

# **Storskalig utbyggnad av vindkraft**

**Konsekvenser för stamnätet och behovet av reglerkraft**

## Innehåll

<b>1</b>	<b>Sammanfattning</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Uppdraget och rapportens disposition</b>	<b>6</b>
<b>3</b>	<b>Det svenska elkraftsystemet</b>	<b>6</b>
3.1	Kraftsystemets struktur .....	6
3.2	Stamnät – Regionnät – Lokalnät.....	7
3.3	Överföringen på stamnätet .....	8
3.4	Hantering av begränsningar i överföringssystemet .....	9
3.5	Anslutning av ny elproduktion.....	11
<b>4</b>	<b>Förutsättningar</b>	<b>13</b>
4.1	Utbyggnadsscenarier .....	14
4.2	Påverkan på annan produktion .....	15
4.3	Effekt- och energibalansen .....	15
<b>5</b>	<b>Behovet av reglerförmåga</b>	<b>16</b>
5.1	Allmänt .....	16
5.2	Frekvensstyrd normaldriftreserv .....	19
5.3	Frekvensstyrd störningsreserv .....	19
5.4	Prognososäkerhet.....	19
5.5	Behov av kompensatorisk produktion.....	20
5.6	Sammanfattning av utökat reglerbehov .....	21
5.7	Effektbalanser.....	21
5.8	Kostnader för balansregleringen.....	22
5.9	Ansvar för reglerarbetet .....	22
5.10	Etablering av ökade reglerresurser.....	23
<b>6</b>	<b>Konsekvenser för stamnätet</b>	<b>24</b>
6.1	Lokalt perspektiv .....	25
6.2	Systemperspektiv .....	27
6.3	Tekniska krav på vindkraftverk.....	34
<b>7</b>	<b>Samhällsekonomiska konsekvenser</b>	<b>35</b>
<b>8</b>	<b>Slutsatser</b>	<b>37</b>
<b>9</b>	<b>Referenser</b>	<b>39</b>
	<b>Bilagor</b>	<b>41</b>

## 1 Sammanfattning

Utbyggnaden av vindkraft i Sverige förväntas bli stor. Nuvarande elcertifikatsystem kommer att ge ekonomiska förutsättningar för 17 TWh ökad förnybar elproduktion fram till år 2016 jämfört med 2002 års nivå. Energimyndigheten bedömer att ca 9 TWh vindkraft kommer att vara utbyggd år 2020, givet nuvarande stödsystem. Samtidigt har Energimyndigheten föreslagit ett nytt planeringsmål på 30 TWh vindkraft fram till år 2020. För Svenska Kraftnäts del är det mycket viktigt att följa denna utveckling för att kunna vidta rätt åtgärder och anpassa stamnätet för den tillkommande vindkraften.

I regleringsbrevet för år 2008 har regeringen uppdragit åt Svenska Kraftnät att belysa konsekvenserna av en storskalig utbyggnad av vindkraft för stamnätet och behovet av reglerkraft. Denna rapport utgör redovisningen av uppdraget.

### **Behovet av reglerförmåga**

Till skillnad från utbyggnad av annan elproduktion kommer en storskalig utbyggnad av vindkraft att ställa ökade krav på hur mycket reglerförmåga som behövs för att upprätthålla balansen mellan total tillförsel och uttag av el. Idag är det tämligen enkelt att prognostisera balansen mellan produktion och förbrukning. Den tillkommande vindkraften, med ett relativt stort inslag av slumpmässighet, ställer krav på ökad tillgång till reglerresurser.

I Sverige finns stor kapacitet vattenkraft etablerad vilken är gynnsam att utnyttja som reglerresurs. Den svenska vattenkraften är dock redan utnyttjad i hög utsträckning. Av betydelse för tillgången på reglerkraft är i första hand att möjligheterna att nyttja vattenkraftens nuvarande reglerförmåga inte försämras. Det kan bli fallet vid omprövningar av gällande vattenhushållningsbestämmelser vilka regleras i miljödomar, och som fastlägger gränserna för vattenstands- och vattenföringsvariationer. Det är viktigt att det i sådana miljömål sker en balanserad avvägning mellan ambitionen att minimera påverkan på de lokala biotoperna och ambitionen att nå globala klimat- och miljömål genom att fortsatt kunna nyttja vattenkraftens reglerförmåga för att underlätta en mer omfattande utbyggnad av vindkraften.

