



**ROYAL INSTITUTE
OF TECHNOLOGY**

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

**En studie om behov av reglerkraft och
överföringskapacitet**

Version 4.0

Lennart Söder

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

2014-06-22

1.	Inledning.....	4
1.1.	Planerade och möjliga fortsatta studier.....	5
1.2.	Om "problem" och "hinder"	6
2.	Funktionen i ett kraftsystem	7
2.1.	Att hålla balans i ett kraftsystem.....	7
2.2.	Överföringskapacitet	9
	Snitt 1	10
	Snitt 2	11
	Snitt 4	12
3.	Sveriges nuvarande elförsörjning.....	14
3.1.	Energibalanser	14
3.2.	Effektbalanser.....	15
3.3.	Prissättning av el	18
	Prissättning av vattenkraft	19
	Koppling mellan drift och prissättning	19
3.4.	Elhandel	20
4.	Energimöjligheter	22
4.1.	Vattenkraft	22
4.2.	Vindkraft.....	25
4.3.	Sol-el.....	33
4.4.	Kraftvärme.....	36
4.5.	Andra tekniker för förnybar produktion och balansering.....	38
4.6.	Toppeffekt	39
4.7.	Leverenssäkerhet.	41
4.7.1.	Vindkraftens effektvärde.....	41
4.7.2.	Vindkraftens effektvärde med "garanti-metoden"	45
4.7.3.	Värme kraftens effektvärde med "garanti-metoden"	47
	Metod 1: Sannolikhets-metod: Kärnkraftens effektvärde beräknad med "garanti-metoden"	48
	Metod 2: Statistik-metod: Kärnkraftens effektvärde beräknad med "garanti-metoden"	49
5.	Beräkningsmetod för att uppskatta energi- och effektbalanser vid nära 100% förnybar elproduktion i Sverige	50
5.1.	Beräkning av energi- och effektbalanser för hela Sverige	50
5.2.	Beräkning av energi- och effektbalanser för olika områden i Sverige	52

5.3.	Justering av energi- och effektbalanser för olika områden.....	53
6.	Energi- och effektbalanser vid 60 TWh vind- + sol-kraft	54
6.1.	Data: 48 TWh vind + 12 TWh sol	54
6.2.	Case A: Energibalans för hela landet.....	54
6.2.1.	Case A1: Behov av topp-effekt	56
6.2.2.	Case A1: Överskott	57
6.2.3.	Case A1: Variationer	59
6.3.	Case A1: Energibalans för olika områden.....	60
6.3.1.	Case A1: Överföring i en situation med behov av topp-effekt.....	63
6.3.2.	Case A1: Överföring i en överskotts-situation.....	64
6.3.3.	Case A1: Överföring vid dimensionering av snitt 4.	64
6.4.	Case A2: Energibalans för olika områden.....	66
6.5.	Case B1: Energibalans för hela landet	68
6.5.1.	Case B1: Överföring i en situation med hög överföring söderut genom snitt 2.	70
6.6.	Case B2: Energibalans för olika områden.....	72
6.7.	Om upprätthållande av tillräcklig överföringskapacitet.....	73
6.7.1.	Överföring genom snitt 1.	73
6.7.2.	Överföring genom snitt 2.	75
6.7.3.	Överföring genom snitt 4.	76
7.	Andra rapporter om integration av större mängder variabel förnybar energi	77
7.1.	Svenska Kraftnäts rapporter från 2008 och 2012	77
7.2.	Kungliga Vetenskapsakademiens Energiutskott.....	78
7.3.	Detaljerade vattenkrafts-simuleringar vid KTH.....	78
8.	Slutsatser	79
	Bilaga 1: Hantering av elbalansen inom en timme.....	81
9.	Litteraturförteckning	86

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 reglerkraft och överföringskapacitet vid en mycket större andel variabel förnybar elproduktion än idag. Detta är en fjärde upplaga där möjligheterna att integrera 60 TWh vind- och solkraft studeras. Detta motsvarar ca 40 procent av produktionen. I den förra upplagan, version 3.0, (Söder, 2013) visades att trots en mycket större andel variabel förnybar kraft så sker inga dramatiska förändringar av behovet av reglerkraft jämfört med idag, dvs kraftsystemets förmåga 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.

Det nya i denna rapport är att Sverige har delats in i 4 områden och utnyttjandet av överföringskapaciteten mellan dessa områden har studerats för en situation med 60 TWh vind- och solkraft. Dessutom finns en genomgång av begreppet "effektvärde" vilket är centralt för dimensionering av ett kraftsystem. Denna del har tagits med pga att det finns missuppfattningar om de analyser som tidigare gjorts gällande behovet av extra kapacitet för att klara situationer med låg vind- och solkraft. Nytt i denna rapport är också att kostnaderna för gasturbiner har ökats efter att ny information har tillkommit. Det gäller såväl investerings- som underhållskostnaderna.

En grundläggande fråga är då vad som menas med "enbart förnybara energikällor". Frågeställningen uppstår eftersom Sverige är en del i det Nordiska elsystemet som i sin tur är en del i det Europeiska elsystemet som i sin tur är kopplat till såväl Afrika (Spanien-Marocko) som Ryssland (till Ural-bergen via Finland och Baltikum). I hela detta elsystem finns en kontinuerlig handel mellan länder och regioner. Vad som här avses med "enbart förnybara energikällor" är att elproduktionen per år från förnybara elenergi källor i Sverige ska motsvara elkonsumenterna 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 är andelen "förnybar el" åtminstone 99%. Det är ca 1% gasturbiner (energimässigt), som skulle kunna drivas med biogas, men detta har inte analyserats noggrannare om kraven för detta. Om man använder 1% fossileldade gasturbiner så är det en lägre andel fossila bränslen i elförsörjningen jämfört med dagsläget. Här studeras ett "isolerat Sverige", men man skulle, hypotetiskt, kunna producera mer förnybar el i Sverige och därmed "exportera" och då "kompensera" för att det bara är 99% förnybart. Men detta är mer filosofi, och här görs huvudsakligen en teknisk analys.

Från den kunskap som hittills tagits fram, inklusive denna rapport, om större mängder vind- och solkraft så har vi inte funnit några avgörande tekniska hinder till att det skulle vara möjligt att, t ex, erhålla 60 TWh/år från vind- och solkraft i Sverige. Ur teknisk/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 lämpligt för detta framtida elsystem. En utmaning som visas i denna rapport är att man måste se till att transmissions-systemet klarar sin överföring även vid stor mängd sol- och vindkraft, dvs lägre nivå på synkronmaskiner med möjligheten att upprätthålla spänningen. Detta är möjligt, men även på detta område gäller snarast frågan om hur man bör hantera detta, inte om det går.

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. Till denna rapport hör två Excel-ark som använts för beräkningarna. Ett, "garanti-metoden" har använts för beräkningarna i kapitel 4.7.3, och det andra, "beräkningar4" använder metoderna i kapitel 5 och har använts för beräkningarna i 6.

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. Kommentarer mottages tacksamt.

Förhoppningsvis är denna rapport något mer pedagogisk än den föregående då det nu är en klarare struktur men indata-metod-resultat.

1.1. Planerade och möjliga fortsatta studier

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

- a) Beräkningar för olika veckor och olika typer av år: våtår, torrår, vindår etc (nu enbart ett ganska genomsnittligt år)
- b) Analys av elmarknaden/prissättning i en framtid med mycket mer sol-vind i Nordeuropa. Detta är en stor utmaning då dagens prissättning bygger på marginalkostnadsprissättning och med den metoden finns det stora utmaningar med stor andel kraftverk med mycket låg marginalkostnad, dvs vind och sol. Det kan dock påpekas att just denna problematik även gäller vid stor andel kraftvärme och kärnkraft då även dessa har mycket låg marginalkostnad. Om man i dagsläget gör tanken att Norge+Sverige skulle vara en isolerad marknad med dagens marknadsmodell (priset sätts av förväntad driftskostnad i den värmekraft som sparad vatten skulle kunna ersätta) så skulle priset i Norge+Sverige ligga på kärnkraftens eller kraftvärmens driftkostnad. Det skulle ge låga priser med inga kraftproducenter skulle få intäkter som täcker kostnader! Norge+Sverige är

helt beroende av kraftledningar till omvärlden för att kunna importera ett pris som är tillräckligt högt för att täcka kostnaderna i dagens kraftverk.

- c) Analys av inverkan av ej perfekta vind- och sol-prognoser. I den detaljerade vattenkraftsimuleringen har antagits "perfekta" prognoser vilket leder till ett deterministiskt problem. Det finns en viss risk att detta överskattar vattenkraftens reglerförmåga, även om en tidigare studie (Söder, Lennart, 1994) (där icke perfekta prognoser simulerades på driften av vattenkraften i övre delen av Ume-älven) visat att den huvudsakliga påverkan från vindkraftsvariationer på vattenkraften är att den varierar mer. Detta hade i den studien större betydelse än just frågan om osäkra prognoser. Anledningen till detta är att det går relativt fort att planera om vattenkraften. Det kan dock finnas en "älvtröghet" på så sätt att man först planerar att en viss mängd vatten kommer behövas längre ner i älven senare, men om vinden ökar kanske inte denna vattenkraft (längre ner) behövs, men då har man ju redan släppt iväg vattnet. Frågeställningen gäller hur stort detta problem kan vara. Det vore intressant att göra studier av motsvarande slag på ett större system, t ex Sverige och därmed få en uppfattning om värdet av bra prognoser, och konsekvenser av om de inte är bra.
- d) Samordna den här använda metoden med en studie av, åtminstone, Norden för att se hur den totala balanseringen skulle kunna se ut.
- e) Närmare kunna uppskatta transmissionskapaciteten mellan områden då mängden vind- och solkraft ökar. Skillnaden på vind- och solkraft jämfört med traditionella kraftverk är att de traditionella kraftverken har en synkronmaskin där det är relativt enkelt att styra spänningen och denna reglerförmåga är ofta hög i dessa kraftverk
- f) 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 man 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 (juni 2014).

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*. Det finns också ett uttryck som heter "*jag är förhindrad*", vilket innebär att det inte var möjligt att genomföra det man avsett.

Självklart finns det utmaningar att förändra även kraftsystemet, men av de studier som gjort hittills har inte några avgörande tekniska hinder identifierats som skulle *förhindra* ett genomförande. Självklart finns det *hinder* på så sätt att om inte vissa beslut fattas så blir heller inget gjort.

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. Detta inkluderar att effekten också ska kunna överföras från produktionskällorna till konsumenterna.

2.1. Att hålla balans i ett kraftsystem

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

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

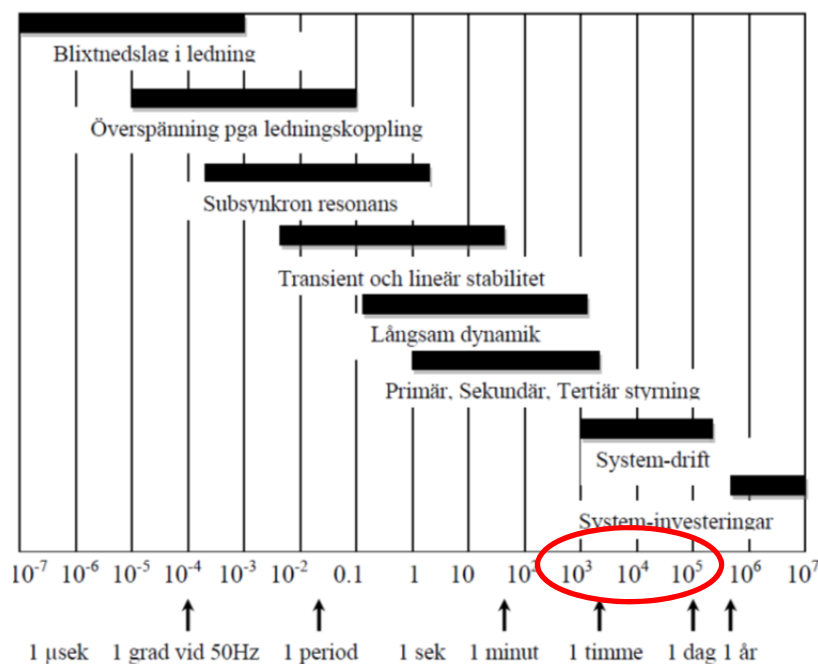
Detta är inte en "önskan" utan gäller definitionsmässigt alltid. Ett extremt exempel är ett totalt haveri i elsystemet då ekvationen ovan innebär att det är noll på båda sidor, dvs ingen elproduktion och ingen elkonsumtion. I de flesta kraftverk finns dock en svängmassa, dvs rotorn i generatoren som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

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 1: Hantering av elbalansen inom en timme.

2.2. Överföringskapacitet

Det är i de flesta fall rationellt att ha ett kraftsystem med flera ledningar istället för att var och en ska ha sitt eget kraftverk. Motiven för detta är bland annat

- Var och en behöver inte ha kraftverk som klarar maximal konsumtion, eftersom alla inte har högsta konsumtionen samtidigt.
- När det gäller vattenkraft och vindkraft så måste energin transporteras från de blåsigaste ställena och där älvarna finns till konsumenterna.
- När det gäller kraftkällor med varierande produktion, som solkraft och vindkraft, så varierar den totalt tillgängliga effekten relativt sett mindre än vad den gör på varje ställe.
- Om det lokala kraftverket inte fungerar, och/eller om det lokalt är låg vind och låg sol, så kan alla som är anslutna till samma elnät dela på reserverna.

Det är dock ett ekonomiskt övervägande som påverkar vilken effektnivå man väljer mellan två områden. Om det, t ex, inte fanns några överföringsbegränsningar i hela Europa skulle man kunna ha reserver för spansk vindkraft i Schweiz eller Sverige, men det är inte rationellt då kraftledningar inte är gratis. Frågan är därmed vad som är en lämplig nivå. Ju mindre överföringsförbindelser man har, desto mer lokala reserver behövs. I Norden och Sverige finns flera olika prisområden. När det är olika priser beror det på att det från marknaden finns en önskan om att överföra mer än vad som är tekniskt möjligt. Detta exempel visar att man inte alltid dimensionerar överföringen efter vad som "behövs" utan efter vad som är ekonomiskt rimligt.

Det finns flera olika fysikaliska fenomen som begränsar överföringskapaciteten på en ledning mellan två områden. Till en början med finns det en begränsad kapacitet, men normalt används inte denna då man behöver marginaler för att klarar oförutsedda händelser. Nedan följer en kort beskrivning av fenomenen och tillåten överföring. Det olika begränsande fysikaliska fenomenen är: termisk gränsstabilitet, spänningsstabilitetsgräns, och dynamisk vinkelstabilitetsgräns. Dessa sätter en gräns, men sedan har man av olika anledningar extra marginaler så tillåten överföring är inte densamma som dessa gränser.

- Den **termiska gränsen** anger framförallt tåligheten hos en elektrisk apparat och säkerheten i dess närområde, men i vissa fall kan överskridande av denna gräns påverka elsystemets stabilitet. Termisk stabilitet innebär att det finns en gräns i varje komponent för hur mycket ström som kan gå genom denna. Strömmen ger upphov till uppvärmning och det finns en gräns hur mycket uppvärmning som komponenten tål. Om gränsen överskrids kopplar brytare bort komponenten.
- När man överför effekt från en punkt till en annan måste spänningen kunna upprätthållas i såväl sändar- som mottagarändan. I praktiken finns därmed en gräns för hur mycket effekt som kan överföras. Denna gräns är den så kallade **spänningsstabilitetsgränsen**, eftersom en stabil spänning inte går att upprätthålla om denna gräns överskrids.
- En synkronmaskin (vilket är den vanligaste generatortypen i större kraftverk, dock ej vind- och solkraft) är direkt inkopplad till ett elnät strävar efter att synkronisera sin rotorsvinkelhastighet med den som motsvarar nätfrekvensen (därmed namnet synkronmaskin). Vid en störning (t.ex. ett jordfel) i systemet kan en grupp av synkronmaskiner börja accelerera (dvs. de roterar med en högre hastighet än den som motsvarar nätfrekvensen) och andra maskiner retarderar. Beroende på situationen finns en risk att vissa maskiner fortsätter accelerera och "falla ur fas" vilket kan

skada maskinerna. Instabiliteten brukar kallas **transient vinkelinstabilitet** eftersom förloppet är i sekundskalan

- Vinkelinstabilitet kan även förekomma när maskinerna börjar pendla mot varandra med ökad amplitud som resulterar till odämpade effektpendlingar i systemet vilket kan leda till bortkoppling av maskiner och/eller splittring av hela systemet. Denna typ av instabilitet brukar kallas **småsignalinstabilitet**.

När man ansätter en nivå på "tillåten överföring" måste man beakta att indata kan vara osäkra så man behöver marginaler. Den nivå man kommer fram till kallas NTC (Net Transfer Capacity). Man har då bland annat beaktat det så kallade N-1-kriteriet, dvs inga stabilitetsgränser skall överskridas även om den viktigaste komponenten i systemet kopplas bort (t ex en ledning eller ett stort kraftverk). Man har även en extra marginal (TRM: Transmission Reserv Margin) för att beakta att indata är osäkra.

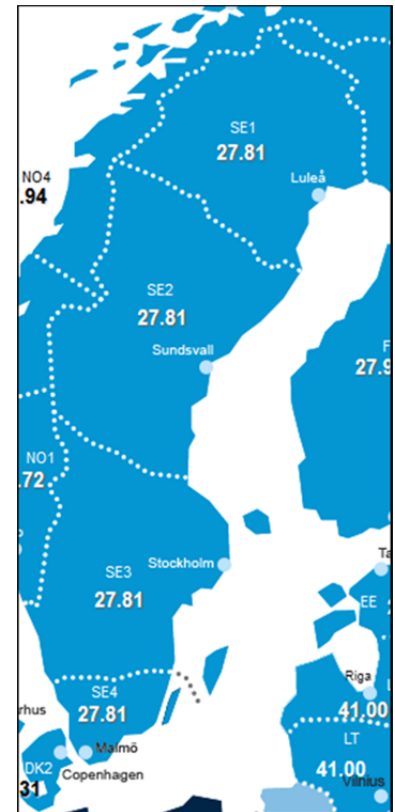
Sverige är indelat i 4 prisområden SE1, SE2, SE3 och SE4. Mellan dessa 4 områden finns 3 snitt vilka kallas Snitt 1 (SE1-SE2), Snitt 2 (SE2-SE3) och Snitt 4 (SE3-SE4). Det har tidigare funnits ett "snitt 3" men det används inte längre. Överföringen genom dessa snitt begränsas i princip alltid av spänningsstabilitet. Detta innebär att gränsen beror på vilka spänningshållande resurser det finns på båda sidor om gränsen. Detta medför också att om ett kraftverk, som kan upprätthålla spänningen med hjälp av dess synkrongenerator, inte är tillgängligt, så kan detta innebära att överföringskapaciteten begränsas. Men detta innebär också att det kan vara möjligt att öka överföringskapaciteten genom att investera i spänningsreglerande utrustning på lämpligt ställe i nätet. Man behöver därmed inte alltid bygga nya ledningar för att öka överföringskapaciteten.

Nedan finns en genomgång av överföringskapaciteten i de olika snitten.

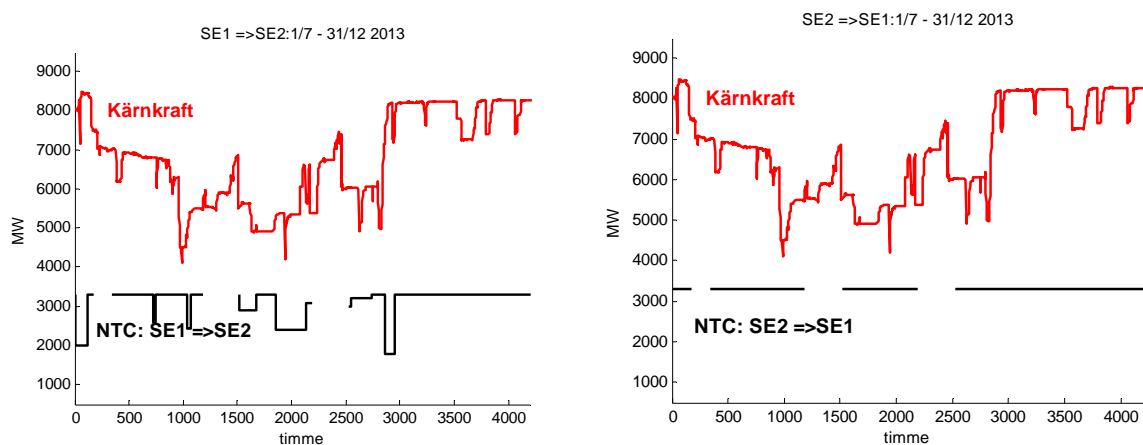
En viktig fråga är betydelsen av dagens kärnkraftverk för överföringskapaciteten då dessa inte bara används för elproduktion utan också för spänningshållning. Genomgången avslutas med en diskussion om möjligheten att upprätthålla spänningen med hjälp av sol- vind- och andra kraftverk. Överföringsförmågan varierar över året av olika skäl. Nedan illustreras dessa variationer med överföringsförmågan under andra halvan av 2013: 1 juli – 29 december. Data är tagna från Nordpool och avser vad Svenska Kraftnät har meddelat Nordpool dagen innan. Enbart de veckor med data för alla dagar har tagits med. De veckor utan fullständiga data var veckorna 28, 34, 35, 40, 41 och 52. För dessa veckor finns därmed inga data i figurerna nedan.

Snitt 1

Snitt 1 går mellan SE1 och SE2 och sätts av spänningsstabilitet. I inget av dessa områden finns något kärnkraftverk. Maximal NTC var under andra halvan 2013 3300 MW från SE1 → SE2 och 3300 MW från SE2 → SE1. Utseendet för andra halvan av 2013 visas i Figur 2. Som framgår av denna figur finns för detta snitt ingen direkt koppling till mängden kärnkraft. All kärnkraft i Sverige finns i SE3 (enligt Svenska Kraftnäts statistik, även om Oskarshamn ligger på gränsen mellan SE3 och SE4). För framtiden finns det i Svenska Kraftnäts perspektivplan (Svenska Kraftnät, 2013) följande på sidan 65:



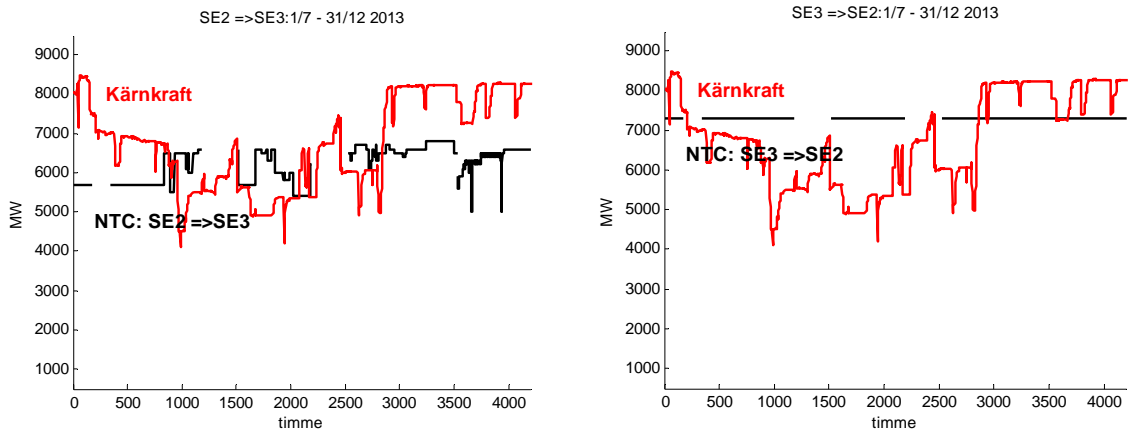
”Svenska Kraftnät planerar förstärkningar av snitt 1 och snitt 2 och avser därför att tillsammans med Fingrid analysera förutsättningarna för en tredje AC-ledning mellan länderna.”. Från (Svenska Kraftnät, 2013) framgår även på sidan 65 att: ”Ett kostnadseffektivt sätt att förstärka snitt 1 är att seriekompensera snittets fyra 400 kV-ledningar. Inledande analyser ger vid handen att denna åtgärd kan öka kapaciteten i snitt 1 med drygt 25 procent – från 3 300 MW till 4 200 MW.” Kapacitetsökning med en ny ledning framgår av (Svenska Kraftnät, 2012) där det på sidan 82 i appendix framgår att ”Ytterligare förstärkningar av snitt 1 och 2, i form av nya ledningar genom snitten, har också studerats. Med nya ledningar beräknas maximal överföringskapacitet genom snitt 1 och snitt 2 bli 5 000 respektive 8 500 MW.”



Figur 2 Överföringskapacitet i Snitt 1 söderut (vänster) och norrut (höger). Data från Nordpool (överföringskapacitet) och Svenska Kraftnät (kärnkraft)

Snitt 2

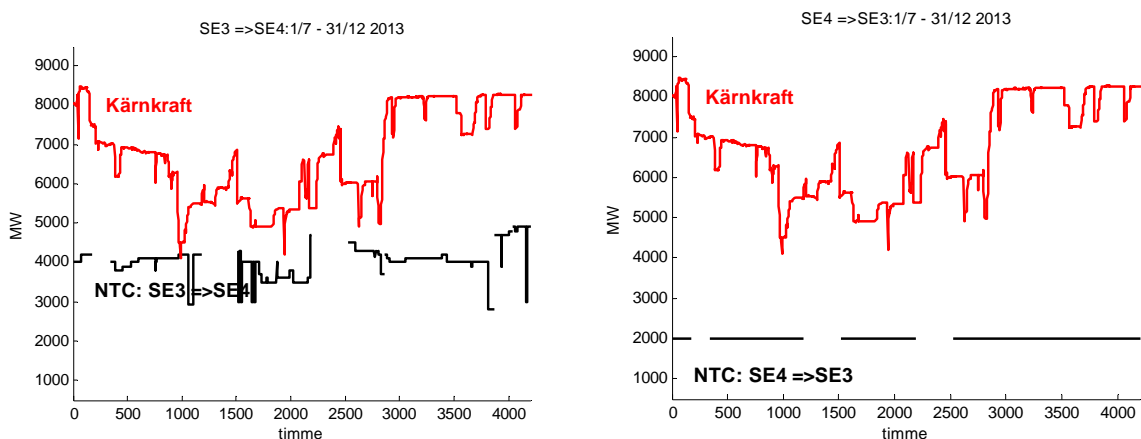
Snitt 2 går mellan SE2 och SE3 och sätts av spänningsstabilitet. I SE3 finns all kärnkraft. Maximal NTC var under andra halvan 2013 6800 MW från SE2→SE3 och 3300 MW från SE3→SE2. Utseendet för andra halvan av 2013 visas i Figur 3. För detta snitt kan det finnas en koppling till mängden tillgänglig kärnkraft. Diskussioner med Svenska Kraftnät har givit att ”Uppskattningar som gjorts pekar på att om O1, R1 och R2 (total kapacitet 1400+878+865=3143 MW) är ur drift reduceras kapaciteten i snitt 2 med 600 MW.” Det kan dock noteras att ca timme 1000 i den vänstra delen av Figur 3 (=kl 01-02 11 august) var kärnkraften på nivån 4100 MW (dvs en minskning från totalt installerad effekt om 9531 MW med 5431 MW) och överföringskapaciteten SE2→SE3 6500 MW. Den faktiska överföringskapaciteten bestäms, som nämnts, av spänningsstabilitet och det innebär att även elförbrukningens fördelning, mm, har betydelse för NTC. För att få reda på konsekvenser på NTC från, t ex, mindre kärnkraft vid olika situationer måste man inom Svenska Kraftnät göra mer detaljerade studier. Dessa kan inte göras av andra då beräkningsunderlaget inte är offentligt. Enligt Svenska Kraftnät (Perspektivplan sidan 65) är överföringskapaciteten i snitt 2 för närvarande 7300 MW. För framtiden finns det i Svenska Kraftnäts perspektivplan (Svenska Kraftnät, 2012) följande på sidan 65: ” Svenska Kraftnät planerar förstärkningar av snitt 1 och snitt 2 och avser därför att tillsammans med Fingrid analysera förutsättningarna för en tredje AC-ledning mellan länderna.”



Figur 3 Överföringskapacitet i Snitt 2 söderut (vänster) och norrut (höger). Data från Nordpool (överföringskapacitet) och Svenska Kraftnät (kärnkraft)

Snitt 4

Snitt 4 går mellan SE3 och SE4 och sätts av spänningsstabilitet. I SE3 finns all kärnkraft, men eftersom Oskarshamns kärnkraftverk ligger på gränsen mellan de två områdena så har detta kraftverks tillgänglighet en betydelse för upprätthållande av spänningen i båda dessa områden och därmed även för överföringsförmågan. Maximal NTC var under andra halvan 2013 4900 MW från SE3→SE4 och 2000 MW från SE4→SE3. Utseendet för andra halvan av 2013 visas i Figur 4. För detta snitt kan det finnas en koppling till mängden tillgänglig kärnkraft, men nivån norrut är närmast konstant. Som för snitt 2 kan det noteras att ca timme 1000 i den vänstra delen av Figur 3 (=kl 01-02 11 august) var kärnkraften på nivån 4100 MW (dvs en minskning från totalt installerad effekt om 9531 MW med 5431 MW) och överföringskapaciteten SE3→SE4 4200 MW. Även för detta snitt så bestäms den faktiska överföringskapaciteten av spänningsstabilitet och Svenska Kraftnät måste göra mer detaljerade studier om man ska få reda på hur denna beror av olika framtida scenarier. Enligt (Svenska Kraftnät, 2012), p77: " Svenska Kraftnät bygger en ny förbindelse, SydVästlänken. Dess södra gren kommer att öka överföringskapaciteten genom snittet (SE3→SE4) med ca 25 procent". Nivån 2012 var 2012 5300 MW och denna bedöms öka till 6500 MW. Förutom SydVästlänken planeras en ny ledning Ekhyddan – Nybro – Hemsjö. "Dessa åtgärder ger tillsammans en kapacitetsökning på över 2 000 MW, vilket är mer än en tredjedel, i snitt 4." (Svenska Kraftnät, 2012), p83.



Figur 4 Överföringskapacitet i Snitt 4 söderut (vänster) och norrut (höger). Data från Nordpool (överföringskapacitet) och Svenska Kraftnät (kärnkraft)

En sammanställning av överföringskapaciteter inom Sverige visas i Tabell 1.

Max kapacitet	MW	Max kapacitet	MW
SE1 → SE2 Snitt 1	3300 (max-2013) 3300 2013 enligt (Svenska Kraftnät, 2013) p55 4200 (framtid, seriekomp), (Svenska Kraftnät, 2012), sid 82 5000 (framtid, ny ledning), (Svenska Kraftnät, 2012), sid 82	SE2 → SE1 Snitt 1	3300 (max-2013)
SE2 → SE3 Snitt 2	6800 (max-2013) 7300 2013 enligt (Svenska Kraftnät, 2013) p65 8000 (framtid, shuntkomp), (Svenska Kraftnät, 2012), sid 82 8500 (framtid, ny ledning), (Svenska Kraftnät, 2012), sid 82	SE3 → SE2 Snitt 2	7300 (max-2013)
SE3 → SE4 Snitt 4	4900 (max-2013) 5300 2012 enligt (Svenska Kraftnät, 2012), p69 6500 Referens-scenario, (Svenska Kraftnät, 2012), p14 7700 Extra scenario, (Svenska Kraftnät, 2012), p14	SE4 → SE3 Snitt 4	2000 (max-2013) 3200 Referens-scenario (Svenska Kraftnät, 2012), p14 3900 Extra scenario, (Svenska Kraftnät, 2012), p14

Tabell 1 Överföringskapaciteter inom Sverige

Ovan har kopplingen mellan kärnkraft och överföringsförmåga beskrivits. Eftersom det framför allt är spänningsstabilitet som sätter överföringsgränsen i de tre snitten måste spänningen kunna upprätthållas i bägge ändar på snitten för att överföringen inte ska begränsas. Det finns såväl kraftvärmeverk som vattenkraft i samtliga områden och mängden kraftvärme förväntas öka i framtiden, se nedan.

När det gäller vindkraft så har de ofta en teknisk möjlighet att upprätthålla spänningen. I vissa fall finns även annan spänningshållande utrustning, kapacitanser, vid vindkraftverken. En utmaning är dock att vindkraftverken ofta är anslutna på lägre spänningsnivå än kärnkraftverken. Detta innebär att det finns transformatorer mellan vindkraftverken och transmissionsnätet och även ledningar. Detta kan medföra att om vindkraftverken ska upprätthålla spänningen även på transmissionsnätet så måste det finnas marginaler i det lokala nätet där de än anslutna. Om, t ex, spänningen på transmissionsnätet ska ökas, så måste spänningen vid själva vindkraftverket också ökas, och då måste det vara möjligt eftersom det kan bli ett spänningsfall från vindkraftverket fram till transmissionsnätet. Det finns, enligt uppgift, idag vattenkraftverk i region-näten som hjälper till att upprätthålla spänningen på transmissionsnätet. Till vilken utsträckning detta är möjligt i framtiden med vindkraftverk i region/lokal-nät beror på många lokala förutsättningar. Stora vindfarmer kan ibland vara anslutna "nära" transmissionsnätet och då ökar möjligheten att bidra till spänningshållningen. Det finns också en teknisk möjlighet att ha spänningsreglerande transformatorer mellan vindfarmer och transmissionsnät.

Solceller finns oftare på ännu lägre spänning än vindkraftverk, då de t ex är anslutna till lågspänning vid villor. Även här finns en teknisk möjlighet att hjälpa till att hålla spänningen på

transmissionsnätet, men även här måste det då finnas marginaler på nätet så att inte den lokala spänningen hamnar utanför tillåtna gränser.

