ROYAL INSTITUTE
OF TECHNOLOGY

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

En studie om kraftsystemets balansering

Version 3.0

Lennart Söder

Professor i Elektriska Energisystem, KTH, lennart.soder@ee.kth.se

2013-10-21

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 elenergikällor 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 detaljbalans, 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 tekologier, 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 dagsläger gör tanken att Norge+Sverige skulle vara en isolerad marknad med dagens marknadsmodell (priset sätts av förväntad driftskostnad i den värmekraft som sparat 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 vattenkraft-simuleringen 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 trasmissionskapaciteten 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

total elproduktion = total elkonsumtion inklusive förluster

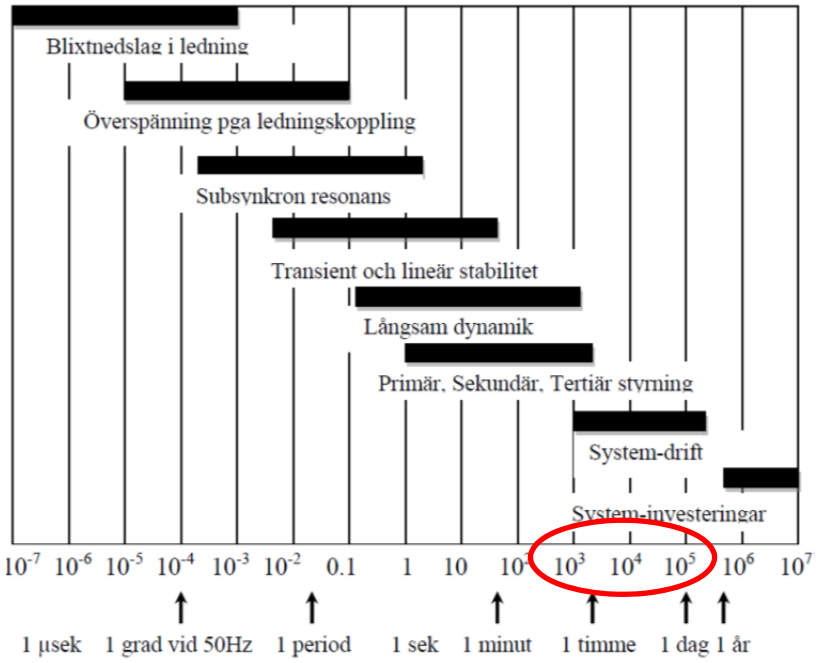
Detta är inte en ”önskan” utan gäller definitionsmässigt alltid. Ett extremt exempel är ett totalt haveri i elsystemet då ekvationen ovan innebär att det är noll på båda sidor, dvs ingen elproduktion och ingen elkonsumtion. I de flesta kraftverk finns dock en svängmassa, dvs rotorn i generatorn som tillsammans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

turbineffekt + ändrad effekt i svängmassan = 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:

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 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-Industrimottryck – bio [TWh]	5,5	5,8	5,5	5,7
7-Industrimottryck – 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 (rad 1+3+4+6)/(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 behövts så sparar men en kostnad om 300 kr för elsystemet förutsatt att gasturbiner därmed inte behöver byggas. Det finns många som är beredda att minska sin elkonsumtion, 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**

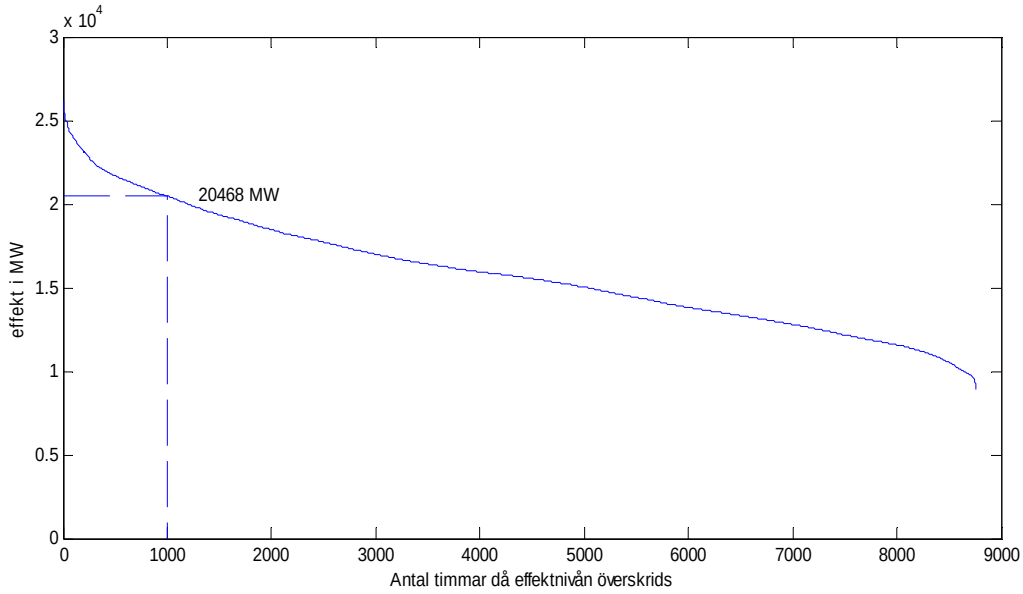
Tabell 2 Installerad effekt från (Svensk Energi, 2011), Last- och produktions-data från (Svenska Kraftnät, 2001-2011), Import-data från (Nordpool spot, 2010-2011)

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.

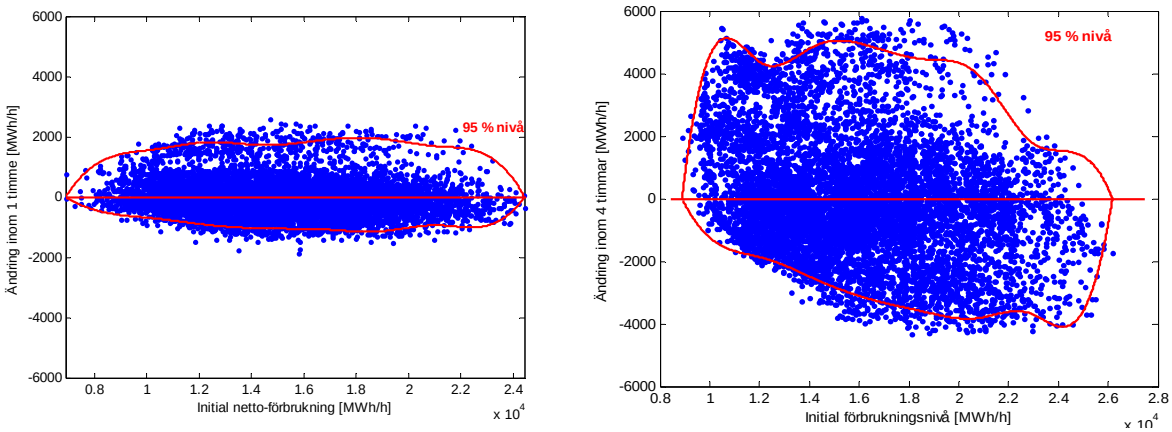
Toppkonsumtionen är viktig, speciellt när det gäller hur mycket effekt som måste finnas tillgängligt, antingen som produktion inom landet eller som import utifrån. Det kan också finnas möjligheter att minska elkonsumtionen med olika åtgärder.

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 varaktighetskura. 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.

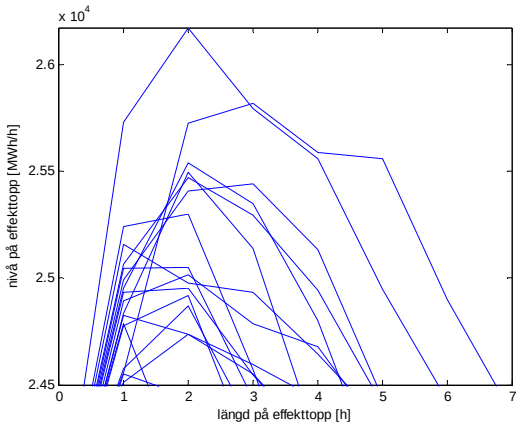


Figur 3 Ändring av elförbrukning i Sverige under 2011 under 1 timme (vänster) respektive 4 timmar (höger). Data från (Svenska Kraftnät, 2001-2011)

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 ökningar och 4000 MW för minskningar. Avseende 4-timmars-ändringar så framgår att stora ökningar 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

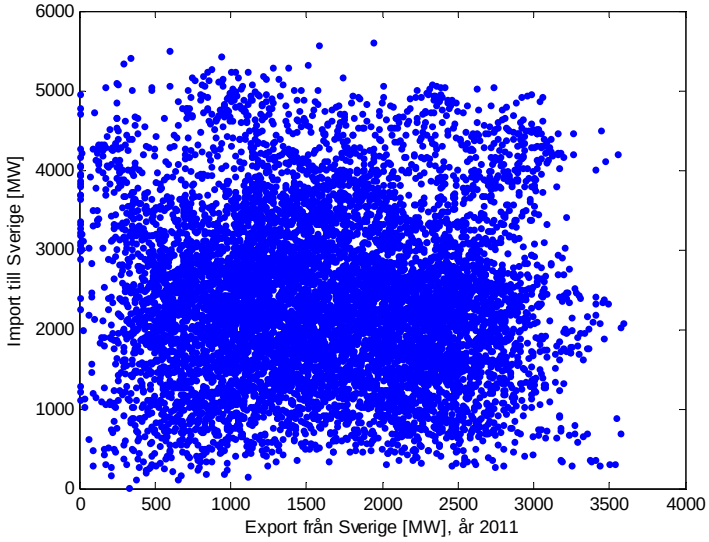
Elförbrukningen varierar kontinuerligt. Detta medför att elproduktionen också måste variera på samma sätt. Ska producenterna producera mer vid ett visst tillfälle måste därmed priset vara högre vid detta tillfälle. Detta göra att priset i princip följer med i takt med konsumtionsändringen. Hög konsumtion 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 bränsledrivna 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.

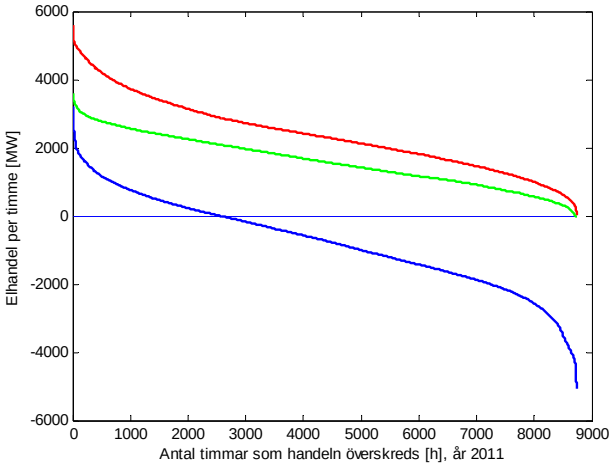
3.4 Elhandel

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 handelmöjlighet 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.



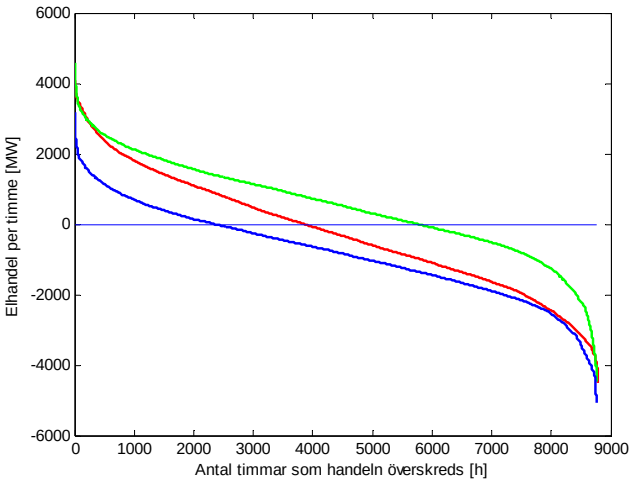
Figur 5 Elhandel mellan Sverige och grannländerna under 2011 (Nordpool spot, 2010-2011)

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.



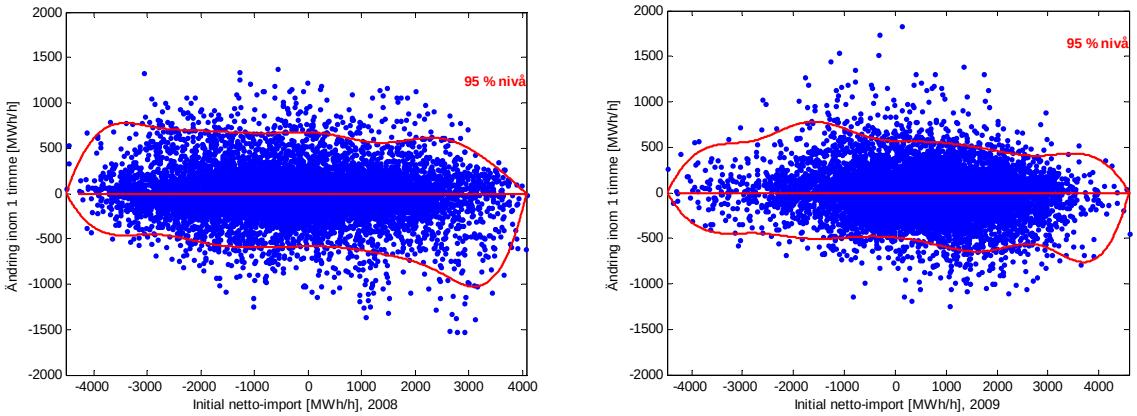
Figur 6 Varaktighetskurvor för export (översta kurvan), import (kurvan i mitten) och nettoimporten (nedersta kurvan) för Sverige, år 2011. (Nordpool spot, 2010-2011)

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.



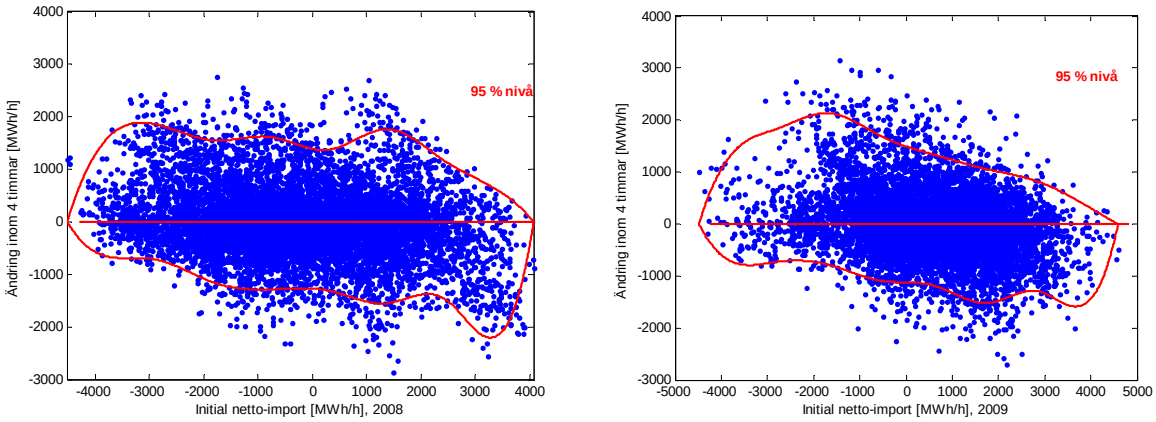
Figur 7 Varaktighetskurvor för nettoimport för Sverige för 2008 (mitten), 2009 (överst) och 2011 (nederst), (Svenska Kraftnät, 2001-2011)

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.