Det reglerbehov som inte kan uppfyllas med vattenkraften måste antingen ske i andra produktionskällor, t ex direkt i vindkraften eller på förbrukningssidan. Reglering i annan produktion innebär ökade energiförluster med negativ miljöpåverkan. Flexibel reglering av förbrukningen kräver utveckling av effektiva marknadsmekanismer som i sin tur förutsätter mätning och avräkning på timnivå. Det finns en stor utvecklingspotential på förbrukningssidan i synnerhet om formerna för laddning av el- och hybridbilar utvecklas så att de kan utnyttjas för att reglera ut vindkraftens variationer.

På grund av vindkraftproduktionens stora variationer är det viktigt att eftersträva en så stor geografisk spridning på anläggningarna som möjligt för att minska reglerbehovet och kostnaderna för balanskraft.

Det totala utökade reglerbehovet bedöms uppgå till:

- 1 400-1 800 MW vid en utbyggnad av 10 TWh vindkraft och till
- 4 300-5 300MW vid en utbyggnad av 30 TWh vindkraft

Ca 15 % av det ökade reglerbehovet behöver förläggas till automatiskt frekvensreglerande produktion. Resterande delar kan utgöras av källor som kan regleras långsammare i minut- och tidskalan.

Den kommande vindkraften riskerar att energimässigt konkurrera ut annan produktion som har en viss reglerförmåga. Således är det viktigt att löpande noggrant analysera om och hur den nya elproduktionen kan komma att konkurrera ut delar av den befintliga elproduktionen och vilka konsekvenser detta har på säkerställandet av tillräckliga reglerresurser. Det gäller speciellt för ett vidgat nordeuropeiskt perspektiv där nordiska reglerresurser är efterfrågade.

Det finns därför skäl att överväga regelförändringar som kan underlätta de balansansvarigas hantering av den varierande produktionsförmågan hos vindkraften. Exempel på en sådan förändring är att införa enprisavräkning för vindkraft, d v s samma regelverk som framöver kommer att gälla för förbrukning. Ur ekonomisk synvinkel kan det dock vara mer effektivt att den systemansvarige hanterar obalanser orsakade av vindkraft, eftersom denne har tillgång till hela det samlade produktionssystemet och därmed kan dra nytta av sammanlagringen av vindkraftvariationerna över hela landet .

### **Konsekvenser för stamnätet**

En storskalig utbyggnad av vindkraft kommer att medföra behov av både lokala förstärkningar och systemförstärkningar i överföringsnätet. Det är viktigt att endast de riktigt stora produktionsanläggningarna, i storleksordningen flera hundra MW, ansluts till stamnätet. Stamnätets driftsäkerhet kommer annars att påverkas negativt. Mindre anläggningar bör alltså anslutas till lägre spänningsnivåer.

Stamnätet är utbyggt för att effektmässigt kunna överföra den maximala vattenkraftsproduktionen. Det innebär att under ett år så går snitten fulla under ett antal timmar och överföringskapaciteten begränsas då under dessa tider. Övrig tid finns möjlighet att överföra tillkommande produktionskapacitet.

Om utbyggnaden av vindkraft i Sverige överstiger 10 TWh nås ett läge då stamnätets överföringskapacitet behöver förstärkas. Vid större utbyggnad, upp mot 30 TWh, står vi inför ännu större anpassningar av elförsörjningssystemet, vilket gör stora och kostsamma åtgärder och nätförstärkningar nödvändiga. Då står olika miljöintressen mot varandra. Å ena sidan de globala miljöhänsynen med ökad vindkraftsproduktion på bekostnad av fossil elkraftproduktion. Å andra sidan lokala miljöhänsyn som kan tala mot t ex markintrång för nya ledningar.

Svenska Kraftnät ansåg i sitt remissvar på Energimyndighetens förslag till nytt planeringsmål för vindkraften att den främsta gränssättande faktorn inte kommer att vara utbyggnaden av produktionsanläggningarna utan förstärkningarna i överföringsnäten. Idag är löptiden för ett kraftledningsprojekt på stamnätetsnivå minst fem år men oftast längre. Det är avsevärt längre än den tid som normalt behövs för

att få tillstånd att bygga nya vindkraftsanläggningar. Förkortade tillståndprocesser också för att bygga ledningar är därför avgörande viktiga.

Svenska Kraftnät och nätföretagen kan inte göra nätförstärkningar och bygga kraftledningar på spekulation. Därför är det angeläget att nätföretagen tidigt får uppgift om lokalisering av vindkraftsanläggningar och kanske också bereds möjlighet att påverka tilldelningen av lämpliga områden för sådana etableringar.