3. Sveriges nuvarande elförsörjning

3.1. Energibalanser

Den svenska energiförsörjningen har under de senaste 20 åren byggt på en stor andel vattenkraft och kärnkraft. Under åren (2009-2012) har dock kärnkraften producerat på en lägre nivå än tidigare, men 2013 var åter igen ett relativt bra år för kärnkraften, 63,6 TWh, (Svensk Energi, 2014). 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 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 (Soder L. , 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 2 visar elproduktionen i Sverige under de senaste åren.

Kraftslag	2009	2010	2011	2012	2013
1-Vattenkraft [TWh]	65,3	66,8	66	78	60,8
2-Kärnkraft [TWh]	50	55,6	58	61	63,6
3-Vindkraft [TWh]	2,5	3,5	6,1	7,1	9,9
4-Kraftvärme – bio+avfall [TWh]	5,5	6,5	5,5	6,0	5,7
5-Kraftvärme – olja, kol, gas [TWh]	3,8	5,9	3,9	2,7	3,0
6-Industriemottryck – bio+avfall [TWh]	5,3	5,8	5,4	6,0	5,8
7-Industriemottryck – olja, kol, gas, övrigt [TWh]	1,0	1,1	1,0	0,7	0,7
8-Kondens – olja [TWh]	0,7	0,5	1	0,7	0,6
9-Total elproduktion [TWh]	133,7	145	146,9	162	149,5
Andel förnybar elproduktion [procent]	58,9%	57,0%	56,6%	59,9%	55,0%
Import (+), export (-)	4,7	2,1	-7,2	-20	-10
Total konsumtion	138,4	147,1	139,7	142,9	139,5

Tabell 2: Elenergiproduktion fördelat på kraftslag (Svensk Energi, 2011), (Svensk Energi, 2014)

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

3.2.Effektbalanser

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

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

Det är en utmaning att komma fram till hur man ska få in tillräckligt med kapacitet i ett elsystem så att man mycket sällan behöver koppla bort kunder (som egentligen vill fortsätta konsumera). Utmaningen i det nordiska systemet är kopplat till extrema väderlekar (mycket kallt under längre tid) som gör att elvärmda hus i stora delar av Sverige samtidigt används på hög nivå. Utmaningen är också kopplad till el-tillgången i grannländerna, dvs om de samtidigt har hög elförbrukning och om deras möjligheter att exportera till Sverige under dessa tillfällen. I Sverige är dessa situationer mycket ovanliga (några timmar och inte vartenda år), vilket gör att man måste ha tillgång till effekt som nästan aldrig används. Om man, till exempel, bygger en gasturbin som enbart används 5 timmar varje år så är kostnaden för elproduktionen i detta kraftverk 73 kr/kWh. Det är bland annat detta som medfört att man idag har ett stort intresse av att få till ett system så att kunder kan få betalt om de minskar konsumtionen. Om man t ex stänger av sin elpanna (5 kW) under den timme när gasturbinen annars behövs så sparar man en kostnad om 365 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 3 sammanställs hur några effekttoppar under de senaste åren 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

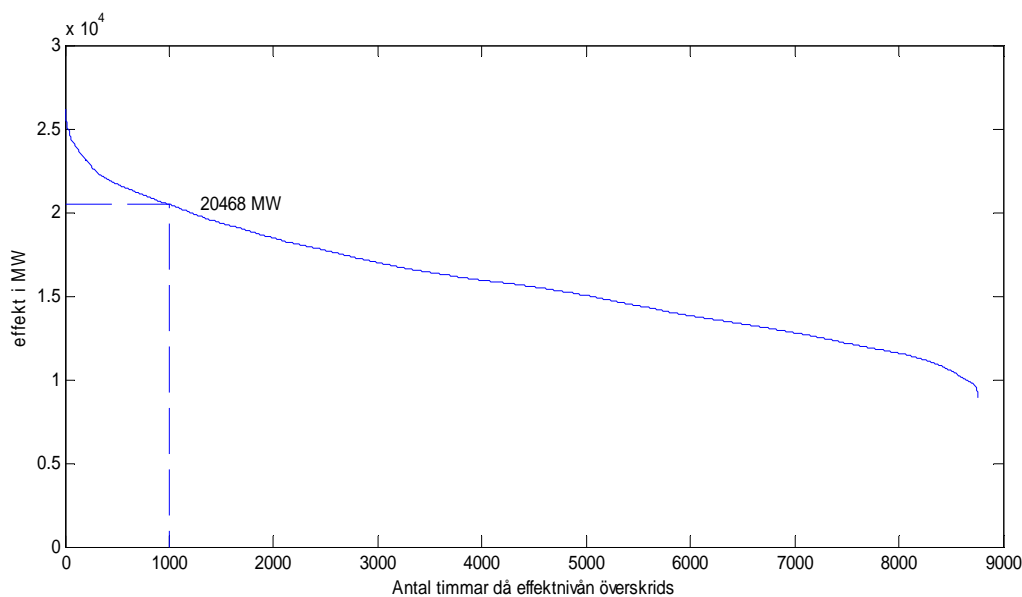
Kraftslag	Installerad effekt [MW]	21 dec 2009 16-17 [MW]	8 jan 2010 17-18 [MW]	22 dec 2010 17-18 [MW]	23 feb 2011 08-09 [MW]
Förbrukning		24180	25390	26700	26000
Vattenkraft	16197	12040	13250	10900	12330
Vindkraft	2899	90	310	330	240
Bio+avfall	3195	3830	4000	3380	2480
Fossilt bränsle	4793				
Kärnkraft	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 3 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 3.3. De timmar som sammanställs i Tabell 3 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.

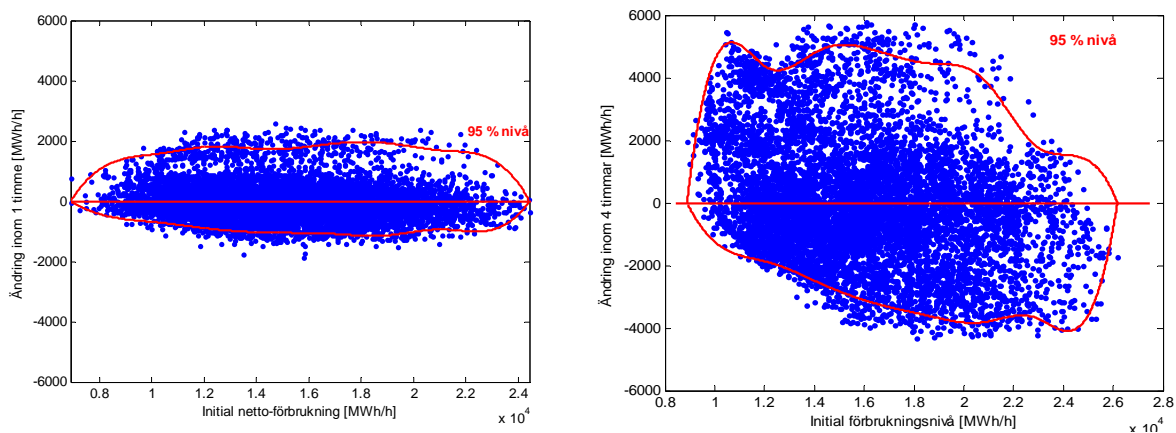
Toppkonsumtionen är viktig, speciellt när det gäller hur mycket effekt som måste finnas tillgängligt, antingen som produktion inom landet eller som import utifrån. Det kan också finnas möjligheter att minska elkonsumtionen med olika åtgärder.

Det är dock inte enbart toppförbrukningen som är intressant utan även generellt hög förbrukning samt hur lång tid förbrukningen är på hög nivå. Ett sätt att beskriva detta är med en varaktighetskurva. Denna visar hur lång tid en viss nivå överskrids. I Figur 5 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 5 Varaktighetskurva för elförbrukningen i Sverige 2011

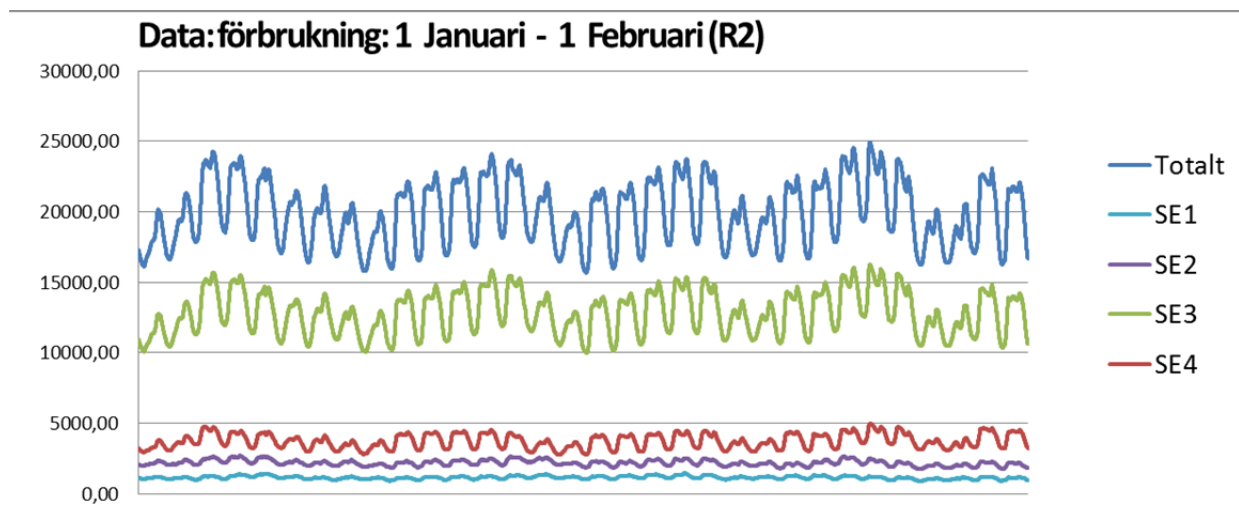
Förutom toppförbrukning (Tabell 3) och hur vanlig en situation är (Figur 5), så måste kraftsystemet även klara av att hantera förändringar. Det innebär att när elförbrukningen ökar eller minskar så måste vissa kraftverk följa med så att produktion = konsumtion i varje ögonblick. Exempel på detta visas i Figur 6, där ändringarna avser energi/timme.



Figur 6 Ändring av elförbrukning i Sverige under 2011 under 1 timme (vänster) respektive 4 timmar (höger). Data från (Svenska Kraftnät, 2001-2011)

I Figur 6 visas samtliga effektändringar för 2011 för 1 respektive 4 timmar i form av punkter. Den vänstra figuren visar att förbrukningsökningen under en timme var mindre än 2000 MW under 95 procent av tiden medan förbrukningsminskningen under en timme var mindre än 1000 MW under 95 procent av tiden. Under 4 timmar är motsvarande data ca 5000 MW för ökningarna och 4000 MW för minskningarna. Avseende 4-timmars-ändringar så framgår att stora ökningarna inte är vanliga vid hög elförbrukning, vilket är naturligt, och att större minskningar inte heller är vanliga vid låga nivåer. Detta har betydelse för vilka marginaler man behöver ha vid driften av kraftsystemet.

I denna rapport har Sverige delats in i de fyra prisområdena för att kunna studera transmissionen mellan dessa områden. Ett exempel visas i Figur 7 där det framgår att mönstret i de olika områdena är mycket lika och att SE3 har mycket högre förbrukning än de andra områdena.



Figur 7 Elförbrukning för de 4 areorna i Sverige under januari 2011.

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 kan betraktas som 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.

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.

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 magasin kapacitet 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 magasinerna
- 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".

Koppling mellan drift och prissättning

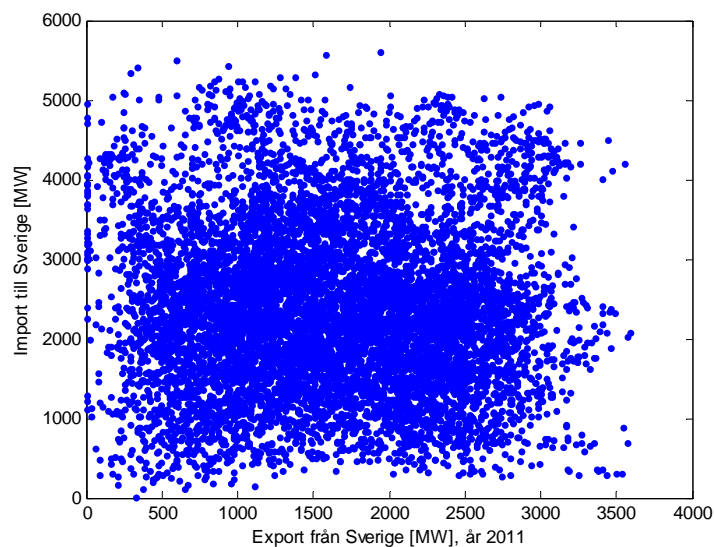
Elförbrukningen varierar kontinuerligt. Detta medför att elproduktionen också måste variera på samma sätt. Ska producenterna producera mer vid ett visst tillfälle måste därmed priset vara högre vid detta tillfälle. Detta gör att priset i princip följer med i takt med konsumtionsändringen. Hög konsumtion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

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

Detta system måste beaktas när man studerar Tabell 12 ovan, dvs hur elsystemet och dess resurser utnyttjades vid 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 utjämnt 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.

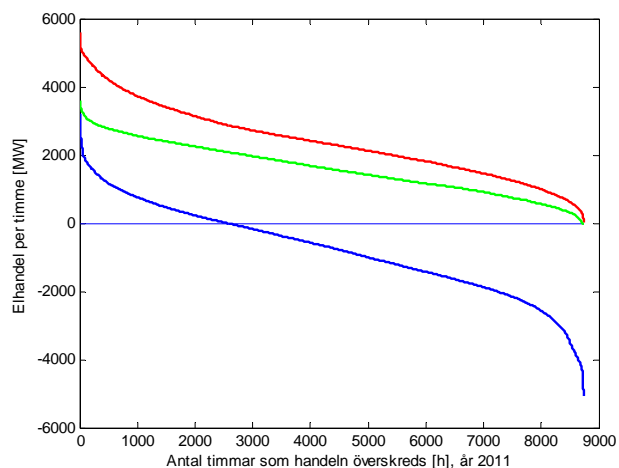
3.4.Elhandel

Sverige har en relativt stor möjlighet att handla med grannländerna. Som framgår av Tabell 3 har Sverige en import-kapacitet om 9685 MW, och ungefär lika stor exportmöjlighet. Hur denna handelsmöjlighet utnyttjas beror på elpriset i Sverige och i grannländerna. Elen flyter från områden med lägre pris till högre pris, eller mellan områden med samma pris och då från områden med överskottsproduktion till områden med underskottsproduktion. I Figur 8 visas ett exempel på vilken elhandel Sverige hade med grannländerna under 2011.



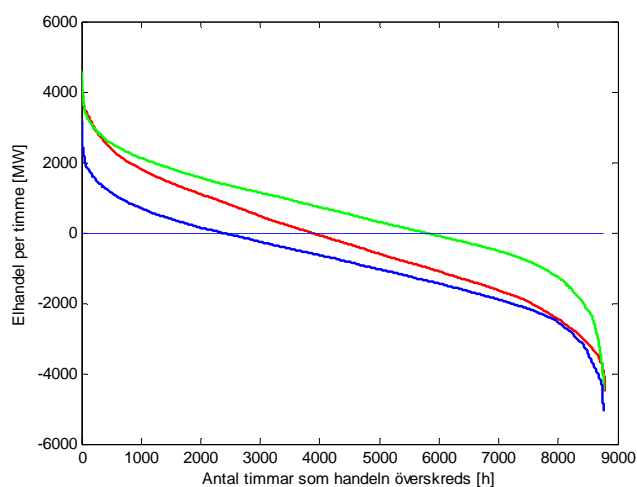
Figur 8 Elhandel mellan Sverige och grannländerna under 2011 (Nordpool spot, 2010-2011)

Varje punkt i Figur 8 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.



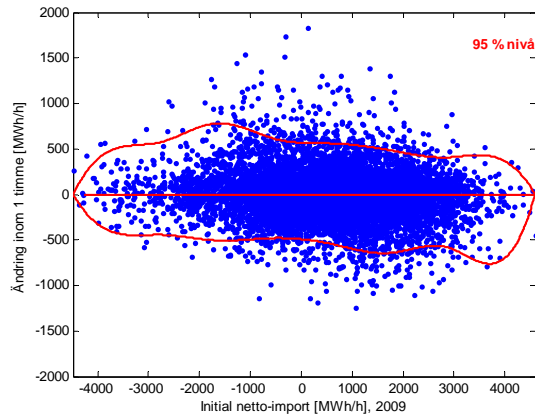
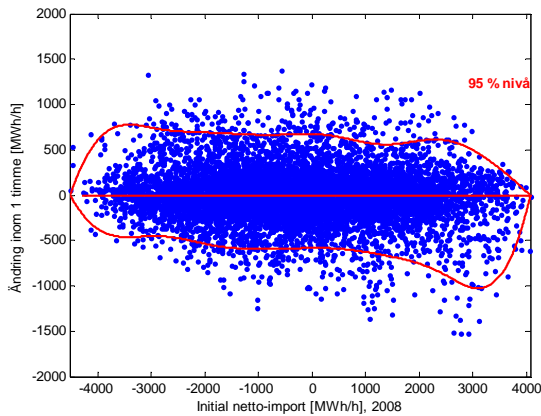
Figur 9 Varaktighetskurvor för **export** (översta kurvan), **import** (kurvan i mitten) och **nettoimporten** (nedersta kurvan) för Sverige, år 2011. (Nordpool spot, 2010-2011)

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 9. Nettohandeln varierar mellan olika år. I Figur 10 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.



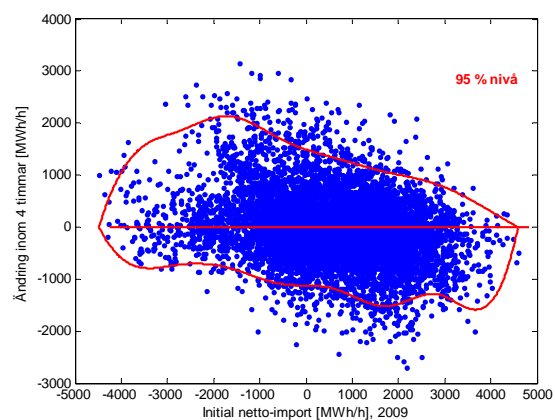
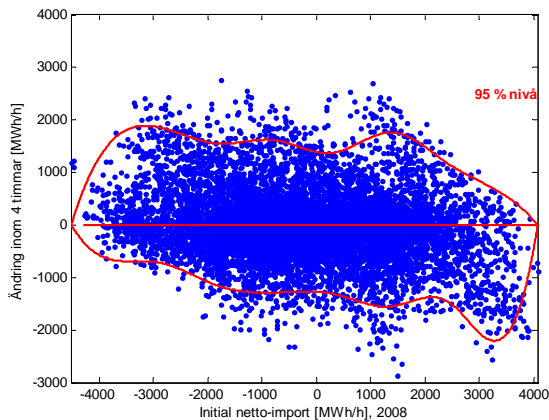
Figur 10 Varaktighetskurvor för nettoimport för Sverige för **2008** (mitten), **2009** (överst) och **2011** (nederst), (Svenska Kraftnät, 2001-2011)

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 6 för elförbrukningen.



Figur 11 Ändring av nettoimporten till Sverige under 2008 under 1 timme (vänster) och 2009 (höger). Data från (Svenska Kraftnät, 2001-2011)

Figur 11 visar hur nettoimporten till Sverige ändrades inom en timme för de två åren 2008 och 2009. Figur 12 visar motsvarande för ändringar inom 4 timmar.

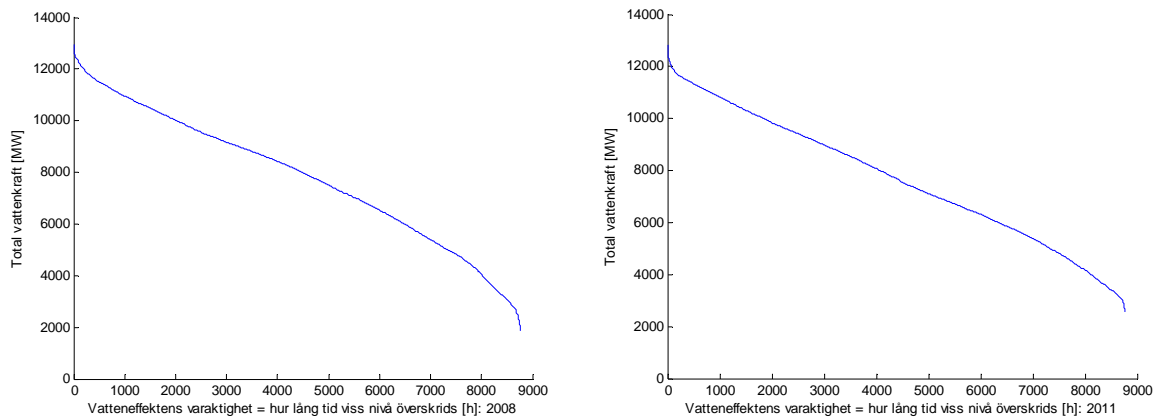


Figur 12 Ändring av nettoimporten till Sverige under 2008 under 4 timmar (vänster) och 2009 (höger). Data från (Svenska Kraftnät, 2001-2011)

4. Energimöjligheter

4.1. Vattenkraft

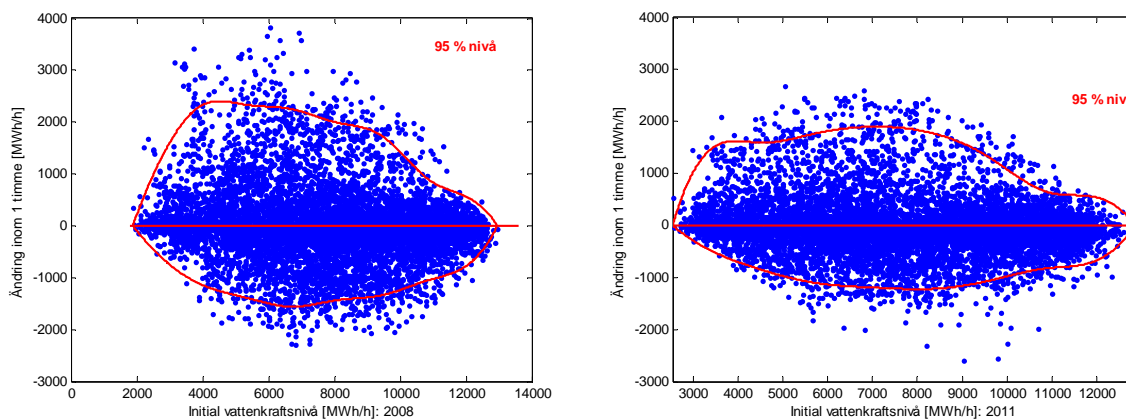
Vattenkraften bidrar till en stor del av Sveriges Energiförsörjning. Produktionen varierar mellan olika år beroende på nederbörd och hur mycket som sparas mellan olika år. Den installerade effekten är 16197 MW (se Tabell 3), men det är inte så vanligt att den installerade effekten används av olika anledningar. I Figur 13 visas varaktighetskurvor för hur vattenkraften användes i Sverige under 2008 och 2011.



Figur 13 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)

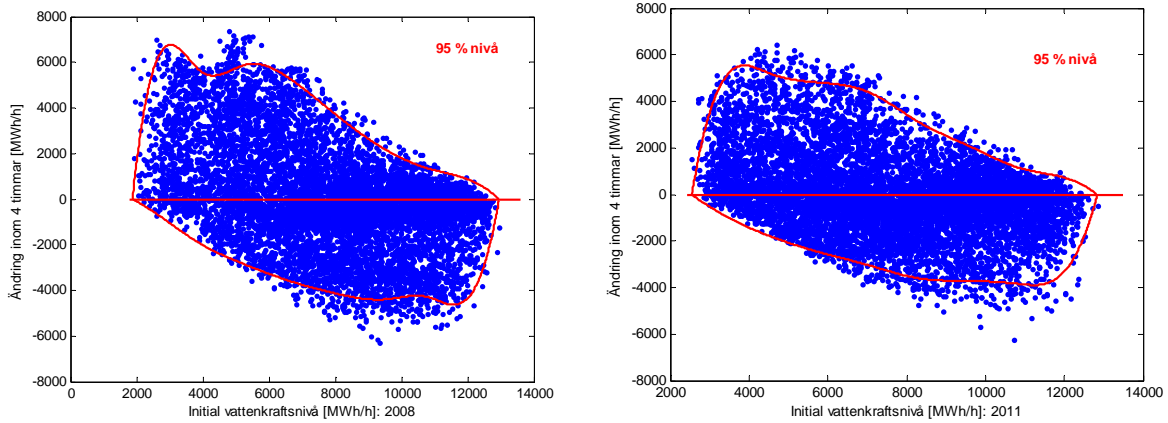
Som framgår av Figur 13 så har för dessa två år effekten varierat mellan ca 2000 och 13000 MW. Vattenkraften är det kraftslag i Sverige som varierar mest och används för att balansera produktion och konsumtion. Skälet till att just vattenkraften används är att övriga kraftverk (huvudsakligen kärnkraft, 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 14



Figur 14 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 15.



Figur 15 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.

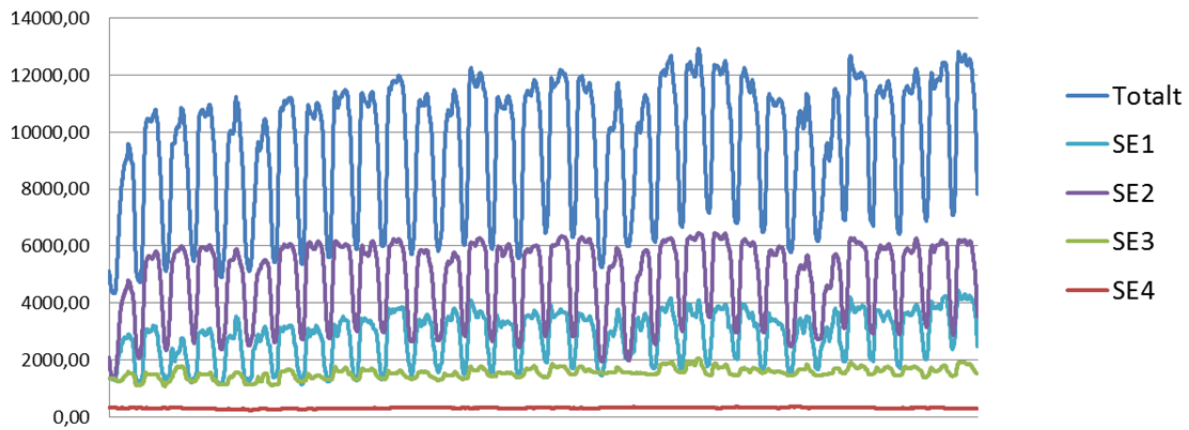
Vattenkraften finns huvudsakligen i Norra Sverige, men det finns vattenkraft i alla fyra prisareor i Sverige. Data för 2008 och 2011 visas i Tabell 4.

Pris-area	Energi 2008	Max 2008	Min 2008	Energi 2011	Max 2011	Min 2011
SE1	21,96 TWh	4486 MW	404 MW	17,07 TWh	4467 MW	275 MW
SE2	33,08 TWh	6467 MW	601 MW	37,44 TWh	6872 MW	767 MW
SE3	11,83 TWh	2052 MW	383 MW	10,96 TWh	2048 MW	687 MW
SE4	1,91 TWh	356 MW	26 MW	1,94 TWh	338 MW	40 MW
Summa	68,78	13361 MW	1414 MW	67,4 TWh	13792	1769 MW
Totalt	68,78	12951 MW	1875 MW	67,4 TWh	12839 MW	2546 MW

Tabell 4 Vattenkraftsdata för de 4 områdena i Sverige för år 2008 och 2011.

Tabellen visar att för min- och max-nivåer så är inte den totala nivån (Sverige totalt) densamma som summan i delområdena. Detta är naturligt eftersom min- och max-nivåer inte inträffar samtidigt i de 4 områdena. I Figur 16 visas, som ett exempel, vattenkraftens produktion under januari 2011. Som framgår av detta exempel sker en reglering i samtliga områden på ett likartat sätt. Men om man ser till amplituden så är det, relativt sett, mer reglering i SE1 och SE2 (procentuell skillnad mellan max och min) än i SE3 och SE4.

Data: vattenkraft2011: 1 Januari - 1 Februari (R2)



Figur 16 Vattenkraftsproduktion i de 4 områdena under januari 2011. (Svenska Kraftnät, 2014)

I de olika Case som studeras i kapitel 6, så fördelas maximal och minimal total vattenkraftsproduktion för år 2008 enligt Tabell 4 till de olika områdena så att summan blir lika totalen. Använda data visas i Tabell 5.

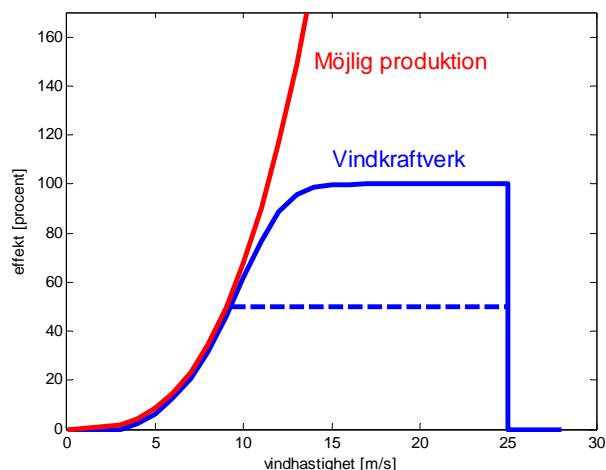
Pris-area	Max 2008	Max i kapitel 6	Min 2008	Min i kapitel 6
SE1	4486 MW	4348 MW	404 MW	536 MW
SE2	6467 MW	6269 MW	601 MW	797 MW
SE3	2052 MW	1989 MW	383 MW	508 MW
SE4	356 MW	345 MW	26 MW	34 MW
Summa	13361 MW	12951 MW	1414 MW	1875 MW
Totalt	12951 MW	12951	1875 MW	1875 MW

Tabell 5 Använda max- och min-data för vattenkraften i kapitel 6

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 17 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 17 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 17 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 6 visar utvecklingen under de senaste 9 åren.

År	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Årsenergi (TWh)	0,9	0,9	1,0	1,4	2,0	2,5	3,5	6,1	7,1	9,9
Installerad effekt 31 dec [MW]	452	493	583	832	1085	1448	2019	2899	3744	4470

Tabell 6: Vindkraftens utveckling i Sverige 2004-2012, (Energimyndigheten, 2012), (Svensk Energi, 2011),

För framtiden finns en mycket stor potential för vindkraften.

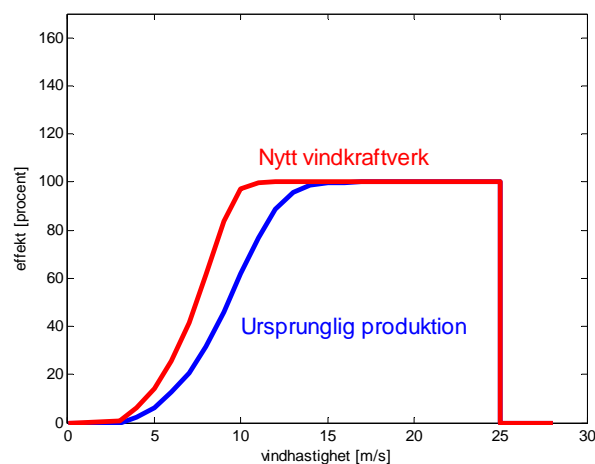
- I (Svensk Energi, 2011) framgår att: "Svensk Energi gjorde en egen investeringsenkät år 2008 som visade på en total investeringsvolym om 300 miljarder kronor fram till år 2018 under förutsättning att vindkraften fortsätter att byggas ut till nivån cirka 17 TWh år 2020. Vindkraften står för cirka en tredjedel av den totala volymen."
- Svenska Kraftnät gjorde en sammanställning 2010-2011 med en viss uppdatering 2012. Både on-shore och några off-shore ingick. En grov uppskattning var att ca hälften av projekten då var i stadiet "indikation/scanning", det allra tidigaste stadiet. Siffran blev 45 000 MW och omfattar vindkraftprojekt som SvK, Vattenfall, Fortum och E.ON antingen redan har anslutet

eller fått förfrågningar om. Med förfrågningar avses allt ifrån lösa frågor till "regelrätta" anslutningsansökningar.

- En kartläggning av Sveriges länsstyrelser tillståndsansökningar för vindkraftverk gjordes under 2012 och av alla ansökningar, motsvarande 80 TWh producerad vindkraft per år, förväntas ungefär hälften av ansökningarna att få tillstånd, med en stor del av dem placerade i norra Sverige (Söderberg, 2013).
- Energimyndigheten har tagit fram ett "planeringsmål 30 TWh vindkraft i Sverige år 2020" (Energimyndigheten, 2007)

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

För analys av vindkraften i denna rapport har här använts de data som finns presenterade i rapporten (Magnusson, 2004). Resultatet från den studien utgörs av tidsserier av effektproduktionen för 56 vindkraftsanläggningar i Sverige baserat på tänkta geografiska placeringar. Huvudscenariot, vilket används här, är 4000 MW vindkraft fördelat över hela landet. Vindkraftverket som användes i den rapporten har vind-effekt-kurva enligt Figur 17. 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 bli något snabbare när vindstyrkan ändras mellan två nivåer.