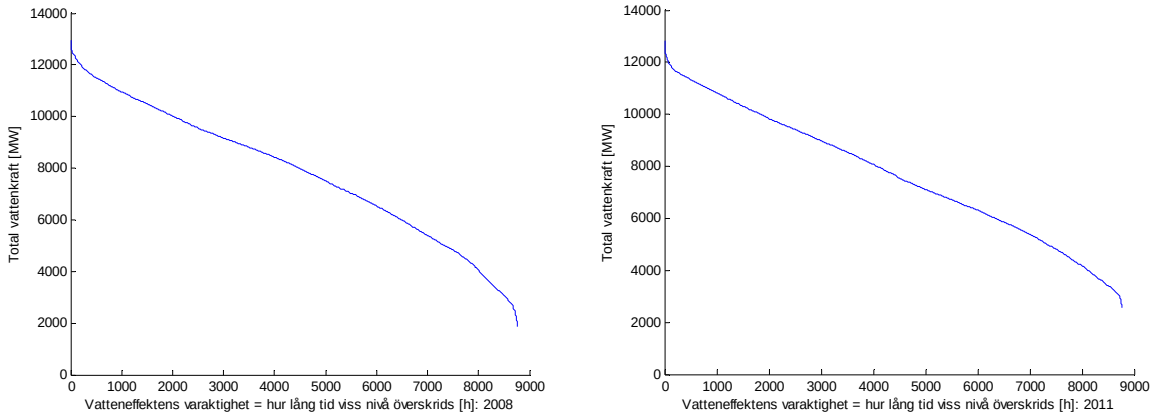


Figur 9 Ändring av nettoimporten till Sverige under 2008 under 4 timmar (vänster) och 2009 (höger). Data från (Svenska Kraftnät, 2001-2011)

4 Energimöjligheter

4.1 Vattenkraft

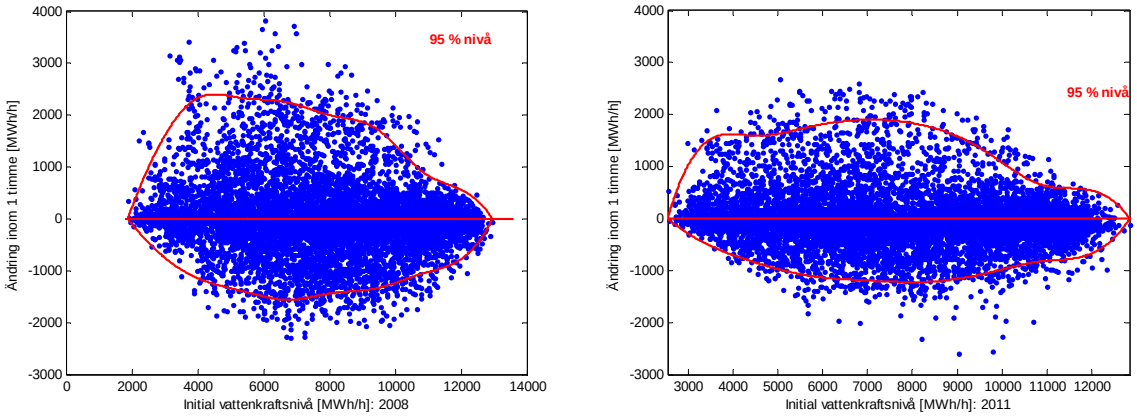
Vattenkraften bidrar till en stor del av Sveriges Energiförsörjning. Produktionen varierar mellan olika år beroende på nederbörd och hur mycket som sparas mellan olika år. Den installerade effekten är 16197 MW (se Tabell 2), men det är inte så vanligt att den installerade effekten används av olika anledningar. 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)

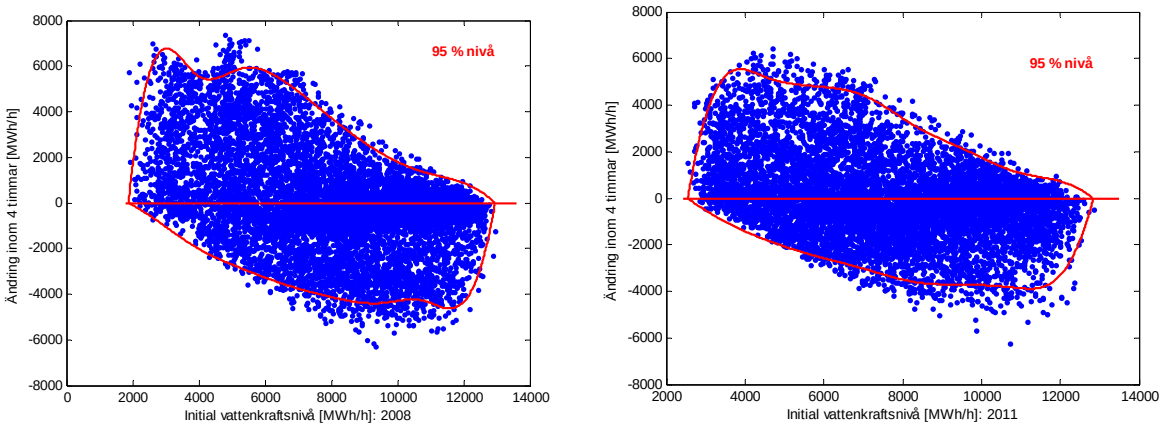
Som framgår av Figur 10 så har för dessa två år effekten varierat mellan ca 2000 och 13000 MW. Vattenkraften är det kraftslag i Sverige som varierar mest och används för att balansera produktion och konsumtion. Skälet till att just vattenkraften används är att övriga kraftverk (huvudsakligen kärnkraft, 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)

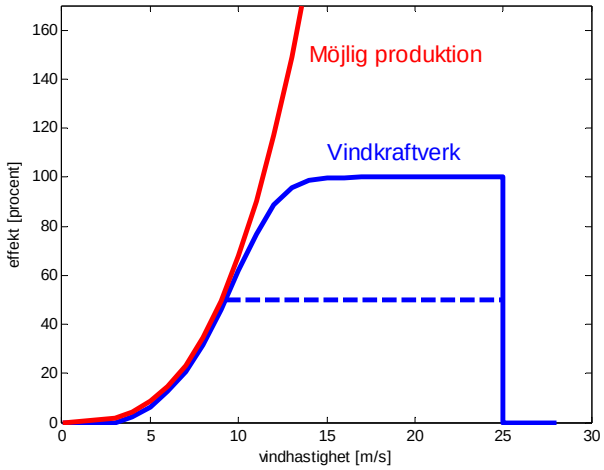
Även för fyra-timmarsreglering var ändringen något högre för vattenkraften under 2008 (ca +7000 MW) medan ändringen under 2011 var upp till ca +6000 MW.

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)

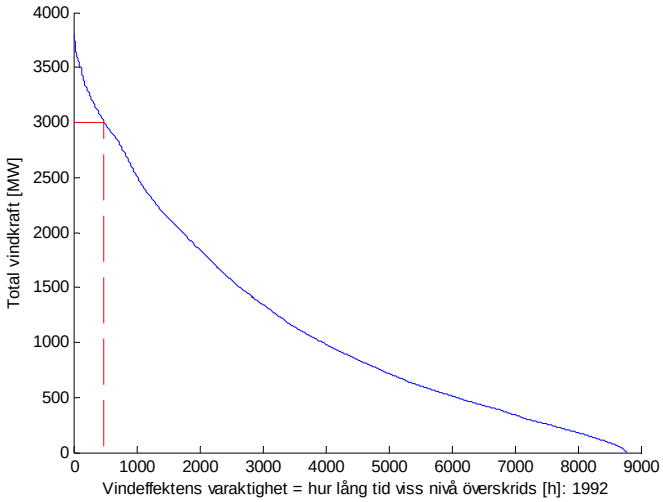
För framtiden finns en mycket stor potential för vindkraften.

- 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 länsstyrelsers 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.

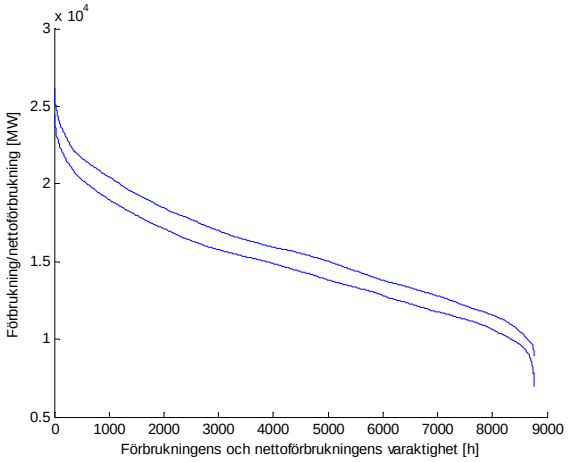
Vinden varierar kontinuerligt och eftersom elproduktionen varierar med vinden enligt Figur 13 varierar också elproduktionen. Figur 14 visar varaktighetskurvan för vindkraften enligt data beskrivna ovan, dvs 4000 MW vindkraft spritt över hela Sverige för året 1992.



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 MW/h medan den minsta nettoförbrukningen är 6902 MWh/h, dvs en minskning med 1982 MWh/h. Som framgår

at 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.

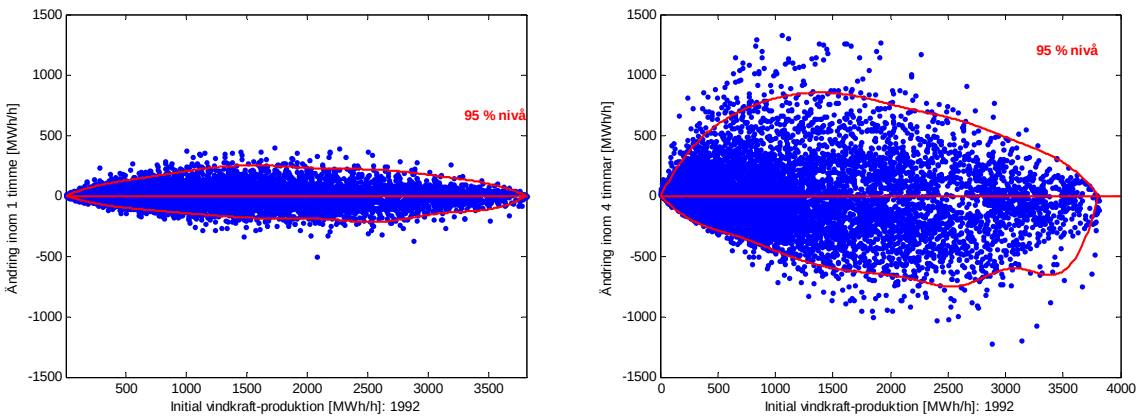
Det bör dock påpekas att man här tagit elförbrukning och vindkraft från olika år. Frågan är då hur representativa dessa data är när man i verkligheten ska ta elförbrukning och vindproduktion från samma tid. Den egentliga frågan är om det är någon korrelation, dvs samvariation, mellan elförbrukning och 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.

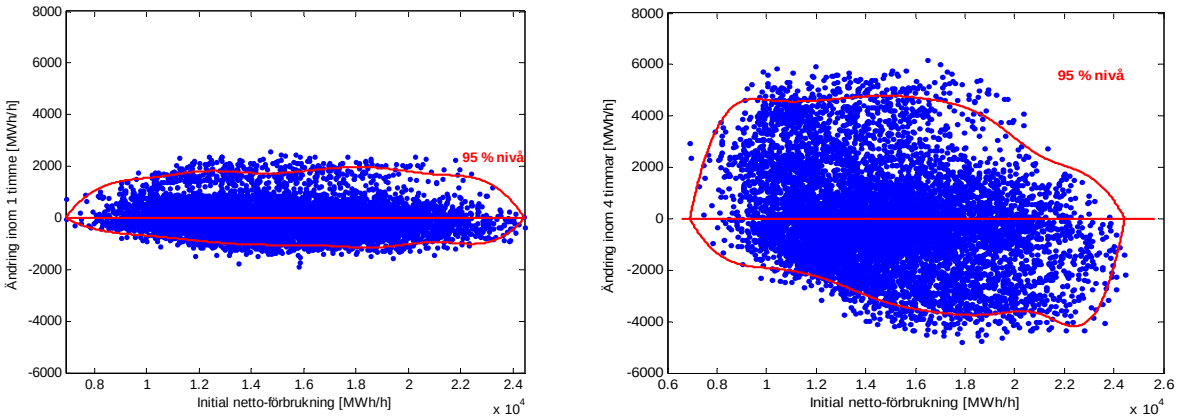
Vad som även är centralt för driften av kraftsystemet är hur snabbt förändringar sker. Ett första steg är att studera hur vindkraften kan variera mellan olika timmar. Detta visas i Figur 16.



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.

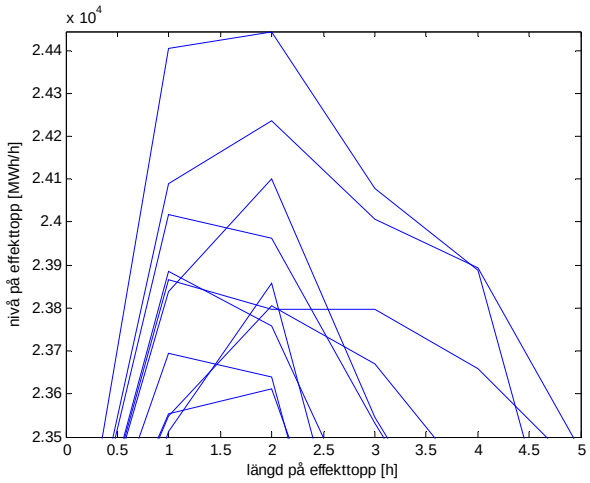
I ett kraftsystem med större mängder vindkraft måste den övriga produktionen följa med nettokonsumtionens variation, se Figur 17. För enbart elförbrukningen, se Figur 3.



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 ge 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 blåsig 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-kvalitén 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 kvalitén

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 solel 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):

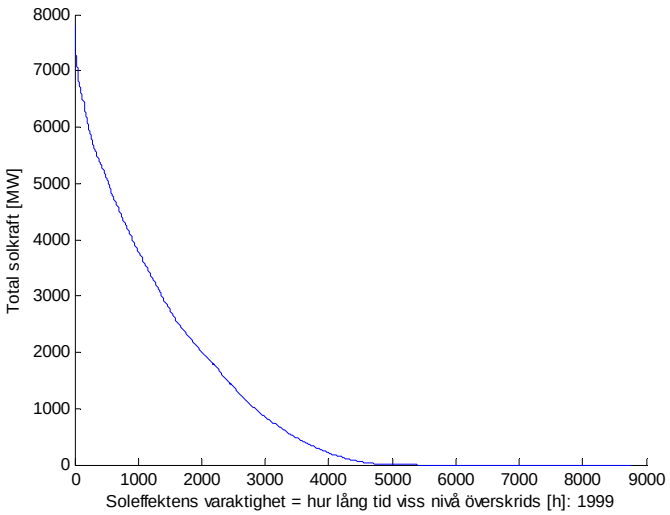
$$\eta_c(k) = \eta_{c,STC}\left[1 - \mu(T_a(k) - T_{c,STC} + CI_T(k))\right]$$

där $\eta_{c,STC}$ = solcellernas effektivitet *vid Standard Test Conditions*, *STC*, μ= solcellernas temperatur-koefficient, $T_{c,STC}$ = 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 solel 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

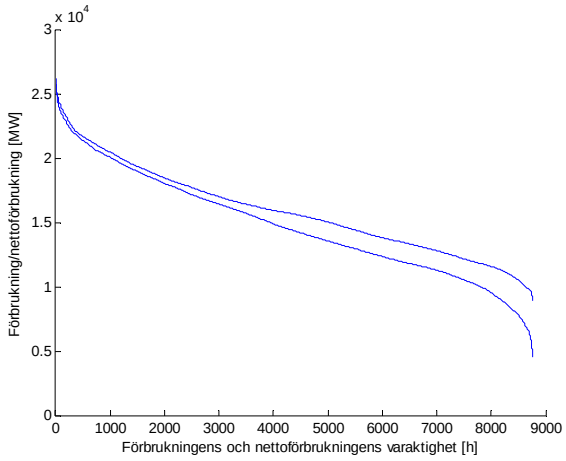
totalt installerad effekt (10657 MW). Detta beror på att max effekt inte inträffar samtidigt vid de olika platserna.