Ur systemsynpunkt är det förmånligast och förknippat med lägst samhällsekonomiska kostnader om ny vindkraftsproduktion byggs ut i de södra delarna av landet. Rimligen borde man därför överväga att modifiera certifikatsystemet så att det ger sådana incitament.

Analysresultaten som utförts i detta arbete pekar på ett behov av ytterligare 1 500 – 1 800 MW kapacitet mellan norra och mellersta Sverige (snitt 2) om 30 TWh vindkraft etableras i Sverige med tyngdpunkten i norra Sverige. Denna kapacitetsökning skulle kunna åstadkommas genom att etablera en eller två HVDC-förbindelser genom snitt 2. Kostnaden för en sådan förbindelse (luftledning) uppskattas till ca 3 700 Mkr. Till detta kommer kostnader för andra, mindre omfattande, nätinvesteringar och kostnader för överföringsförluster.

Detta genomsnittliga behov av kapacitet skall betraktas som en grov uppskattning. Resultaten från effektbalanser som analyserats pekar på ett maximalt behov av 2 600 MW ytterligare kapacitet vid 30 TWh vindkraft när en stor andel byggs i norra Sverige. Slutsatsen är att med en vindkraftsutbyggnad på 30 TWh med stor andel i norra Sverige krävs en utbyggnad av transmissionskapaciteten genom snitt 2 på mellan ca 1 500 MW – 2 600 MW.

Kapacitetsmässigt bör det vara möjligt att hantera 10 TWh tillkommande vindkraft under ett medelår, dvs. det blir mer ekonomiskt att mothandla de ökade begränsningar som uppkommer jämfört med att etablera en ny förbindelse. Ökad nyttjandegrad och därmed svårigheter att kunna ta avbrott för årligt underhåll av existerande ledningar kan dock innebära ytterligare utbyggnadsbehov. Fördjupade studier krävs för att klarlägga detta.

Om Svenska Kraftnät investerar för att öka kapaciteten i snitt 2 på grund av utbyggnad av vindkraft kommer även behovet av kapacitet på stamnätet i södra delen av landet (snitt 4) att öka. Det planerade projektet SydVästlänken (se [www.svk.se](http://www.svk.se) för mer information) kommer visserligen att bidra till en väsentligt ökad kapacitet i snitt 4 men etableras samtidigt nya förbindelser till kontinenten kommer ytterligare förstärkningsåtgärder så småningom att krävas.

En storskalig introduktion av vindkraft innebär delvis nya förutsättningar för det svenska kraftsystemet. En ökad prognososäkerhet innebär en ökad osäkerhet om belastningen av stamnätets begränsande snitt, vilket innebär att utrymmet för utlandshandel kan påverkas negativt. Hur belastningen av nätet utvecklas beror i stor utsträckning på hur vindkraftsproduktionen fördelas inom Sverige och i övriga .

**Samhällsekonomiska konsekvenser**

De samhällsekonomiska konsekvenser som identifierats i ett stamnätsperspektiv utgörs av ökade investeringskostnader och ökade kostnader för balanshållning och reglering. Vid det ur stamnätssynpunkt oförmånligaste alternativet – d v s att merparten av vindkraftsutbyggnaden sker i Norrland – bedöms dessa ökade kostnader uppgå till ca 25 miljarder kronor kapitaliserat vid en utbyggnad av 30 TWh vindkraft. Det kan jämföras med den investeringskostnad som uppskattats för utbyggnad av 30 TWh vindkraft vilken uppgår till ca 150 miljarder kr. Till detta kommer också kostnader för ökade överföringsförluster i näten.

**2 Uppdraget och rapportens disposition**

I regleringsbrevet för år 2008 har regeringen uppdragit åt Svenska Kraftnät att belysa konsekvenserna av en storskalig utbyggnad av vindkraft för stamnätet och behovet av reglerkraft samt föreslå åtgärder för att möjliggöra en storskalig utbyggnad av vindkraft. De samhällsekonomiska och statsfinansiella konsekvenserna av de föreslagna åtgärderna ska redovisas. Ett samråd bör ske med de övriga nordiska länderna i arbetet. Uppdraget ska redovisas senast 30 maj.

De statsfinansiella konsekvenserna har inte behandlats i denna rapport eftersom de ökade kostnader som vindkraftsintroduktionen innebär för Svenska Kraftnät förutsätts kunna finansieras genom stamnätstariffen.