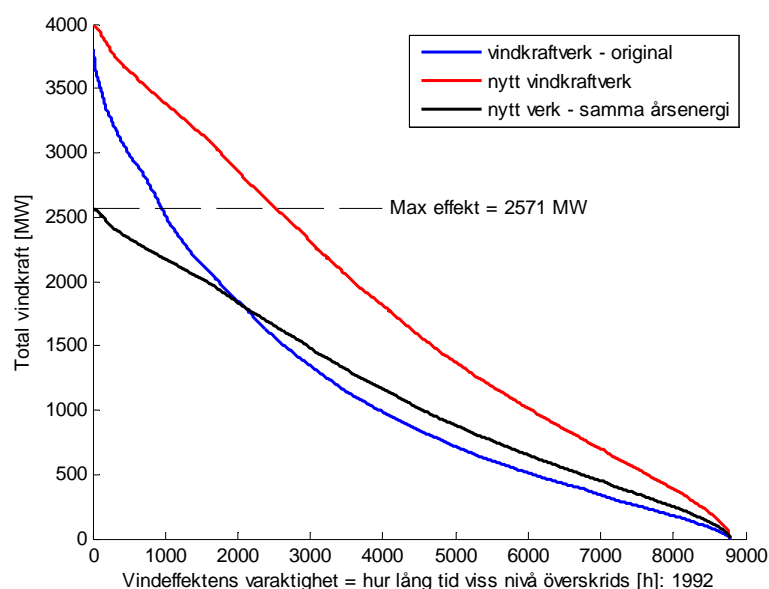


Figur 18 Vind-effektfunktion för ett det nyare vindkraftverket jämfört med det i Figur 17

De data för ett nytt vindkraftverk som används här är ett uppskalning av vindkraftverket Vestas V100, 3 MW med en rotor om 129 m, se Figur 18.

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 18 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 18.

Figur 19 visar varaktighetskurvan för vindkraften med 4000 MW vindkraft spritt över hela Sverige för året 1992 med originalkurvan enligt Figur 17. Dessutom har resultatet med 4000 MW för 1992 med det nya vindkraftverket i Figur 18 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 3950h. 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 skalat för samtliga platser i Sverige) så erhålls med det nya vindkraftverket en årsproduktion om 10,2 TWh för 1992.



Figur 19 Varaktighetskurva för vindkraft i Sverige

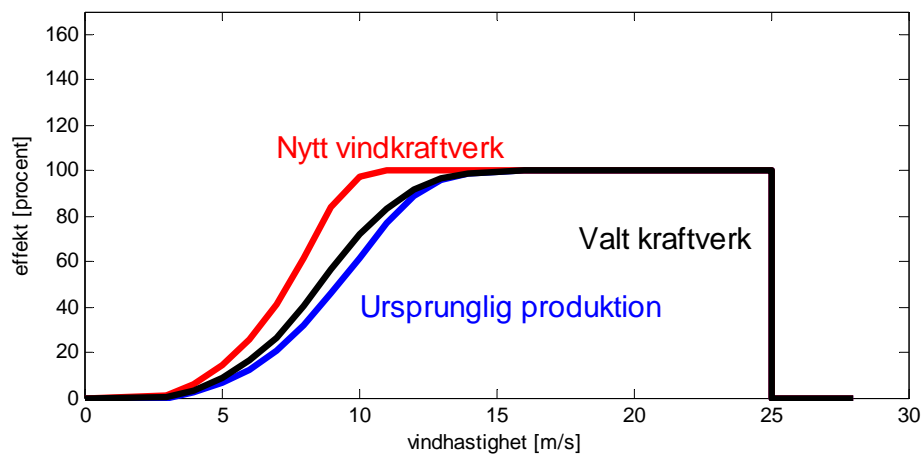
Det bör påpekas att "nytt vindkraftverk" här har använts för samtlig vindkraft i Sverige. Under 2013 var årsproduktionen redan 10 TWh, så all framtida elproduktion kan inte antas ha denna vind-effekt-funktion. Det kan dock finnas ett intresse av att studera storleksordningen av inverkan på systemet om man har längre utnyttjningstid på kraftverken jämfört med idag. Om man studerar Figur 19 så ser man att med längre utnyttjningstid (= "nytt vindkraftverk") 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),

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. Som kommentar kan nämnas att genomsnittlig utnyttjningstid för ett antal nyare kraftverk enligt uppgift (september 2013) 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) utnyttningstider om 3000-4000 timmar för vissa nya installationer. Denna utnyttningstids (2900 timmar) kan erhållas genom att man använder en vind-effekt-kurva som ligger emellan de två kurvorna i Figur 18. I de intervall där det är skillnad mellan de två kurvorna, beräknas nivån som:

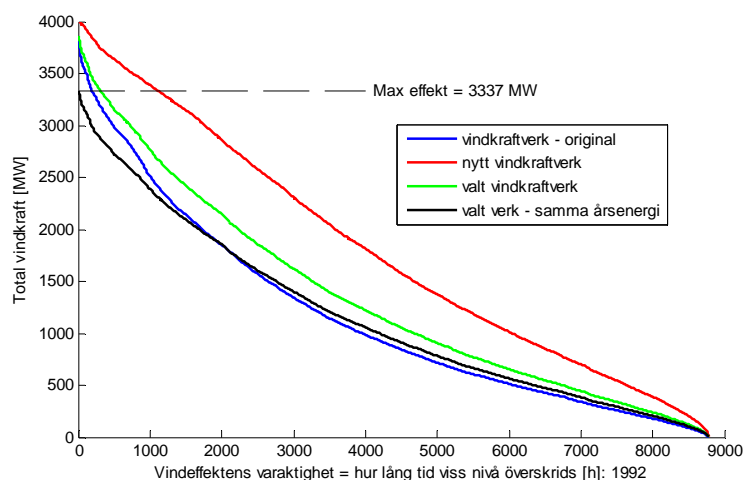
$$MW(\text{valt kraftverk}) = MW(\text{original}) + p \cdot [MW(\text{nytt}) - MW(\text{original})]$$

Om man sätter $p=0,283$, erhålls en genomsnittlig elproduktion om 11,25 TWh för de 10 studerade åren vid 4000 MW installerad effekt. I originaldata ger 4000 MW 9,6987 TWh som årsgenomsnitt. Här antas att 4000 MW ska motsvara 2500 timmars utnyttningstid, 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 20.



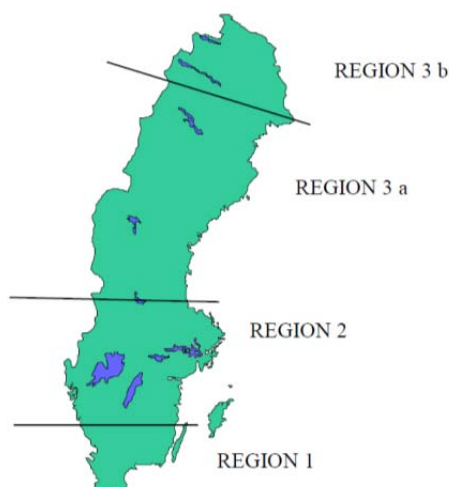
Figur 20 Överföringsfunktion för kraftverk som ger en utnyttningstid om ca 2900 timmar.

Med valt vindkraftverk som ger 2900 h utnyttningstid så behövs endast 3337 MW för erhålla en årsproduktion om ca 10 TWh. Utnyttningstid för valt vindkraftverk visas i Figur 21.



Figur 21 Varaktighetskurva för valt vindkraftverk och vinddata för 1992.

I de vinddata som använts (Magnusson, 2004), används data från 56 platser i Sverige. Dessa har sedan i sin tur klassats in i 4 regioner enligt Figur 22.



Figur 22 Vindregion-indelning enligt (Magnusson, 2004)

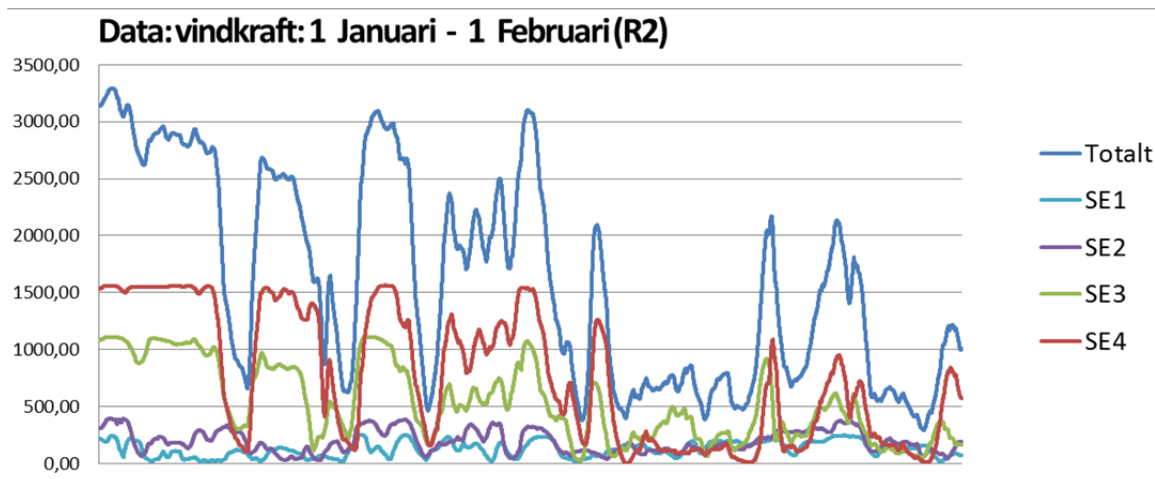
Regionerna i Figur 22 stämmer inte helt överens med prisareorna enligt kapitel 2.2, men här antas att de överensstämmer. Den skillnad som finns gäller främst kusttrakterna mellan SE1 och SE2.

Pris- area	Vind- region	Original- fördelning för 10 TWh	Fördelning med "valt kraftverk" för 10 TWh, 1992	1992: "Valt kraftverk", skalat till 10 TWh/år			Data för år 2013	
				Årsenergi	Max effekt	Min effekt	Års- energi	Max effekt
SE1	3b	305 MW	254 MW	0,63 TWh	253 MW	0 MW	0,97	334
SE2	3a	475 MW	396 MW	0,99 TWh	392 MW	0 MW	2,17	749
SE3	2	1335 MW	1114 MW	3,40 TWh	1107 MW	0 MW	4,02	1522
SE4	1	1885 MW	1573 MW	4,99 TWh	1566 MW	0 MW	2,84	1159
Summa		4000 MW	3337 MW	10 TWh	3318 MW	0 MW	10 TWh	3764 MW
Totalt				10 TWh	3293 MW	6 MW	10 TWh	3578 MW

Tabell 7 Vindkraftens fördelning enligt basfallet, dvs 1992 med "valt kraftverk", samt data från 2013 (Svenska Kraftnät, 2014)

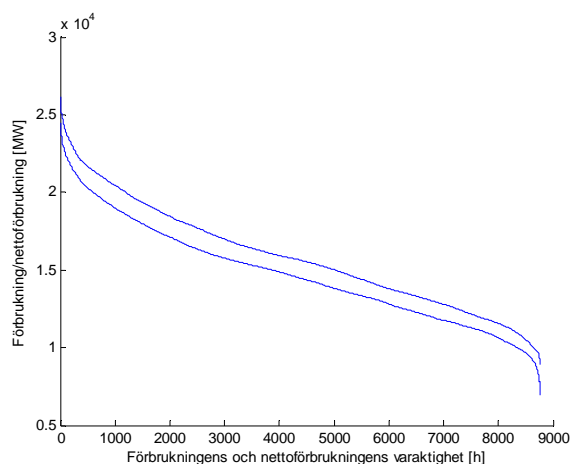
Tabell 7 visar hur vindkraften fördelats i Case A i kapitel 6.2. Syftet med Case A är att ha samma fördelning som i version 3 av denna rapport-serie. Som framgår av tabellen kan det i varje region bli stiltje, men det framgår inte av tabellen, när på året som detta inträffar, vilket är det centrala för kraftbalansen. Vad som framgår också är att maximal total produktion inte är exakt densamma som summan av maximal produktion i varje område, men skillnaden är dock relativt liten. Det kan påpekas att enbart resultat för ett specifikt år studeras i tabellen. Det kan påpekas att hälften av årsproduktionen är förlagd till område SE4. Under 2013 blev den faktiska produktionen 10 TWh, men fördelningen över landet var annorlunda jämfört med basfallet för 1992. 2013 var det lägre produktion i SE4 och mer i övriga områden jämfört med basfallet.

Vindkraften varierar kontinuerligt. I Figur 23 visas ett exempel på variation under en månad. Det är en likartad variation i alla områden, men inte alltid. Runt ca 20 januari är t ex produktionen 3 gånger högre i SE3 än i SE4.



Figur 23 Vindkraftsproduktion under januari för år 1992 med antagen fördelning av elproduktionen i de olika områdena

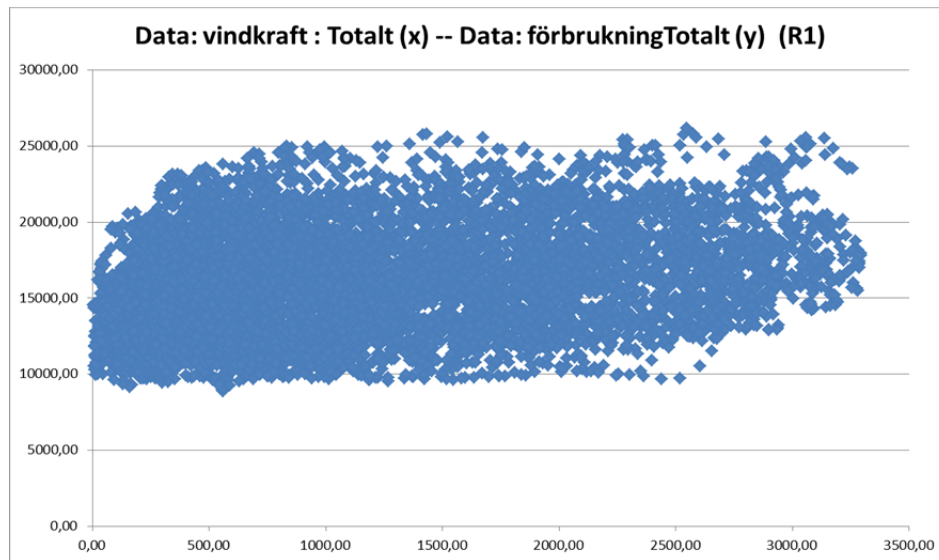
Av intresse för kraftsystemet är hur vindkraften samvarierar med elkonsumtionen. Utmaningen är att klara den övriga produktionen på ett säkert sätt, dvs skillnaden mellan elkonsumtion och vindkraft, den så kallade netto-produktionen = elförbrukning – vindkraft. Om man antar att man har 2011 års konsumtion 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 24.



Figur 24 Varaktighetskurva för elförbrukning (överst) och nettoförbrukning (nederst) i Sverige. Baserat på elförbrukning för 2011 och vinddata för 1992.

Den översta kurvan i Figur 24 visar samma resultat som Figur 5, dvs varaktighetskurvan för elförbrukningen 2011. Den maximala förbrukningen var 26174 MWh/h. Om man för varje timme beräknar nettoförbrukning (som ska klaras av andra kraftverk) så erhålls den nedre kurvan när man lägger timvärdena efter varandra i fallande storleksordning. För nettoförbrukningen är maxvärdet 24445 MWh/h, dvs en minskning med 1729 MWh/h. Minsta elförbrukningen är 8884 MWh/h medan den minsta nettoförbrukningen är 6902 MWh/h, dvs en minskning med 1982 MWh/h. Som framgår av 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.

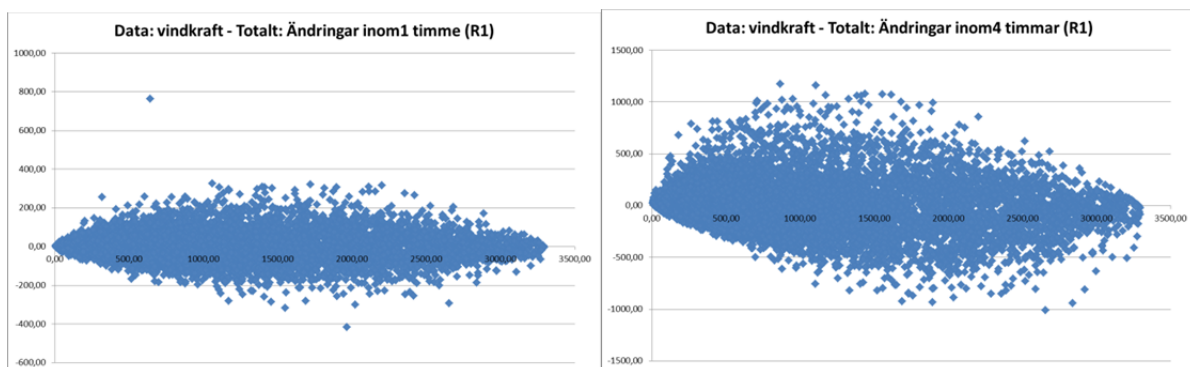
Ett annat sätt är att visa samvariationen är att markera i en graf verklig konsumtion och vindkraftsproduktion. Detta visas i Figur 25 Samvariation för elförbrukning 2011 och 10 TWh vindkraft för 1992. AV figuren framgår att för de studerade åren var vindkraftens produktion inte så hög vid låg konsumtion (< 14000 MW), och vid hög konsumtion (>22000 MW) var det alltid någon vindkraftsproduktion.



Figur 25 Samvariation för elförbrukning 2011 och 10 TWh vindkraft för 1992.

Det bör dock påpekas att man här tagit elförbrukning och vindkraft från olika år.

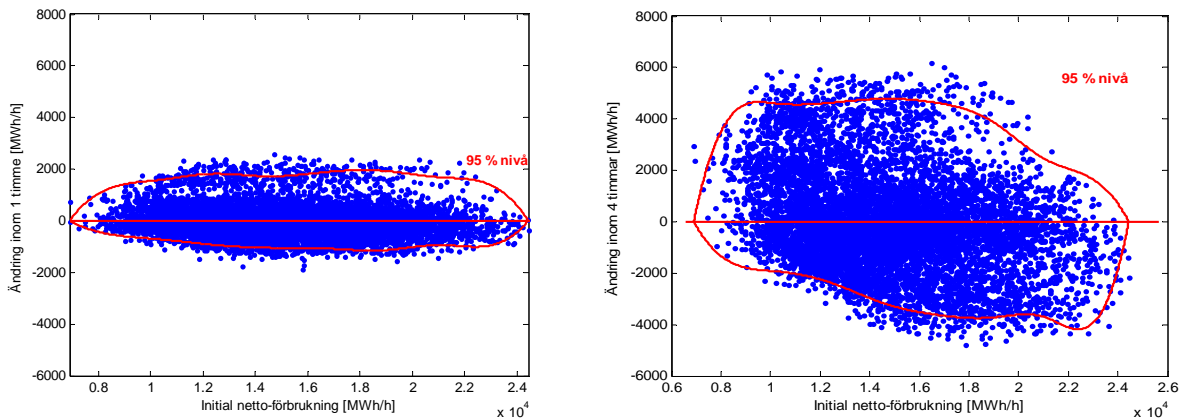
Vad som även är centralt för driften av kraftsystemet är hur snabbt förändringar sker. Ett första steg är att studera hur vindkraften kan variera mellan olika timmar. Detta visas i Figur 26.



Figur 26: Vindkraftens (basfallet) variation under 1 timme (vänster) respektive 4 timmar (höger)

Figur 26 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 27. För enbart elförbrukningen, se Figur 6.



Figur 27. 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 6 visades samtliga förbrukningsändringar för 2011 för 1 respektive 4 timmar. I Figur 27 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 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 27 med Figur 6.

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 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 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 8 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-SE4	2:Växjö-SE4	3-Visby-SE3	4-Norrköping-SE3
Max W/kvm	96,02	91,30	90,51	91,43
Max MW	1264	1202	1191	1203
Plats	5-Karlstad-SE3	6-Borlänge-SE3	7-Frösön-SE2	8- Umeå-SE2
Max W/kvm	90,83	88,84	84,88	88,18
Max MW	1195	1169	1117	1160
Plats	9-Luleå-SE1		Summa	
Max W/kvm	87,82			
Max MW	1156		10657	

Tabell 8: 9 platser med angivet elområde och antagen solet i Sverige.

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

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

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

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

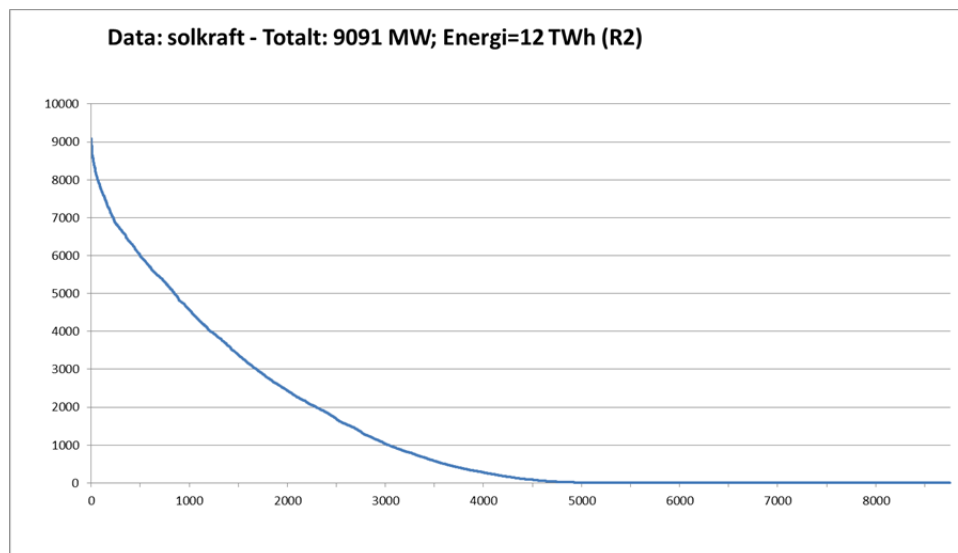
$$\eta_c(k) = \eta_{c,STC} \left[1 - \mu(T_a(k) - T_{c,STC} + CI_T(k)) \right]$$

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

Totalt erhålls med dessa antaganden en installerad effekt om 10657 MW (se Tabell 8) 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.

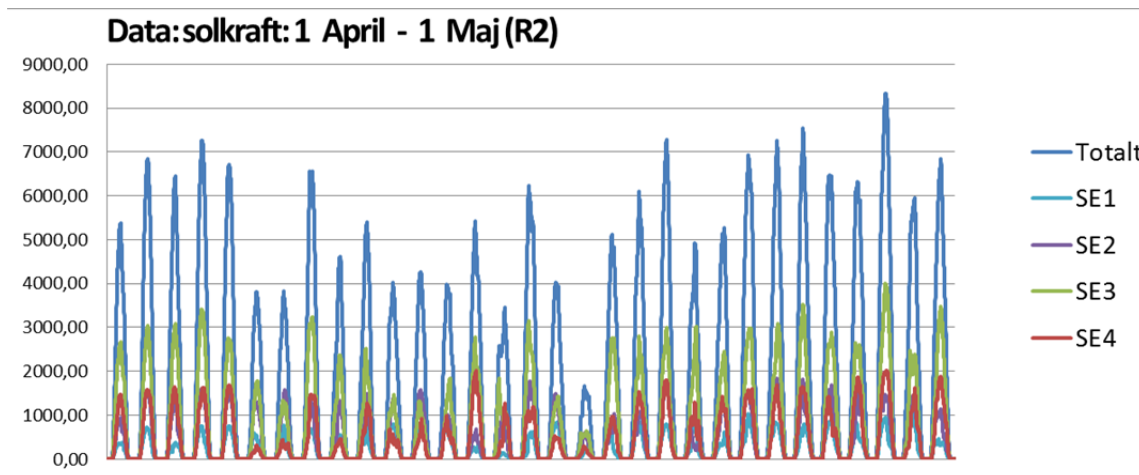
I Case A är syftet att använda samma mängd solceller som i (Söder, 2013), dvs en total solcellsproduktion om 12 TWh/år. Samma fördelning över Sverige har antagits som i Tabell 8 och nivån har därmed erhållits genom att multiplicera solcellsproduktion per mätpunkt och timme med 1,2. En skillnad i denna rapport jämfört med version 3 är att i version 3 utnyttjades inte data från Umeå och Luleå vilka däremot är med i denna rapport. Det gör att det blir en liten skillnad i Case A jämfört med version 3 för totalresultatet då total solel inte varierar exakt likadant i denna rapport som i version 3. Skillnaden är dock mycket liten.

Varaktighetskurvan för total solel i Sverige visas i Figur 28. Som framgår av figuren sker en viss sammanlagring av solcellseffekten, dvs maximal erhållen total produktion (9091 MW) är lägre än totalt installerad effekt ($1,2 \cdot 10657 = 12788$ MW). Detta beror på att max effekt inte inträffar samtidigt vid de olika platserna.



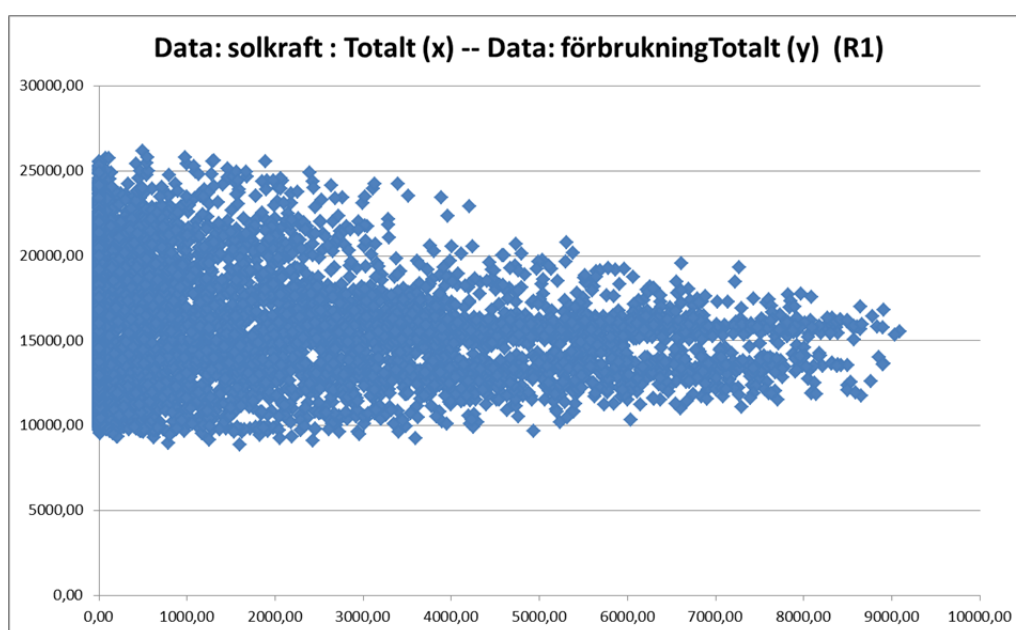
Figur 28 Varaktighetskurva för total solelproduktion från 12788 MW solceller i Sverige.

Solelen produceras huvudsakligen under vår-sommar-höst, dvs inte så mycket på vintern. I Figur 29 visas hur solkraften kan variera under april. En dag som mest knappt 2000 MW och en annan dag upp till drygt 8000 MW.



Figur 29 Sokraftsproduktion under april månad i Case A, dvs 12 TWh/år

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 30.

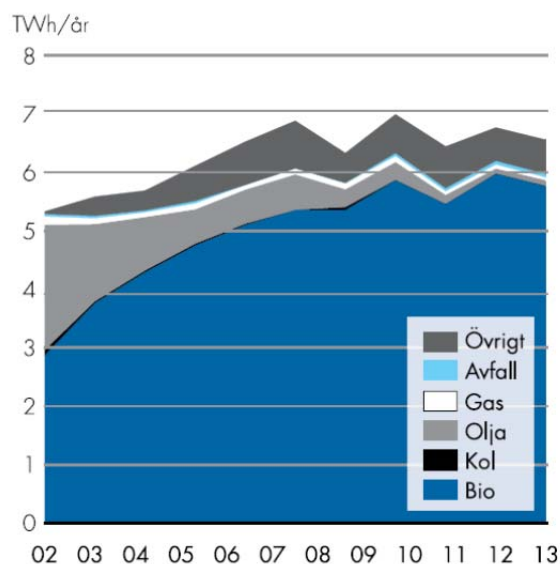
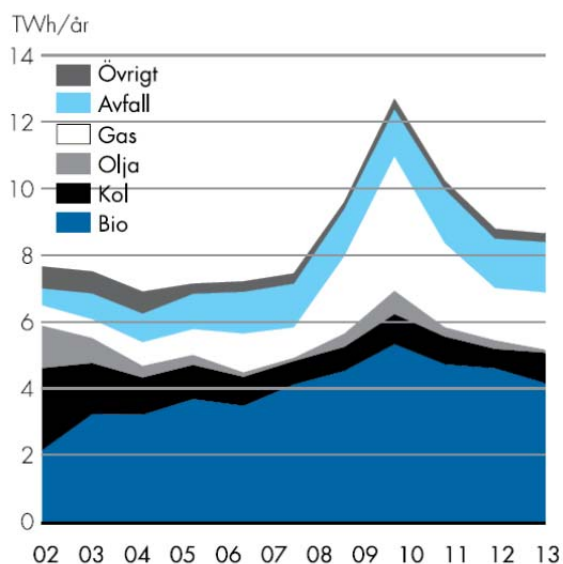


Figur 30 Samvariation för elförbrukning y-axel och solkrafts-produktion i Sverige. Baserat på elförbrukning för 2011 och soldata för 1999.

Den maximala förbrukningen var 26174 MWh/h vid detta tillfälle var solkraftsproduktionen 539 MW. Men som framgår av figuren finns det situation med mycket hög elförbrukning och mycket låg solkraftsproduktion. Hög solkraftsproduktion erhålls främst vid lägre elförbrukning (< 18000 MWh/h).

4.4.Kraftvärme

Kraftvärmen finns såväl inom industrin som i fjärrvärmesystemen. Det är huvudsakligen bibränslen av olika slag som används. I Figur 31 visas utvecklingen under senare år.



Figur 31 Elproduktion fördelad på bränslen i kraftvärmesystem i fjärrvärmerna (vänster), resp i industriellt mottryck under åren 2002-2013. Bild tagen från (Svensk Energi, 2014)

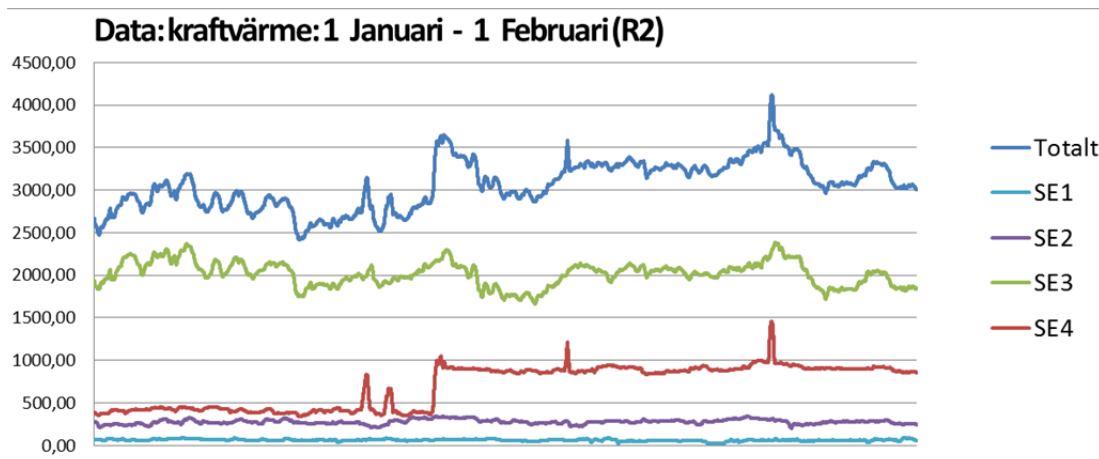
I denna studie beaktas enbart detaljer för elproduktionen i fjärrvärmerna. Anledningen är att tim-data inte finns tillgängliga för den industriella produktionen. I de timdata som används för elkonsumtionen är det enbart netto-konsumtionen för de industrier som har egen elproduktion som används. Om man för dessa industrier skulle ha mer detaljerade data skulle det innebära att för varje timme skulle konsumtionen öka med precis den mängden produktion som finns i dessa anläggningar. Ur system-analys-synvinkel har detta därmed ej någon betydelse, om man inte skulle anta att den interna produktionen i framtiden skulle köras på något annat sätt.

För att få jämförbara resultat med den rapport som studerade hela Sverige (Söder, 2013), så har här fjärrvärmens elproduktion från 2011 använts. För framtiden har här antagits att kraftvärmerna i Sverige kommer att öka med 50 procent jämfört med läget 2011 (Håkan Sköldberg, 2013). Här har antagits att ökningen sker med 50 procent i samtliga områden. Data för "basfallet" visas i Tabell 9.

Område	Energiproduktion	Max MW	Min MW
SE1	0,38 TWh	101 MW	2 MW
SE2	1,3 TWh	342 MW	26 MW
SE3	9,25 TWh	2474 MW	119 MW
SE4	3,74 TWh	1458 MW	19 MW
Summa	14,68 TWh	4375 MW	166 MW
Totalt	14,68 TWh	4126 MW	219 MW

Tabell 9 Data för elproduktion i kraftvärmerna i framtiden med 50 procent högre produktion än i dagsläget. Data från (Svenska Kraftnät, 2014)

Kraftvärmerna körs för närvarande relativt stabilt, dvs på hög nivå som är kopplat till fjärrvärmeförbrukningen. Detta gör att produktionen är högre på vintern än på sommaren. I



Figur 32 Kraftvärmeproduktion i januari 2011 uppskalat med +50 procent för de 4 olika prisområdena i Sverige

Kraftvärmen kan antas reglerbar på olika sätt. Med hög produktion i sol- och vindkraftverk, så kan man anta att man hellre stänger av kraftvärmeverk än vindkraft- och solkraft-verk eftersom man då sparar bränsle i kraftvärmeverken. Däremot finns det systemkrav på att det måste finnas en viss mängd masströghet i kraftsystemet. I kraftvärmeverk används också en hel del avfallsförbränning. Fjärrvärmebolagen får betalt för att använda avfallet, dvs de använder hellre avfall än stänger av kraftverket. Det finns en principiell möjlighet att spara avfallet vid mycket låga elpriser (som uppstår vid överskott orsakat av låg last/hög vind/hög sol), men då måste det finnas lagringsmöjligheter. Här antas i basfallet att det under varje timme finns en möjlighet att minska kraftvärmeproduktionen ner till 25 procent av ursprungsnivån, när detta är möjligt ur systemsynpunkt (masströghet) och man annars skulle vara tvungen att spilla vindkraft eller solkraft.