Figur 19 Varaktighetskurva för total solelsproduktion 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.

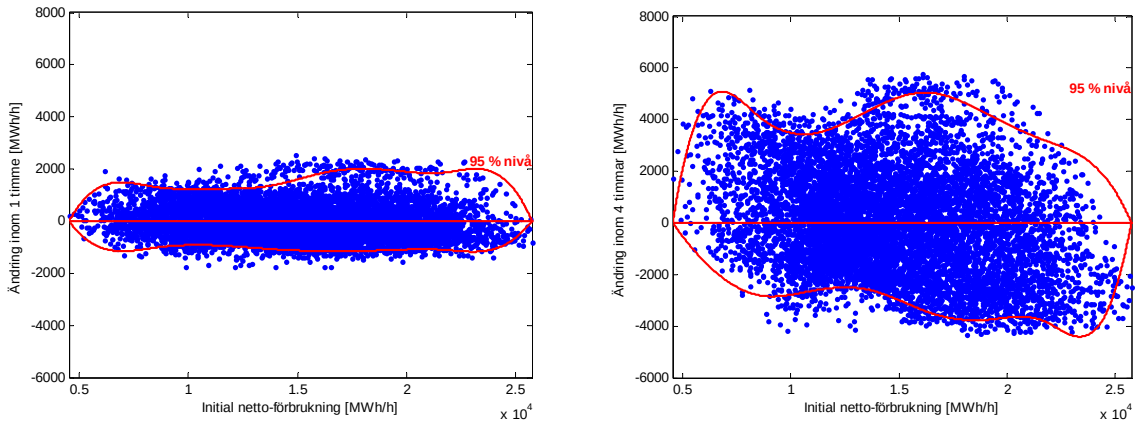


Figur 20 Varaktighetskurva för elförbrukning (överst) och nettoförbrukning (nederst) i Sverige. Baserat på elförbrukning för 2011 och soldata för 1999.

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 elhandelsvolymer 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.

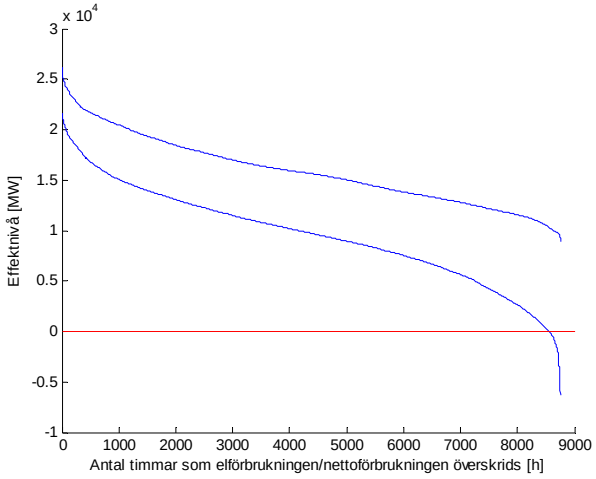
Land	Vindkraft [MW]	Yta [km^2]	Täthet MW/km^2
Danmark	3871	43093	0,0898
Tyskland	29060	356733	0,0815
Spanien	21674	504782	0,0429
Portugal	4083	92000	0,0444
Sverige	18000 (i denna studie)	449964	0,0400

Tabell 6 Mängden vindkraft i olika länder, landytor 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 elförbrukningens (överst) och nettoförbrukningens (nederst). Nettoförbrukningen består av elförbrukningen (data från 2011), 45 TWh vindkraft (data från 1992) och 10 TWh solkraft (10 TWh).

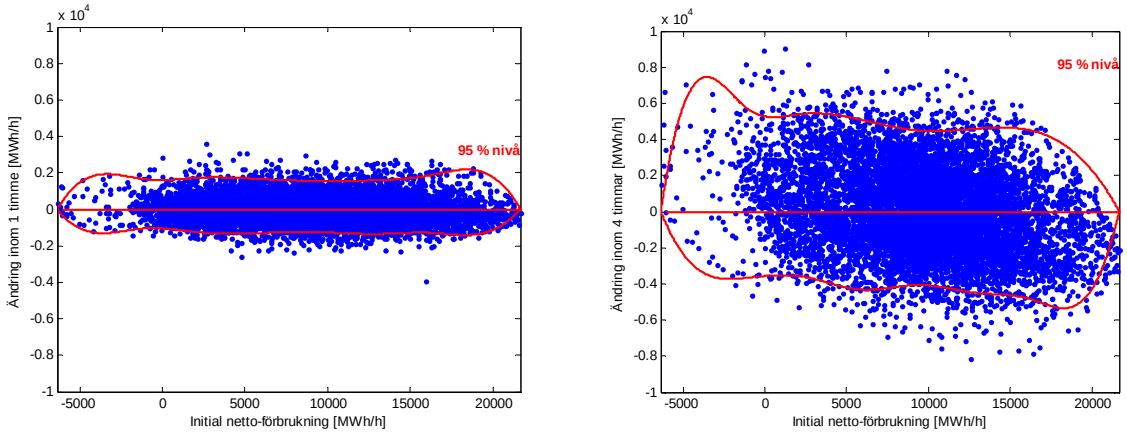
Figur 22 visar hur nettoförbrukningen ändras för en given nivå på förbrukning, vindkraft och solkraft. Den nedre kurvan är beräknad genom att man först för varje timme beräknar

nettoförbrukning = förbrukning – vindkraft – 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

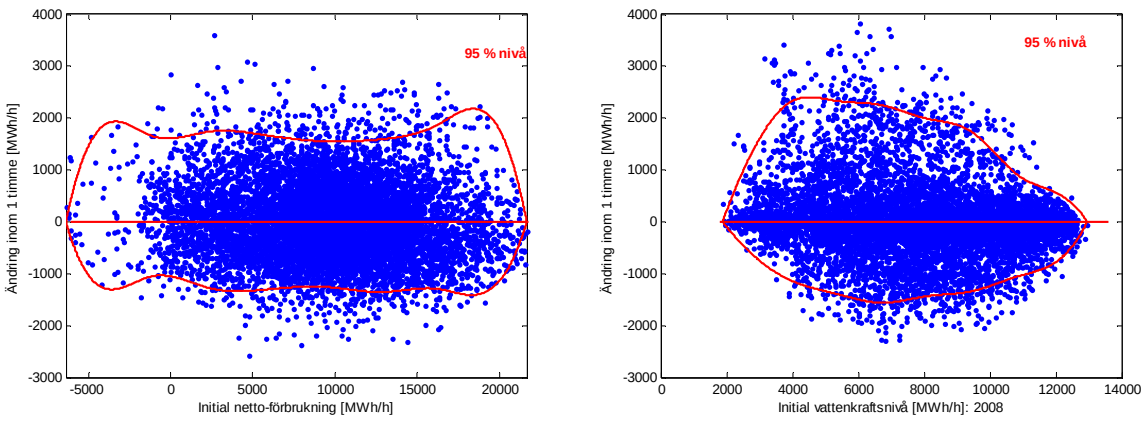
Utmaningen i samtliga kraftsystem är att på ett tillförlitligt sätt hålla balansen mellan produktion och konsumtion. Detta innebär att man både måste klara alla olika förbrukningsnivåer, men också förändringen mellan olika situationer. I Figur 3 visades hur enbart elförbrukningen varierade mellan enskilda 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 driftstid 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, driftstid 10 timmar/år och 2910 MW så blir den totala intäkten 2910*10*5*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.

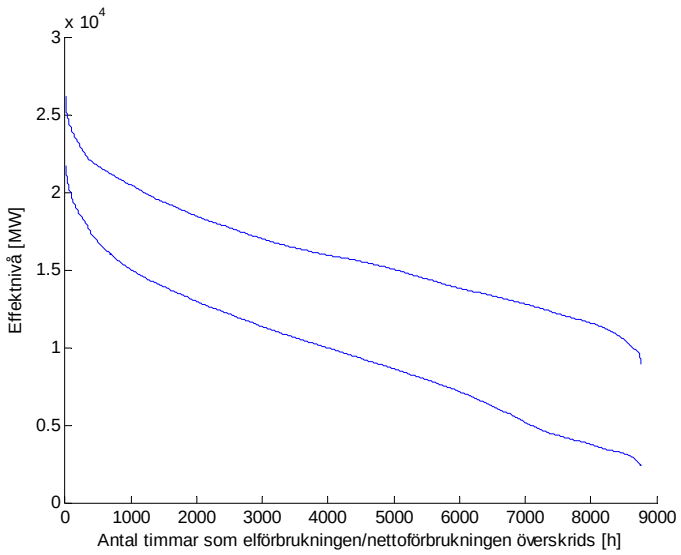
Del 2 behandlar huvudsakligen fråga A. ovan, men punkten B får mer utrymme och olika sätt att hantera denna beskrivs och analyseras. Även C utreds kvantitativt.

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 elförbrukningens (överst) och nettoförbrukningens (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 elkonsumtion 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

nettoförbrukning = förbrukning – vindkraft – solkraft

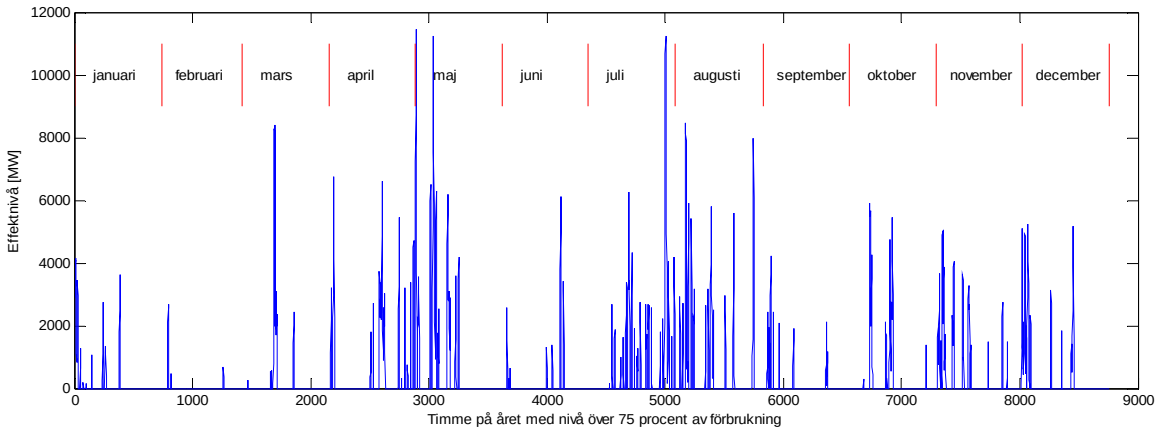
Om denna nivå är lägre än 25 procent av förbrukningen så sätts den till 25 procent av förbrukningen. Sedan läggs samtliga värden i fallande ordning och då erhålls nettoförbrukningens varaktighetskurva. Den mängd energi i detta fall som ”tagits bort”, dvs det som överstiger 75 procent av förbrukningen 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.

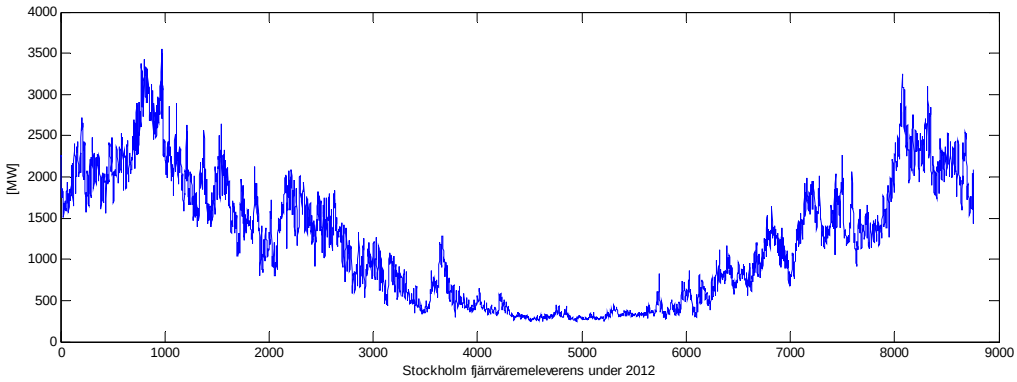
3: Användning i fjärrvärme: Antag att alternativet till att använda de nämnda 3 TWh är att spilla dem enligt förslag 1. Det innebär i så fall att kostnaden för att använda detta bör vara mycket låg. Ett sätt är att använda elpatroner (elpannor) i fjärrvärmen. Investeringen för dessa bör vara låg, så 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 överskrids. Totalt överskrids 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.



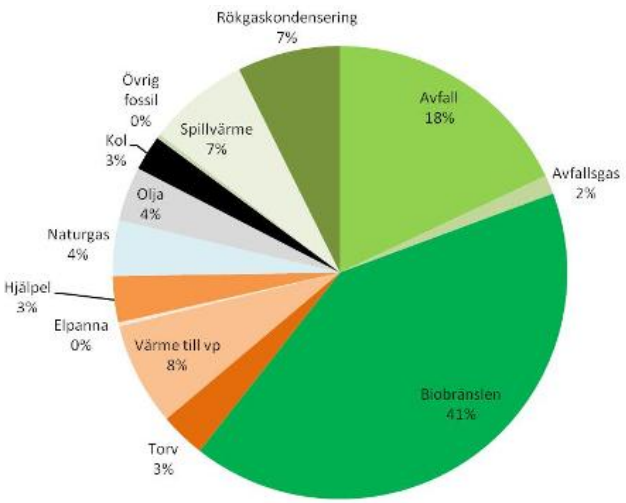
Figur 26 Timme på året i Exempel 2 då vind+sol överstiger 75 procent av elförbrukningen.

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.

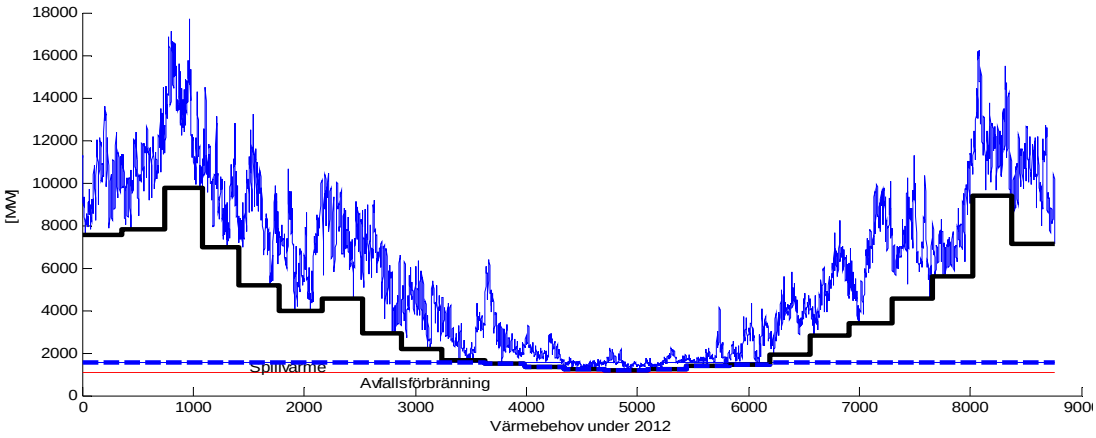


Figur 28 Total fjärrvärmeproduktion och källor under 2011 i Sverige (Svensk Fjärrvärme, 2012). Total värmeproduktion: 53,4 TWh.

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.
- Spillvärmen antas också köras så konstant som möjligt över året. När inte underlaget räcker (unders sommaren) 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.

