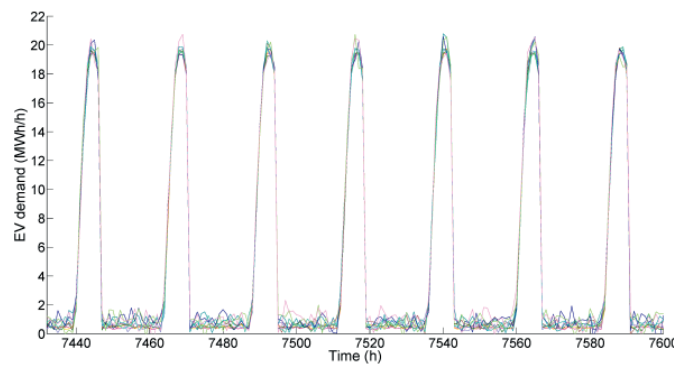


Figure 3: EV demand scenarios

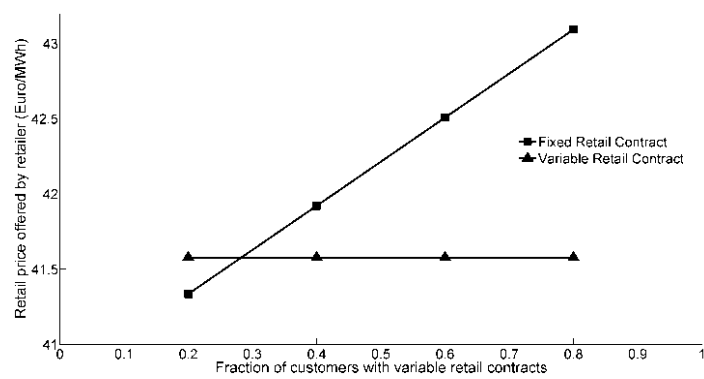


Figure 4: Retail price offered by the retailer

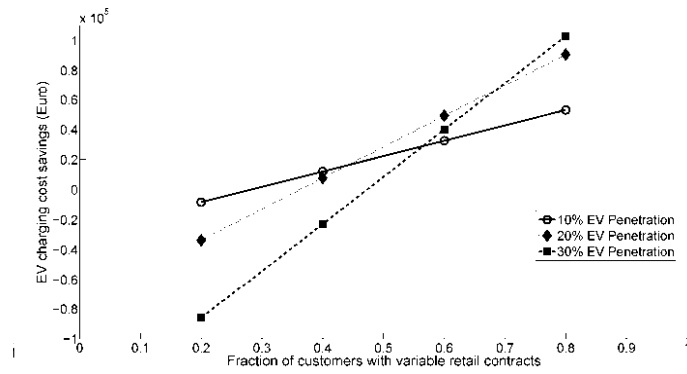


Figure 5: Total cost savings by EV customers

a variable retail contract. For a lower fraction of customers with variable retail contract, it can be seen that the EV owners would end up paying more by entering into a variable retail contract as opposed to a case when the majority of the retailer's customers have entered into a variable contract. It is interesting to note that this is advantageous to both the retailer and the EV customers because, with variable price contracts, the EV owners would transfer less financial risk to the retailer while attaining additional savings. At the same time, it can be noted that the profits of the retailer would relatively increase with increasing number of its customers opting for a variable price contract. Additionally, at higher variable price contract ratios, these savings would be increased with increasing levels of EV penetration in the system.

Concluding remarks

- The electricity price to be paid by fixed price contract customers was found to increase with increasing fraction of customers opting for variable price contracts.
- Total cost savings for EV customers was found to increase with EV penetration and increasing number of customers signing variable price contracts with the retailer as opposed to fixed price contracts. Such an arrangement would also aid the retailer as the retailer's expected profit was found to increase with a greater share of customers opting for variable price contracts.

References

[1] P. Balram, L. A. Tuan, L. Bertling Tjernberg, " Stochastic Programming Based Model of an Electricity Retailer Considering Uncertainty Associated with Electric Vehicle Charging," *International Conference on European Energy Market (EEM)*, 28-31 May 2013, Stockholm, Sweden.