Fjärrvärmesystemet har en annan möjlighet och det är att man vid överskottssituationer i systemet (mycket sol- och vind-kraft och låg elförbrukning) använder mer el för uppvärmning av vattnet i fjärrvärmenäten istället för att använda andra bränslen. Detta kräver investeringar i, t ex, elpatroner i fjärrvärmen och att det finns något bränsle (ej avfall) att ersätta. Denna möjlighet har studerats i version 3 (Söder, 2013) och gör att man kan minska överskottet. Detta är dock inte med i denna rapport.

4.5. 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

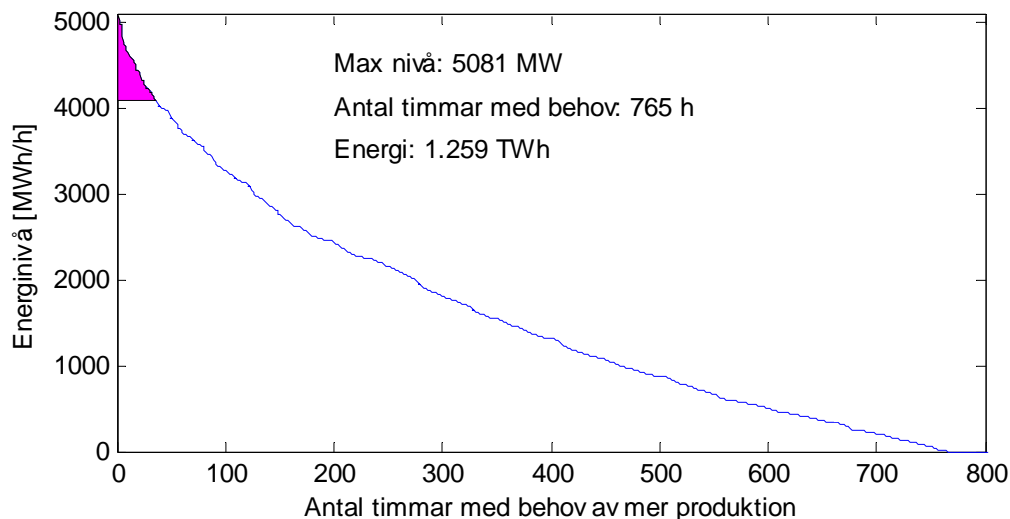
- **Vågkraft**, där det finns ny teknisk utveckling på aggregatsnivå
- **Värmekraft**, vilket inkluderar biobränslebaserad kraftvärme (småskalig och storskalig), samt kondenskraft
- **Elbilar**, vilket ökar elkonsumtionen men kan också bidra till flexibilitet
- **Smarta elnät**, vilket inkluderar att kunder kan vara flexibla 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 elhandelsvolym 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)

4.6. Toppeffekt

Det är centralt att man har en tillräckligt hög leverenssäkerhet i elsystemet, dvs även vid hög konsumtion måste det finnas tillräckligt med kapacitet för att klara elförsörjningen. Detta kommer att studeras i denna rapport och fanns även med i den tidigare version 3.0 (Söder, 2013).

Om man börjar med att se till behovet så uppstår detta vid hög förbrukning då tillgänglig kraft från vattenkraft + vindkraft + solkraft + kraftvärme inte räcker. Som illustration för problematiken kommer här resultatet presenterat i version 3 (Söder, 2013) vid 40 procent sol- och vindkraft och ingen kärnkraft att användas. I Figur 33 visas varaktighetskurvan för det extra behovet som uppstår.



Figur 33 Varaktighetskurva för toppeffekten i ett system med 60 TWh från sol- + vindkraft, ingen kärnkraft, ingen elhandel med utlandet (Söder, 2013)

Om vi börjar med samma antagande som i (Söder, 2013) så täcks detta extra behov av gasturbiner med en effektkostnad om 300000 kr/MW,år, 95 procent tillgänglighet, och 900 kr/MWh. Detta ger en merkostnad (dvs jämfört med ett antaget elpris om 500 kr/MWh) om 1,51 öre/kWh för all elförbrukning (139,2 TWh) och om dessa gasturbiner antas drivas med fossila bränslen så är konsumtionen lägre än dagens förbrukning i elsektorn av fossila bränslen.

Det är dock viktigt att notera att framför allt för den högsta effekten så blir utnyttjningstiden mycket låg, dvs effekten utnyttjas mycket lite. Om man, t ex, studerar de sista 1000 MW gasturbinerna, som är färgad i Figur 33, så behövs denna extra effekt under maximalt 36 timmar, den totala energikonsumtionen är 0,0147 TWh och den totala kostnaden för denna elproduktion blir 316 MSEK och totala kostnaden (effekt och energi) därmed 22 kr/kWh för denna toppenergi. Om man istället räknar på de sista 500 MW gasturbiner så behövs denna extra effekt under maximalt 13 timmar,

energin blir istället 0,0028 TWh, totalkostnaden 158 MSEK motsvarande 58 kr/kWh. Av dessa exempel framgår att:

- Om det finns alternativa lösningar som har kostnader som är lägre än 22 respektive 58 kr/kWh så är de att föredra. Ett exempel är bortkoppling av elförbrukning och att man då får ersättning motsvarande dessa nivåer. Det finns många konsumenter som hellre tar dessa inkomster istället för att konsumera el
- Om man enbart har en marknadsersättning (ingen effektmarknad), dvs betalt per producerad kWh, så måste elpriserna upp till nivån 22-58 kr/kWh för att dessa investeringar ska bli av.

Det kan nämnas att de kostnader som nämns ovan var de som fanns tillgängliga vid dessa tidigare rapporter. Det har nu kommit fram nya uppgifter om vad kostnaden kan vara för gasturbiner. De är preliminära men kommer vara med i en ny rapport som kommer hösten 2014. Dessa visas i Tabell 10.

Case	1 (Söder, 2013)			2: Preliminärt från rapport hösten 2014		
Priser	300 kr/kW,år 900 kr/MWh			360 kr/kW, år 1200 kr/MWh		
	Extra energi	Sista 1000 MW	Sista 500 MW	Extra energi	Sista 1000 MW	Sista 500 MW
Energi	1,259 TWh	0,0147 TWh	0,0028 TWh	1,259 TWh	0,0147 TWh	0,0028 TWh
Kostnad	1,45 öre/kWh	22 kr/kWh	58 kr/kWh	1,89 öre/kWh	26 kr/kWh	68 kr/kWh
	Kostnad för 145,6 TWh	Produktions-kostnad		Kostnad för 145,6 TWh	Produktions-kostnad	

Tabell 10 Kostnader för extra gasturbiner för att täcka toppkonsumtion.

Gasturbiner är en existerande teknik. Den består av en gas-driven turbin som driver en synkrongenerator, dvs denna synkrongenerator har såväl en masströghet som möjlighet att styra spänningen när den är igång. Det finns också exempel på att man kan, med en speciell teknik, koppla bort generatoren från turbinen (T&D World Magazine, 2000). Detta medför att om man inför denna teknik så kan man använda dessa gasturbiner som synkronkompensatorer (dvs ingen produktion) och därmed bidra till såväl masströghet som spänningsreglering. Det är också möjligt att driva dessa gasturbiner med biogas.

Alternativa metoder till att klara toppeffekten inkluderar:

- Extra effekt-utbyggnad i vattenkraftverk
- Import
- Extra "kondens-svans" i kraftvärmeverken, dvs ren elproduktion utan tillhörande värmeproduktion.
- Bortkoppling av elförbrukning vid hög elförbrukning
- Inmatning från el-bilar vid hög elförbrukning
- Ellagring, t ex batterier, pumpkraftverk, saltlager som upphettas vid billig el och som vid behov istället värmer vatten/ånga som kan driva ett kraftverk (används idag i solkraftverk) (Andasol Solar Power Station, 2013)
- Bränsleceller som drivs med vätgas som erhållits vid elektrolys av vatten vid el-överskottssituationer.

I denna rapport har inte gjorts någon närmare studie på teknisk-ekonomisk potential för dessa tekniker. I princip måste de dock vara mer attraktiva (tekniskt/ekonomiskt/miljömässigt) än de här studerade gasturbinerna.

4.7. Leverenssäkerhet.

Det är centralt att man har en tillräckligt hög leverenssäkerhet i elnät. Men "leverenssäkerhet" avses här att det finns tillräckligt med produktionskapacitet för att klara den efterfrågade elförbrukningen. Om efterfrågan är större än tillgänglig kapacitet så uppstår "effektbrist", dvs man måste koppla bort några kunder trots att de inte vill bli bortkopplade. Det är dock centralt att det inte är möjligt att denna är exakt 100 procent! Anledningen är att det, oavsett kraft-system, alltid finns en viss risk för kombinationer av olika haverier som leder till att all efterfrågad elförbrukningen inte kan klaras.

Den risk som man anger är LOLP = Loss of Load Probability = Risken för effektbrist och mäts i procent eller timmar/år. Om man, t ex, har LOLP=0,1 procent så innebär det att man under ca 9 timmar per år är tvungen att koppla bort några kunder. Leverenssäkerheten kan därmed antas vara 99,9 procent men om man ser till hur stor del av kunderna som får sin el, så är det bara vissa kunder som inte får all sin efterfrågade el under 9 timmar per år, så andelen el som i verkligheten levereras är mycket högre än 99,9 procent. I Sverige är LOLP betydligt lägre än 0,1 procent eftersom vi knappast någonsin har kapacitetsbrist. Det finns en viktig avvägning som måste göras här. Antag, t ex, att man för ett framtida system har en risk för effektbrist om 0,01 procent, dvs 0,9 timmar per år. Om man anser att detta inte är acceptabelt så måste man därmed införa ny produktion eller ersätta kunder så de frivilligt avstår för att konsumera under 0,9 timmar (54 minuter) per år. Det kan bli mycket kostsamt om volymen är stor.

För att minska risken för effektbrist behövs därmed effekt. Frågan är därmed hur stor möjlighet ett kraftverk (oavsett sort) har att minska risken för effektbrist? Det är denna möjlighet som brukar benämnas kraftverkets "effektvärde". Det definierades på 1960-talet av Garver (Garver, 1966). Definitionen kallades "Effective Load Carrying Capability" och beräknades enligt följande:

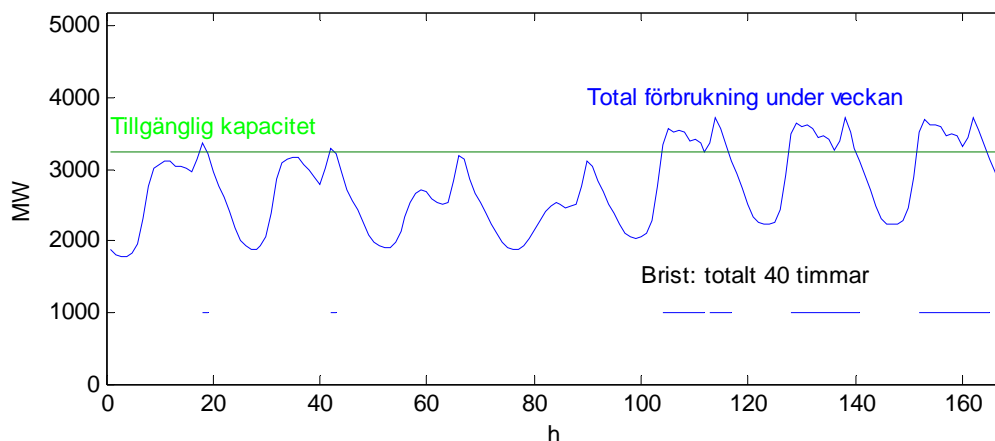
1. Antag ett kraftverk som har kapaciteten X MW
2. Beräkna risken för effektbrist **utan** det nya kraftverket = LOLP-1
3. Beräkna risken för effektbrist **med** det nya kraftverket = LOLP-2 (vilken är **lägre** då man har mer effekt i systemet)
4. Öka nu elförbrukningen tills risken för effektbrist **med** det nya kraftverket blir LOLP-1
5. Om man **ökat elförbrukningen med Y MW** så blir därmed **effektvärdet= Y MW** för kraftverket

Dvs tack vare ett kraftverk om X MW kan elförbrukningen öka Y MW vid samma risk för effektbrist.

4.7.1. Vindkraftens effektvärde

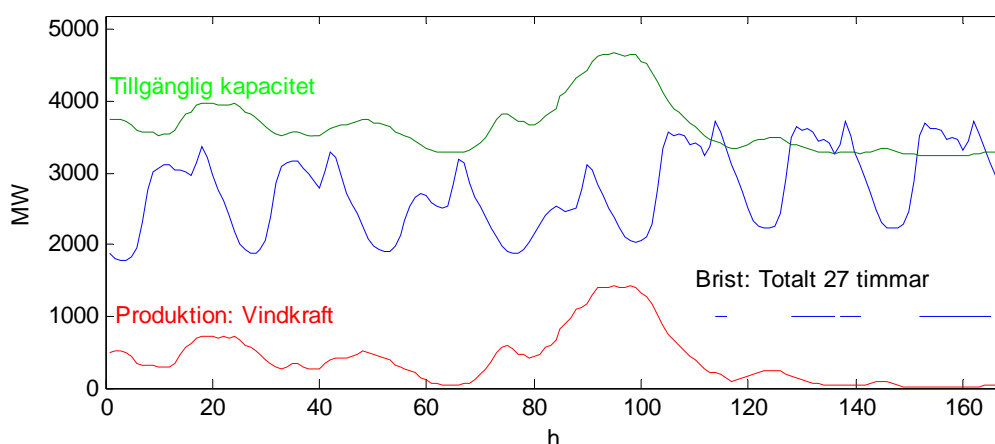
Vindkraftens effektvärde kan beräknas på exakt samma sätt som med den metod som Garver beskrev 1966. Detta har gjorts i ett antal studier från åtminstone 1970-talet. Att vindkraften kan ha ett effektvärde, trots att det inte alltid blåser, kan illustreras på följande sätt:

Antag att vi har ett elsystem med en konstant installerad effekt, ingen vindkraft och en varierande elförbrukning. Detta visas i Figur 34.



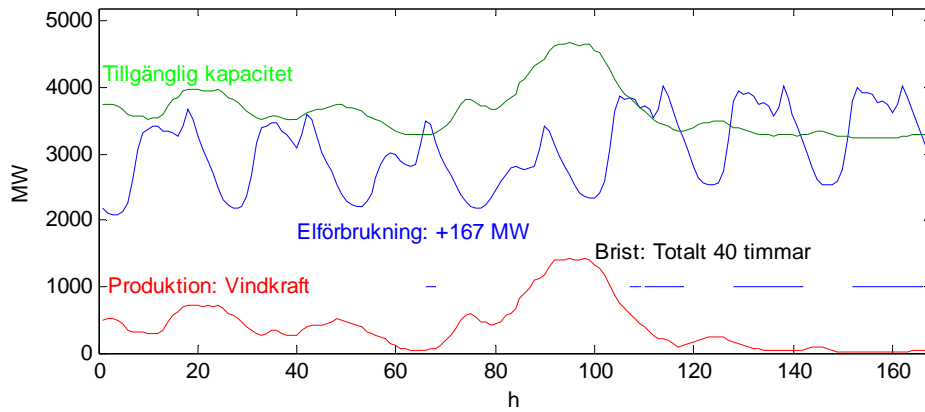
Figur 34 Risken för effektbrist utan vindkraft

Som framgår av Figur 34 så blir risken för effektbrist i detta system 40 timmar. Om man sedan i detta system tillför vindkraft med en maximal produktion om 1430 MW så minskar risken för effektbrist, från 40 timmar till 27 timmar, se Figur 35. Det är viktigt att notera att vindkraften **minskar** risken för effektbrist, den tar inte bort den. Det är också viktigt att notera att vid den maximala elförbrukningen är det inte så hög vind, men effektbrist finns även vid andra timmar.



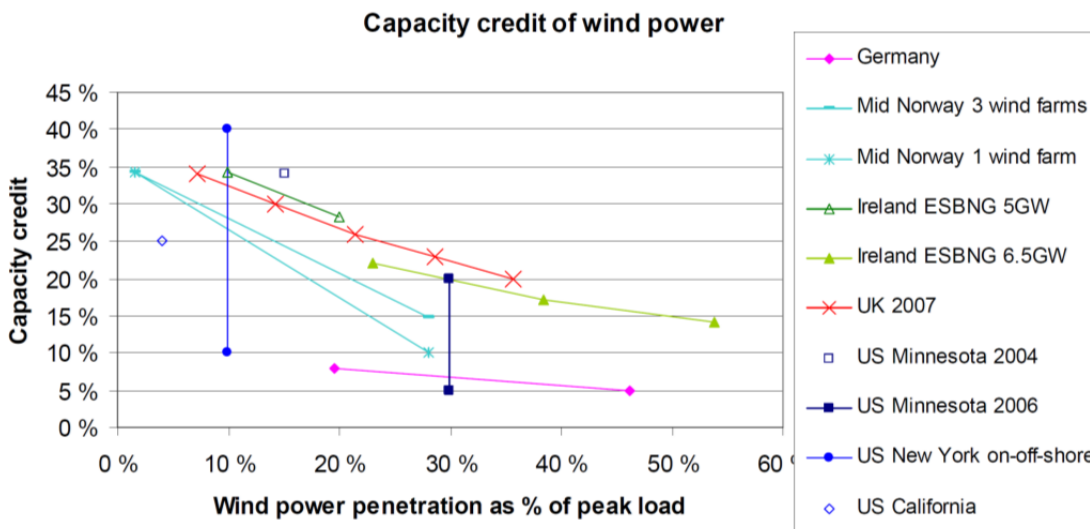
Figur 35 Risk för effektbrist med vindkraft. Maximal vindkraft 1430 MW

Om man sedan i detta elsystem ökar elförbrukningen med 167 MW under varje timme så erhålls återigen en risk för effektbrist om 40 timmar, se Figur 36. Detta innebär i praktiken att för detta exempel så har 1430 MW vindkraft ett effektvärde om 167 MW, dvs 11,7 procent. Med exakt samma metod kan man beräkna effektvärdet för vilket kraftverk som helst.



Figur 36 Risk för effektbrist med vindkraft och en ökning av elförbrukningen med 167 MW

Den här beskrivna metoden är en standard-metod. Den har applicerats i många olika elsystem. Några resultat visas i Figur 37. Som framgår av dessa resultat kan de variera mycket, från 10-40 procent av installerad effekt. Skillnaden beror mycket på kopplingen mellan hög elförbrukning och vindhastighet där det i vissa områden blåser mycket vid hög elförbrukning och i andra områden mindre. En generell trend är att ju mer vindkraft, desto lägre effektvärde. Tyskland använder en speciell metod, här kallad dena-metoden, vilken kommenteras nedan. I Sverige används en variant av dena-metoden av Svenska Kraftnät. Dessa metoder ger generellt lägre effektvärde oavsett vilket produktionsteknik de används för.



Figur 37 Resultat från beräkningar av vindkraftens effektvärde i några olika studier (Holtinen S. a., 2009)

För Sverige har en del studier gjorts med denna metod. Resultaten sammanfattas i Tabell 11.

Mängd vindkraft	LOLP	Effektvärde	Effektvärde % (MW)	Effektvärde % av medel	Källa
1406 MW	0,072 %	214 MW	15,2 %	56 %	(Söder, 1988)
2682 MW	0,82 %	653 MW	20 %	76 %	(Söder, 1997)

Tabell 11 Vindkraftens effektvärde i Sverige i två rapporter

Det som har stor betydelse vid beräkning av effektvärdet är hur det blåser vid hög elförbrukning. I Sverige finns på vissa ställen en tendens till mer vindkraft på dagen då elförbrukningen är högre, men inte överallt. Vad som gäller överallt är dock att det blåser mer på vintern då elförbrukningen är högre än på sommaren. Däremot kan det vid hög elförbrukning ibland vara hög vind och ibland låg vind. Vad som också har stor betydelse är vilken risk för effektbrist det är i systemet. Ju lägre risk desto lägre effektvärde. Detta är generellt och gäller alla kraftslag. Av betydelse är också den generella nivån på vindkraften. Om man, t ex, har ganska dåliga vindförhållanden så blir också effektvärdet lägre.

Om man studerar Tabell 11 så är LOLP relativt hög (elbrist under 7 timmar per år!) och det är relativt begränsat med vindkraft (mindre mängd än dagsläget, men rapporterna är ganska gamla). Om man skulle göra om beräkningarna på ett korrekt sätt för mycket större mängder vindkraft blir förmodligen effektvärdet lägre eftersom a) tillförlitligheten är högre, b) vindkraftens effektvärde minskar med mängden vindkraft enligt Figur 37.

En utmaning är dock att beräkna effektvärdet "på ett korrekt sätt". Denna beräkning är som framgår ovan kopplad till en beräkning av LOLP – risken för effektbrist. De LOLP-beräkningar som utförs i samtliga rapporter som nämns ovan är relativt förenklade. Man har studerat ett isolerat system utan interna begränsningar och utan elhandel med utlandet. I verkligheten gäller:

- Man har vindkraft som på ett begränsat sätt samvarierar i olika områden
- Överföringskapaciteten är beroende av vilka kraftslag som är i drift i de olika områdena
- Beroende på tekniken för överföring (DC eller AC) så är beroendet olika
- Även ledningar kan haverera
- Med flexibla kunder så skall man endast inkludera "ofrivillig bortkoppling" när man beräknar LOLP, och hur flexibla kunderna är beror på hur långt i förväg de får reda på att någon behöver kopplas bort.
- Beroende på var vindkraften är lokaliserad och hur den varierar mellan åren så blir effektvärdet olika

Detta medför att man måste utveckla nya metoder om man på ett tillförlitligt sätt ska beräkna LOLP och därmed effektvärdet, oavsett vilket kraftslag som diskuteras.

En viktig fråga är, bland annat, hur vanligt det är att vindkraften producerar mycket vid hög elförbrukning. Den egentliga frågan är om det är någon korrelation, dvs samvariation, mellan elförbrukning och vind. Över varje enskilt år 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 12 har vindkraftsproduktionen som använts ovan (Magnusson, 2004) för åren 1992-2001 studerats för de tillfällen då elkonsumenterna varit som högst för varje år. Datum och tidpunkt för högsta elförbrukning per år har hämtats från (Svensk Energi, 1992-2001). Fördelen med att använda vinddata från denna rapport (Magnusson, 2004), är att det är exakt samma mängd vindkraft på samma ställen som studeras. Om man tar verkliga dataserier blir det en utmaning att på något sätt skala vindkraften eftersom det sker en kontinuerlig utbyggnad som gör att det är relativt högre produktion i slutet av året än i början på året.

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

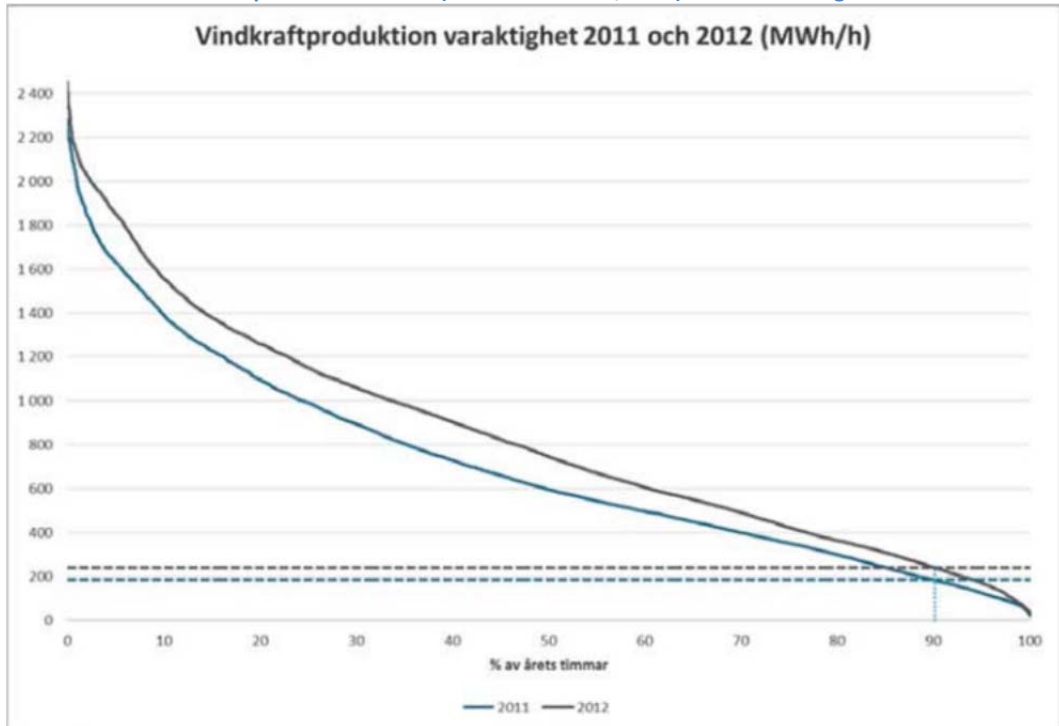
Den genomsnittliga vindkraftsproduktionen vid 10 TWh/år är 1142 MW. Resultatet från Tabell 12 är att genomsnittet vid hög förbrukning är ungefär densamma som årsgenomsnittet. Samma resultat har erhållits vid en annan studie av åtta tidigare elförbrukningstoppar, men då studerades endast vindkraftsproduktion i södra Sverige (Söder, 1987). Som framgår av denna tabell är den genomsnittliga vindkraftsproduktionen vid hög elförbrukning (1137,9 MWh/h) lägre än minskningen i exemplet i Figur 24 (1729 MWh/h). Det ska dock påpekas att det inte är exakt samma sak som visas i tabellen respektive figuren. I Tabell 12 visas endast en timme per år, medan Figur 24 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 24 bättre än den i Tabell 12. Metoden i Figur 24 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.

I denna rapport studeras endast ett specifikt år och ett isolerat Sverige. Om man ska göra en ordentlig analys av leverenssäkerheten, LOLP och/eller effektvärde måste flera år studeras, samt även olika elförbrukningsår, där effekt-toppar är olika stora under olika år och inträffar vid olika tillfällen.

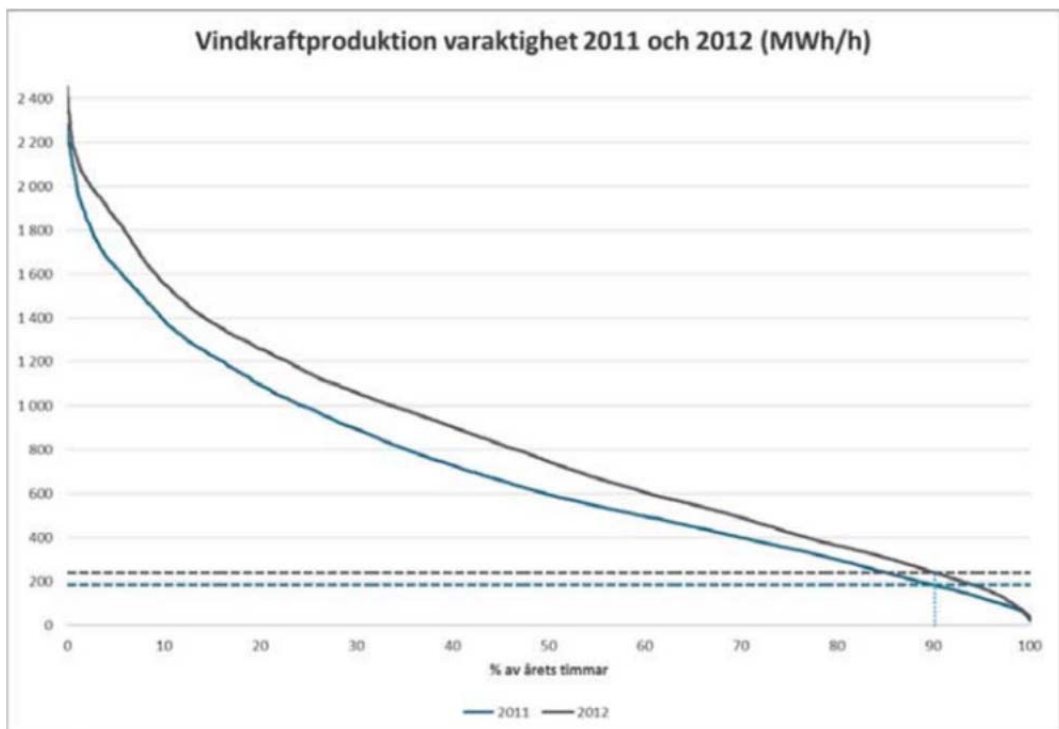
4.7.2. Vindkraftens effektvärde med "garanti-metoden"

Svenska Kraftnät använder inte standard-metoden för att beräkna vindkraftens effektvärde. De använder istället en annan metod, här kallad "garanti-metoden". Syftet med denna metod är att studera vilken effekt man minst kan få från vindkraften under 90 procent av tiden, dvs vilken nivå man kan räkna med, eller se som "garanterad". Svenska Kraftnät skriver i sin rapport inför vintern 2013/2014 att: "Vindkraftens tillgänglighet har i tidigare kraftbalansrapporter antagits vara sex procent. Detta tillgänglighetstal har använts med stöd av en utredning som gjordes för några år sedan av Nordels plan-kommitté. Tillgänglighetstalet anger hur mycket vindkraften producerar i andel av installerad effekt under

minst 90 procent av tiden.” (Svenska Kraftnät, 2013). En beskrivning visas i

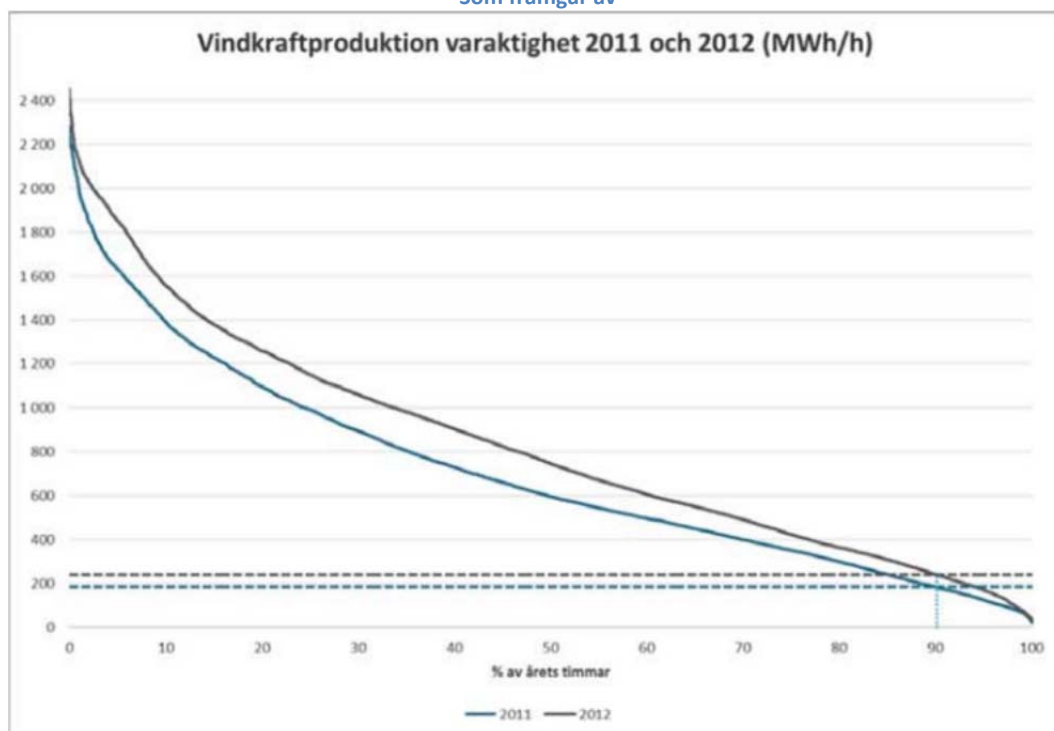


Figur 38.



Figur 38 Vindkraftens varaktighets-kurva för vintrarna 2011-2012 med nivån 90% inlagd. (Svenska Kraftnät, 2013)

Som framgår av



Figur 38 så kan minst nivån 7 procent av installerad effekt erhållas under 90 procent av tiden under den studerade perioden. Baserat på denna analys skriver Svenska Kraftnät att: "Sammantaget innebär detta Svenska Kraftnät inte finner skäl att frångå antagandet om sex procents effektillgänglighet ." Denna metod beaktar inte hur mycket det blåser vid just effekttoppar. Metoden används enbart för vindkraft av Svenska Kraftnät och inte för andra kraftslag.

4.7.3. Värmekraftens effektvärde med "garanti-metoden"

Som nämnts ovan har "garanti-metoden" hittills enbart använts för vindkraft. Men metoden är i sig generell och kan därmed användas för vilket kraftslag som helst.

Metoden har en speciell egenskap om man studerar ett enskilt värme-kraftverk, dvs ett reglerbart kraftverk som dock enbart antas fungera under en viss procent av tiden. Antag att vi har ett kraftverk om 1000 MW som har 89% tillgänglighet, dvs man kan få installerad effekt under 89% av tiden. Om man använder "garanti-metoden" och vill ha garantin 90% så blir effektvärdet för detta kraftverk 0 (noll) MW, eftersom man inte kan garantera någon effekt alls under 90 % av tiden (bara 89% av tiden). Om samma kraftverk istället har tillgängligheten 91% (dvs kan ge installerad effekt under 91% av tiden), så blir istället effektvärdet 1000 MW. Av detta framgår att vilken garantinivå man använder har betydelse.