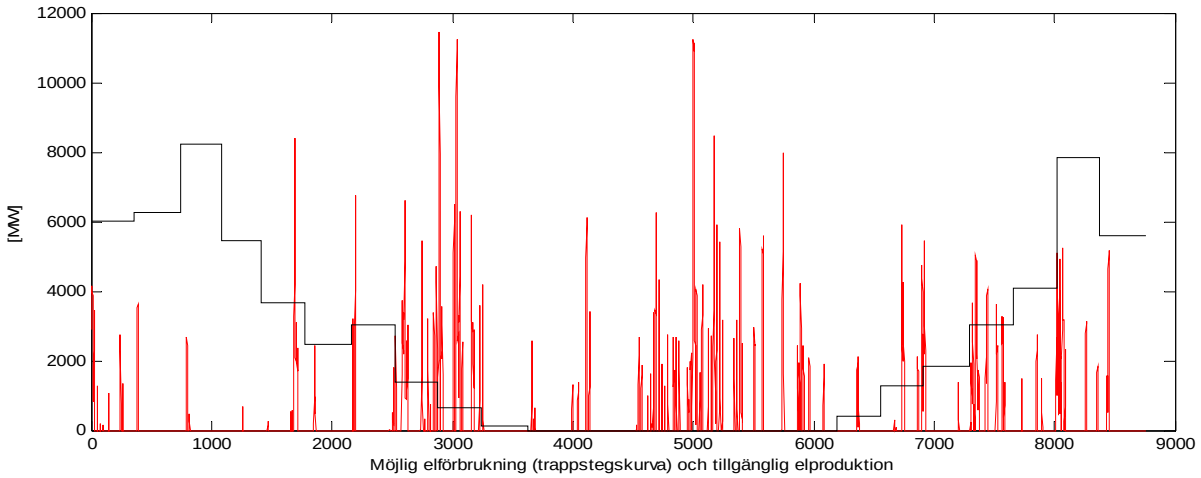


Figur 29 Svensk fjärrvärme-produktion per timme under 2011 med antaganden enligt ovan

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.



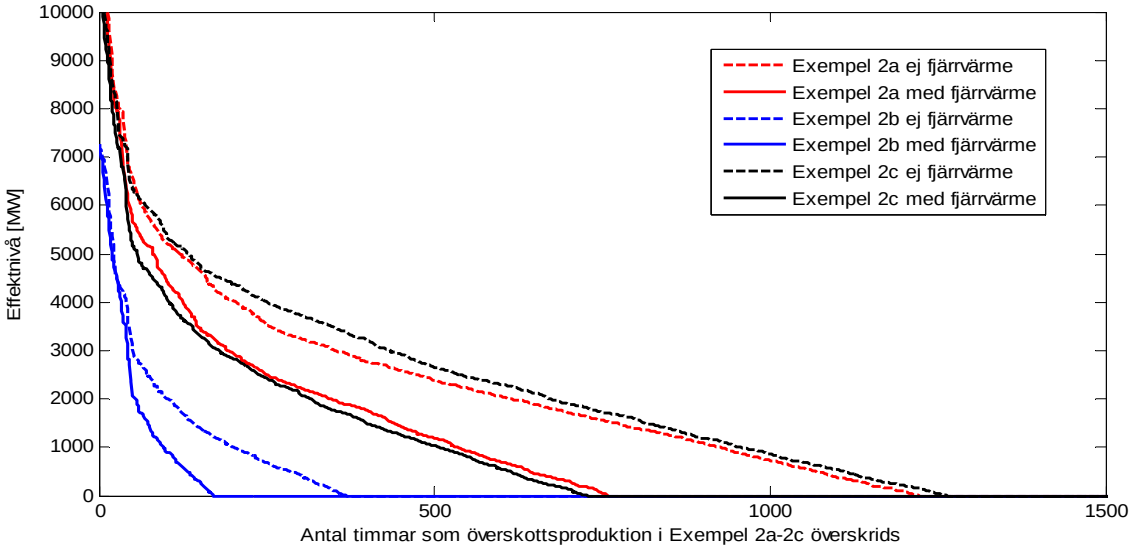
Figur 30 Tillgänglig elproduktion från Figur 26 och utrymme i fjärrvärmesystemet enligt Figur 29

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.

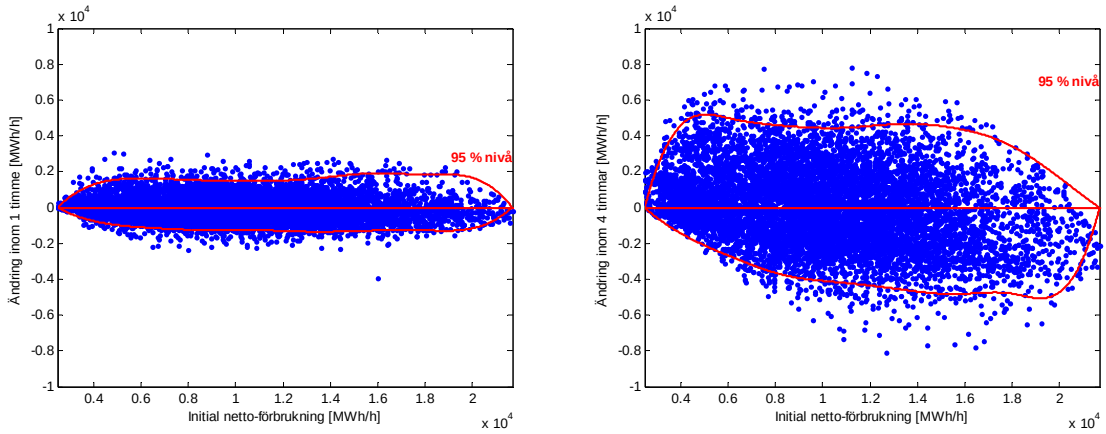


Figur 31 Varaktighetskurvor för överskott före och efter användning i fjärrvärme för Exempel 2a, 2b och 2c

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

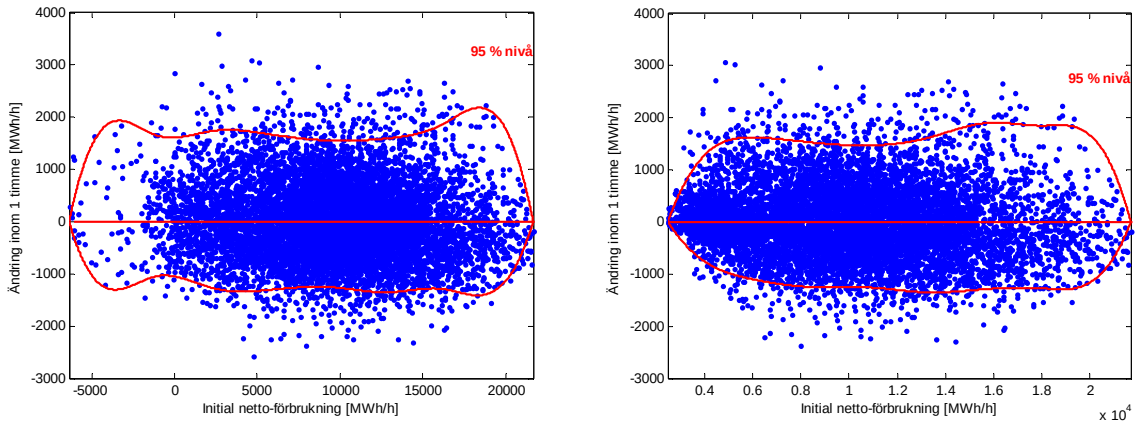
På samma sätt som exempel 1 måste man klara alla olika förbrukningsnivåer, men också förändringen mellan olika situationer. I Figur 23 visades nettoförbrukningens variation när man i Exempel 1 beaktade 45 TWh vindkraft och 10 TWh sol-kraft dvs ingen effektbegränsning . På samma sätt kan man visa detta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

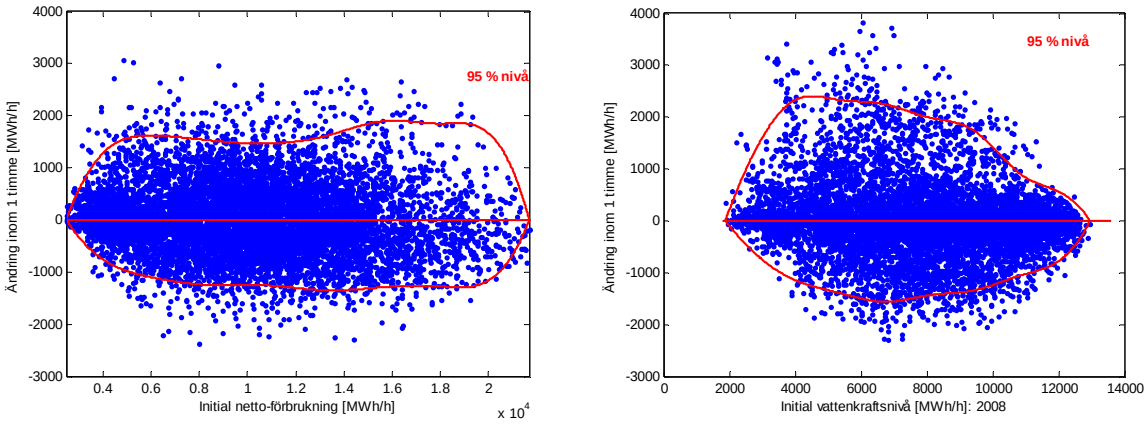
I Figur 33 visas som jämförelse nettoförbrukningens variation mellan två timmar för Exempel 1 och grundfallet i Exempel 2.



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

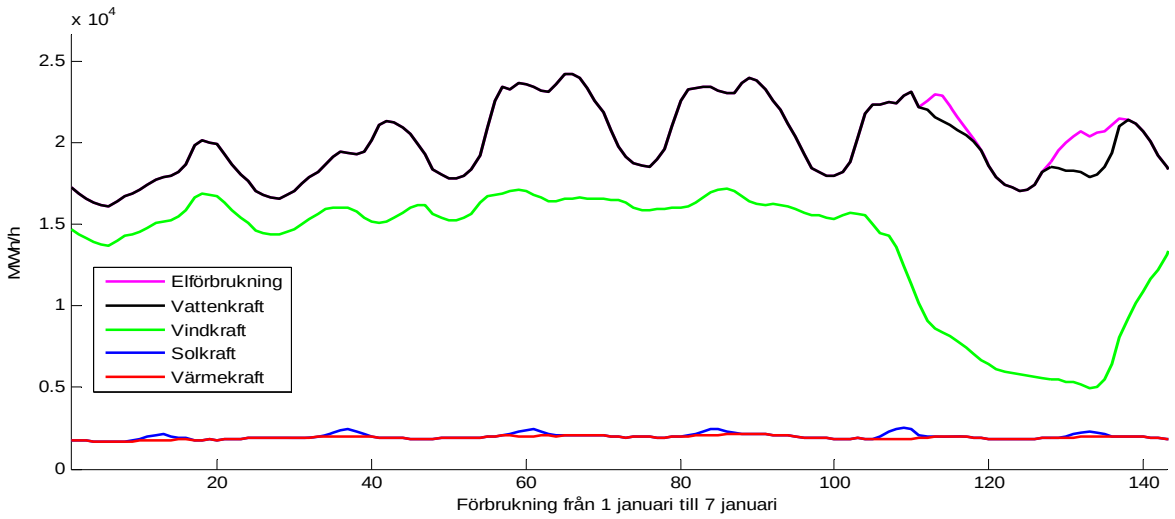
I detta exempel studeras energiförsörjningen under ett specifikt år där kärnkraften antas avvecklad helt och 55 TWh vind- och solkraft antas tillfört. Förutsättningarna är:

- 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.

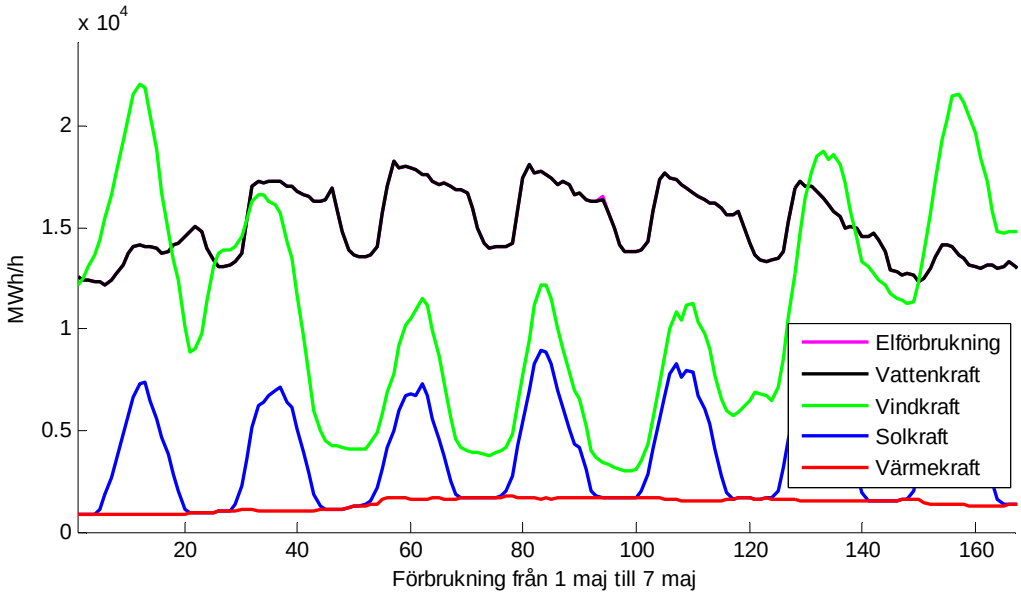
Ett exempel visas i Figur 35 gällande första veckan i januari.



Figur 35 Energibalans för Exempel 3, 1-7 januari

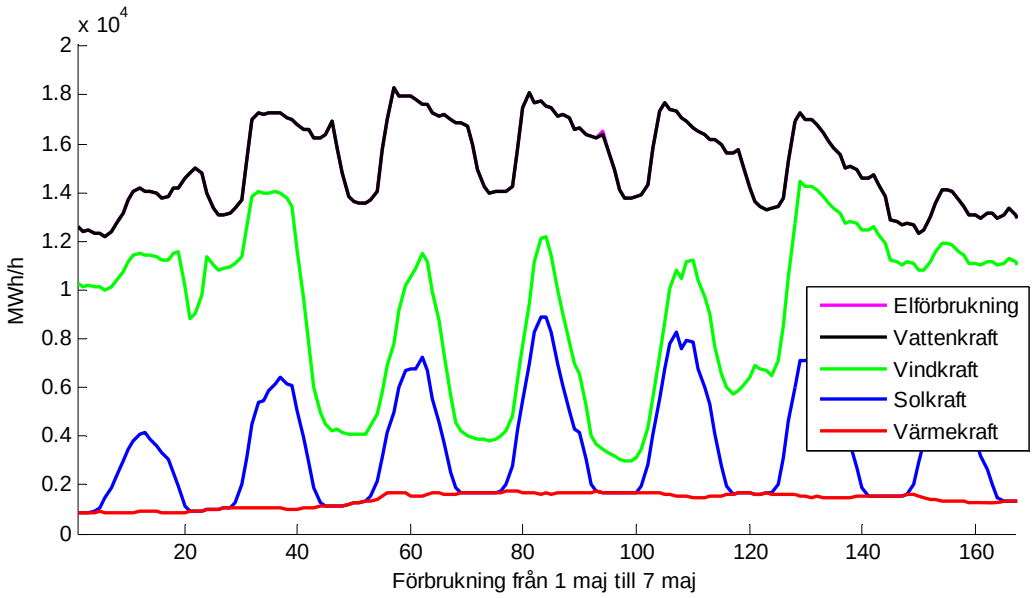
Som framgår av figuren så är det ganska konstant elproduktion från värmekraften, solkraften ger ett litet bidrag och vindkraften begränsas vilket syns genom att den håller en relativt konstant marginal till elförbrukningen. Vattenkraftens effekt räcker nästan hela tiden, men de två sista dagarna är elförbrukningen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

Figur 36 visar motsvarande för tidsperioden 1-7 maj. Vid denna tid är solkraftsproduktionenbetydligt 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.