Antag nu istället att vi har all svensk kärnkraft och att vi vill använda "garanti-metoden" för att se vilket effektvärde som dessa kraftverk har. Här presenteras två olika tillämpningar: 1) Använd sannolikhets-teori där man antar en viss tillgänglighet för varje kraftverk (t ex 90%) och beräkna hur stor total effekt man kan "räkna med" med sannolikheten 90%; 2) Se historiskt hur mycket kärnkraft man har kunnat räkna med under 90% av tiden.

Metod 1: Sannolikhets-metod: Kärnkraftens effektvärde beräknad med "garanti-metoden"

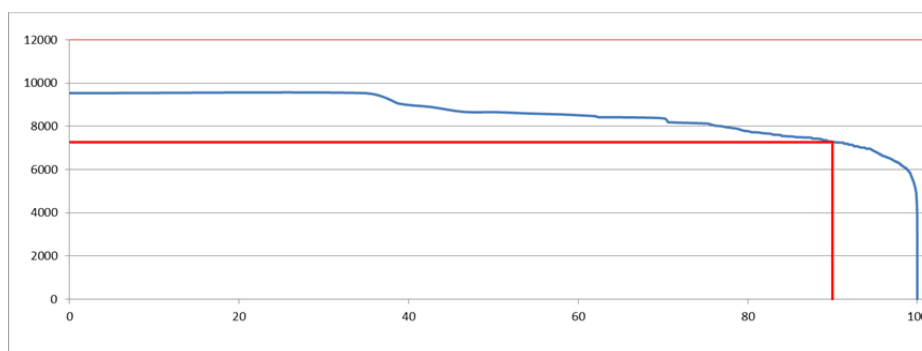
I Tabell 13 visas den installerade mängden kärnkraft i Sverige i slutet av 2013 (Svensk Energi, 2014).

Kärnkraftverk	Max-effekt	Kärnkraftverk	Max-effekt	Kärnkraftverk	Max-effekt
Forsmark-1	984 MW	Oskarshamn-1	473 MW	Ringhals-1	878 MW
Forsmark-2	1120 MW	Oskarshams-2	638 MW	Ringahals-2	865 MW
Forsmark-3	1170 MW	Oskarshamn-3	1400 MW	Ringhals-3	1063 MW
				Ringhals-4	940 MW

Tabell 13 Installerad effekt i svensk kärnkraft 31 december 2013. Total kapacitet 9531 MW.

Antag nu att man antar att man, på samma sätt som för vindkraften, vill veta vilken effekt man minst kan erhålla under 90% av tiden. Antag även att man antar att varje kärnkraftverk är tillgängligt under 90% av tiden. Varje kraftverk har därmed två möjliga bidrag: installerad kapacitet under 90% av tiden och 0 MW under 10% av tiden.

Den installerade effekten 9531 MW kan erhållas när samtliga kraftverk fungerar. Sannolikheten för detta är $[0,9]^{10} = 34,87\%$ eftersom alla 10 kraftverk fungerar under 90% av tiden och fel i olika kraftverk antas vara oberoende händelser. Ett annat exempel är att alla kraftverk utom Oskarshamn-1 fungerar. Man får då $9531-473=9058$ MW och sannolikheten för detta är $0,1 \cdot [0,9]^9 = 3,87\%$ eftersom 9 kraftverk fungerar (90% sannolikhet för varje) och ett kraftverk fungerar inte (10% sannolikhet). Totalt finns det $2^{10}=1024$ olika kombinationer, som alla innebär en viss total mängd installerad effekt samt en viss sannolikhet för just detta tillstånd. Man kan sedan beräkna sannolikheten att en minst en viss mängd total effekt är tillgänglig. Detta visas i Figur 39. Som framgår av denna figur så innebär nivån "tillgänglig kärnkrafts-effekt under 90% av tiden" (dvs samma som för vindkraften), att man kan räkna med 7266 MW kärnkraft vilket motsvarar 76% av installerad effekt. Om man använder standard-metoden enligt ovan ("Equivalent load following capacity") så får man ofta ett "effektvärde" som är i storleksordningen detsamma som tillgängligheten, dvs ca 90%. Det beror dock något på hur stora anläggningarna är. Man får, t ex, högre effektvärde om man har 2 st 500-MW kraftverk än om man har ett om 1000 MW även om de har samma tillgänglighet.



Figur 39 Varaktighetskurva för totalt tillgänglig mängd svensk kärnkraft, dvs mängden kärnkraft (y-axel) som finns tillgängligt under en viss andel av tiden (x-axel). Antagande om 90% tillgänglighet i varje kraftverk (blå kurva), samt specifikt för den nivå =7266 MW, som minst klaras under 90% av tiden (röd kurva)

Denna analys visar därmed att "garanti-metoden" ger lägre effektvärde än standard-metoden. I Tyskland används en likande metod för vindkraft, vilket förklarar varför effektvärdet för vindkraft i Figur 37 är lägre just för Tyskland.

Metod 2: Statistik-metod: Kärnkraftens effektvärde beräknad med "garanti-metoden"

Ett alternativ är att istället, på samma sätt som i Figur 38, studera kärnkraftens tillgänglighet vid hög elförbrukning historiskt. Resultatet för åren 2009-2013 visas i Tabell 14.

År	2009	2010	2011	2012	2013	Medel
Kärnkraft: max	9342 MW	9151 MW	9363 MW	9363 MW	9531 MW	
Kärnkraft: medel	6380 MW	6456 MW	7792 MW	7399 MW	8527 MW	7310 MW
Kärnkraft: medel	68 %	71 %	83 %	79 %	89 %	78 %
Garanterad nivå	6324 MW	5615 MW	7639 MW	6347 MW	8000 MW	6785 MW
Garanterad nivå	68 %	61 %	82 %	68 %	84 %	72 %

Tabell 14 Kärnkraft åren 2009-2013 enligt "garanti-metoden". Medelnivå avser genomsnitt och "Garanterad nivå" avser den nivå på kärnkraft som överskrids 90% av tiden då elförbrukningen är större än 20000 MW.

Den installerade mängden kärnkraft avser för respektive år den nivå som fanns i slutet av året enligt Svensk Energis "Elåret". Tabellen visar att i genomsnitt, för de senaste fem åren, kan man "räkna med" en kärnkraftseffekt (under 90% av tiden) om 72 % av installerad effekt. Denna nivå är något lägre än den medelnivå som funnits för varje år.

"Garanti-metoden" baseras enbart på kärnkraftens totala tillgänglighet, och i tillämpningen ovan enbart vid elförbrukningen övre 20000 MW. Tabell 15 visar istället kärnkraftens tillgänglighet vid de 10 elförbrukningstoppar under de 10 senaste åren. Om man ser på genomsnittet så är nivån 89% av installerad effekt. Om man däremot ser på vilken nivå som kunde garanteras under 90% av elförbrukningstopparna så blir nivån istället 78% (dvs 9 år av 10).

Datum	timme	Topp- last [MW]	Kärn- kraft [MW]	Andel av installerad effekt [%]	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 15 Svensk kärnkrafts tillgänglighet vid 10 elförbrukningstoppar. Elförbrukningstoppar per år från (Svensk Energi, 1992-2001), kärnkraftens produktion från (Svenska Kraftnät, 2001-2011)

5. Beräkningsmetod för att uppskatta energi- och effektbalanser vid nära 100% förnybar elproduktion i Sverige

För att kunna uppskatta energi- och effektbalanser måste man beakta de förutsättningar som finns. Denna rapport bygger vidare på det som presenterades i upplaga 3.0. Det nya i denna rapport är framför allt indelning av Sverige i 4 delområden och beaktande av begränsad överföringskapacitet mellan dessa områden. Först uppskattas balansen för hela Sverige, följt av en uppdelning per område. Dessa justeras sedan för att få en mer rimlig uppskattning. I denna rapport görs ingen kontroll av vattenkraften på aggregatnivå vilket dock gjordes för vissa veckor för hela landet i version 3.0 (Söder, 2013).

Syftet med de något förenklade beräkningarna är bland annat:

- De ska gå att göra i EXCEL vilket medför att det är helt transparent hur de gått till. Detta gör det också möjligt att för den som vill kunna ändra förutsättningarna och studera andra systemuppsättningar.
- Det går relativt snabbt att få en uppfattning om var utmaningarna ligger genom att studera olika situationer. Man kan på under en minut få en uppfattning om situationen under ett år.
- EXCEL gör det enkelt att få ut grafer på olika intressanta resultat
- Beräkningar med en optimeringsformulering där alla vattendomar beaktas tar ca 10 minuter eller längre för varje enskild vecka. Årsberäkningar med alla dessa hänsyn blir därmed praktiskt omöjliga att lägga in Excel och göra publika.
- Studie av ett isolerat Sverige motsvarar inte verkligheten, men om omvärlden skulle integreras så blir det 1) betydligt mer komplicerade beräkningar och 2) Det finns risk att man överskattar deras förmåga att antingen ta emot överskott från Sverige eller bidra med extra effekt när detta behövs. Samarbete på elförsörjningsområdet mellan Sverige och grannländer sker endast om båda parter har fördel av detta, dvs studie av ett isolerat Sverige ger, om något, en överskattning av utmaningarna.

5.1. Beräkning av energi- och effektbalanser för hela Sverige

Först beskrivs hur beräkningarna går till för hela Sverige. Alla beräkningarna ser lika dana ut för varje enskild timme. Följande beteckningar används för totalvärden för hela Sverige.

$W = \text{indata} =$ tillgänglig vindkraft, [MWh/h]

$S = \text{indata} =$ tillgänglig solkraft, [MWh/h]

$K = \text{indata} =$ tillgänglig kraftvärme, [MWh/h]

$V =$ producerad vattenkraft, [MWh/h]

$V_{\min} = \text{indata} =$ min vattenkraft, [MWh/h]

$V_{\max} = \text{indata} =$ max vattenkraft, [MWh/h]

$E =$ topp-effekt, [MWh/h]

$D = \text{indata} =$ elförbrukning, [MWh/h]

$K_{\min} = \text{indata} =$ lägsta kraftvärmeproduktion som andel av tillgänglig produktion under den timmen, [0%-100%]

$WS_{\max} = \text{indata} =$ maximal andel vind+sol av elförbrukningen under timmen, [0% - 100%]

$WS_{\text{spill}} =$ mängd vindkraft+solkraft som spills, [MWh/h]

$S_{\text{spill}} =$ mängd vindkraft som spills, [MWh/h]

$W_{\text{spill}} =$ mängd solkraft som spills, [MWh/h]

K_{ned} = neddragning av kraftvärme (lägst nivå = $K \cdot K_{min}$), [MWh/h]

$W_r = W - W_{spill}$ = producerad vindkraft

$S_r = S - W_{spill}$ = producerad solkraft

$K_r = K - K_{ned}$ = producerad kraftvärme

Beräkningarna går till på följande sätt

- 1) Om det är ett överskott, så minskar man i första hand på kraftvärmerna, eftersom man då sparar bränsle. Neddragning av kraftvärme beräknas som minimum (men större än noll) av
 - Hur mycket man kan minska kraftvärmerna, dvs $(1 - K_{min}) \cdot K$
 - Man måste fortfarande ha en viss andel, $(1 - W_{Smax})$, som inte är vind eller sol, dvs $(1 - W_{Smax}) \cdot D \leq (K - K_{ned}) + V_{min}$, dvs $K_{ned} \leq K + V_{min} - (1 - W_{Smax}) \cdot D$
 - Man ska bara dra ner om det behövs, dvs $W + S + (K - K_{ned}) + V_{min} \geq D$, dvs $K_{ned} \leq W + S + K + V_{min} - D$

Detta kan sammanställas till: $K_{ned} = \max(0, \min[(1 - K_{min}) \cdot K; K + V_{min} - (1 - W_{Smax}) \cdot D; W + S + K + V_{min} - D])$

- 2) Om det fortfarande är ett överskott så behövs det även neddragning i vind- och solkraft. Man måste också beakta att man måste dra ner vind- och solkraft om man inte upprätthåller att andelen vind+sol är högst W_{Smax} . Man måste därmed minska vind+sol med det största av nivåerna
 - Det finns ett behov av ytterligare nedreglering då $W + S + [K - K_{ned}] + V_{min} > D$, dvs $W_{Sspill} = W + S + [K - K_{ned}] + V_{min} - D$
 - Det får inte finnas en för stor andel vind+solkraft, dvs $W + S > W_{Smax} \cdot D$ vilket ger att $W_{Sspill} = W + S - W_{Smax} \cdot D$

Detta kan sammanställas till: $W_{Sspill} = \max(0; W + S + [K - K_{ned}] + V_{min} - D; W + S - W_{Smax} \cdot D)$

- 3) I punkten 2 beräknades hur mycket sol- och vindkraft som behövde spillas. Om detta sker måste man på något sätt fördela spillet mellan solkraften och vindkraften. Här antas att spillfördelningen varje timme sker i proportion till produktionen, dvs $W_{spill} = W_{Sspill} \cdot W / (W + S)$ och $S_{spill} = W_{Sspill} \cdot S / (W + S)$
- 4) Vattenkraften antas stå för den övriga produktionen som inte vindkraft, solkraft och kraftvärme klarar. Det finns dock en maximal gräns för hur mycket vattenkraften klarar av. Detta kan formuleras som $V = \min(V_{max}; D - [W - W_{spill}] + [S - S_{spill}] + [K - K_{ned}])$
- 5) Det behövs topp-effekt (eller annan lösning) om det inte finns tillräckligt med kapacitet i sol+vind+kraftvärme+vattenkraft, dvs $E = D - V - [S - S_{spill}] - [W - W_{spill}] - [K - K_{ned}]$.

Resultatet från dessa beräkningar är att det varje timme finns en balans mellan total produktion och konsumtion och man har beaktat min-gränser för vattenkraft, andel som ej kommer från sol+vind, kraftvärmeproduktion samt även maxgräns för vattenkraften. Resultatet innehåller också mängd överskott och behov av topp-effekt. Detta är samma metod som användes i version 3.0.

5.2. Beräkning av energi- och effektbalanser för olika områden i Sverige

Nästa steg är att fördela produktion och spill över de fyra områdena. Även spillet måste fördelas eftersom var detta sker har en betydelse för storleken på transmissionen mellan de olika områdena. I detta läge ses endast transmission som ett "resultat", dvs det finns inga transmissionsgränser som läggs in som indata. Detta studeras i nästa steg. Följande beteckningar används:

$W(SE1)$ = tillgänglig vindkraft i område SE1, [MWh/h]

$f1[Wspill(SE1)]$ = **indata** = faktor för hur stor andel av vindkraftspillet som ska hamna i område SE1.

$e1[E(SE1)]$ = **indata** = faktor för hur den extra produktionen fördelas mellan områdena

$T(SE1 \Rightarrow SE2)$ = transmission från område SE1 \Rightarrow SE2. Negativt värde innebär att energin flyter i motsatt riktning

På samma sätt för alla andra variabler, dvs det område som det gäller för inom parentes

- 6) Nästa steg är att fördela spill och produktion över de olika områdena. Här antas samma metod för vindkraft-spill, sol-spill och kraftvärme-minskning. För varje område, SE1, SE2, SE3 och SE4 antas en viktfaktor, $f1$, $f2$, $f3$ och $f4$, vilka kan vara lika eller olika för de olika områdena och kraftslagen. Om vi börjar med vindkraft och vi antar totalt spill = $Wspill$ så sprids spillet ut proportionellt mellan de olika områdena i förhållande till varje områdes produktion och dess viktfaktor, dvs $Wspill(SE1) = W(SE1) * f1 / [Wr(SE1) * f1 + Wr(SE2) * f2 + Wr(SE3) * f3 + Wr(SE4) * f4] * Wspill$. På motsvarande sätt görs beräkningar för alla områden och för vind, sol och kraftvärme. Det finns därmed en valfrihet i hur spillet/minskningen fördelas, vilket påverkar transmissionen mellan områdena vid dessa tillfällen.
- 7) Man beräknar sedan hur produktionen fördelas mellan de olika områdena för vindkraft, solkraft och kraftvärme som skillnaden mellan tillgänglig produktion och spillet/minskningen. För vindkraft i område SE1 blir beräkningen för varje timme $Wr(SE1) = W(SE1) - Wspill(SE1)$ och på motsvarande sätt för övriga områden och för solkraft, $Sr(SE1)$ etc, och kraftvärme, $Kr(SE1)$.
- 8) För vattenkraften har det gjorts beräkningar ovan för den totala produktionen, dvs V . Denna måste sedan spridas ut på de olika områdena på ett realistiskt sätt. De begränsningar som finns är initialt min- och max-gräns i varje område samt total energiproduktion per år. Här har antagits att summan av min- respektive maxgräns för samtliga områden är densamma som min- respektive max-gräns för hela landet. Det behöver inte vara så, eftersom max- och min-gräns inte alltid inträffar samtidigt överallt. Steg 1 är därmed att fördela kraftproduktionen proportionellt i förhållande till hur mycket utrymme som finns mellan min- och max-gränsen i respektive område, dvs $V(SE1) = Vmin(SE1) + [V - Vmin] * [Vmax(SE1) - Vmin(SE1)] / [Vmax - Vmin]$ och motsvarande för de andra områdena
- 9) För det extra behovet är det totala behovet, E , beräknat ovan. Här antas även här att detta är fördelat mellan områdena enligt vissa givna procentsatser, $e1$, $e2$, $e3$ och $e4$ där summan av dessa är 100%. Detta ger att $E(SE1) = e1 * E$ och motsvarande för övriga områden.
- 10) Till sist kan transmissionen beräknas. Man kan börja med SE1 \rightarrow SE2 genom att studera överskottet i SE1: $T(SE1 \Rightarrow SE2) = Wr(SE1) + Sr(SE1) + Kr(SE1) + V(SE1) + E(SE1) - D(SE1)$. På motsvarande sätt kan överföringen från SE3 \rightarrow SE4 beräknas från underskottet i SE4: $T(SE3 \Rightarrow SE4) = D(SE4) - Wr(SE4) - Sr(SE4) - Kr(SE4) - V(SE4) - E(SE4)$. Slutligen kan överföringen från SE2 \rightarrow SE3 beräknas som överskottet i SE2 inklusive import från SE1: $T(SE2 \Rightarrow SE3) = Wr(SE2) + Sr(SE2) + Kr(SE2) + V(SE2) + E(SE2) + T(SE1 \Rightarrow SE2) - D(SE2)$.

I Excel-programmet kan man välja att studera detta resultat. Det kallas "resultat 1" och i olika grafer finns (R1) i titeln.

5.3. Justering av energi- och effektbalanser för olika områden

Som framgår av avsnitt 5.2 så kontrolleras inte gränsen för transmissionen. Det är framför allt den maximala överföringen som är intressant. Om den överstiger dagens kapacitet så är det nödvändigt att förstärka överföringskapaciteten. Det kan dock hända att den resulterande maxöverföringen beror på satta faktor-parametrar f och e . Dessa kan då manuellt justeras om det är det som är skälet.

Ett annat sätt är att tillåta att man ökar produktionen av topp-effekt i SE3 och minskar produktionen i SE2 med samma nivå om max-överföringen från SE2=>SE3 är hög. Detta ökar då energiproduktionen i topp-effekten, men detta kan vara billigare vid låga utnyttningstider på maximal överföring, speciellt om detta inte innebär behov av mer extra topp-kapacitet utan bara mer energiproduktion.

Om man på motsvarande sätt har hög överföring norrut i snitt 4, vilket kan inträffa vid hög vindproduktion i SE4 så kan man spilla vind i SE4 och kompensera detta med ökad vattenkraftsproduktion i SE2.

Dessa två metoder kan implementeras samtidigt, och i praktiken är det bara en av metoderna som är aktiv varje gång. Följande beteckningar används:

Extra index "R1" avser resultat från beräkningarna ovan, medan "R2" avser resultat med justerade värden

$T(SE1=>SE2:R1)$ = Resultat för överföring SE1=>SE2 från beräkningar fram till punkt 10

$T_{max}(SE2=>SE3)$ = **indata** = maximal överföringskapacitet SE2=>SE3, [MWh/h]

$T_{max}(SE4=>SE3)$ = **indata** = maximal överföringskapacitet SE4=>SE3, [MWh/h]

$W_{spill_extra}(SE4)$ = resulterande extra vindkraft-spill i SE4

$V_{minskning}(SE2)$ = minskad vattenkraftsproduktion i SE2 för att minska överföringen SE2=>SE3 [MWh/h]

11) Beräkna möjligt extra spill i vindkraften i SE4 för att få ner överföringen SE4->SE3:

$W_{spill_extra}(SE4) = \max(0 ; T(SE4=>SE3:R1) - T_{max}(SE4=>SE3))$. Beräknad minskad vattenkraftsproduktion i SE2 för att minska överföringen SE2->SE3: $V_{minskning}(SE2) = \max(0 ; T(SE2=>SE3:R1) - T_{max}(SE2=>SE3))$.

12) Därefter kan all övrig produktion beräknas. De storheter som inte nämns har samma värden som tidigare. De nya värdena är:

$E(SE2:R2) = E(SE2:R1) + V_{minskning}(SE2)$

$W_{spill}(SE4:R2) = W_{spill}(SE4:R1) + W_{spill_extra}(SE4)$

$V(SE2:R2) = V(SE2:R1) - V_{minskning}(SE2) + W_{spill_extra}(SE4)$

$W_r(SE4:R2) = W_r(SE4:R1) - W_{spill_extra}(SE4)$

13) Till sist ska transmissionen beräknas. Det görs på samma sätt som i punkt 10, men nu används istället nya data för $E(SE2:R2)$, $V(SE2:R2)$ och $W_r(SE4:R1)$

I Excel-programmet kan man välja att studera detta resultat. Det kallas "resultat 2" och i olika grafer finns (R2) i titeln.

6. Energi- och effektbalanser vid 60 TWh vind- + sol-kraft

I detta avsnitt kommer olika exempel med 60 TWh vind+sol att presenteras. Det första, Case A, gäller samma exempel som i den förra Version 3 av denna rapport. Här har dock interna flaskhalsar studerats. I det andra exemplet, Case B, har en annan utbyggnad av vindkraften studerats, mer lik den utveckling som funnits i Sverige under senare år.

6.1. Data: 48 TWh vind + 12 TWh sol

I detta exempel studeras en tillförsel om 48 TWh vindkraft och 12 TWh solkraft, dvs totalt 60 TWh tillförd variabel förnybar kraft. Detta är ungefär samma produktionsnivå som kärnkraft + vindkraft hade under 2009-2010, se Tabell 2. För vindkraften används "valt kraftverk" enligt avsnitt 4.2 och då motsvarar 48 TWh för år 1992 en maximal produktion om 15880 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 16. 12 TWh solkraft motsvarar en installerad effekt om 12788 MW, med en max-produktion om 9091 MW, se avsnitt 4.3.

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	15808 (i denna studie)	449964	0,0353

Tabell 16 Mängden vindkraft i olika länder, landytor från (Nationalencyklopedien), vindkraftdata från (EWEA, 2012)

Enbart de år som studerats tidigare analyseras här, 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. 48 TWh vindkraft har erhållits genom att multiplicera elproduktionen i studerade vindkraft-serier från 1992 med 4,0928.

6.2. Case A: Energibalans för hela landet

Med större mängd sol- och vindkraft måste den övriga energiproduktionen följa nettovariationen, dvs skillnaden mellan elförbrukningen och summan av vind- och sol-krafts-produktionen. De data som använts inkluderar:

- Elförbrukningen** antas vara samma som tidigare, dvs 2011 års nivå. Årsförbrukningen är 139,2 TWh. Denna nivå motsvarar den elförbrukning som mäts mellan nät och kund och inkluderar därmed inte industriellt mottryck vilket är produktion inom olika industrier där den mätning som sker inkluderar såväl industrins konsumtion som konsumtion. Under 2011 var denna produktion 6,4 TWh (Svensk Energi, 2011), dvs total konsumtion var $139,2+6,4=145,6$ TWh. Här hanteras enbart den som finns tillgänglig, uppmätt per timme, dvs total 139,2 TWh.
- Vind- och solkraft:** antas tillsammans ha en potential om 60 TWh (40 procent av 150 TWh). Data erhålls på samma sätt som beskrivits i avsnitt 5.1, dvs tidsserier för vindkraften multipliceras med en faktor och likadant för solkraften. Antagandet är 48 TWh från vindkraften och 12 TWh från solkraften. Om inte allt kan användas, vilket kommenteras nedan, kommer nettot bli mindre än 60 TWh.
- Vindkraft:** För vindkraften används vald överföringsfunktion enligt Figur 21 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) **Solkraft:** För solkraften används samma data som tidigare och beskrivs i avsnitt 4.3. Detta innebär att 12 TWh/år motsvarar en maximal effekt om 9091 MW.
- e) **Kraftvärme:** För kraftvärmens antas en ökning med 50 procent från 2011 enligt beskrivningen i avsnitt 4.4. Detta innebär att den maximala produktionen är 4126 MW.
- f) **Systemkrav:** 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 industriell kraftvärme här då den ligger utanför den elförbrukningskurva som används här. Kraftvärmens 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) **Kraftvärme-minskning:** För kraftvärmens 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 fjärrvärmens har andra sätt att generera värme, men det är också möjligt att använda el för uppvärmning i fjärrvärmensäten 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) **Vattenkraften:** antas ha en min-nivå om 1875 MW och en maxnivå om 12951 MW, vilket var extremvärdena under 2008, se Figur 13.
- i) **Toppeffekt:** antas bestå av gasturbiner med en kostnad om 360 kr/kW, år, 98 procent tillgänglighet, driftkostnad (bränsle + underhåll) 1200 kr/MWh, extra-kostnad beräknas i förhållande till ett antaget el-pris om 500 kr/MWh, dvs extrakostnaden för energin är 700 kr/MWh.

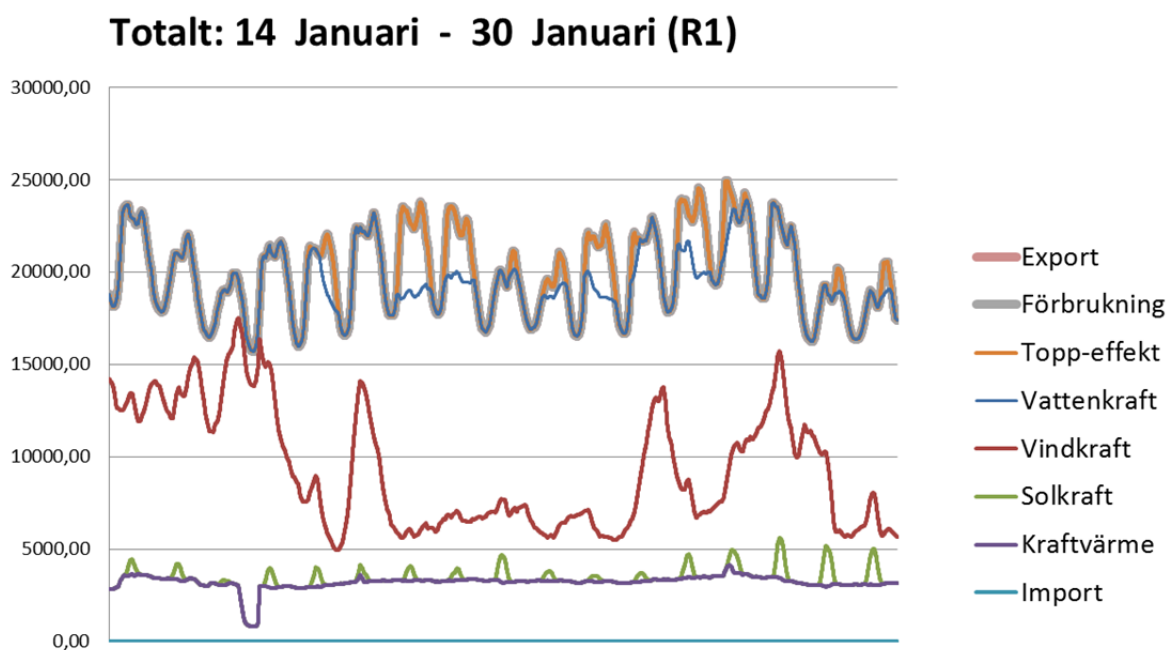
Energislag	TWh/år	Procent	MW – max i simuleringar	TWh-2011	Procent 2011	MW-max 2011
Kärnkraft	0	0 %	0	58,0	39,5 %	9363
Vindkraft	46,79	32,1 %	15633	6,1	4,2 %	2899
Solkraft	11,59	8,0 %	9091	0,0	0,0 %	0
Vattenkraft	65,66	45,1 %	12951	66,0	44,9 %	16197
Topp-effekt	1,27	0,9 %	5082	1,01	0,7 %	3197
Kraftvärme	13,90	9,5 %	4126	9,4	6,4 %	3551
Ind. mottryck (2011)	6,4	4,4 %	1240	6,4	4,4 %	1240
Totalt	145,62	100,0 %	48123	146,9	100,0 %	36447
Vindkraft: överskott	1,21	2,59% av 46,79 TWh	5709	-	-	-
Solkraft: överskott	0,32	3,50% av 11,59 TWh	3912	-	-	-

Tabell 17 Case A1: Energieresultat från simuleringen för hela landet (till vänster). I denna studeras netto-förbrukningen dvs total förbrukning – produktion i industriellt mottryck. Till höger visas faktiska data från 2011 (Svensk Energi, 2011)

Med data och metod enligt kapitel 5.1 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 17. Resultatet avser situationen innan justeringar har införts. Utan justeringar kallas case A1 (resultat = R1) medan resultatet efter justeringar kallas A2 (resultat = R2).

6.2.1. Case A1: Behov av topp-effekt

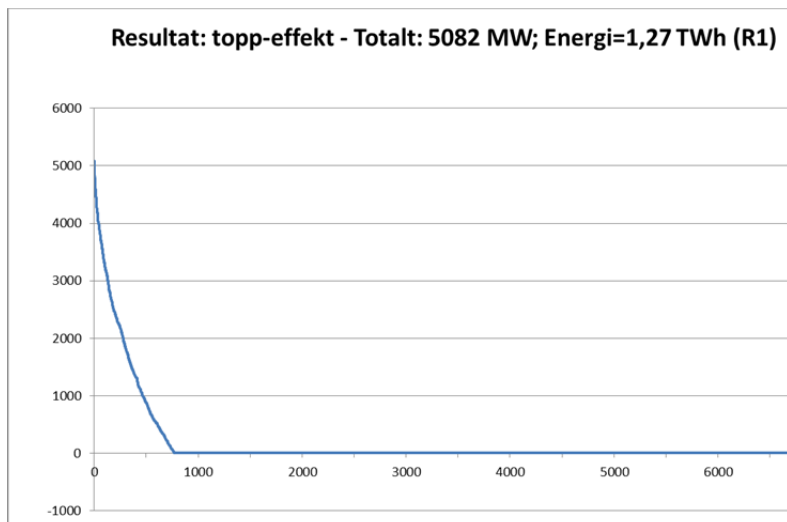
Utmaningen i samtliga kraftsystem är att på ett tillförlitligt sätt hålla balansen mellan produktion och konsumtion. Detta innebär att man både måste klara alla olika förbrukningsnivåer, men också förändringen mellan olika situationer. I Figur 40 visas energibalansen per timme.



Figur 40 Case A1: Energi-balans per timme 14-30 januari

Det kan nämnas att det finns en linje kallad "export" men den är noll i detta exempel eftersom resultat för hela landet visas. I figuren visar varje kurva det extra-bidrag som källan bidrar med. För vindkraften avses, t ex, att denna källa producerar skillnaden mellan den röda och den gröna linjen.

Av figuren framgår att det under natten mellan 16-17 januari var så blåsigt att man drog ner på kraftvärmen. Men 18 januari och nästa hela tiden under en vecka framåt, så var det dagtid behov av ytterligare topp-effekt, dvs tillgänglig kraftvärme+solkraft+vindkraft+vattenkraft räckte inte för att täcka elförbrukningen. Om man istället studerar hela året så kan man uppskatta hur mycket topp-effekt som behövs. En varaktighets-kurva för detta visas i Figur 41. Denna figur är nästan exakt densamma som den som visas i Figur 33. Den marginella skillnaden beror på liten ändring i sol-data.

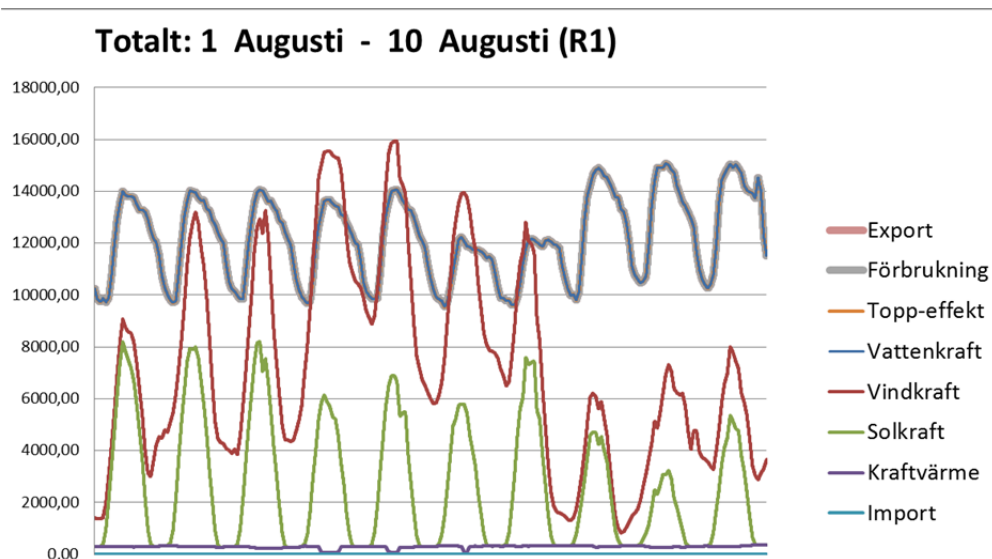


Figur 41 Case A1: Varaktighetskurva för behovet av ytterligare topp-effekt.