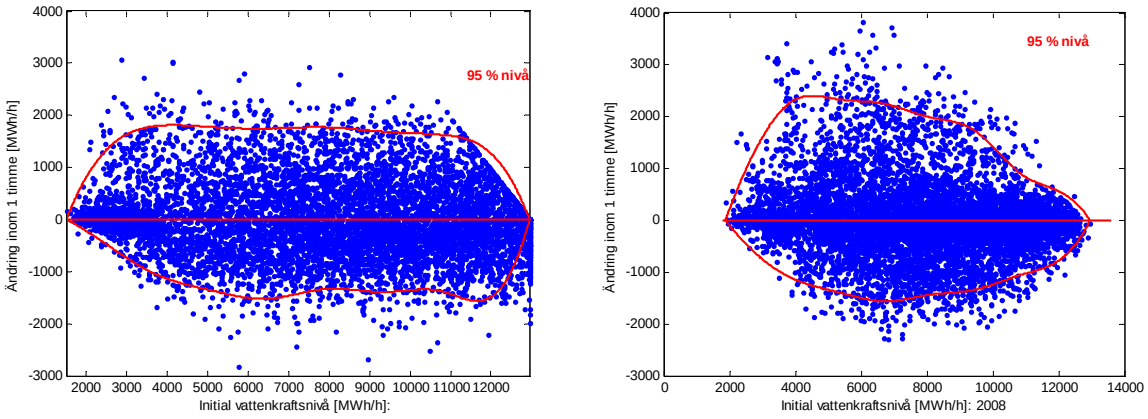


Figur 37 Energibalans för Exempel 3, 1-7 maj. Med begränsning av sol- eller vindkraft till max 75 procent av förbrukning

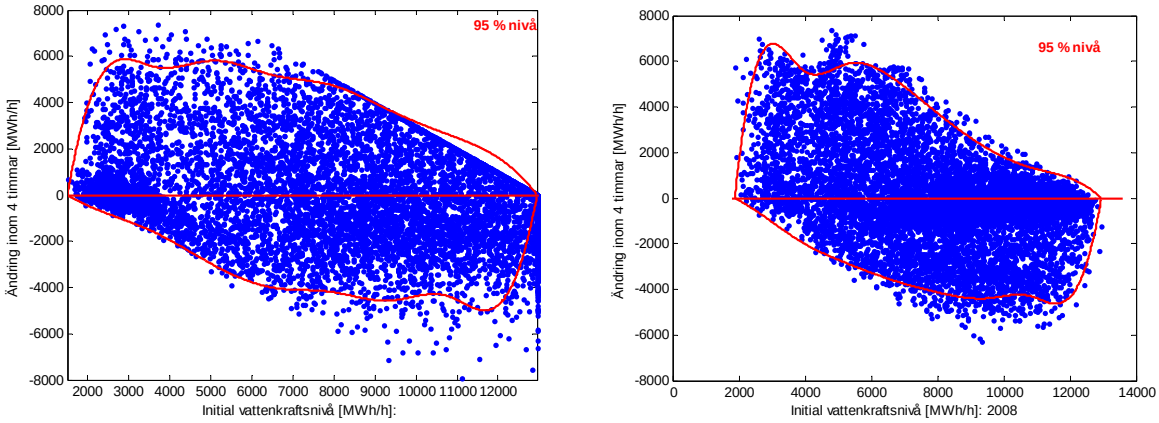
Figur 35 och Figur 37 visade två exempel. På motsvarande sätt kan dessa figurer tas fram för hela året. Beräkningarna är förenklade på så sätt vattenkraften endast beskrivits med en maximal gräns. Vad som ytterligare behöver studeras inkluderar om energin finns tillgänglig, om vattenkraftens effekt kan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



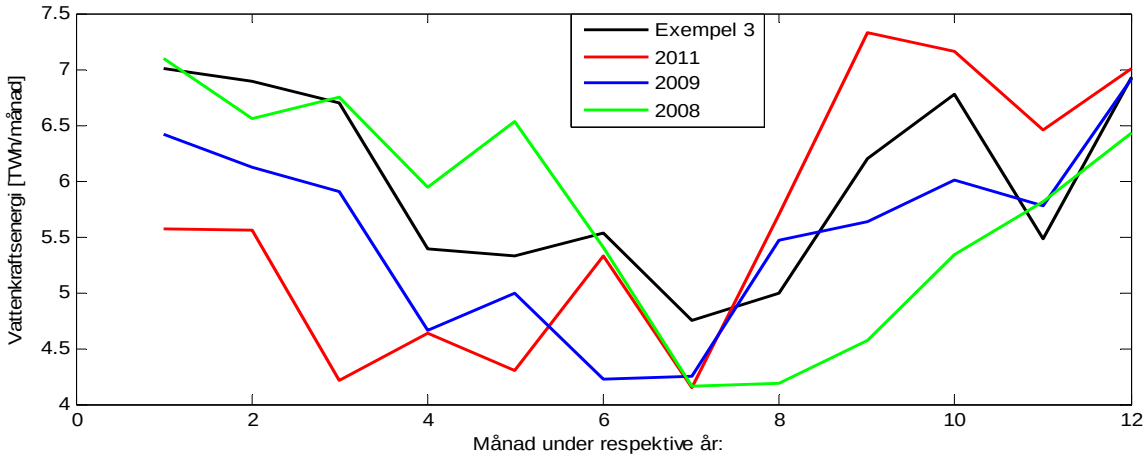
Figur 38 Ändringar av vattenkraftens produktion inom en timme för Exempel 3 (vänster) och 2008 (höger), från Figur 11.



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

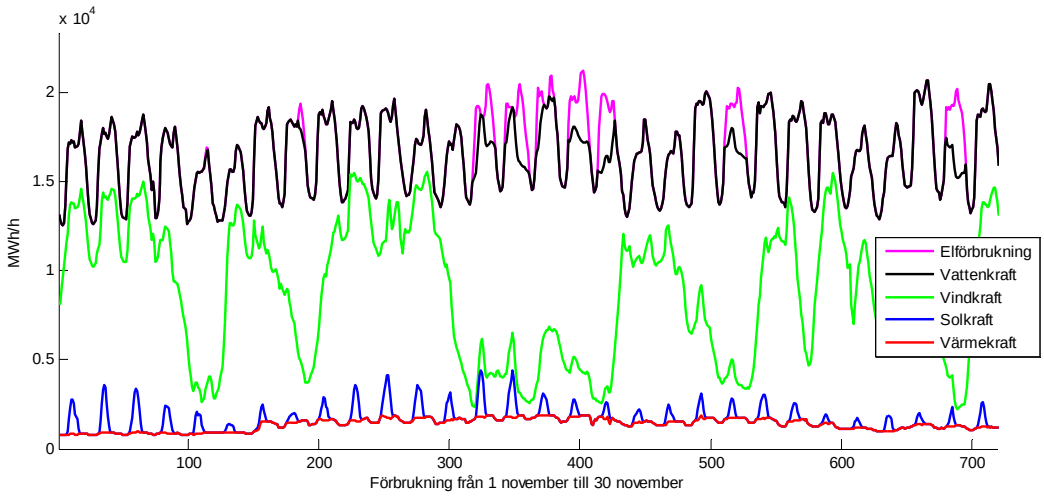
Det kan noteras att det i Exempel 3 inte satts någon nedre gräns. Den faktiska gräns som erhållits blev 1505 MW vilket är något lägre än vad som faktiskt erhölls 2008, 1875 MW. Man kan också notera att maxnivån, 12951 MW erhölls fler gånger i Exempel 3 än under 2008.

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).

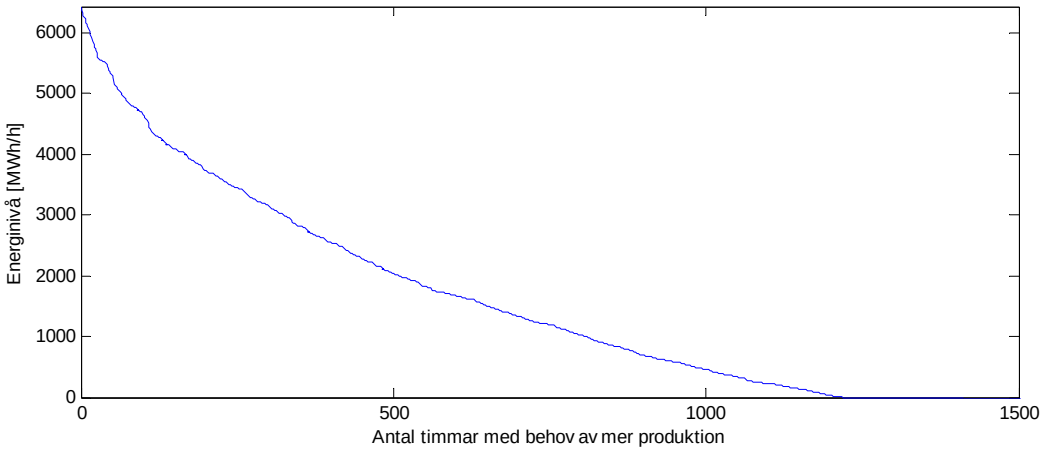
Det är ingen strukturell skillnad mellan vattenkraftsanvändningen över året i Exempel 3 jämfört med de andra åren. Dock kan noteras att vattenenergin under november minskade med ca 1 TWh. Detta beror på att vindkraften producerade relativt mycket under denna period, se Figur 41. Den årliga vattenkraftsproduktionen 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 ”blåsigt 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 vattenkraftsystemet 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):

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

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 vattenkraftspill, vindkraftspill, 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 vindkraftspill. Detta gör att man i modell-resultatet kan identifiera tydligt om det blir ett överskott. Vattenkraftspill 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 hör 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)

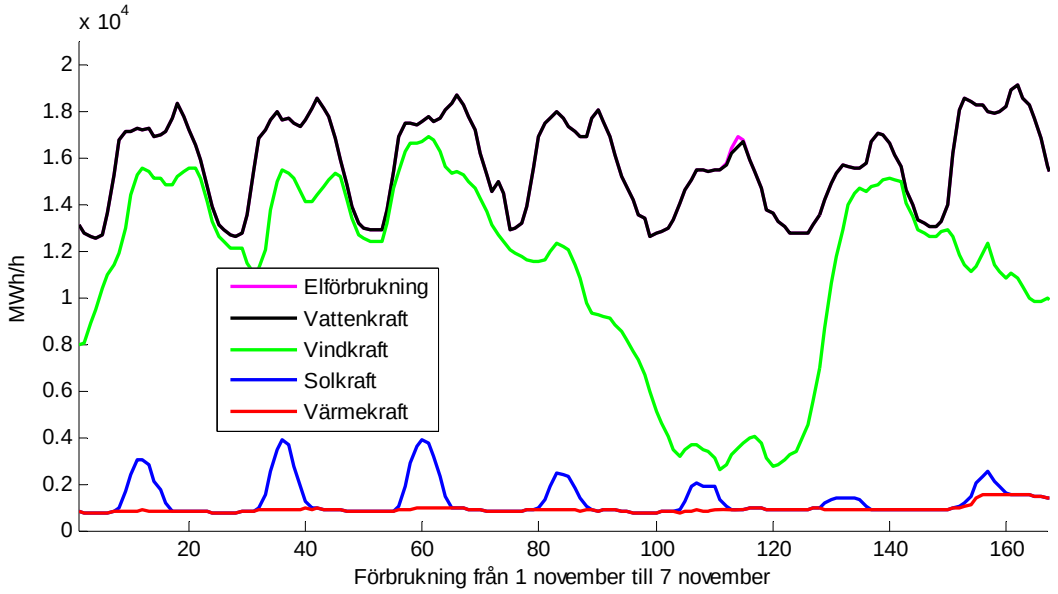
Tabell 8 Ekvationer och förhållanden vilka måste beaktas vid simulering av det svenska vattenkraftssystemet.

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.

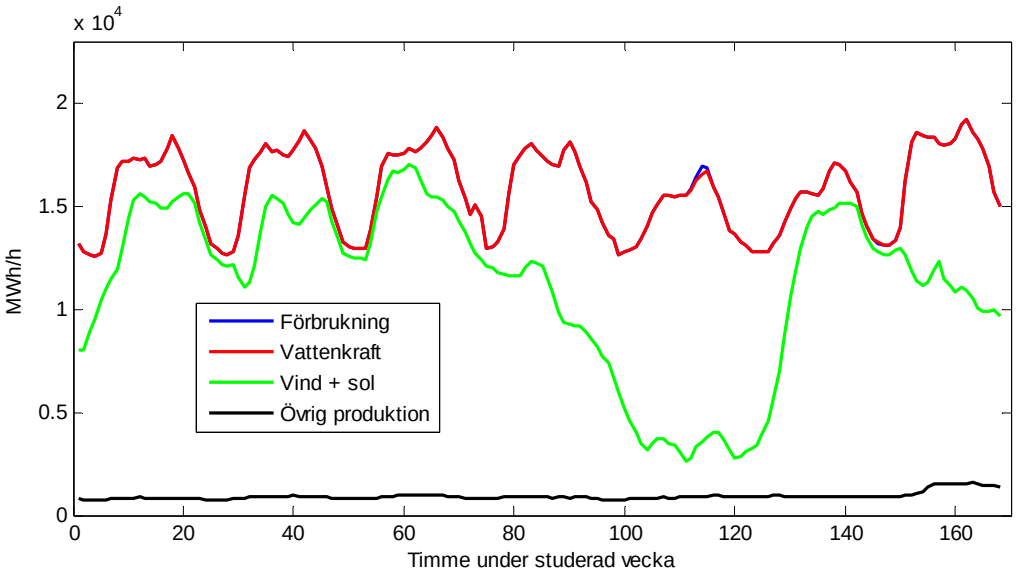
Den önskade vattenkraftsproduktionen i Figur 43 avser total produktion i Sverige. I detta exempel antas att det inte finns några nätbegränsningar. Det är inga metodproblem med detta, men de beräkningar som gjorts för Figur 37 har inte gjort någon uppdelning i områden. Att studera hela Sverige (utan nätbegränsningar) 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 Vänern 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. Programment 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*168(timmar)*256(kraftverk) = 86016 variabler bara för produktionen. Tillkommer tappning, spill, magasinsnivåer 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.

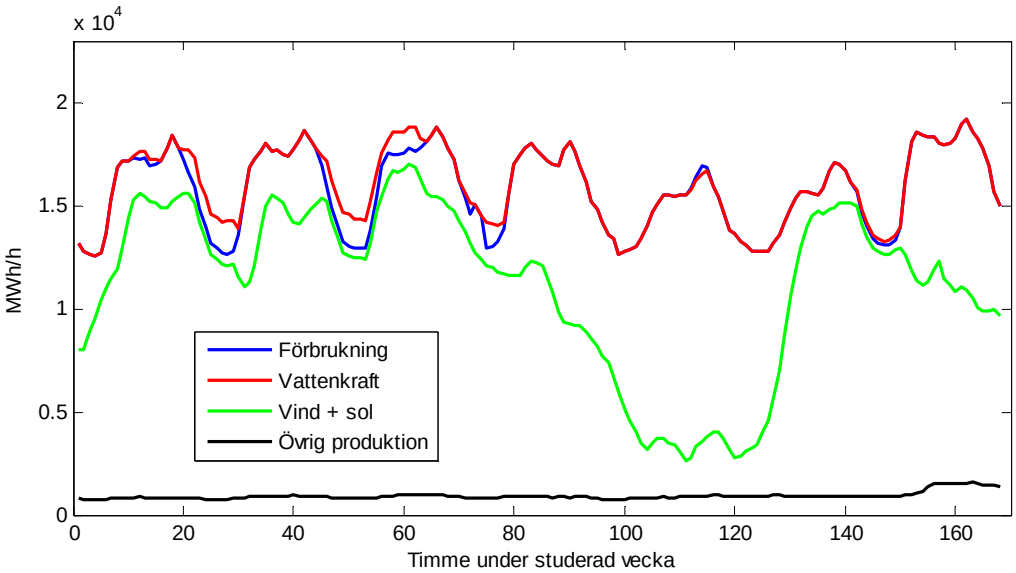


Figur 44 Resultat med modellen ovan och data enligt Figur 43 och Tabell 9.

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”.

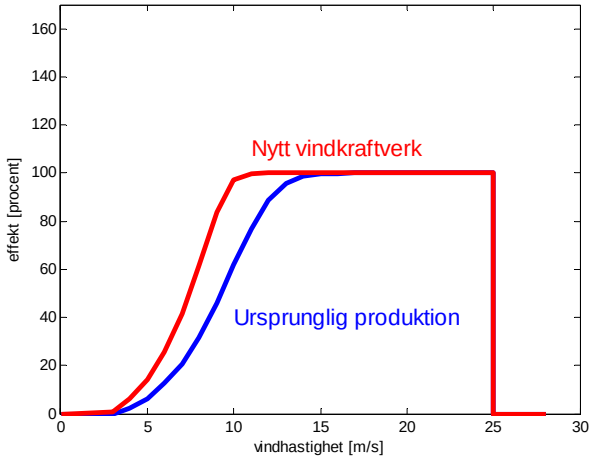
I nästa test studeras samma vecka som den i Figur 43, men vi antar att vindkraften kan tillåtas komma upp i 90% av total förbrukning istället för 75%. Här antas också en högre tillrinning: Ovan antogs att tillrinningen var 78% av årsmedeltillrinningen, här antas istället 160% av årsmedeltillrinningen. 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 spilld 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.

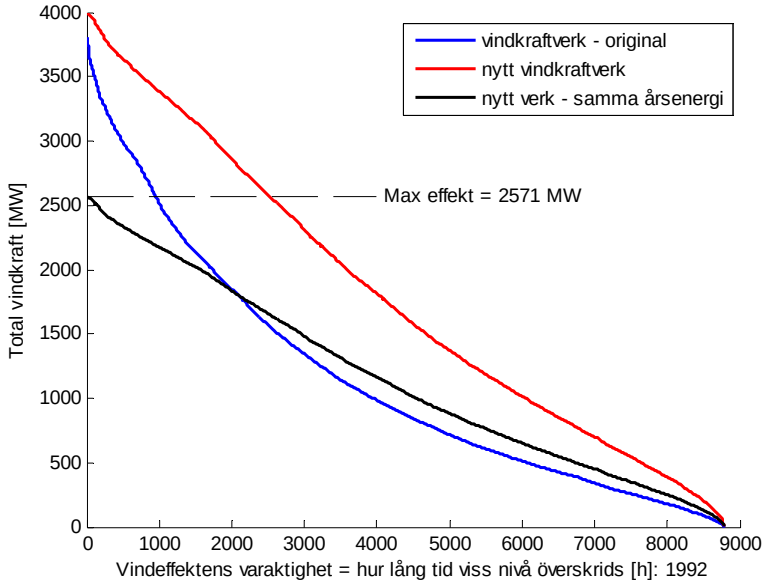


Figur 46 Vind-effektfunktion för ett det nyare vindkraftverket jämfört med det i Figur 13

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

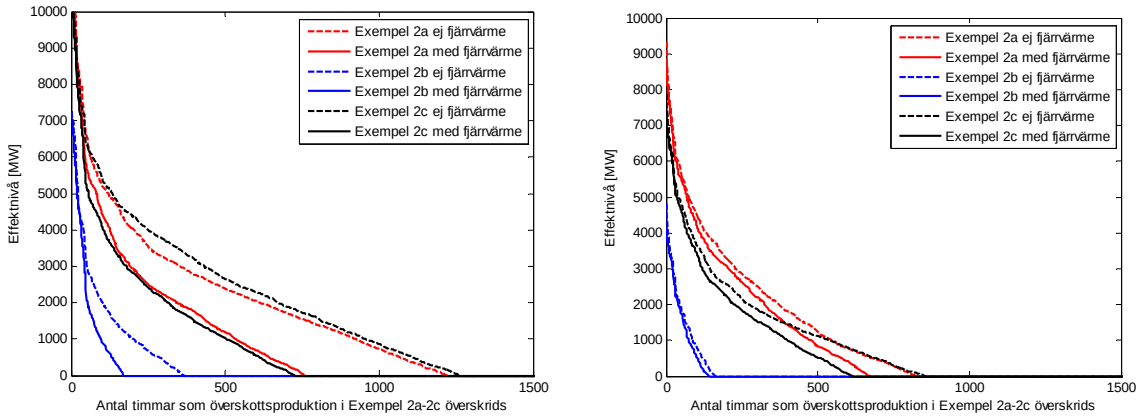
De vindkraftsdata som använts är från (Magnusson, 2004) och består av tidsserier med elproduktion från varje plats, dvs det finns inga data för vindstyrkor. Men om man studerar kurvorna i Figur 46 så ser man att varje effekt-punkt på kurvan för ”Ursprunglig produktion” motsvarar en unik punkt för ”Nytt 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)

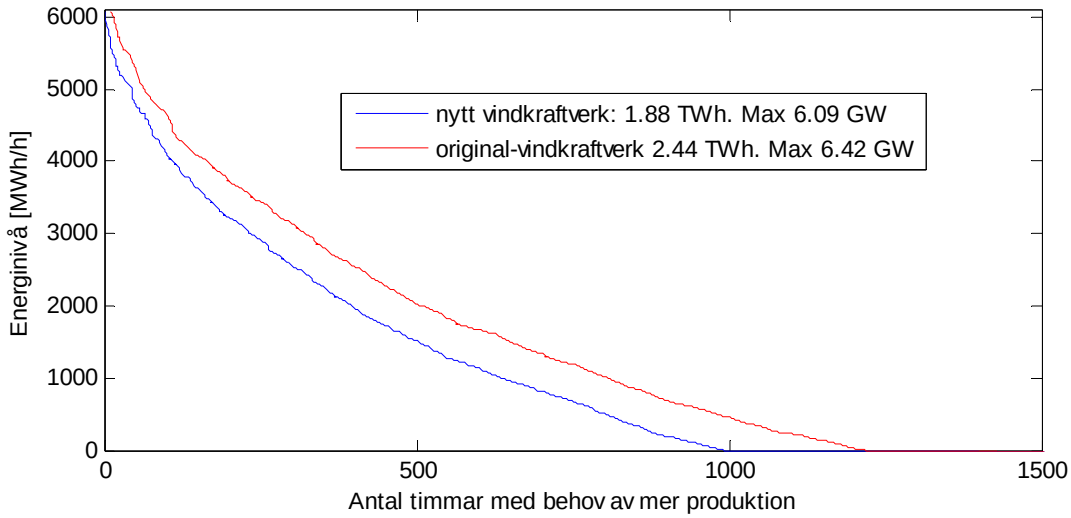
Figur 48 visar varaktighetskurvor för vilket överskott (produktion i sol+vind som överstiger kravet man har från en viss procent av elförbrukningen) man erhåller för olika fall och med olika typer av vindkraftverk. Den totala överskotts-energin per år för de olika fallen visas i Tabell 10.

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 Överskottsenergier 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

fjärrvärmen 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

	Överskott - Spill		Underskott				Totalt
Kraftverk	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

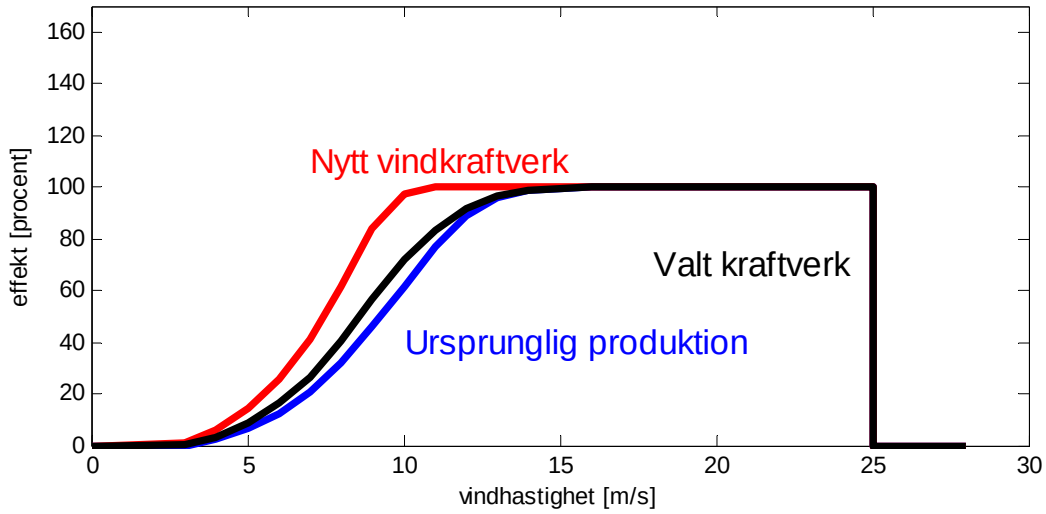
Tabell 11 Extrakostnad för överskott och underskott vid vissa antaganden

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:

$$MW(valt\ kraftverk) = MW(original) + p*[MW(nytt) - MW(original)]$$

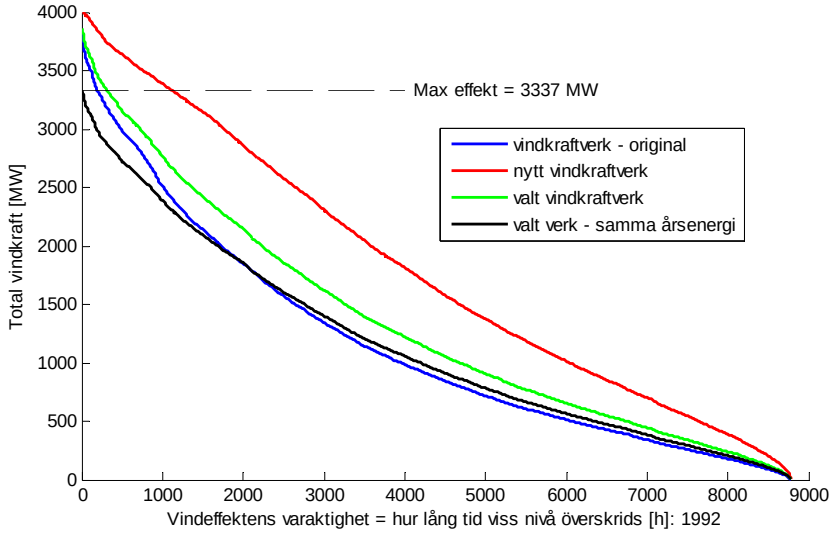
Om man sätter *p=0,283,* erhålls en genomsnittlig elproduktion om 11,25 TWh för de 10 studerade åren vid 4000 MW installerad effekt. I originaldata ger 4000 MW 9,6987 TWh som årsgenomsnitt. Här antas att 4000 MW ska motsvara 2500 timmars utnyttjningstid, dvs 10 TWh som genomsnitt. Detta beror dock på 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 ➔ 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 erhölls 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:

a) 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.
b) 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.
c) 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.
d) 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.
e) 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.
f) 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 simuleringsstrategin används följande uppsättning vilket därmed inkluderar vissa antaganden.

n) En utmaning är att sätta magasinsnivåer 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 magasinen 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 netto-förbrukningen 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.

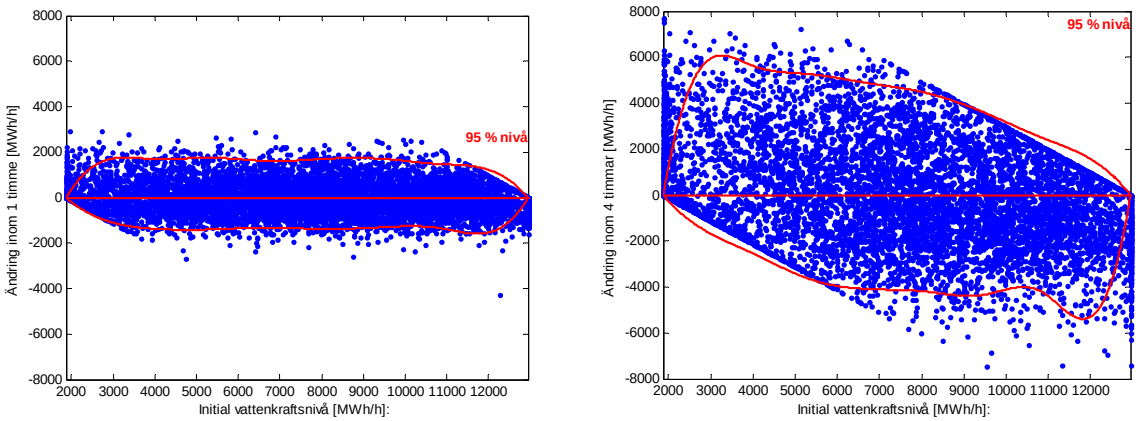
Storhet	Tabell 12	1	2	3	4	5
Vattenmax	12951	13800	12951	12951	12951	13800
Vattenmin	1875	1875	1800	1875	1875	1800
Sol+vind: An-del av last: %	83	83	83	90	83	90
Kraftvärme-min %	25	25	25	25	0	0
Underskott TWh	1,3	0,7	1,3	1,3	1,3	0,7
Vind-över-skott TWh	1,2	1,2	1,2	1,1	1,2	0,9
Sol-överskott TWh	0,4	0,4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

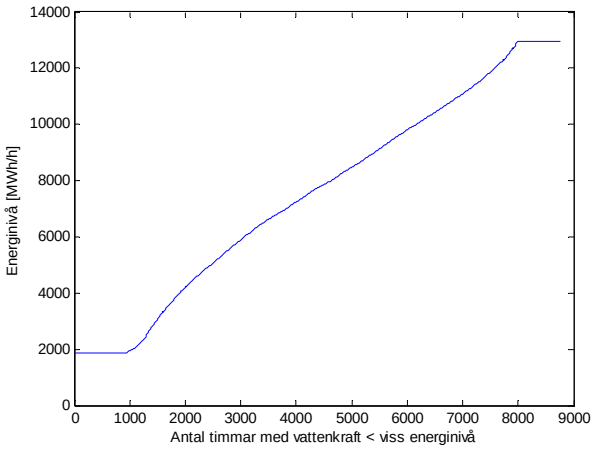
I det följande återgår vi till ursprungsdata enligt ovan. Vattenkraftens variation från timme till timme och inom intervallet 4 timmar kan studeras på samma sätt som visas i, t ex, Figur 11 Ändringar av vattenkraftens produktion inom en timme för 2008 (vänster) och 2011 (höger). Data från , se Figur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

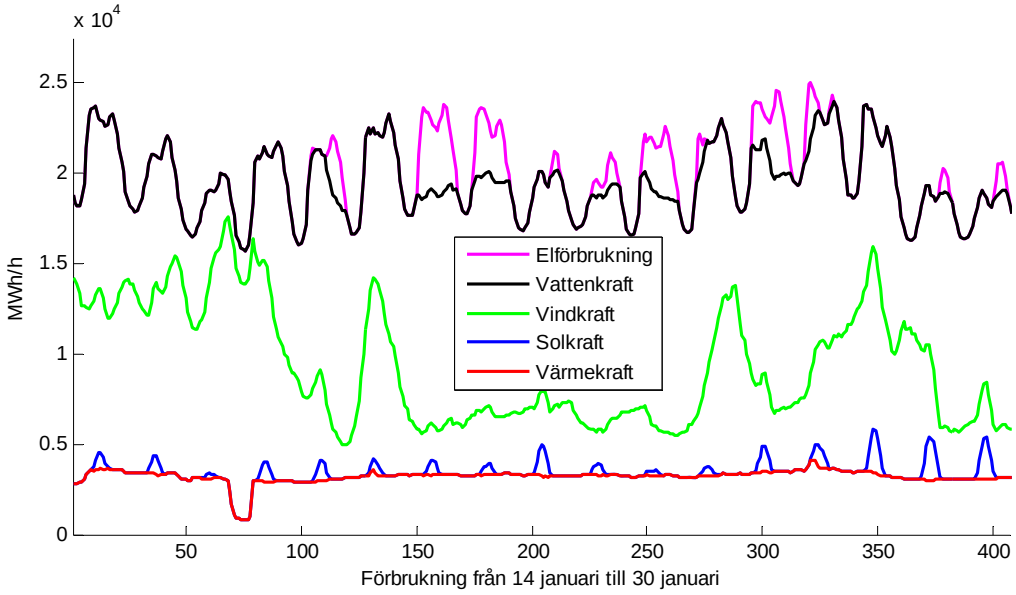


Figur 53 Varaktighetskurva för vattenkraftsproduktion efter den preliminära simuleringen

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

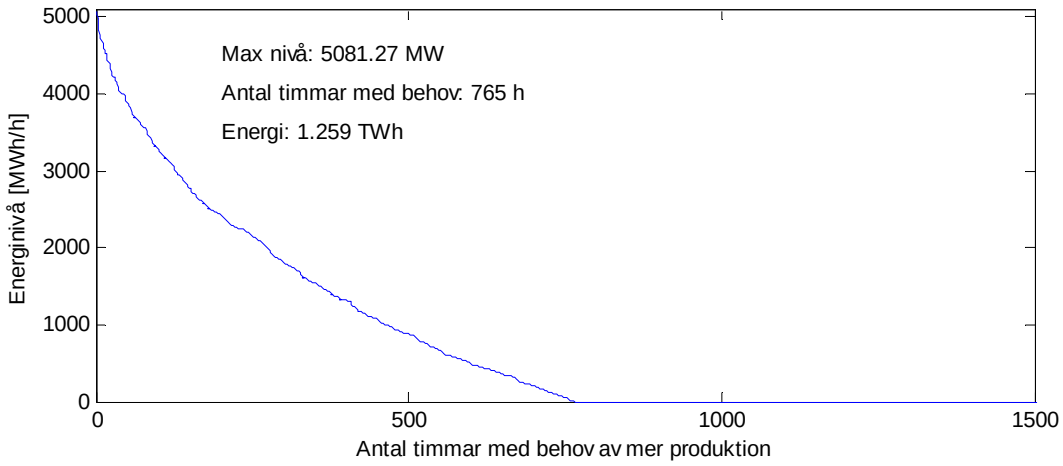
6.5.3 Preliminär simulering – underskott

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.