Här antas att gasturbiner används för topp-effekten. Med de nya data som används så blir merkostnaden (dvs kostnaden för investeringen: 360 kr/MW, år, energin är merkostnaden för gasturbins-energin jämfört med ett antaget elpris om 500 kr/MWh dvs $1200-500=700$ kr/MWh, se avsnitt 4.6) utslaget på en total konsumtion om 145,7 TWh (se Tabell 17) lika med 1,87 öre/kWh.

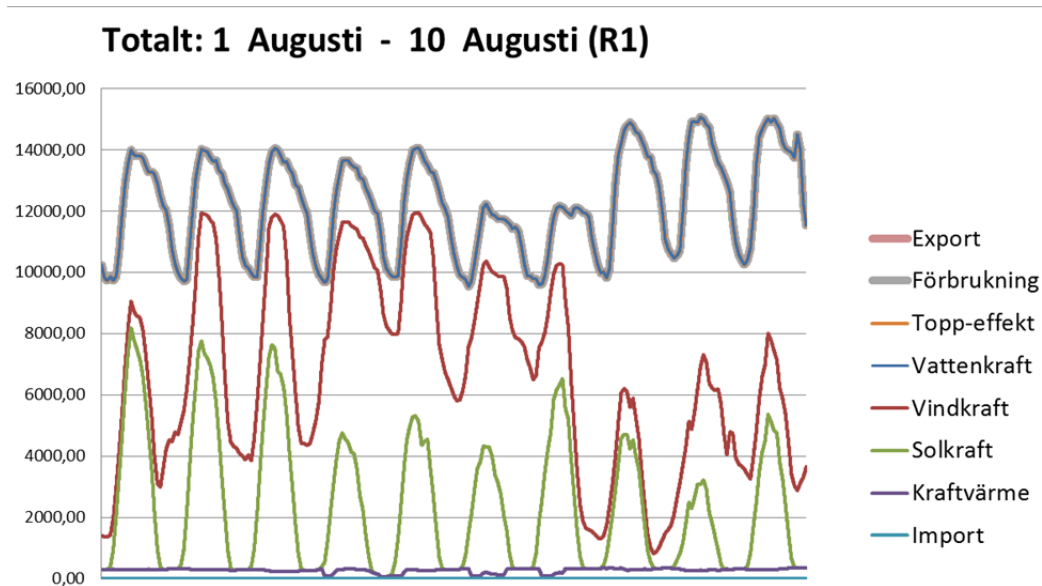
6.2.2. Case A1: Överskott

Vid hög produktion i sol- och vind-kraft och lägre förbrukning, så kan det hända att det inte räcker att dra ner på kraftvärmen. De krav som finns är att såväl vattenkraft som kraftvärme har en min-nivå, och dessutom finns en begränsning i hur stor andel av produktionen som kan täckas av sol- och vindkraft. När man inte kan dra ner vattenkraften och kraftvärmen antas här att man spillar sol- och vindkraft. I Figur 42 visas ett exempel på detta där sol- och vindkraft tillsammans har en större produktions-möjlighet än elförbrukningen.



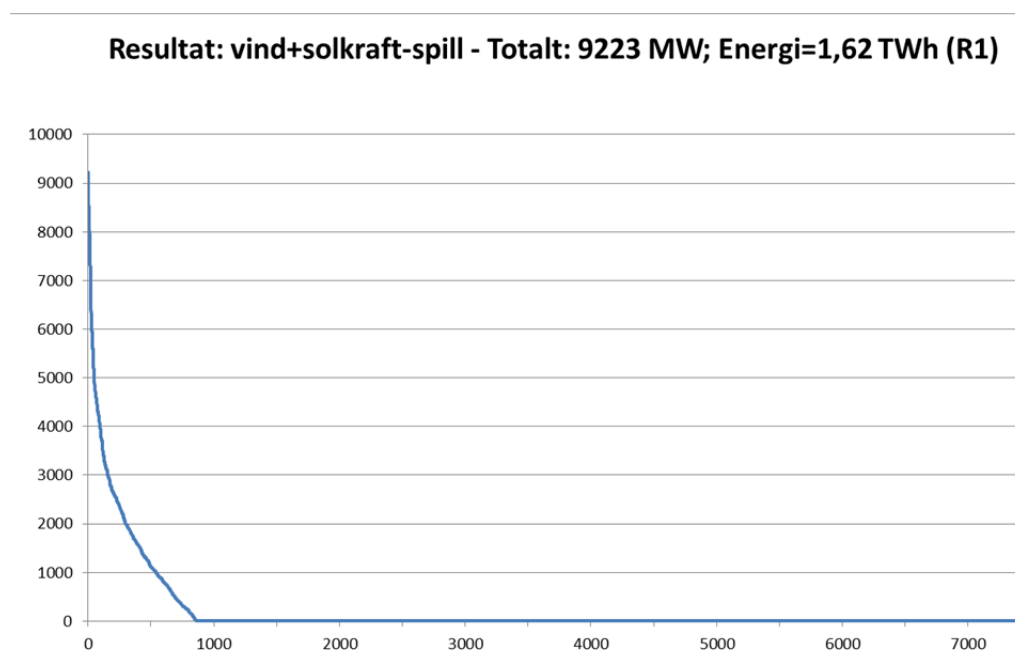
Figur 42 Case A1: Överskotts-situation i augusti med mycket sol- och vindkraft

I praktiken är det därmed inte möjligt att köra systemet enligt Figur 42. Med de begränsningar som lagts in kommer resultatet istället bli enligt Figur 43.



Figur 43 Case A1: Överskotts-situation i augusti med inlagda max- och min-begränsningar

Om man jämför Figur 42 med Figur 43 så kan man för varje timme beräkna hur mycket sol- och vindkraft som spillts. Om man sedan studerar hela året så kan man ställa upp en varaktighetskurva för den totalt spillda sol- och vindenergin. Denna visas i Figur 44.



Figur 44 Case A1: Varaktighetskurva för sol- och vindkraft-spill.

Som framgår av Figur 44 så blir totalt spill 1,62 TWh vilket motsvarar ca 2,6 procent av produktionen för sol- och vindkraften. Om all denna energi spillts så innebär det därmed att sol- och vindkraften blir 2,6 procent dyrare. Möjliga sätt att använda denna överskotts-energi inkluderar:

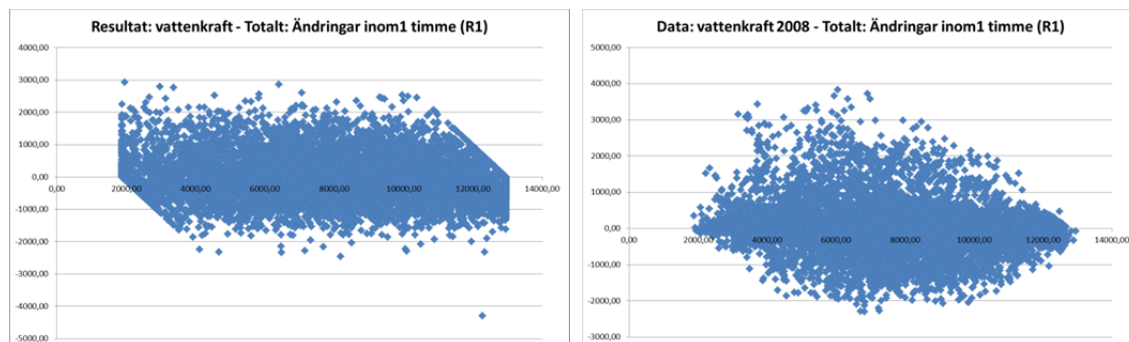
- Ersätt bränsle i fjärrvärmenäten. Detta studerades i tidigare upplagor (version 2.0-3.0) av denna rapport
- Exportera
- Ladda elbilar
- Ersätt pellets-eldning i villor/bostadsområden med trä-pellets-pannor
- Tillverka vätgas eller annat bränsle som kan sparas till situationer då det finns behov av topp-effekt
- Använd pumpkraft, antingen i nya specifika pumpkraftverk eller bygg om existerande vattenkraftverk så att man kan pumpa i befintliga kraftstationer.

Man måste dock notera att det knappast är rimligt att använda allt detta överskott. Utnyttjningstiden kan vara mycket låg. De sista 1000 MW i Figur 44 används bara ca 10 timmar, och det är knappast rimligt att investera i en teknik som har en kapacitet om 1000 MW men som bara används under 10 timmar. Det viktiga är därmed, på samma sätt som för topp-effekten, att denna teknik har låga kapitalkostnader (kr/kW) eftersom överskottet bara gäller för en mycket kort tid. Bra verkningsgrad är viktigt när man jämför olika lösningar men inte centralt eftersom alternativet till dessa tekniker är att spilla, dvs bränslet är i det närmaste gratis.

6.2.3. Case A1: Variationer

Variationer från timme till timme blir större än i dagsläget om man har mer sol- och vindkraft eftersom även dessa elkällor varierar och inte enbart elförbrukningen. Här antas i första hand att dessa variationer balanseras av ändringar i vattenkraften, och om inte detta räcker effektmässigt så utnyttjas balansering i kraftvärme eller topp-effekt.

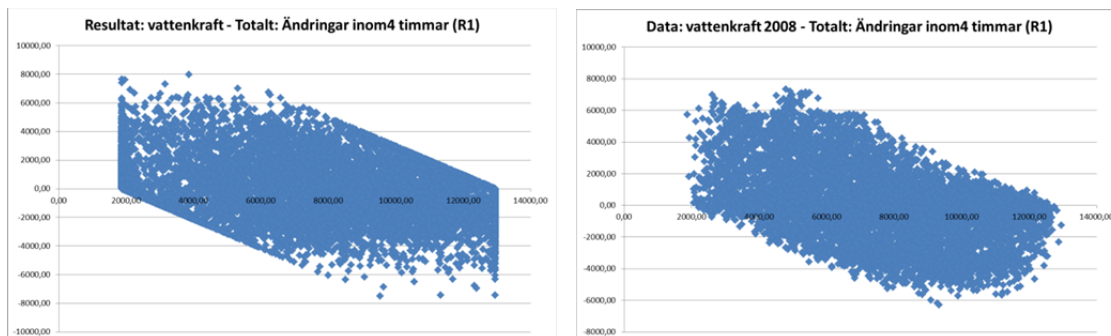
I Figur 45 jämförs resultatet från Case A med verklig förändring under 2008 i svensk vattenkraft.



Figur 45 Variation från en timme till nästa för svensk vattenkraft: Case A1 (vänster) och 2008 (höger)

Skillnaden består framför allt i att större reglering, t ex 3000 MWh/h i förändring från en timme till nästa, i Case A1 blir vanligare vid låg produktion (ökning) och vid hög produktion (minskning). Däremot visar denna simulering inte på något generellt ökat behov, dvs större förändringar.

I Figur 46 jämförs istället vattenkraftens ändring över 4 timmar för hela Sverige för Case A1 och verklig körning under 2008. Strukturen på bilderna är ganska lik, men det är en något högre ändring inom 4 timmar i Case A1. Även här gäller något vanligare i Case A med stora ökningarna från låg produktion och större minskningar från hög produktion.



Figur 46 Variation över 4 timmar för svensk vattenkraft: Case A (vänster) och 2008 (höger)

6.3.Case A1: Energibalans för olika områden

Nästa steg är nu, enligt metoden beskriven i kapitel 5.2, att på ett realistiskt sätt uppskatta hur produktionen kommer fördelas över landet i de 4 prisområdena. När detta är känt kan man uppskatta hur överföringarna kommer bli mellan de olika områdena och utvärdera vilka utmaningar detta medför. Först måste vissa antaganden göras. Detta gäller inte enbart produktionen utan även var vind- och solkraftspill respektive kraftvärme-nerdragning ska ske då detta påverkar överföringen:

- a) **Elförbrukningen** antas vara samma som tidigare, dvs 2011 års nivå. Data för de olika områdena har tagits från (Svenska Kraftnät, 2014)
- b) **Vindkraft:** 48 TWh vindkraft antas ha samma fördelning som basfallet med 10 TWh enligt beskrivning i kapitel 4.2. Vid behov antas spill ske proportionellt i förhållande till produktionen i respektive område.
- c) **Solkraft:** För 12 TWh solkraft antas jämn fördelning över de platser från vilka det funnits mätdata, se kapitel 4.3. Vid behov antas spill ske proportionellt i förhållande till produktionen i respektive område.
- d) **Kraftvärmerna:** För kraftvärmerna antas en ökning med 50 procent från 2011 enligt beskrivningen i kapitel 4.4. Data för de olika områdena för 2011 har tagits från (Svenska Kraftnät, 2014) och det har antagits att kraftvärmerna i varje område ökar med 50 procent. Vid behov antas nerdragning ske proportionellt i förhållande till produktionen i respektive område.
- e) **Systemkrav:** Vindkraft + solkraft antas producera som mest 83 procent av förbrukningen. Detta krav antas enbart gälla för hela landet.
- f) **Kraftvärme-minskning:** För kraftvärmerna 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 gäller också för varje enskilt område.
- g) **Vattenkraften:** antas ha en min-nivå om 1875 MW och en maxnivå om 12951 MW. Detta har fördelats ut på de 4 olika områdena så att summan av min- respektive maxvärdena för de olika områdena stämmer med extremvärdena under 2008, se kapitel 4.1.
- h) **Topp-effekt:** Denna antas enbart finnas i SE3 (40 procent) och SE4 (60 procent)
- i) **Överföring:** Inga gränser är beaktade. Syftet är att studera vilka nivåer som uppnås och när. Nästa steg, vilket beskrivs i kapitel 5.3 är att justera balansen för att beakta faktiska gränser och/eller uppskatta förstärkningsbehov.

När man använder metoden enligt kapitel 5.2 så erhålls en uppdelning av resultaten enligt Tabell 18.

Källa	SE1	SE2	SE3	SE4	TWh/år	Procent
Vindkraft	2,96	4,64	15,88	23,31	46,79	32,1%
Solkraft	1,20	2,49	5,29	2,61	11,59	8,0%
Kraftvärme	0,36	1,24	8,77	3,53	13,90	9,5%
Industrimottryck					6,4	4,4%
Vattenkraft	21,64	31,31	11,03	1,68	65,66	45,1%
Topp-effekt	0,00	0,00	0,51	0,76	1,27	0,9%
Total produktion	26,17	39,67	41,49	31,89	145,62	100,0%
Konsumtion	8,17	16,24	89,36	25,44	145,62	

Tabell 18 Case A1: Resultat för produktion och konsumtion i respektive område.

Med detta system behövs, för detta år, en viss mängd topp-effekt och det blir en viss mängd spill i sol- och vindkraft. Dessa resultat sammanfattas i Tabell 19.

Topp-effekt		Vindkraft-spill	Solkraft-spill
effekt	energi		
5081 MW	1,27 TWh	1,21 TWh/år	0,41 TWh/år
1867 MSEK/år	890 MSEK/år	2,6 %	3,5 %
Totalt: 1,89 öre/kWh			

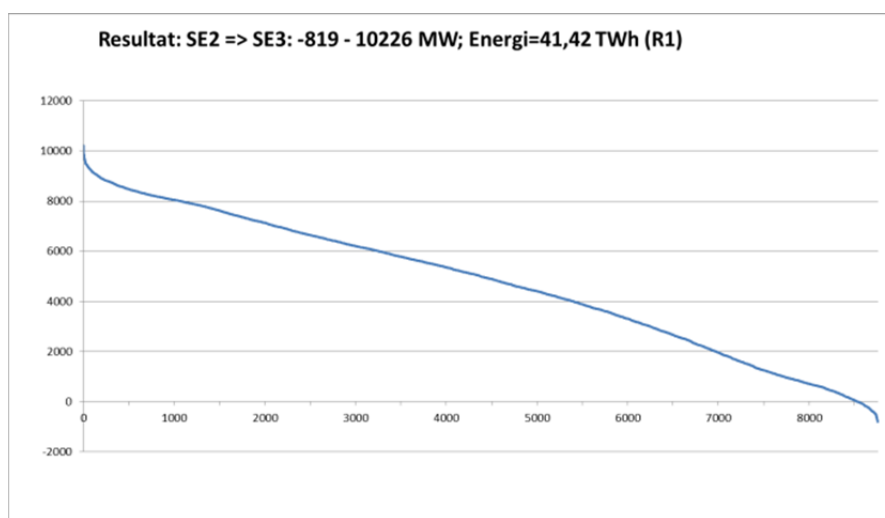
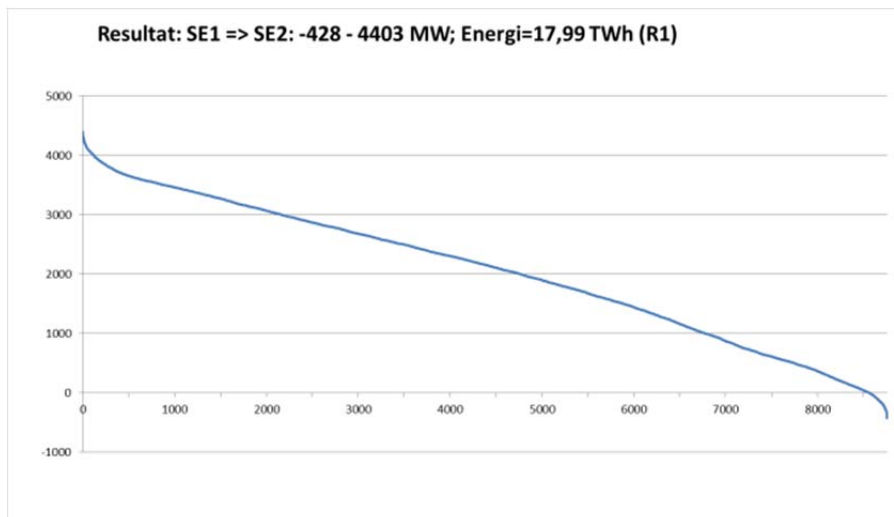
Tabell 19 Case A1: Resultat för topp-effekt, samt spill i sol- och vindkraft

Tabellen visar att SE1 och SE2, men även SE4 är export-områden på årsbasis medan SE3 är ett importområde. Detta beror på den höga vindkraftsproduktionen i SE4. Detta innebär i sig annorlunda effektlöden jämfört med dagsläget. Med ett system enligt Case A1 blir överföringskapaciteten norrut i snitt 4 viktig och inte bara den söderut. Tabell 20 visar en sammanställning av överföringsbehovet.

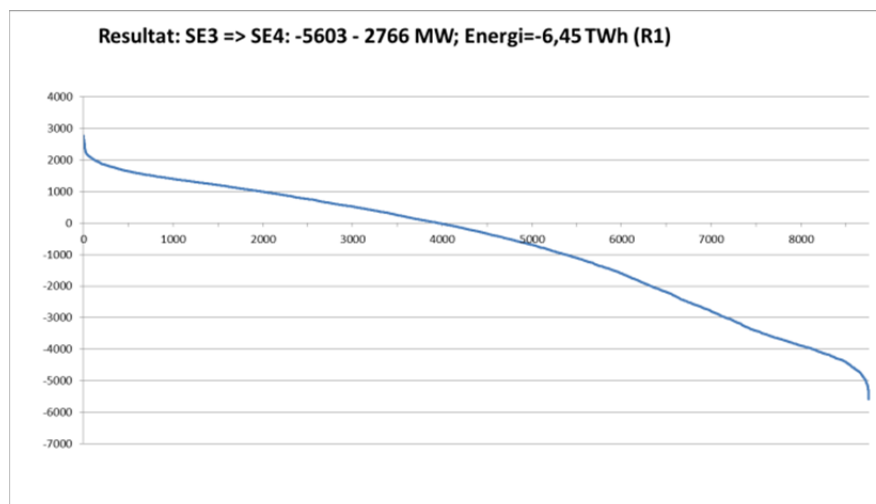
Överföring	SE1=>SE2	SE2=>SE3	SE3=>SE4
TWh netto	17,99	41,42	-6,46
MW Maximalt	4403,39	10226,26	5602,59

Tabell 20 Case A1: Netto energiöverföring och maximal överföring för de tre snitten.

För överföringen är det av intresse att studera såväl maximal överföring i båda riktningar samt hur vanliga olika nivåer är. Dessa visas i Figur 47 och Figur 48. I snitt 1 och 2 är det en fortsatt dominerande transport söderut, medan för snitt 4 är överföringen norrut stor beroende på hög vindkraftsproduktion i SE4. Det kan noteras att samtliga varaktighetskurvor är relativt "spetsiga" i ändarna, dvs maximal överföring utnyttjas ganska sällan. Detta studeras närmare i Case A4, se kapitel 6.4.



Figur 47 Case A1: Resultande överföring i snitt 1 (överst) och snitt 2 (nederst)



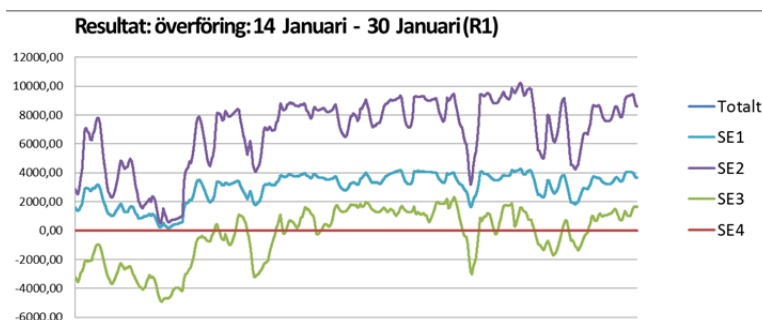
Figur 48 Case A1: Resultande överföring i snitt 4

Det visar sig att max överföring inte alltid inträffar vid högsta eller lägsta vind/sol-produktion, dvs det som studerats i kapitel 6.2.1 eller 6.2.2. För att kunna identifiera lämpliga åtgärder för att minska

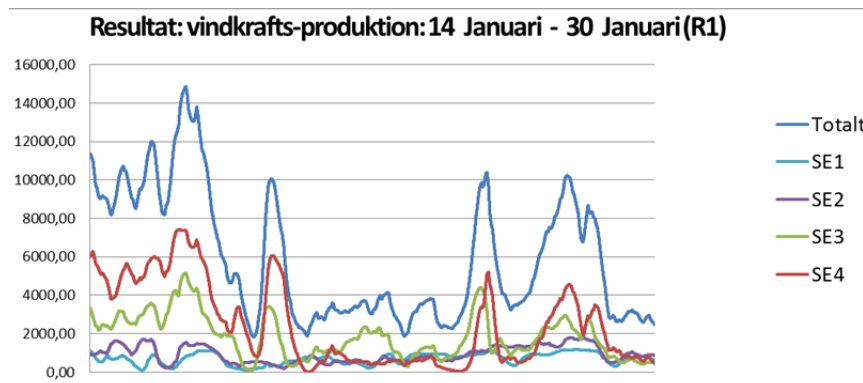
behovet av maximal överföring, dvs nätkapacitet, måste bakgrunden till hög överföring kunna identifieras. Här kommer de två situationerna ovan att studeras närmare samt även en vecka med höga överföringar.

6.3.1. Case A1: Överföring i en situation med behov av topp-effekt

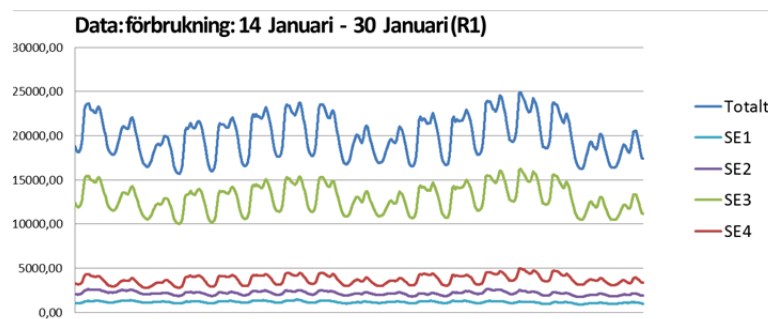
Här studeras samma situation som i kapitel 6.2.1, dvs det finns behov av extra topp-effekt. Den antas här, som framgår ovan, fördelad mellan SE3 (40 procent) och SE4 (60 procent). I Figur 49 visas överföringarna i de tre snitten och i Figur 50 visas vindkraftsproduktionen och i Figur 51 konsumtionen för samma period.



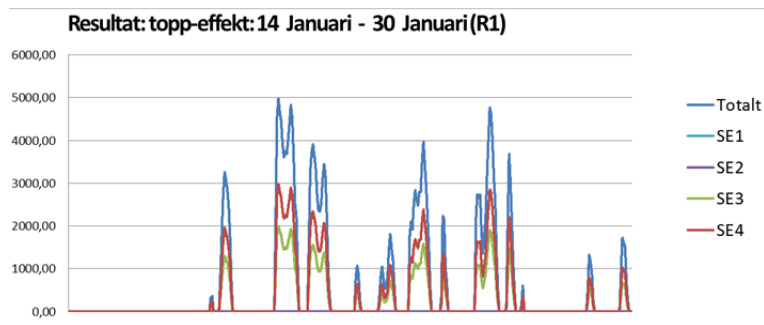
Figur 49 Case A1: Överföring söderut från områdena SE1 (snitt 1), SE2 (snitt 2) och SE3 (snitt 4) vid behov av topp-kraft.



Figur 50 Case A1: Vindkraftsproduktion i de 4 områdena under en period med hög överföring.



Figur 51 Case A1: Elförbrukning i de 4 områdena under en period med hög överföring

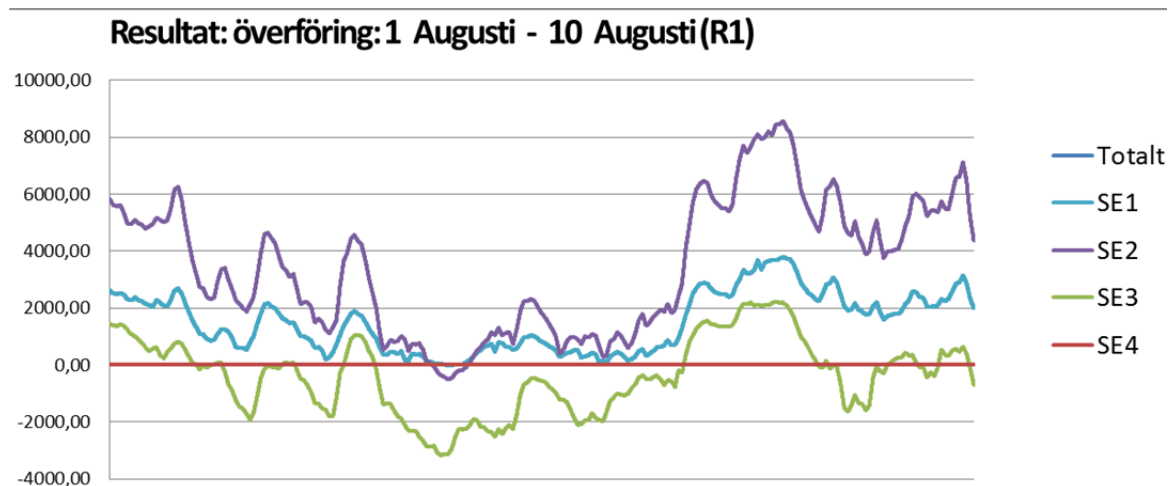


Figur 52 Case A1: Produktion av topp-effekt i SE3 och SE4 under en period med hög överföring

Figurerna visar att det är hög överföring i snitt 2 (> 9000 MW) vid flera tillfällen vid låg vindkraftsproduktion och hög elförbrukning. Högst överföring (> 10000 MW) var det den 27 januari då det var hög förbrukning, men vid detta tillfälle utnyttjades inte topp-effekten maximalt. Observera att vattenkraften alltid används på maximal nivå då topp-effekten är högre än noll. Överföringen i snitt 1 följer i stort den i snitt 2. Överföringen i snitt 4 blir hög norrut (ca 5000 MW) i början av perioden då det är hög vindkraftsproduktion, men inte maximal förbrukning.

6.3.2. Case A1: Överföring i en överskotts-situation

Här studeras samma situation som i kapitel 6.2.1, dvs situationer med så mycket sol- och vindkraft att spill uppstår. Var spillet sker, dvs i vilket område, påverkar hur stor transmissionen blir mellan de olika områdena. Här antas att spillet (från sol- och vind) sker lika mycket procentuellt i alla områden.



Figur 53 Case A1: Överföring söderut från områdena SE1 (snitt 1), SE2 (snitt 2) och SE3 (snitt 4) vid en överskotts-situation.

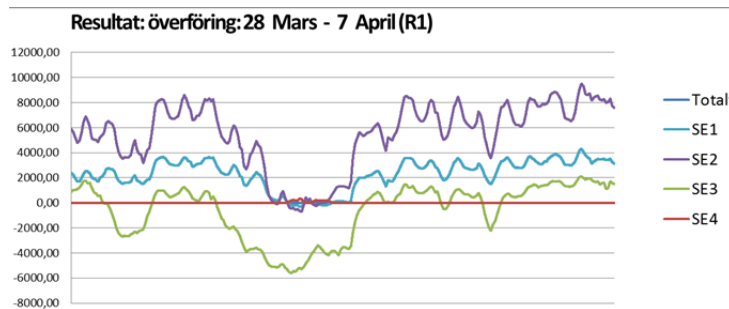
Som framgår av Figur 53 så är inte denna period dimensionerande för överföringen.

6.3.3. Case A1: Överföring vid dimensionering av snitt 4.

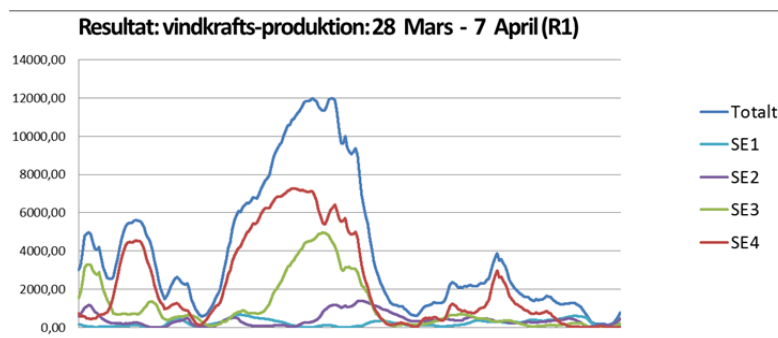
Maximal överföring i snitt 2 framgår av tabell Tabell 20 och är på 10226 MW. Denna nivå uppnås 27 januari kl 11-12. Denna tidpunkt återfinns i Figur 49 Case A1: Överföring söderut från områdena SE1 (snitt 1), SE2 (snitt 2) och SE3 (snitt 4) vid behov av topp-kraft. Figur 49. Maximal överföring i snitt 4 framgår också av Tabell 20 och är på 5602 MW och avser överföring norrut. Denna nivå uppnås 1 april kl 11-12 och visas i Figur 54.

I Figur 54 visas överföringarna i de tre snitten, i Figur 55 visas vindkraftsproduktionen och i Figur 56 konsumtionen för samma period. Figur 57 visar total elproduktion under samma period.

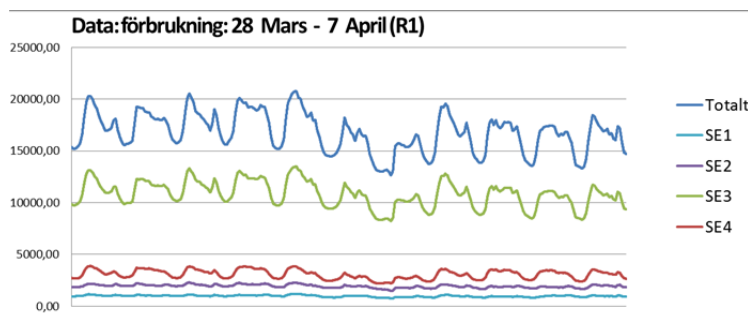
Vid tidpunkten för hög överföring är det inget spill i systemet, och heller ingen produktion av topp-effekt. Det är mycket låg överföring genom snitt 1 och snitt 2. Däremot är solkraften på en relativt hög nivå (totalt 5305 MW, varav 1462 MW is SE4), hög vindkraftsproduktion (totalt 11238 MW varav 7217 MW i SE4). Detta ger därmed ett stort behov av överföring.



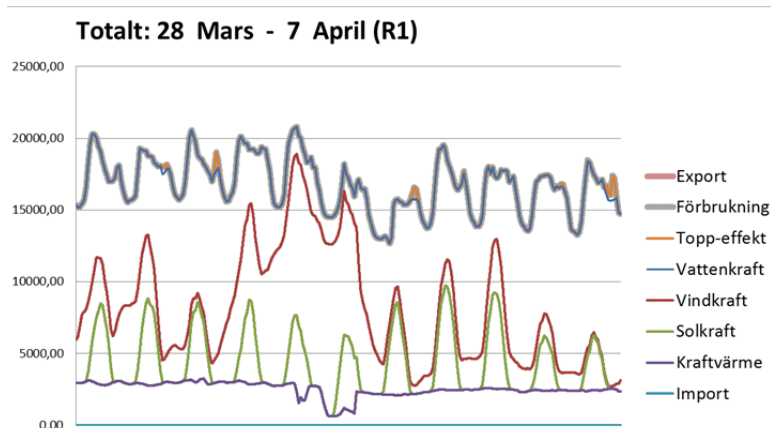
Figur 54 Case A1: Överföring söderut från områdena SE1 (snitt 1), SE2 (snitt 2) och SE3 (snitt 4) vid hög överföring genom snitt 4.



Figur 55 Case A1: Vindkraftsproduktion i de 4 områdena vid hög överföring genom snitt 4.



Figur 56 Case A1: Elförbrukning i de 4 områdena vid hög överföring genom snitt 4.



Figur 57 Case A1: Total elproduktion för de 4 områdena vid hög överföring genom snitt 4

6.4. Case A2: Energibalans för olika områden

Som framgår av ovan så kan det bli mycket höga överföringar vid olika situationer.