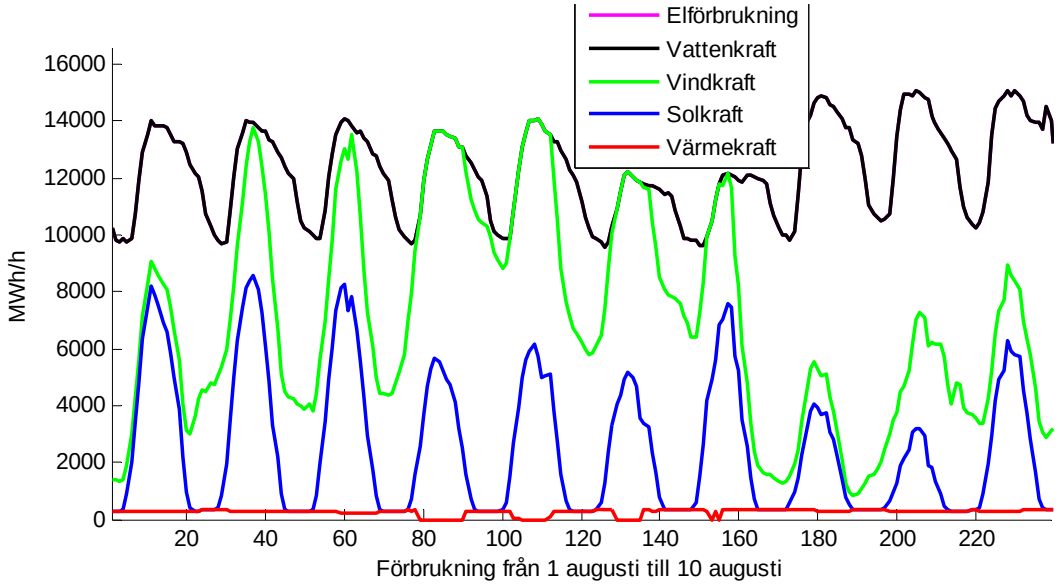
Figur 55 Varaktighetskurva för underskottet vilket måste täckas med annan produktion.

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 möjliget 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*0,315789 +1,259*900=2738 MSEK/år. Om vi antar att energi-inköp normalt kostar 50 öre/kWh, så blir merkostnaden 2738 -1,259*500=2108 MSEK/år. Med en elförbrukning om 139,2 TWh innebär detta en kostnad om 2108 MSEK/139,2 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

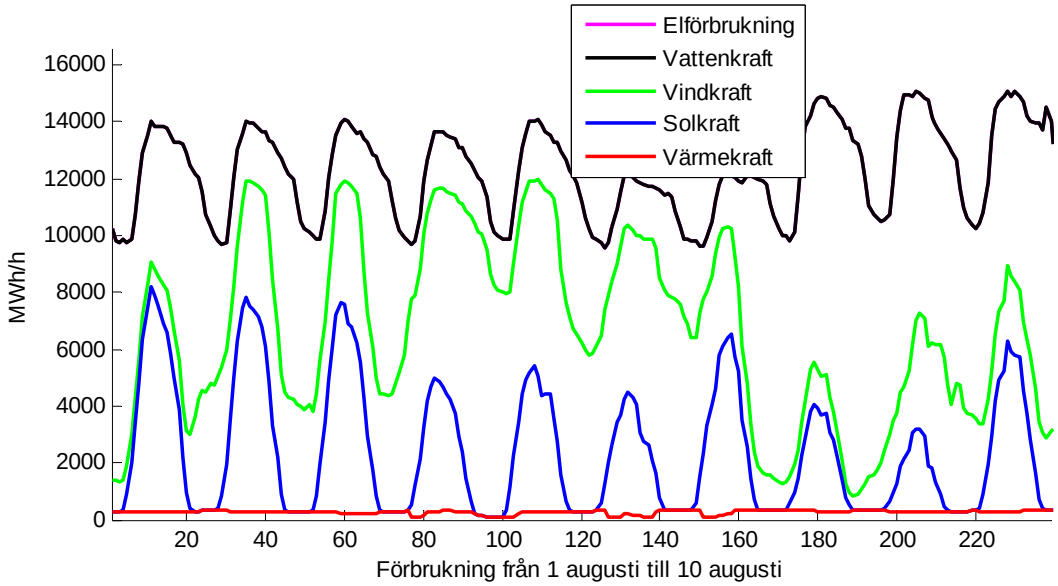
Först antas här att det inte finns några begränsningar gällande minimalt vatten, maximal andel av produktionen som kan täckas av vind+sol eller minimal nivå på kraftvärme. Detta visas för en period i början av augusti i Figur 56



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 kraftvärmen 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.

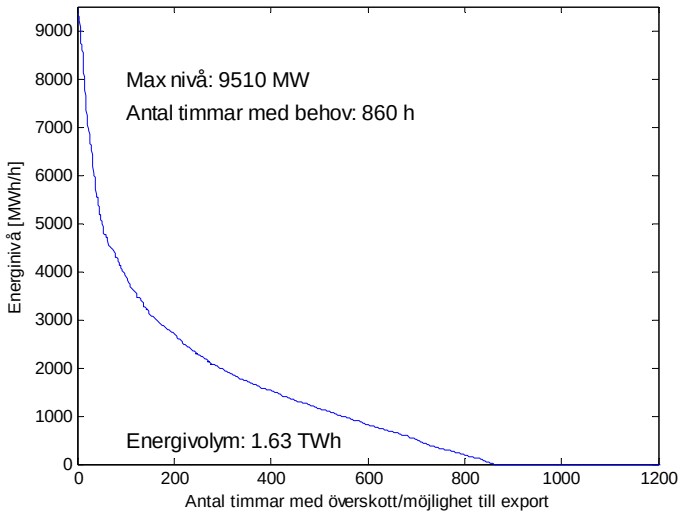
Här antas att detta körschema inte är möjligt utan man måste minst ha 1875 MW vattenkraft, sol+vind kan högst vara 83 procent av elförbrukningen och kraftvärmen kan endast minska till 25 procent av ursprungsnivån. Om man antar detta så erhålls istället ett körschema enligt Figur 57.



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

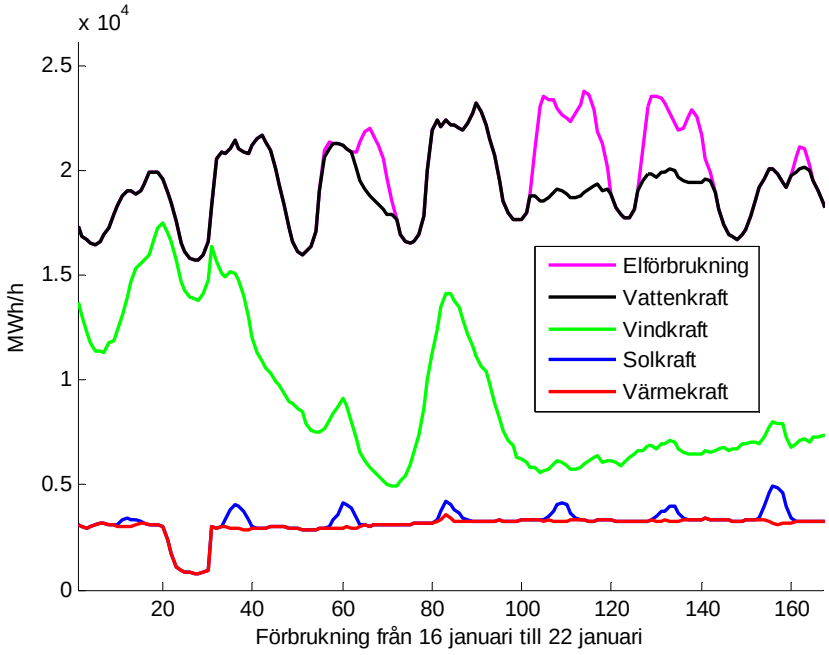
I detta exempel beräknas enbart detta överskott. Möjliga användningsområden (vilket inte utreds) är ersättning av bränsle i fjärrvärmen (se ovan avsnitt 5.5), ersätta bränsle i t.ex. pelletspannor, export, ladda elbilar etc. Om man antar att all denna energi enbart spills så innebär det att den genomsnittliga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

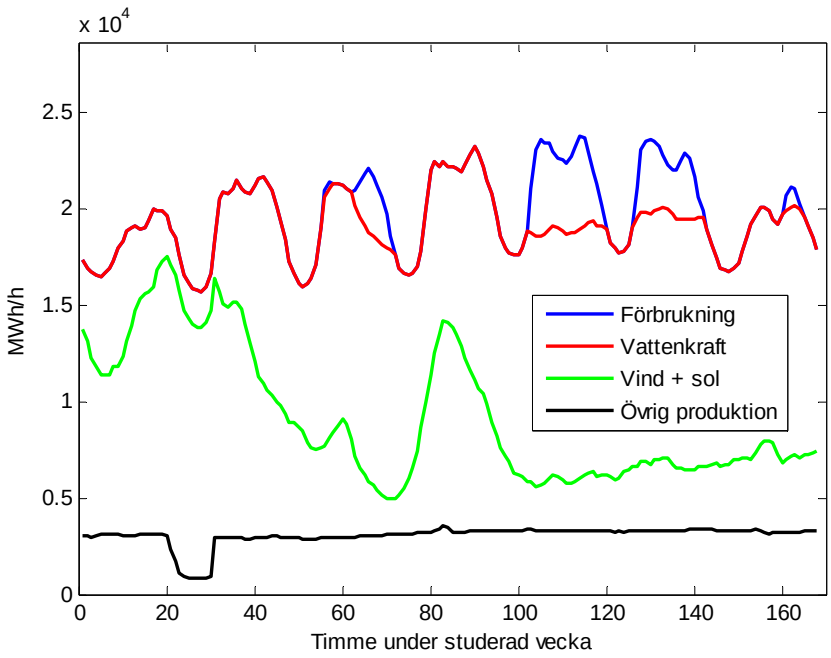
Den detaljerade simuleringen sker, som beskrivits i avsnitt 6.1, genom att man simulerar en vecka i taget. I Figur 54 visades två januari-veckor med flera timmar med underskott, dvs behov av ytterligare produktion. Här har valts veckan 16-22 januari för en detaljerad studie. Den preliminära simuleringen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



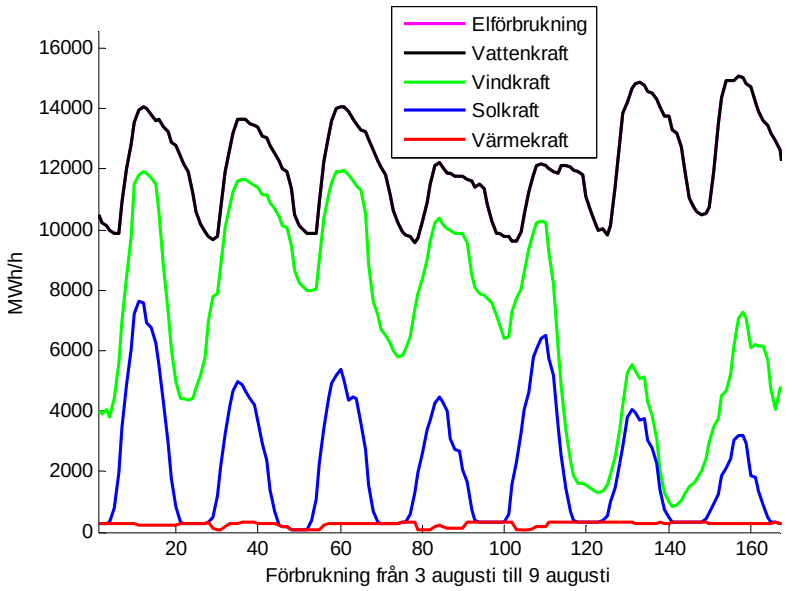
Figur 60 Samma januari-vecka som i Figur 59 med flera timmar med behov av ytterligare produktion. Resultat från detaljerad simulering.

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

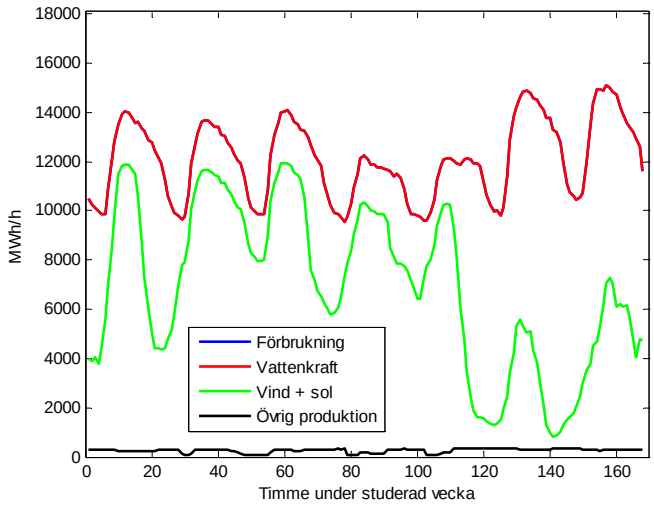
I Figur 57 visades resultatet från den preliminära simuleringen för tidsperioden 1-10 augusti. Från denna period har här valts tiden 3-9 augusti vilket motsvarar en augustivecka. Resultatet från den preliminära simuleringen visas i Figur 61.

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. Vänerns 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, magasinsnivåer 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 erhölls 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/miljömässig 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 fjärrvärmen, till export etc vilket i så fall minskar överskottet.