- Hög överföring söderut i snitt 2 erhålls vid låg vind och sol, samt hög elförbrukning. Vid denna situation ger vattenkraften maximalt. Om man närmare studerar situationen så finns det dock utrymme att öka produktionen i topp-effekten i SE3 och minska vattenkraften i SE2. Man kan se detta som "motköp" enligt den terminologin som tillämpas av Svenska Kraftnät. Kostnaderna ökar för driften men man minskar behovet av transport.
- Hög överföring norrut i snitt 4 erhålls vid hög vind+sol i SE4, samtidigt som det är låg överföring genom snitt 1 och snitt 2. Ett sätt att avhjälpa detta är att spilla vindkraft i SE4 samt kompensera detta genom ökad vattenkraftsproduktion i SE2. Detta ökar kostnaden eftersom man spillar vindkraft.

Genom att använda metoden i kapitel 5.3 kan man justera resultaten från Case A1 i kapitel 6.2. I Case A1 blev maximala överföringen SE2→SE3 10226 MW och maximala överföringen SE4→SE3 5603 MW. I detta exempel antas att dessa överföringar sätts till maximalt 8700 MW för SE2→SE3 och maximalt 3000 MW för SE4→SE3. Detta innebär att maxöverföringen SE2→SE3 är minskad med $10226 - 8500 = 1726$ MW och maxöverföringen SE4→SE3 minskas med $5603 - 3000 = 2603$ MW. Resultaten visas nedan.

Den totala energibalansen visas i Tabell 21.

Källa	SE1	SE2	SE3	SE4	TWh/år	Procent
Vindkraft	2,96	4,64	15,88	21,89	45,37	31,2%
Solkraft	1,20	2,49	5,29	2,61	11,59	8,0%
Kraftvärme	0,36	1,24	8,77	3,53	13,90	9,5%
Industrimottryck					6,4	4,4%
Vattenkraft	21,64	32,53	11,03	1,68	66,88	46,0%
Topp-effekt	0,00	0,00	0,71	0,76	1,47	1,0%
Total produktion	26,17	40,89	41,68	30,48	145,62	100,0%
Konsumtion	8,17	16,24	89,36	25,44	145,62	

Tabell 21 Case A2: Resultat för produktion och konsumtion i respektive område.

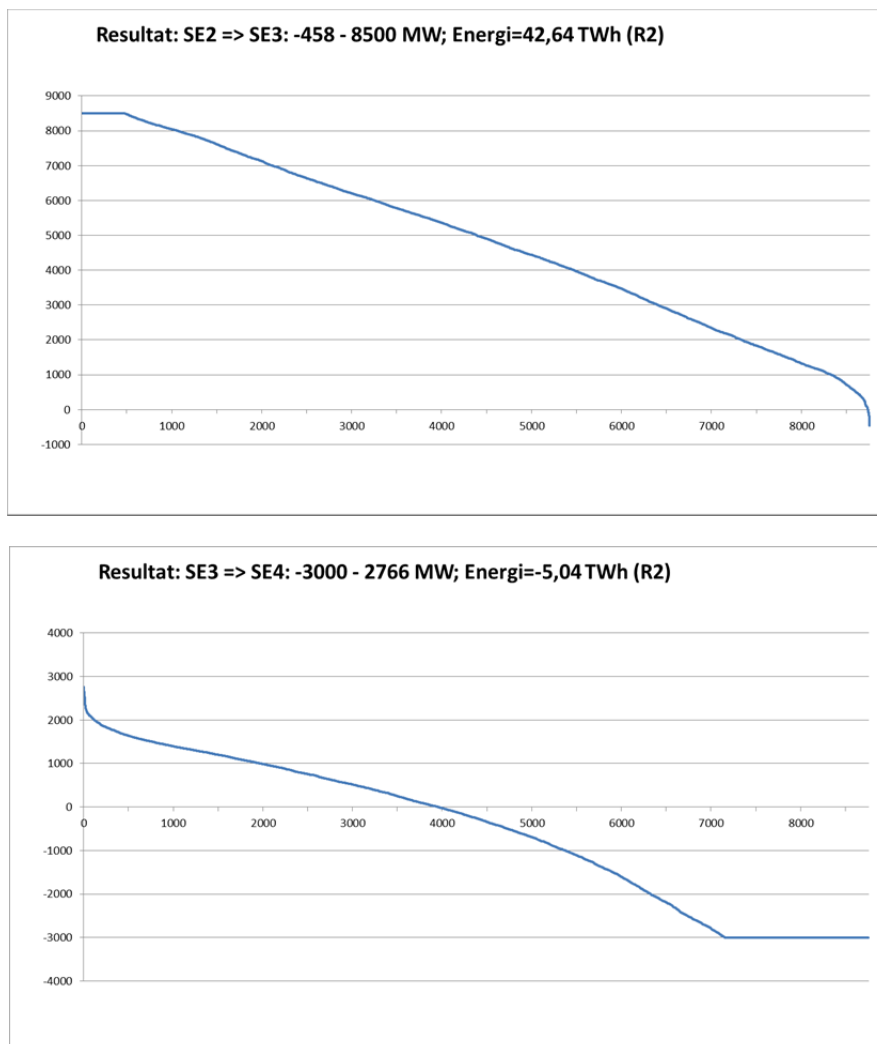
Med detta system behövs, för detta år, en viss mängd topp-effekt och det blir en viss mängd spill i sol- och vindkraft. Dessa resultat sammanfattas i Tabell 22.

Topp-effekt		Vindkraft-spill	Solkraft-spill
effekt	energi		
5216 MW	1,47 TWh	2,63 TWh/år	0,41 TWh/år
1916 MSEK/år	1030 MSEK/år	5,8 %	3,5 %
Totalt: 2,02 öre/kWh			

Tabell 22 Case A2: Resultat för topp-effekt, samt spill i sol- och vindkraft

Om man jämför Case A2 med Case A1 så ser man att topp-effekt-energin ökar med $(1,47-1,27) = 0,20$ TWh och att vattenkraftsenergin ökar med $(66,88-65,66)=1,22$ TWh medan vindkraftspillet ökar med $(2,63-1,21)=1,42$ TWh. Detta spill kompenseras av topp-effekt och vattenkraft: $1,22+0,20=1,42$ TWh. Det är denna typ av avvägning som alltid måste göras. I detta fall har man minskat överföringskapaciteten med 1726 MW respektive 2603 MW för snitt 2 och snitt 4, vilket ger en inbesparing, men detta kompenseras av ökad energi-produktion i topp-effekt och ökat vindkraftspill.

När man begränsar överföringen så ändras även varaktighetskurvorna för överföringarna. Dessa visas i Figur 58.



Figur 58 Case A2: Varaktighetskurvor för överföringen genom snitt 2 (överst) och snitt 4 (nederst)

6.5. Case B1: Energibalans för hela landet

Case A byggde på att vindkraften var fördelad över landet på samma sätt som i ursprungsrapporten från 2004 (Magnusson, 2004), där en stor andel av vindkraften hamnade i SE4. Det var nog relevant när studien gjordes, och för mindre mängder vindkraft, men med de mängder som studeras här, samt om man ser utvecklingen fram till 2013, är det nog mer relevant att större mängder vindkraft fördelas på ett annorlunda sätt.

För Case B har istället samma fördelning som den verkliga fördelningen under 2013 valts, se Tabell 23.

Område	Case B: TWh	Case B: procent	Case A	2013
SE1	5 TWh	10 %	3,0 TWh [6 %]	0,97 TWh [10 %]
SE2	11 TWh	22%	4,7 TWh [10 %]	2,17 TWh [22 %]
SE3	19 TWh	40%	16,3 TWh [34 %]	4,02 TWh [40 %]
SE4	13 TWh	28%	24,0 TWh [50 %]	2,84 TWh [28 %]
Totalt	48 TWh	100 %	48 TWh [100 %]	10 TWh [100 %]

Tabell 23 Case B: Förläggande av produktionspotential om 48 TWh vindkraft

För alla övriga parametrar, dvs förbrukning, vattenkraft, solkraft, kraftvärme och topp-effekt gäller exakt samma förutsättningar som i Case A.

Med dessa antaganden och inga restriktioner på överföringskapaciteten så erhålls en nationell energibalans enligt metoden beskriven i kapitel 5.2. En viss skillnad blir det för hela landet då vindkraften är något annorlunda fördelad, men skillnaden blir ganska liten jämfört med Case A. Resultatet för de olika områdena visas i Tabell 24.

Källa	SE1	SE2	SE3	SE4	TWh/år	Procent
Vindkraft	4,93	10,79	18,59	12,73	47,04	32,3%
Solkraft	1,21	2,50	5,32	2,62	11,65	8,0%
Kraftvärme	0,36	1,25	8,83	3,57	14,00	9,6%
Industrimottryck					6,4	4,4%
Vattenkraft	21,61	31,27	11,02	1,68	65,58	45,0%
Topp-effekt	0,00	0,00	0,38	0,56	0,94	0,6%
Total produktion	28,11	45,80	44,14	21,16	145,62	100,0%
Konsumtion	8,17	16,24	89,36	25,44	145,62	

Tabell 24 Case B1: Resultat för produktion och konsumtion i respektive område.

Med detta system behövs, för detta år, en viss mängd topp-effekt och det blir en viss mängd spill i sol- och vindkraft. Dessa resultat sammanfattas i Tabell 25

Topp-effekt		Vindkraft-spill	Solkraft-spill
effekt	energi		
4835 MW	0,94 TWh	0,96 TWh/år	0,35 TWh/år
1776 MSEK/år	659 MSEK/år	2,0 %	3,0 %
Totalt: 1,67 öre/kWh			

Tabell 25 Case B1: Resultat för topp-effekt, samt spill i sol- och vindkraft

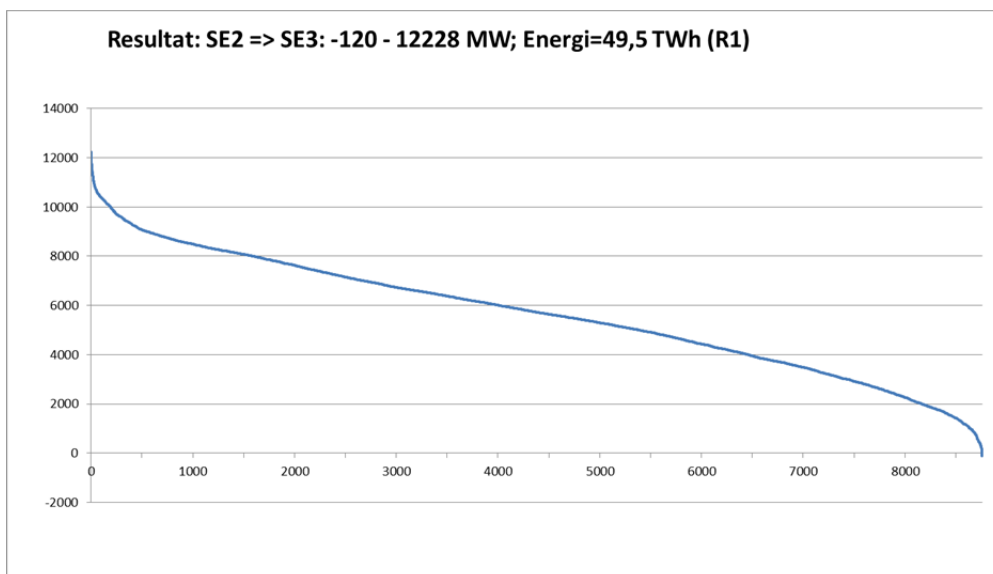
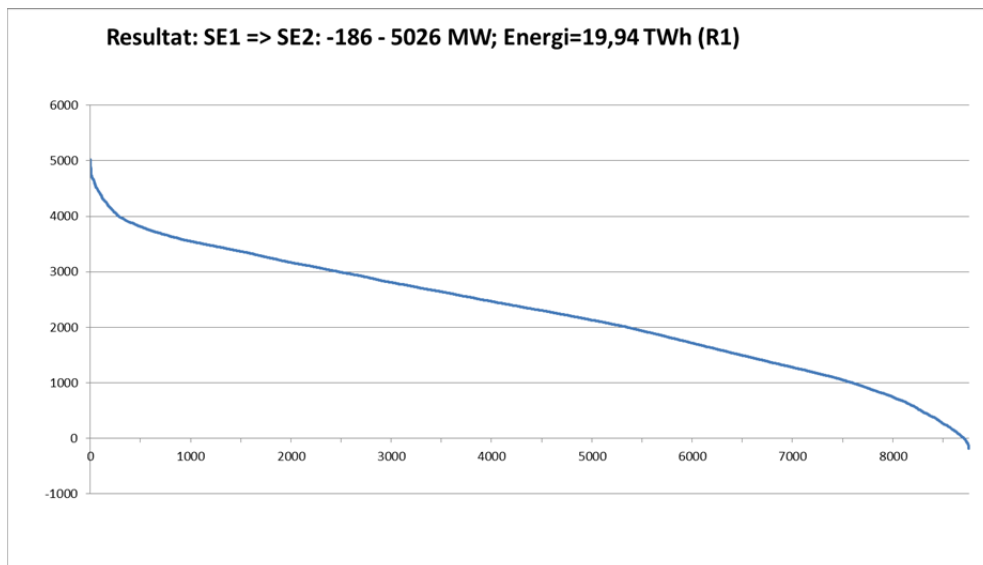
Tabell 24 visar att SE1 och SE2 är export-områden på årsbasis medan SE3 och nu även SE4 är importområden. Ändringen jämfört med Case A beror på den lägre vindkraftsproduktionen i SE4.

Detta innebär i sig annorlunda effektflöden jämfört med Case A. Med ett system enligt Case B1 blir överföringskapaciteten norrut i snitt 4 inte lika viktig medan däremot snitt 2 söderut blir viktigare. Tabell 26 visar en sammanställning av överföringsbehovet.

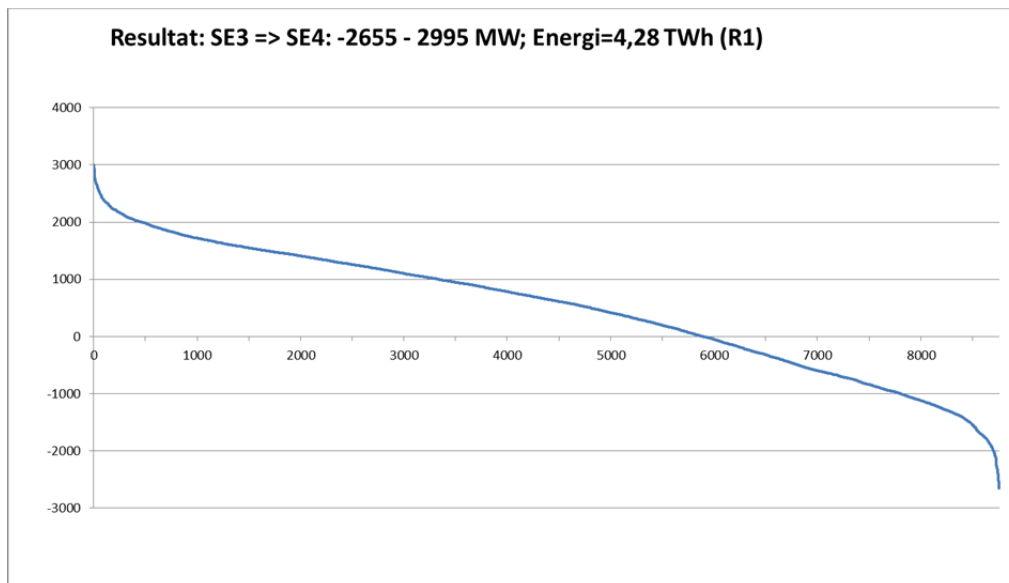
Överföring	SE1=>SE2	SE2=>SE3	SE3=>SE4
TWh netto	19,94	49,50	4,28
MW Maximalt	5026,29	12228,19	2995,19

Tabell 26 Case B1: Netto energioverföring och maximal överföring för de tre snitten.

För överföringen är det av intresse att studera såväl maximal överföring i båda riktningar samt hur vanliga olika nivåer är. Dessa visas i Figur 59 och Figur 60. I snitt 1 och 2 är det en fortsatt dominerande transport söderut och mer än i Case A1, och för snitt 4 är det något större överföring söderut beroende på mindre vindkraft i SE4 jämfört med Case A1. Det kan noteras att samtliga varaktighetskurvor är relativt "spetsiga". Om man, t ex, ser på överföringen söderut genom snitt 2, så inträffar nivån över 10000 MW (max 2228 MW extra) under 190 timmar.



Figur 59 Case B1: Överföring söderut genom snitt 1 (överst) och snitt 2 (nederst)

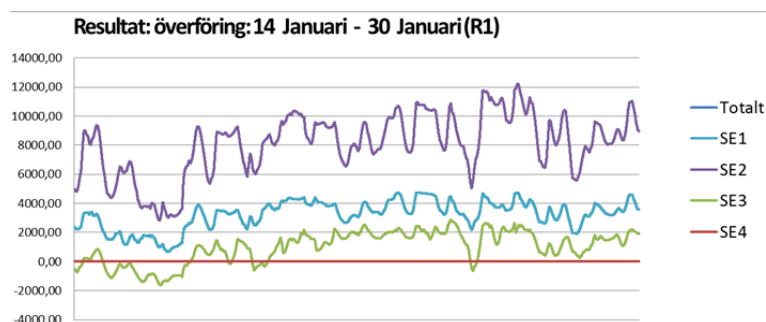


Figur 60 Case B1: Överföring söderut genom snitt 4

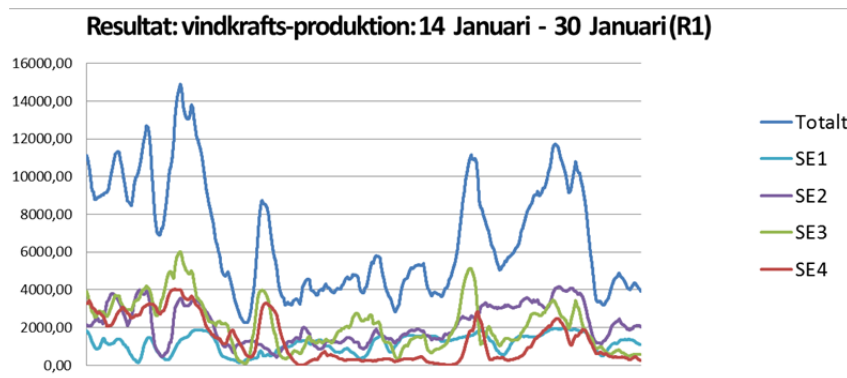
Om vi studerar överföringen genom snitt 2 så är det en ökning med ca 2000 MW (från 10226 till 12228 MW) om man jämför Case A1 med Case B1, dvs ändrat överförings-behov med mer vindkraft norröver. Den maximala nivån (12228 MW) inträffar 27 januari kl 8-9, dvs inom samma period som studerats tidigare för Case A1 i kapitel 6.3.1. Denna situation ska nu studeras närmare.

6.5.1. Case B1: Överföring i en situation med hög överföring söderut genom snitt 2.

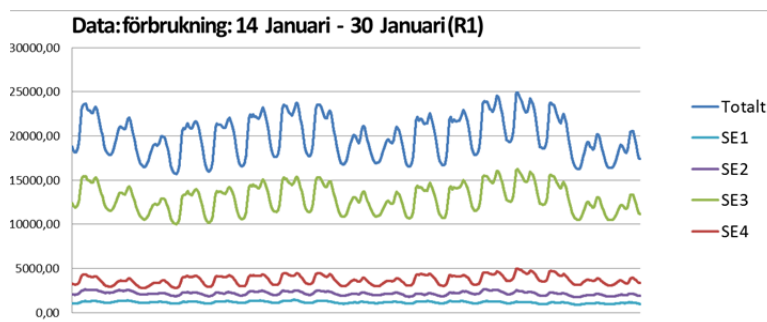
Här studeras samma situation som i kapitel 6.3.1, dvs det finns behov av extra topp-effekt och det blir hög överföring söderut i snitt 2. Även här är behovet av topp-effekt fördelad mellan SE3 (40 procent) och SE4 (60 procent). I Figur 61 visas överföringarna i de tre snitten, i Figur 62 vindkraftsproduktionen och i Figur 63 konsumtionen (dvs samma som Figur 51) för samma period.



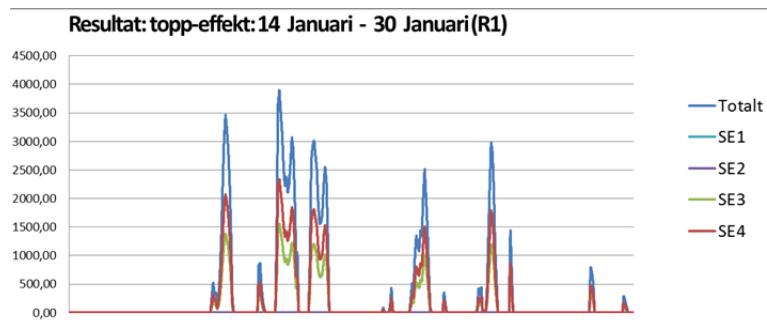
Figur 61 Case B1: Överföring söderut från områdena SE1 (snitt 1), SE2 (snitt 2) och SE3 (snitt 4) vid hög överföring i snitt 2.



Figur 62 Case B1: Vindkraftsproduktion i de 4 områdena under en period med hög överföring.



Figur 63 Case B1: Elförbrukning i de 4 områdena under en period med hög överföring



Figur 64 Case B1: Produktion av topp-effekt i SE3 och SE4 under en period med hög överföring

Figurerna visar att det är hög överföring i snitt 2 (> 10000 MW) vid flera tillfällen vid lägre vindkraftsproduktion och hög elförbrukning. Högst överföring (> 10000 MW) var det den 27 januari 8-9 då det var hög förbrukning, men vid detta tillfälle utnyttjades inte topp-effekten maximalt. Vid denna situation var vindkraftsproduktionen i SE1: 1537 MW och i SE2: 3397 MW. I Case A1 var motsvarande nivåer SE1: 924 MW och SE2: 1462 MW. I praktiken Eftersom elförbrukningen är densamma i Case A1 och Case B1 så innebär det ett ökat behov av överföring genom snitt 2 om $2548 = 1537 + 3397 - 924 - 1462 = 2548$ MW. Observera att vattenkraften alltid används på maximal nivå då topp-effekten är högre än noll. Överföringen i snitt 1 följer i stort den i snitt 2.

Denna överföring kan minska genom att man minskar vattenkraftsproduktionen i SE2 enligt metoden beskriven i kapitel 5.3. Men det innebär att minskad vattenkraftsproduktion kompenseras med ökad produktion av topp-effekt i SE3.

6.6. Case B2: Energibalans för olika områden

I Case B1 var det framför allt i snitt 2 som det blev extra hög överföring. Behovet, utan restriktioner blev upp till 12228 MW. Om man närmare studerar situationen så finns det dock utrymme att öka produktionen i topp-effekten i SE3 och minska vattenkraften i SE2. Man kan se detta som "motköp" enligt den terminologin som tillämpas av Svenska Kraftnät. Kostnaderna ökar för driften men man minskar behovet av transport. I Case B1 blev det dock inte så mycket överföring genom snitt 4.

Genom att använda metoden i kapitel 5.3 kan man justera resultaten från Case B1 i kapitel 6.5. I Case B1 blev maximala överföringen SE2→SE3 12228 MW. I detta exempel, Case B2, antas att denna överföring sätts till maximalt 8500 MW för SE2→SE3, dvs samma nivå som i Case A2. Här antas ingen extra reduktion för snitt 4 norrut, då den redan ligger under den maxnivå om 3000 MW som sattes i Case A2. Detta innebär att maxöverföringen SE2→SE3 är minskad med $12228-8500=3728$ MW. Resultaten visas nedan.

Den totala energibalansen visas i Tabell 27.

Källa	SE1	SE2	SE3	SE4	TWh/år	Procent
Vindkraft	4,93	10,79	18,59	12,73	47,04	32,3%
Solkraft	1,21	2,50	5,32	2,62	11,65	8,0%
Kraftvärme	0,36	1,25	8,83	3,57	14,00	9,6%
Industrimottryck					6,4	4,4%
Vattenkraft	21,61	30,45	11,02	1,68	64,76	44,6%
Topp-effekt	0,00	0,00	1,19	0,56	1,76	1,1%
Total produktion	28,11	44,99	44,96	21,16	145,62	100,0%
Konsumtion	8,17	16,24	89,36	25,44	145,62	

Tabell 27 Case B2: Resultat för produktion och konsumtion i respektive område.

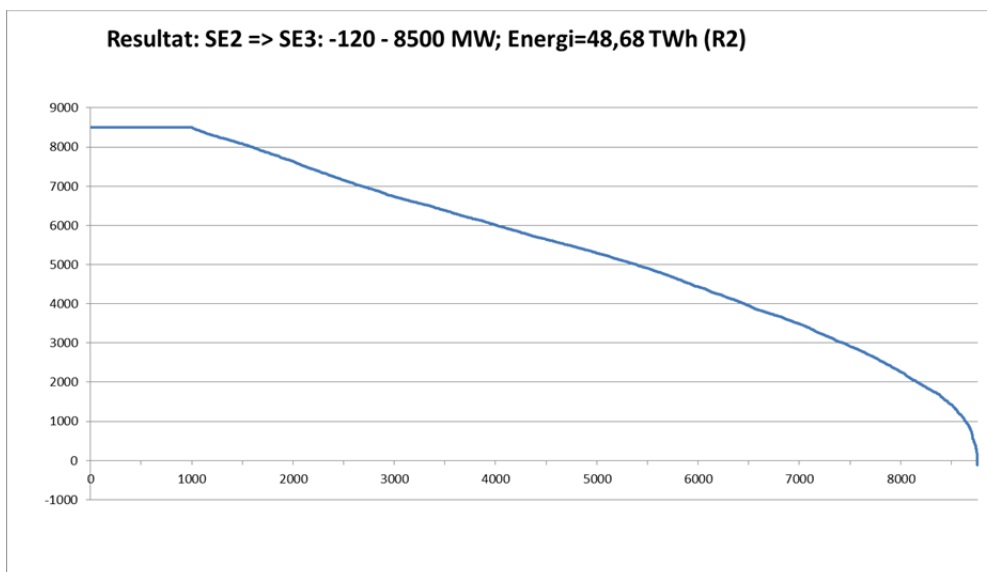
Med detta system behövs, för detta år, en viss mängd topp-effekt och det blir en viss mängd spill i sol- och vindkraft. Dessa resultat sammanfattas i Tabell 28.

Topp-effekt		Vindkraft-spill	Solkraft-spill
effekt	energi		
5243 MW	1,76 TWh	0,96 TWh/år	0,35 TWh/år
1926 MSEK/år	1230 MSEK/år	2,0 %	3,0 %
Totalt: 2,17 öre/kWh			

Tabell 28 Case B2: Resultat för topp-effekt, samt spill i sol- och vindkraft

Om man jämför Case B2 med Case B1 så ser man att topp-effekt-energin ökar med $(1,76-0,94) = 0,82$ TWh och att vattenkraftsenergin minskar med $(65,58-64,76)=0,82$ TWh, dvs vattenkraftminskning ersätts med topp-effekt-energi. Det behövs mer kapacitet i topp-effekt: $5243-4835=408$ MW om man jämför Case B2 med Case B1. Detta är totalt sett något (27 MW) mer än i Case A2: 5216 MW. Vindkraft och solkraft ger samma resultat i Case B1 och Case B2. I detta fall har man minskat överföringskapaciteten med 3728 MW för snitt 2, vilket ger en inbesparing, men detta kompenseras av ökad energi-produktion i topp-effekt.

När man begränsar överföringen så ändras även varaktighetskurvan för överföringen genom snitt 2. Denna visas i Figur 65.



Figur 65 Case B2: Varaktighetskurvor för överföringen genom snitt 2

6.7.Om upprätthållande av tillräcklig överföringskapacitet

I Sverige har vi i dagsläget ett utbyggt transmissionssystem med vissa givna överföringskapaciteter mellan olika punkter. I denna rapport har enbart överföringar mellan olika områden studerats, dvs snitt 1, 2 och 4. I verkligheten måste noggrannare studier genomföras när man ska studera exakt dimensionering av överförings-systemet.

Nedan jämförs de behov som uppstår i de här studerade fallen, Case A1, A2, B1, B2 med dagsläget och planerade förändringar.

6.7.1. Överföring genom snitt 1.

I Tabell 29 visas dagsläget och olika framtida scenarier för överförings-kapaciteten i snitt 1

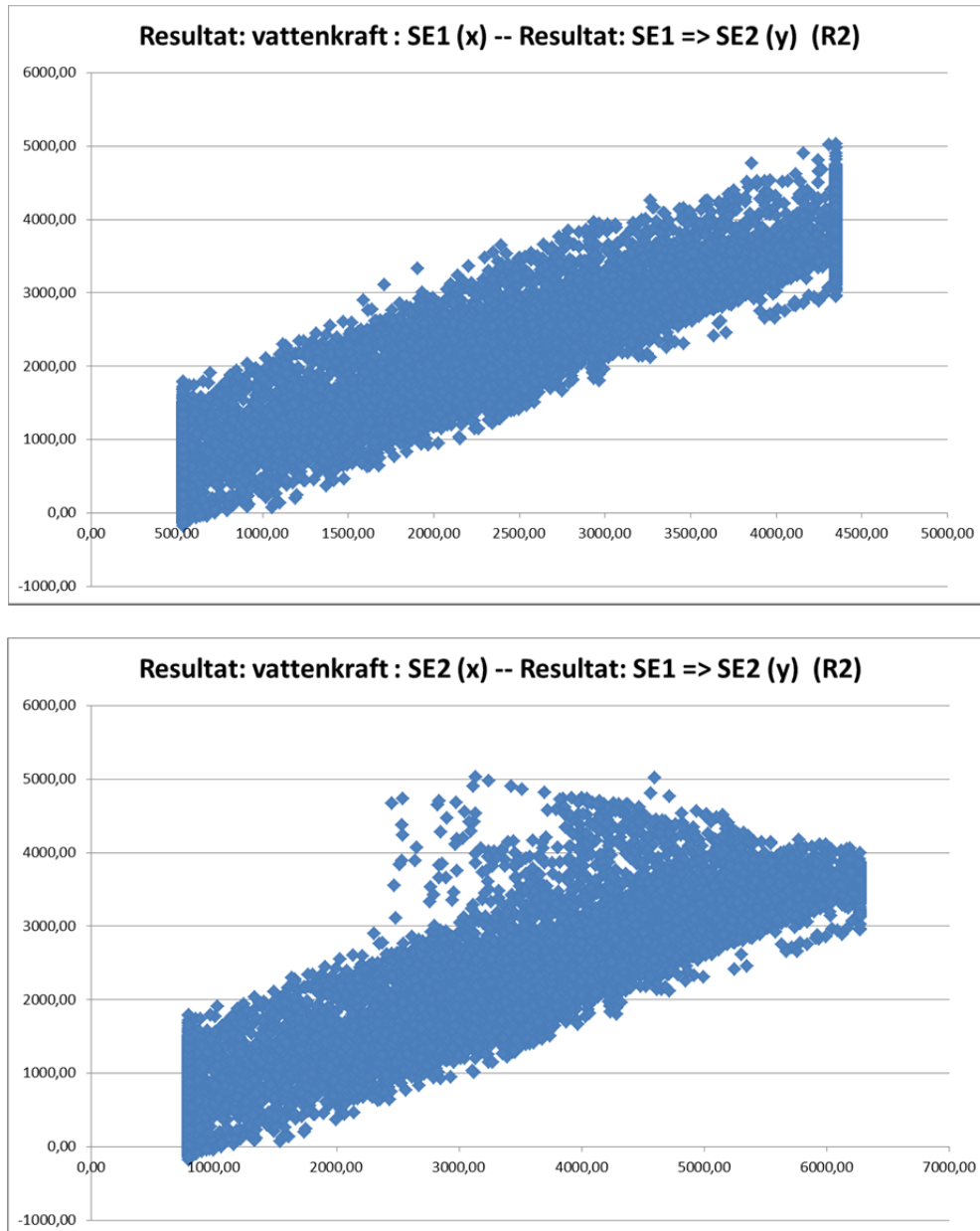
System	Dagsläget: Tabell 1		Framtiden: Tabell 1		Case A		Case B	
Riktning	söderut	norrut	söderut	norrut	söderut	norrut	söderut	norrut
[MW]	3300	3300	4200-5000	3300	4403	428	5026	186

Tabell 29 Kapaciteter och behov av överföring genom snitt 1 för olika system

För såväl Case A som Case B så behövs mer kapacitet än det finns i dagsläget. Det kan tilläggas att den "justering" som använts i Case A2 och B2 inte påverkar snitt 1 då det antas att all kompensering för att minska överföringen genom snitt 2 sker i SE2. Det skulle vara möjligt att minska vattenkraften i SE1 istället för i SE2 och på det sättet även minska behovet av mer överföring genom snitt 1.

För framtiden har Svenska Kraftnät vissa planer för utökad kapacitet genom snitt 1, vilket framgår av Tabell 1. "Ett kostnadseffektivt sätt att förstärka snitt 1 är att seriekompensera snittets fyra 400 kV-ledningar. Inledande analyser ger vid handen att denna åtgärd kan öka kapaciteten i snitt 1 med drygt 25 procent – från 3 300 MW till 4 200 MW." Kapacitetsökning med en ny ledning framgår av (Svenska Kraftnät, 2012) där det på sidan 82 i appendix framgår att "Ytterligare förstärkningar av snitt 1 och 2, i form av nya ledningar genom snitten, har också studerats. Med nya ledningar beräknas maximal överföringskapacitet genom snitt 1 bli 5 000 MW". Detta innebär att med dessa förstärkningar kommer kapaciteten upp till ungefär de nivåer som behövs i Case A och Case B.

Överföringsgränsen för snitt 1 sätts av spänningsstabilitet. Detta innebär att man måste kunna upprätthålla spänningen i såväl SE1 som SE2 för att kunna överföra på hög nivå. En förutsättning är att det finns reaktiv effekt som kan upprätthålla spänningen i såväl sändar- som mottagaränden av ledningen. I nedanstående figur visas vattenkrafts-generering i SE1 och SE2 som funktion av överföringen genom snitt 1.



Figur 66 Case B2: Överföring genom snitt 1 som funktion av vattenkraftsproduktion i SE1 (överst) och SE2 (nederst)

Som framgår av Figur 66 så finns det en koppling mellan överföring och vattenkraftsproduktion på så sätt att ju högre överföring genom snitt 1, desto högre vattenkraftsproduktion. Eftersom vattenkraften har en hög produktion så innebär det att vattenkraftverken är igång och kan upprätthålla spänningen vilket är nödvändigt då överföringsmöjligheten är beroende av bra spännings-hållning. Det kan tilläggas att hög överföring genom SE1 sker vid hög vattenkraftsproduktion i såväl SE1 som SE2 (dvs vattenkrafts-generatorerna är igång och kan även bidra med reaktiv effekt och

styrning av spänningen) så denna situation kommer inte påverkas så mycket i en framtid med mindre kärnkraft och mer sol/vindkraft med de förutsättningar som antagits här. Mer exakt analys än detta är svårt att göra utan att ha tillgång till exakta data vilket enbart Svenska Kraftnät har. De tekniker som står till förfogande är närmast den typ av tekniker som Svenska Kraftnät redan studerat, dvs seriekompensering, shuntkompensering och/eller nya ledningar.

6.7.2. Överföring genom snitt 2.

I Tabell 30 visas dagsläget och olika framtida scenarier för överföringskapaciteten i snitt 1

System	Dagsläget: Tabell 1		Framtiden: Tabell 1		Case A		Case B	
Riktning	söderut	norrut	söderut	norrut	söderut	norrut	söderut	norrut
[MW]	7300	7300	8000-8500	7300	A1: 10226 A2: 8500	A1: 819 A2: 458	B1: 12228 B2: 8500	B1: 120 B2: 120

Tabell 30 Kapaciteter och behov av överföring genom snitt 2 för olika studerade system

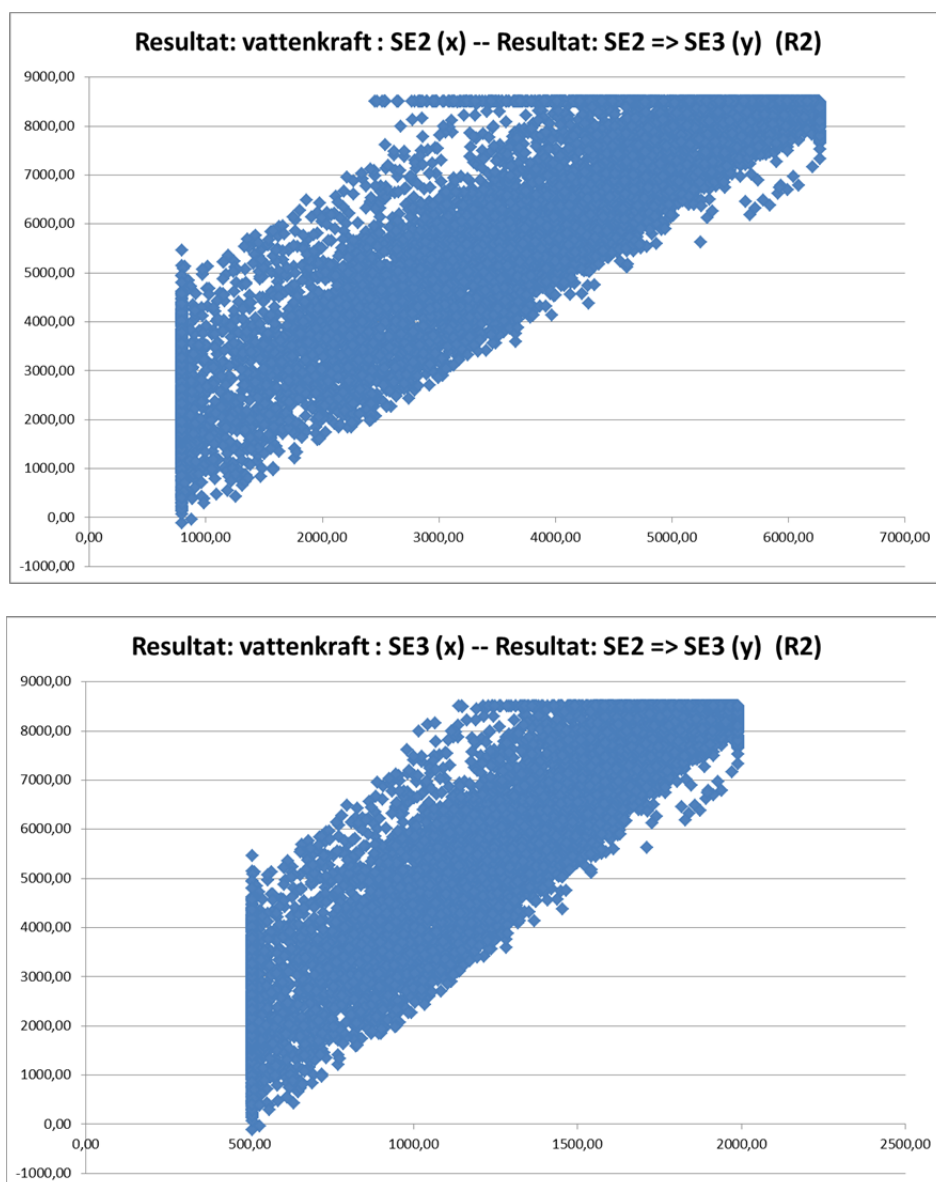
För såväl Case A som Case B så behövs mer kapacitet än det finns i dagsläget. Det kan tilläggas att den "justering" som använts i Case A2 och B2 i detta exempel har antagit att all den överföring som Svenska Kraftnät planerat för/diskuterat är genomförd, dvs en överföringskapacitet om 8500 MW söderut.

För framtiden har Svenska Kraftnät planer för utökad kapacitet genom snitt 2, vilket framgår av (Svenska Kraftnät, 2012), Appendix sid 82: "De första åtgärder som undersökts i simuleringar är seriekompensering av snitt 1 och shuntkompensering av snitt 2. Åtgärderna beräknas ge en ökning av överföringskapaciteten med 900 MW i snitt 1 och 700 MW i snitt 2. Maximal överföringskapacitet i snitten blir med dessa åtgärder 4 200 respektive 8 000 MW. Ytterligare förstärkningar av snitt 1 och 2, i form av nya ledningar genom snitten, har också studerats. Med nya ledningar beräknas maximal överföringskapacitet genom snitt 1 och snitt 2 bli 5 000 respektive 8 500 MW"

Överföringsgränsen även för snitt 2 sätts av spänningsstabilitet. Detta innebär att man måste kunna upprätthålla spänningen i såväl SE2 som SE3 för att kunna överföra på hög nivå. En förutsättning är att det finns reaktiv effekt som kan upprätthålla spänningen i såväl sändar- som mottagarändan av ledningen. I SE3 finns i dagsläget den svenska kärnkraften som är direkt-ansluten till stamnätet vilket gör att de kan hjälpa till att upprätthålla spänningen vilket är centralt för att också kunna överföra effekt på detta nät. I de studier som Svenska Kraftnät genomfört har inga större mängder kärnkraft antagits avvecklad, till skillnad mot denna studie. Det gör att man inte direkt kan använda resultaten från en studie (Svenska Kraftnät) till denna. De enda som kan göra en detaljerad analys är Svenska Kraftnät som har tillgång till detaljerade data. Dock några kommentarer:

- i. Kärnkraften är viktig, men även vid lägre kärnkraft kan NTC vara relativt hög. Det kan dock noteras att ca timme 1000 i den vänstra delen av Figur 3 (=kl 01-02, 11 augusti) var kärnkraften på nivån 4100 MW (dvs en minskning från totalt installerad effekt om 9531 MW med 5431 MW) och överföringskapaciteten i snitt 2 söderut 6500 MW.
- ii. I den här föreliggande studien antas det finnas gasturbiner i SE3 och SE4. De har synkrongeneratorer och med antagandet att dessa också kan kopplas isär från turbinerna kan de fungera som synkronkompensatorer och därmed hjälpa till att upprätthålla spänningen.
- iii. Vindkraftverk med fullomriktare kan bidra till att upprätthålla spänningen, med det förutsätter att a) de har den tekniken, och b) de är anslutna tillräckligt nära 400-kV-nätet för att kunna bidra med spänningshållning även på detta nät och inte bara lokalt.

- iv. Om det är nödvändigt kan även shunt-kondensatorer anslutas för att upprätthålla spänningen och därmed överföringskapaciteten.
- v. Vald överföringskapacitet är ett resultat av ekonomisk balansering av flaskhalskostnader och investeringskostnader.
- vi. Även vattenkraften bidrar till upprätthållande av spänningen. I Figur 67 visas vattenkraften i SE2 och SE3 som funktion av överföringen i snitt 2 i Case B2. Som framgår av detta kan det ibland vara hög överföring samtidigt som vattenkraften har en relativt låg nivå. Hur långt dessa nivåer räcker för att upprätthålla överföringen beror mycket på övriga åtgärder som diskuteras ovan, dvs vindkraftens möjlighet att upprätthålla spänning etc.



Figur 67 Case B2: Överföring genom snitt 2 som funktion av vattenkraftsproduktion i SE1 (överst) och SE2 (nederst)

6.7.3. Överföring genom snitt 4.

I Tabell 31 visas dagsläget och olika framtida scenarier för överföringskapaciteten i snitt 4

System	Dagsläget: Tabell 1		Framtiden: Tabell 1		Case A		Case B	
Riktning	söderut	norrut	söderut	norrut	söderut	norrut	söderut	norrut
[MW]	5300	2000	6500-7700	3200-3900	A1: 2766 A2: 2766	A1: 5603 A2: 3000	B1: 2995 B2: 2995	B1: 2655 B2: 2655

Tabell 31 Kapaciteter och behov av överföring genom snitt 4 för olika studerade system

För såväl Case A som Case B så behövs mer kapacitet än det finns i dagsläget. Detta gäller framför allt norrut. En viktig skillnad är att det i de här studerade exemplen inte finns någon transport vidare söderut från SE4 och dessutom finns det mycket vind- och solkraft i SE4. Det är detta som ger det förändrade transportmönstret. Det finns ingen information tillgänglig som kan användas för att dra någon slutsats om hur överföringskapaciteten norrut i snitt 4 påverkas av mindre kärnkraft i SE3. Enligt den begränsade analys som gjorts i Figur 4 så finns ingen koppling, men det gäller enbart dagsläget.

7. 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.

7.1. Svenska Kraftnäts rapporter från 2008 och 2012-13

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

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

dessa kraftverk kan öka sin produktion om det mojnär. 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, IEA Task 25 – Design and Operation of Power Systems with large amounts of Wind Power, Elforsk Rapport 09:07, 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).

7.2.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 7.1.

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, 2010)

7.3.Detaljerade 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 rinnitider, 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.

Denna modell användes i version 3.0, (Söder, 2013). Den håller för närvarande på att uppdateras ytterligare och kommer användas i fortsatta studier. Modellen bygger på en areaindelning i Sverige så de i denna rapport studerade scenarierna kan även studeras med den modellen.

8. Slutsatser

I denna rapport beskrivs först Sveriges nuvarande elsystem samt hur elbalansen upprätthålls. Sverige har delats in i 4 områden och effektsimuleringar (medelvärden per timme) har analyserats. Därefter görs en analys av behovet av reglerkraft vid integration av 60 TWh vind- och solkraft i det svenska elsystemet.

- A. Fyra olika Case har studerats. I samtliga scenarier finns 48 TWh vindkraft och 12 TWh solkraft. Case A har samma uppsättning som i version 3.0 av denna rapport-serie, med ca hälften av all vindkraft i area SE4. Case B har samma uppsättning som Case A, men med den skillnaden att vindkraftsfördelningen över Sverige är ungefär som 2013, dvs mindre i SE4 och mer i övriga områden. För såväl Case A som Case B har två situationer studerats. Case 1 beräknar "behovet", dvs hur mycket överföringskapacitet som behövs för att klara de överföringar man kommer fram till. Case 2 utgår istället från Svenska Kraftnäts planer/diskussioner om olika nätinvesteringar och anpassar driften därefter. Case 2 ökar driftskostnaden, men minskar behovet av transmission.
- B. Ett viktigt budskap är att man förstår att elförbrukningen i Sverige varierar betydligt mer från timme till timme än, t ex, 12000 MW vindkraft. 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.

- C. Effektfrågan, även benämnd frågan om höglastreserver, dvs hur man ska klara av hög effektförbrukning, har även behandlats. För de studerade Case A och Case B medför behovet av topp-effekt en extra kostnad om ca 2 öre/kWh för all konsumtion. Här antas att topp-effekten består av gasturbiner och för de studerade casen behövs upp till 5243 MW gasturbiner.
 - D. För effektfrågan har däremot inte det egentliga "effektvärdet" för vare sig vindkraft eller något annat kraftslag uppskattats då detta kräver framtagande av nya metoder. Däremot görs en jämförande beräkning där dagens kärnkrafts effektbidrag uppskattas med samma metod som används för vindkraften. För vindkraftens brukar Svenska Kraftnät kommer fram till ett effektbidrag om 6% av installerad effekt. Om samma metod används för dagens kärnkraft så blir kärnkraftens effektbidrag ca 72-76% av installerad effekt. Man bör använda samma metod när man gör en jämförelse, men egentligen bör man använda standard-metoden som ger högre effektbidrag för såväl vindkraft som kärnkraft.
 - E. Det nya i denna rapport är huvudsakligen uppskattning av behovet av transmission över de olika interna snitten i Sverige. I denna rapport är utgångspunkten att Svenska Kraftnät har genomfört de investeringar som diskuteras/planeras i olika Perspektiv-plans-rapporter: (Svenska Kraftnät, 2013), (Svenska Kraftnät, 2012) med appendix. Dessa gränser har sedan antagits, t ex, 8500 MW i snitt 2 vilket inkluderar en ny ledning samt även shunt- och serie-kompensering. Det behövs dock vidare studier inom Svenska Kraftnät för att avgöra möjliga ytterligare behov eftersom avveckling av kärnkraften skulle kunna medföra minskad möjlighet att upprätthålla spänningen vilket i sin tur kan påverka överföringskapaciteten.
 - F. Man måste dock beakta att:
 - a. Det finns nya metoder som är under utveckling för att köra "systemet närmare sina tekniska gränser" (utnyttjande av PMU-information) mm
 - b. Dimensionerande fel kan ändras med mindre mängd kärnkraft som ersätts av andra kraftslag
 - c. Det kan vara rationellt att ändra primär-regleringens lokalisering vid större mängd vindkraft
 - d. Elförbrukningen kan bidra till reglering, t ex primärreglering, vilket påverkar marginaler som behöver hållas på överföringarna
- När man uppskattar förändrad överföringskapacitet på transmissionsnätet
- G. Var vindkraften hamnar har stor betydelse för vilken överföringskapacitet som behövs
 - H. Enbart ett isolerat Sverige har studerats, dvs utgångspunkten har varit att grannländer kan inte hjälpa till med vare sig effektbidrag eller med att ta emot export.
 - I. Stor mängd sol- och vindkraft kan ibland leda till spill. Detta skulle kunna användas i, t ex, fjärrvärmesystem eller exporteras. Dessa möjligheter har inte ingått i denna studie utan det har antagits att överskott "spills", dvs används inte.
 - J. Utgångspunkten i studien har varit att extrem-nivåerna i vattenkraften under 2008 är möjliga, dvs max 12951 MW och min 1875 MW. I version 3.0 gjordes detaljstudier (dock ej beaktande av transmissionsgränser) då det visade sig att det var möjligt att klara balansen under 2 studerade "extrema" veckor. Om skärpta vattendomar skulle medföra att dessa nivåer inte kan användas så ofta så leder det till antingen vatten- vind- eller solkraft-spill (om min-nivån måste bli högre), eller behov av annan kraft (om max-nivån inte kan klaras så ofta).

K. I denna studie har topp-effekten antagits bestå av gasturbiner. Om dessa drivs med naturgas så innebär det att den svenska elförsörjningen till 99% består av förnybar energi. Det är tekniskt möjligt att använda bio-gas, men närmare detaljer har inte studerats. En fördel med just gasturbiner är att dessa kan bidra med såväl svängmassa som spänningshållning vilket är viktigt för frekvensstabilitet och att upprätthålla överföringskapacitet.

För att få mer detaljerade konsekvensbeskrivningar i form av utnyttjande av olika handelsförbindelser, resulterande prisnivåer samt hur sol- och vindkraft bör balanseras med vattenkraft, elhandel, flexibel elförbrukning, elbilar och/eller övrig elproduktion bör ytterligare studier genomföras av samma typ som i (Amelin Mikael, 2009) och (Obel, 2012) utvidgad med en förbättrad modellbeskrivning av grannländer och beaktande av osäkerheter i tillgång och prognoser.

Bilaga 1: Hantering av elbalansen inom en timme

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

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

Det är en kontinuerlig utmaning i elsystemet att upprätthålla en exakt balans mellan produktion och total konsumtion inklusive förluster i elnäten. För närvarande (2013) är den största utmaningen i det svenska och nordiska elnätet när man av någon anledning får ett snabbstopp i ett kärnkraftverk. När detta händer (vilket sker ungefär en gång per år i varje kärnkraftverk) så försvinner momentant en elproduktion om ungefär 1000 MW, vilket är elproduktionen i ett större kärnkraftverk. Precis när detta händer så ska alla elkonsumenter fortsätta att få sin el som vanligt, dvs de kan inte längre få sin el från kärnkraftverket utan istället från någon annan energikälla! Den energikälla som då alltid står i "reserv" är att alla generatorer (i vattenkraftverk, kärnkraftverk och andra) i hela det nordiska elsystemet står och snurrar. Precis när kärnkraftverket 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 68

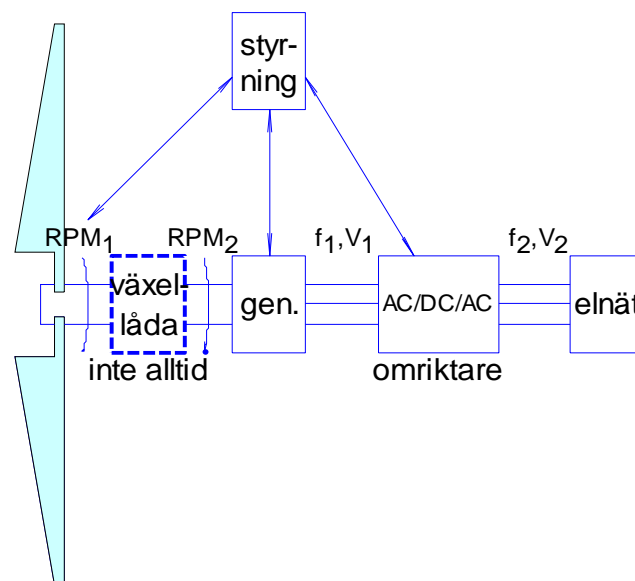
<p style="text-align: center;">Cykel</p> 	<p style="text-align: center;">Elsystem</p> 
<p>1a: Vi utgår från att några på cykeln trampar och några bromsar. Luftmotstånd och hjulmotstånd är "förluster" och en del av bromsandet. Om man på hela cykeln trampar lika mycket som man bromsar så går cykeln med en konstant hastighet.</p>	<p>1b: Detta motsvarar att man i elsystemet (till exempel hela det Nordiska elsystemet vilket visas i figuren) har samma totala produktion som konsumtion. Denna balans innebär att alla större generatorer (med så kallade synkrogeneratorer där den elektriska frekvensen är direkt kopplad till hur fort generatoren snurrar) snurrar lika fort och man har en konstant frekvens i hela elsystemet. Den är normalt 50 Hz, dvs växelspanningen byter polaritet från plus till minus exakt 50 gånger per sekund.</p>
<p>2a: Om nu någon på cykeln plötsligt slutar trampa för att han får ont i benet så börjar cykeln sakta in. Den stannar inte direkt eftersom det finns en viss masströghet i cykeln som beror på vikten hos alla personer och på själva cykeln.</p>	<p>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.</p>
<p>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.</p>	<p>3b: Detta motsvaras av att det på flera kraftverk, i Norden, framför allt vattenkraftsverk, finns frekvensmätare där den elektriska frekvensen mäts kontinuerligt (samma i hela Nordiska elsystemet). När frekvensen minskar ökas elproduktionen i dessa kraftverk ända tills produktionen ökat så mycket så att den tidigare minskade produktionen i ett kraftverk kompenseras. När detta skett är frekvensen åter stabil. Allt detta sker helt automatisk oavsett vad som orsakat obalansen: havererat kraftverk, vinden minskar i något kraftverk, någon ökar sin elkonsumtion, någon startar ett kraftverk etc. Därefter startas lämpliga kraftverk upp genom manuell reglering så att den automatiska reserven återställs.</p>

Figur 68 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 68. 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 69.



Figur 69 Vindkraftverk: Bladen (= turbinen) roterar vilket gör att generatorns rotor roterar vilket medför att el genereras med frekvensen f_1 och spänningen V_1 . Denna omriktas sedan till nät frekvensen $f_2 = 50$ Hz och samma spänning som på elnätet.

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

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

- A. På Gotland kommer all produktion från vindkraft. Gotland är förbundet med fastlandet med en likströms-kabel. Detta innebär att det på Gotland inte finns någon svängmassa i generatorerna, och likströmskabeln innebär att fastlandets svängmassa inte finns direkt tillgänglig på Gotland. Lösningen är att man på Gotland alltid har två synkronmaskiner som snurrar, men som vare sig har produktion eller konsumtion (utom vissa förluster). Dessa benämns "synkronkompensatorer". Detta kan ses som en lösning på ett system med enbart "mass-lös" generering.
- B. På Irland har man gjort en detaljerad analys av hela öns (Irländska republiken + Nordirlands) möjlighet att ha en stor andel vindkraft (EirGrid-Soni, 2010). Redan idag har man ibland situationer med hälften av elproduktionen från vindkraft. Irland har en likströms-kabel till Skottland och man håller på att få igång en ny likströmskabel mellan Irland och Storbritannien. Rapporten är omfattande och många utmaningar studerats, inklusive frågan om svängmassa. Detta är en speciell utmaning på Irland eftersom det är en ö med enbart likströmsförbindelser till omvärlden. Man har tagit fram ett speciellt index "Operation Metric 1" som avser $OM1 = \{ (vindkraft [MW] + import [MW]) / (elförbrukning [MW] + export [MW]) \}$. Slutsatsen är att OM1 kan vara upp till 60-80 procent, men man måste då vidta olika åtgärder. Dessa är 1) Mer så kallade reaktiva resurser behövs, vilka används för att hålla spänningen i systemet, 2) Se till att samtliga vindkraftverk uppfyller nätanslutningskraven en så kallad "grid code", 3) Ändring av parametrar i ROCOF-skydden; dessa skydd (Rate Of Change Of Frequency) kopplar bort olika utrustningar (elförbrukning och vindkraftverk) om frekvensen ändras för fort, 4) Närmare studier av kortslutnings-strömmar för olika situationer. Man har utgått från att vare sig vindkraften eller likströmsförbindelserna till ön kan bidra med någon svängmassa av betydelse. Men de har inte studerat detta närmare.
- C. Portugal har en relativt stor andel vindkraft. Landet är förbundet med Spanien med växelströmsledning, dvs energin i svängmassan kan överföras från det ena systemet till det andra (man sitter på samma cykel). Dessutom är Spanien förbundet till det centraleuropeiska systemet (och dess svängmassa) genom växelströmsledning till Frankrike. Kapaciteten på förbindelsen Portugal-Spanien är ca 1200 MW. Portugal har haft en vindkraftsandel av total konsumtion om upp till 93 procent. Den 15 november 2009 hade man 70 procent, den 31 oktober 2010 75 procent, den 15 maj 2011 81 procent (Soder, o.a., 2012), och den 13 november 2011, kl 4:30 var andelen 93 procent (Holtinen, 2012). Anledningen till att man kan ha högre andel än studierna från Irland är kopplingen till Spanien. För den 13 november 2011, kl 4:30 var andelen 93 procent av konsumtionen, men vid detta tillfälle importerades 90 MW och om man

räknar som andel av produktionen inklusive pumpkraftverk (som kan gå som "förbrukning" då de pumpar, men som har synkronmaskiner som koppling till elnätet) så var andelen 78 procent vid detta tillfälle. I Portugal har man planerat in ett forskningsprojekt gällande problematiken kring svängmassa vid hög andel vindkraft och nödvändig primärreglering.

- D. Frågan om svängmassa har kommit upp mer på senare tid och som framgår ovan så finns det speciella utmaningar på öar som studerar stor andel vindkraft och som inte har växelströmsförbindelser till omgivande system. Detta har medfört att man på Irland praktiskt utreder möjligheten att starkare koppla den existerande svängmassa i vindkraftverken så att den kommer till nytta till elsystemet. I Figur 69 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 generatoren är inkopplad) på elnätet utan generering. Syftet har varit att ha marginaler om man plötsligt får ett avbrott i ett stort kärnkraftverk och snabbt behöver öka produktionen. Då behöver inte vattenkraftverket snurra igång, utan det räcker med att man ökar vattenpådraget vilket gör att man snabbare får igång produktionen. Detta ökar svängmassan i systemet trots att detta inte varit huvudsyftet. Ett annat exempel är kärnkraftverket Zion vid Lake Michigan i USA. Detta togs ur drift den 15 januari 1998. Båda generatorerna har blivit ombyggda till synkronkompensatorer för att stabilisera elnätet i norra Illinois (Exelon, 2010). Ombyggnaden gällde två 1220 MVA synkrongeneratorer (Kay, 1999). Syftet var främst att hålla spänningen vilket också är en bra egenskap hos synkrongeneratorer.
- F. En annan intressant möjlighet är att styra likströmsförbindelser. Detta är möjligt med den nyare likströmstekniken HVDC-VSC (High Voltage Direct Current – Voltage Source Converter). För att denna teknik snabbt ska kunna reagera på behov i ena änden så krävs att det finns svängmassor i andra änden och att det finns marginaler att överföra mer. I princip är det samma funktion som i ett vindkraftverk, se Figur 69, 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" (Soder, 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 kräver att på ett säkert driva högspända likströms-förbindelser med LCC-teknik. För detta bidrag är den gamla tekniken fortfarande överlägsen när det gäller respons och överbelastningskapacitet (Abildgaard, 2013).

- I. Slutsatsen från detta är att inget talar för att det är omöjligt, ur svängmassans synvinkel att ha åtminstone 75 procent av produktionen i Sverige från vind- och solkraft. Det är inom det intervall som tagits fram som gräns för Irland, men lägre än vad man faktiskt haft i Portugal och Danmark. Sverige har också relativt starka förbindelser till grannländerna och dessa är av växelströms-typ, vilket därmed är bättre än vad man har på Irland. Det finns också möjligheter i Sverige att antingen köra vattenkraftverk i "tomgång" och/eller bygga om i framtiden nedlagda kärnkraftverk till synkronkompensatorer om det skulle visa sig nödvändigt och/eller ställa krav på masströghet i vindkraftverk och/eller se till att de likströmslänkar som har tekniska möjligheter också kan bidra med masströghet (dvs från masströgheten på andra sidan länken). För att komma fram till den mest rationella lösningen på denna fråga så behövs vidare utredningar. Gränsen 75 procent ska enbart ses som ett konservativt exempel. Här antas 75 procent av konsumtionen, men egentligen ska man se det som en viss procent av produktionen och då bör man beakta att a) det finns synkronmaskiner i våra grannländer vilka är ansluta via växelströmsledning, och b) när man har 75 procent av konsumtionen från vind+sol kommer ofta priset vara så lågt i Sverige att export kommer (dvs produktionen är större än konsumtionen) ske vilket innebär att andelen vind+sol kommer vara lägre än 75 procent av produktionen.
- J. I denna studie har det antagits att man har gasturbiner som bidrar till elförbrukningen vid låg vind- och sol-kraft. Om man inför en gasturbin-teknologi som möjliggör särkoppling av turbinen från synkrongeneratoren, så innebär det att man kan använda dessa kraftverk som synkronkompensatorer vid hög vind- och sol-kraft. De kan därmed bidra till såväl spänningshållning som svängmassa när detta behövs. Teknologin finns (T&D World Magazine, 2000).

9. Litteraturförteckning

- Abildgaard, H. (2013). *Kommunikation per e-post, februari 2013, med Hans Abildgaard, Chief Engineer, Energinet.dk.*
- Amelin Mikael, E. C. (2009). *Balansering av vindkraft och vattenkraft i norra Sverige, Elforsk rapport 09:88.* Stockholm: Elforsk. Hämtat från http://www.elforsk.se/Rapporter/?rid=09_88_
- Andasol Solar Power Station.* (2013). Hämtat från http://en.wikipedia.org/wiki/Andasol_solar_power_station
- 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%20C3%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_
- Garver, L. (1966). Effective Load Carrying Capability of Generating Units. *IEEE Transactions on Powre Aparatus and Systems, Pas-85, No. 8*, 910-919.
- GE-Energy. (2009). *WindINERTIA™ Control*. Hämtat från http://site.ge-energy.com/prod_serv/products/renewable_energy/en/downloads/GEA17210.pdf
- 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
- Holttinen, S. a. (2009). Design and operation of power systems with large amounts of wind power, IEA Wind Task 25. Hämtat från http://www.ieawind.org/annex_XXV/PDF/Final%20Report%20Task%2025%202008/T2493.pdf
- Håkan Sköldberg, T. U. (2013). *Potentialen för kraftvärme, fjärrvärme och fjärrkyla - Fjärrsyn - Rapport 2013:15*. Svensk Fjärrvärme AB.
- IEA-PVPS. (2012). *TRENDS IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS Survey report of selected IEA countries between 1992 and 2011*. Hämtat från http://www.iea-pvps.org/index.php?id=1&elD=dam_frontend_push&docID=1239

- Kay, R. F. (1999). *Conversion of Two Zion 1220 Mva Generators to Synchronous Condenser Operation*. Hämtat från http://www.ece.iit.edu/~flueck/chicago_pes/1998/anb0210.html
- Kraftindustrin + NE. (1984). *Vindenergi i kraftsystemet - Slutrapport, hösten 1984*.
- Lennart Söder, L. B. (2011). *Different time scales for studies of power system performance*. NEPP - North European Power Perspectives. Hämtat från http://www.nepp.se/pdf/different_timescales.pdf
- Magnusson, K. N. (2004). *Effektvariationer av vindkraft - Elforsk rapport 04:34*. Stockholm. Hämtat från http://www.elforsk.se/Rapporter/?rid=04_34_
- Nationalencyklopedien. (u.d.).
- Nordpool spot. (2010-2011). *Nordpool data download*. Hämtat från <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Downloads/Historical-Data-Download1/Data-Download-Page/>
- Obel, F. (2012). *Balansering av en storskalig vindkraftsutbyggnad i Sverige med hjälp av den svenska vattenkraften*. Stockholm: KTH. Hämtat från <http://kth.diva-portal.org/smash/record.jsf?searchId=1&pid=diva2:538474>
- Olle Nyström, P.-A. N.-M. (2011). *El från nya och framtida anläggningar 2011*. Elforsk rapport 11:26. Hämtat från http://www.elforsk.se/Programomraden/El--Varme/Rapporter/?download=report&rid=11_26_
- Peter Eriksson, L. G. (2013). *Gör biogas av elöverskott från vindkraft*. Göteborgs-Posten - 2013-03-03. Hämtat från http://www2.nobicon.se/energiimedia/func/extern_show_eim.php?ID=00393246&UID=005217&token=62db547cbceea73c86cecbe909f82f4e
- 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>
- 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.
- 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 Energi. (2014). *Elåret & Verksamheten 2013*. Hämtat från http://www.svenskenergi.se/Global/Statistik/El%C3%A5ret/Sv%20Energi_el%C3%A5ret2013_slut.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*. Sundbyberg: Svenska Kraftnät. Hämtat från <http://www.svk.se/PageFiles/52109/Perspektivplan-2025-remissutgava.pdf>
- Svenska Kraftnät. (2012). *Resultat från en marknadsmodellstudie. Appendix till Perspektivplan 2025*. Hämtat från <http://www.svk.se/PageFiles/52109/Perspektivplan-2025-Appendix.pdf>
- Svenska Kraftnät. (den 13 08 2013). *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden vintrarna 2012/2013 och 2013/2014. Rapport 2013/1310*. Hämtat från <http://www.svk.se/PageFiles/56786/130813%20Kraftbalansen%20-%20Rapport%20%283%29.pdf>
- Svenska Kraftnät. (2013). *Perspektivplan 2025 - En utvecklingsplan för det svenska stamnätet - April 2013*. Hämtat från http://www.svk.se/Global/02_Press_Info/Pdf/20130429-Perspektivplan2025.pdf
- Svenska Kraftnät. (2014). *Sverigestatistik per timme och snittområde*. Hämtat från <http://www.svk.se/Drift-och-marknad/Statistik/Elstatistik-per-elomrade/>
- 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>
- Söder, L. (1987). *Vindkraftens tillgänglighet vid hög last*. KTH, Stockholm.
- Söder, L. (1988). *Benefit Assessment of wind power in hydro-thermal power systems. PhD thesis*.
- Söder, L. (1997). *Vindkraftens effektvärde. Elfforsk Rapport 97:27*.
- 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>

- 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>
- Söder, L. (2013). *På väg mot en elförsörjning baserad på enbart förnybar el i Sverige: En studie om kraftsystemets balansering: Version 3.0*. Hämtat från <http://kth.diva-portal.org/smash/record.jsf?searchId=2&pid=diva2:657544>
- Söder, Lennart. (1994). *Integration study of small amounts of wind power in the power system*. KTH.
- Söderberg, A.-L. (2013). *Faktorer som påverkar vindkraftsutbyggnaden*. Uppsala Universitet. Hämtat från uu.diva-portal.org/smash/get/diva2:588422/FULLTEXT01
- T&D World Magazine. (2000). *GE LM6000 Operates as Synchronous Condenser*. Hämtat från <http://tdworld.com/archive/ge-lm6000-operates-synchronous-condenser>
- 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.