H. Det antas här att kraftvärmen kan minska sin produktion då detta är mer rationellt än att spilla vind och solkraft. Detta gör att utnyttjningstiden för kraftvärmen minskar från 3560 h till 3400 h. För att detta ska vara möjligt måste det dock finnas annan värmeproduktion. Det kan dock påpekas att kraftvärmen 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 förändringav 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 handels-förbindelser, 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 mojnar. 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 mojnar. 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

[vindkraft] + [vattenkraft] + [övrig produktion] + [import] = [elkonsumtion] + [export]

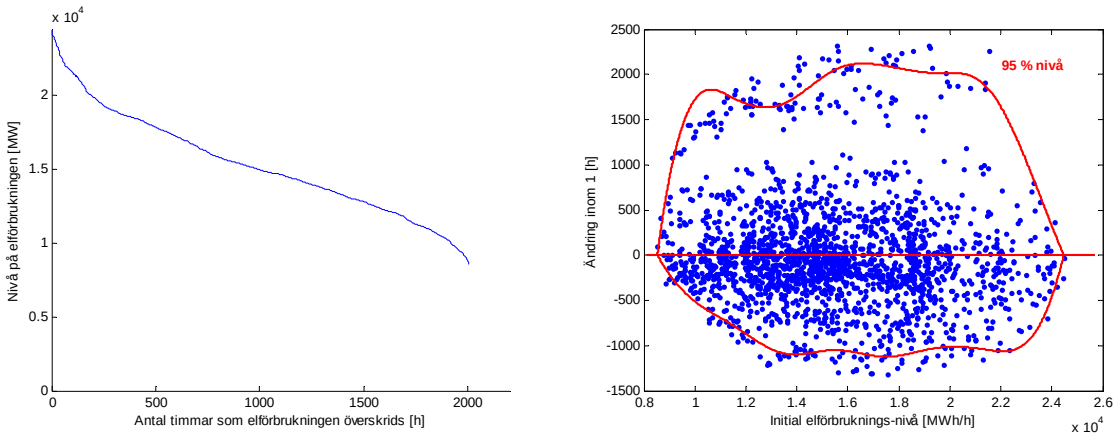
För [övrig produktion] och [elkonsumtion] har faktiska data för 2009 använts. Nedan kommer fallet med 30 TWh vindkraft att kommenteras. Detta motsvarar 12000 MW med tillgängliga data vilka har tagits från (Magnusson, 2004). Detta innebär att de resurser som finns för att balansera vindkraft och elförbrukning 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 åren, dvs samtliga 12 veckor.

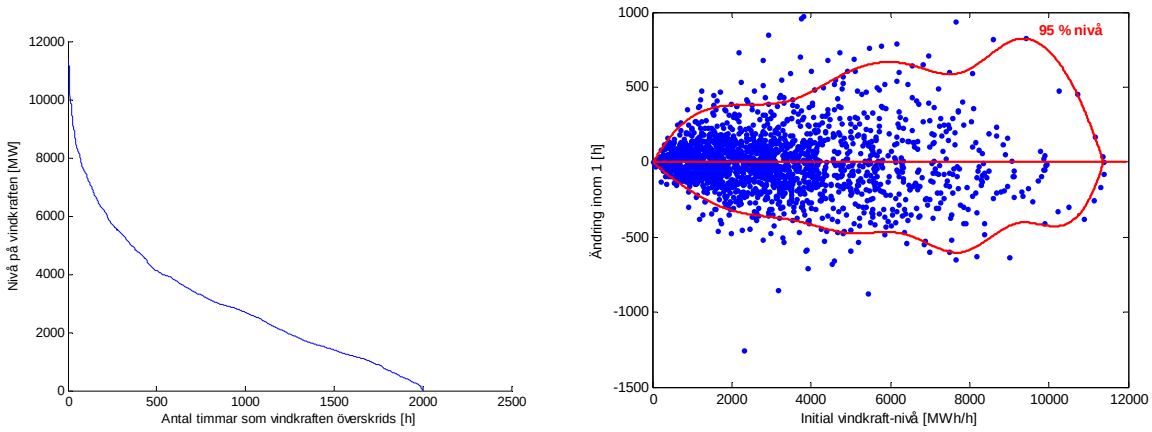
Elförbrukningens varaktighetskurva och förändring inom en timme visas i Figur 63.



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.

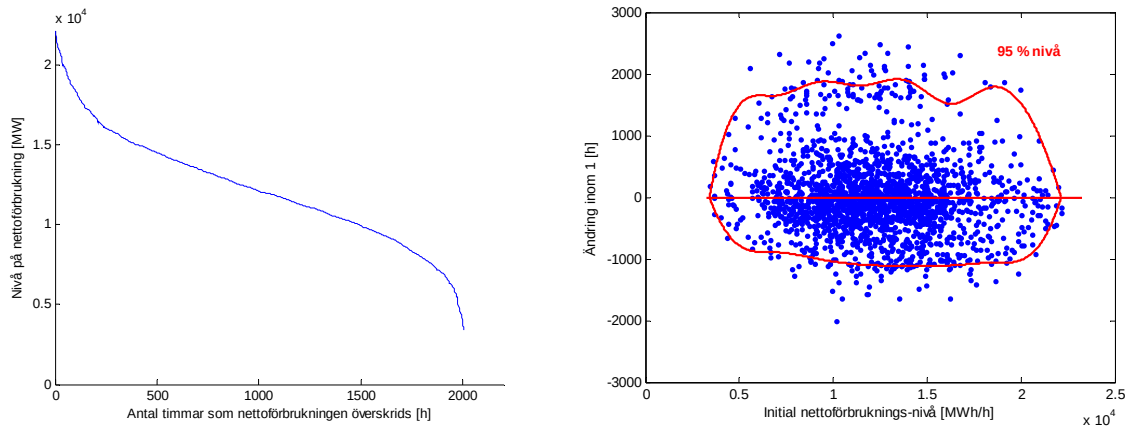
Vindkraftens varaktighetskurva och förändring inom en timme visas i Figur 64.



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).

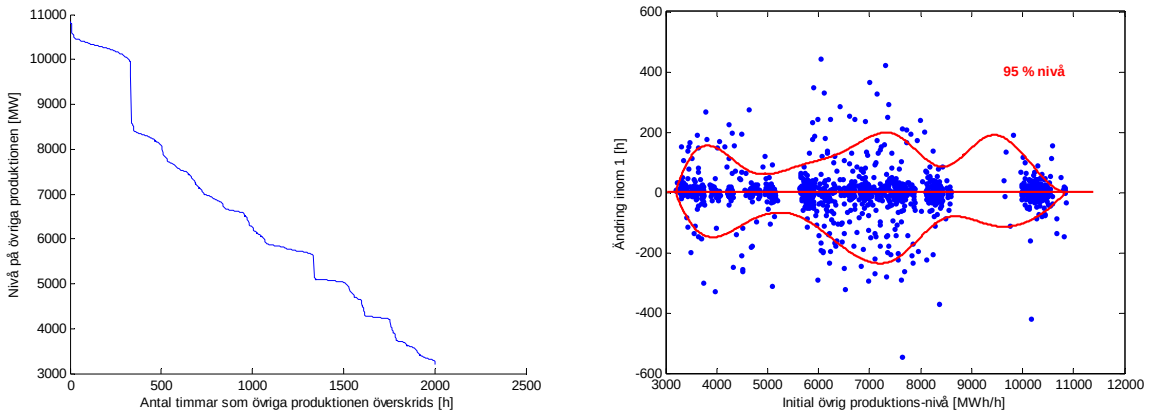
Nettoförbrukningen är [elförbrukning] – [vindkraft]. Det är dessa variationer som ska täckas av [övrig produktion], [vattenkraft] och [export/import]. Nettoförbrukningens varaktighetskurva och förändring inom en timme visas i Figur 65.



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. Förändingen inom en timme är upp till ca + 2500 MW, fast oftast är det ca 2000 MW.

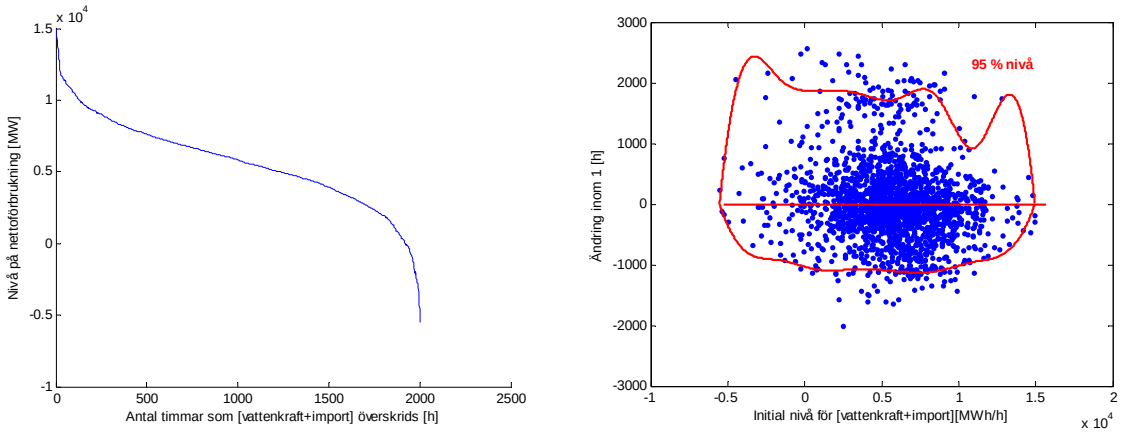
Nettoförbrukningen i Figur 65 ska täckas av [övrig produktion], [vattenkraft] och [export/import]. [Övriga produktion] styrs i praktiken inte inom varje vecka så mycket av förbrukningsvariationer, men däremot ändras denna produktion över året. Kraftvärmen producerar, t ex, mindre under sommaren då värmelasten 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.

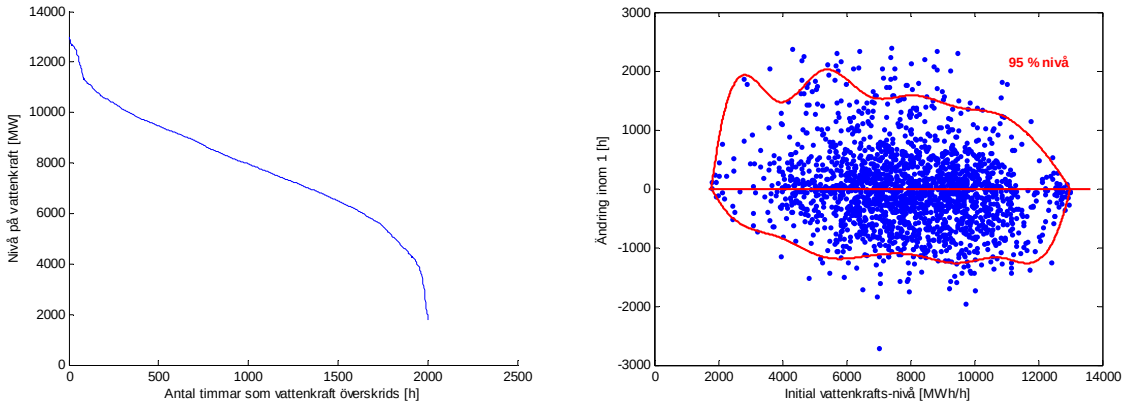
I den studerade modellen är det import/export och vattenkraft som anpassar sig för att man ska erhålla balans mellan produktion och konsumtion varje timme. Dessutom beaktas för vattenkraften de olika vattendomarna som finns samt hydrologiska bivillkor, dvs att vatten som tappas från ett kraftverk efter 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.

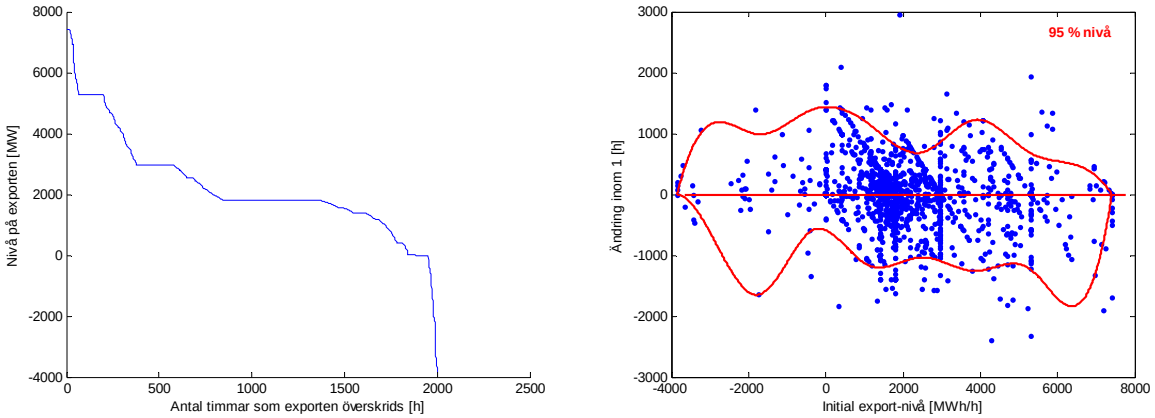


Figur 68 Vattenkraftens varaktighetskurva (vänster) och förändring inom en timme (höger).

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 varieras om det behövs. Detta gör att varaktighetskurvan visar upp en del ganska konstanta nivåer som motsvarar dessa. Som framgår att varaktighetskurvan är det 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

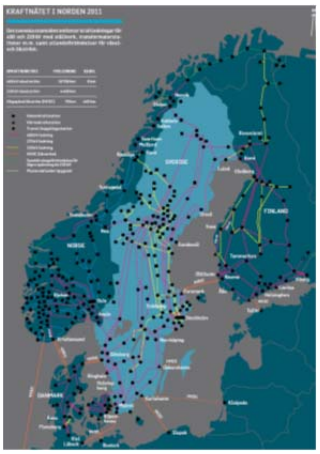
El kan i princip inte lagras. Detta innebär att så fort som el konsumeras så kommer denna produceras i en generator och även tvärtom, dvs så fort som el produceras så måste den konsumeras. Detta

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 konsumeter 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 snabbstoppar 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 generatorn 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 massströghet 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 trampare 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 kompenserats. 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.

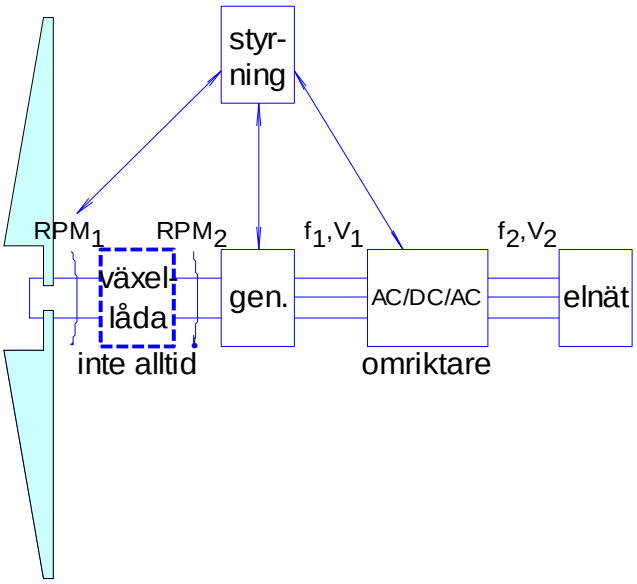
Figur 70 Kortsiktig balanshållning i ett elsystem

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 Själland) 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 gjort 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 växelströmsledningar, dvs energin i svängmassan kan överföras från det ena systemet till det andra (mas sitter på samma cykel). Dessutom är Spanien förbundet till det centraleuropeiska systemet (och dess svängmassa) genom växelströmsledningar 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 (Holttinen, 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 tillfäller importerads 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_2, 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 generatorn 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 massröghet i vindkraftverk och/eller se till att de likströmslänkar som har tekniska möjligheter också kan bidra med massröghet (dvs från massrögheten 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 växelströmsledningar, 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, medHans 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 Shee.* 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.

Holttinen. (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&eID=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 - Elfrosk 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=62db547cbceea73c86cecbe909f82f4e

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_vindkraftrapport_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.