I avsnitt 3 beskrivs det svenska kraftsystemets uppbyggnad och nätstruktur.

I avsnitt 4 redovisas grunden för valda utbyggnadsscenarier och förutsättningarna för gjorda analyser och överväganden.

I avsnitt 5 belyses hur en storskalig utbyggnad av vindkraften påverkar behovet av reglerkraft.

I avsnitt 6 belyses motsvarande konsekvenser och investeringsbehov för överföringsnäten.

I avsnitt 7 belyses de samhällsekonomiska konsekvenserna ur ett stamnätsperspektiv.

I avsnitt 8 sammanfattas Svenska Kraftnäts slutsatser och förslag till åtgärder.

De nordiska stamnätsoperatörerna har givits möjlighet att lämna synpunkter på innehållet i rapporten. Inkomna synpunkter har beaktats.

**3 Det svenska elkraftsystemet**

I detta avsnitt beskrivs väsentliga förutsättningar för de resonemang som förs i de efterföljande avsnitten.

**3.1 Kraftsystemets struktur**

Sverige är ett av Europas till ytan största länder med tung elintensiv industri men med relativt få invånare. Landet är långt (som längst 1575 km) och smalt. Huvuddelen av befolkningen är bosatt i landets södra delar medan de främsta möjligheterna till utvinning av naturresurserna (vattnet i älvarna) för produktion av el finns i de norra delarna. Dessa grundläggande förutsättningar har varit styrande för hur kraftsystemet har utvecklats i Sverige.

När vattenkraften byggdes ut i norra Norrland såg man framför sig ett överföringsbehov på drygt 3000 MW över ett medelavstånd av 700 km. Med dåtida 220 kV teknik skulle det ha behövts minst 20 sådana ledningar för överföringarna söderut. Idag överförs vattenkraften i norr genom åtta parallella 400 kV ledningar till förbrukningsområdena i södra Sverige.

När kärnkraften togs i drift under 1970- och 1980-talen fördubblades produktionskapaciteten i Sverige. Alla kärnkraftverk placerades i närheten av förbrukningen i Mellan- och Sydsverige. Därmed blev det svenska produktionssystemet en hybrid mellan vatten- och värmekraftsproduktion. Det blev nu nödvändigt att anpassa stamnätet för det nya produktionsmönstret, vilket gjordes genom utbyggnad av 400 kV systemet i södra Sverige.

Sveriges elförsörjning baseras idag huvudsakligen på vattenkraft (ca 45 %) och kärnkraft (ca 44 %). Utöver dessa energislag bidrar övrig värmekraft (ca 11 %) och vindkraft (ca 1 %). År 2007 uppgick den totala elproduktionen till 145 TWh. Av denna produktion utgjorde vindkraften ca 1,4 TWh. [1]

### 3.2 Stamnät – Regionnät – Lokalnät

Överföringsnäten är uppbyggda i nivåer med olika systemspänningar. Ju mer effekt som ska överföras, desto högre spänning krävs. Generellt kan det svenska kraftsystemet delas in i tre huvudsakliga nättyper: stamnät, regionnät och lokalnät (se bild nedan).

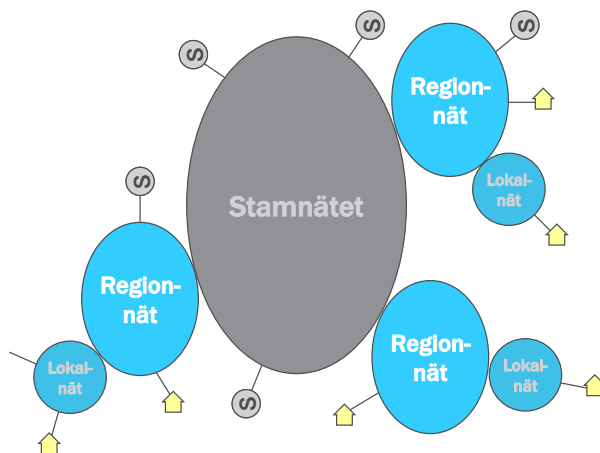


Bild 1. Nätstrukturen i Sverige, S står för elproduktion

Svenska Kraftnät förvaltar och driver stamnätet, dvs. de landsomfattande kraftledningar för 220 kV och 400 kV med tillhörande anläggningar samt utlandsförbindelser. Stamnätet fungerar huvudsakligen som ett transmissionsnät och överför mycket stora effekter på långa avstånd. Till stamnätet ansluts de största produktionsanläggningarna samt regionnäten.

Regionnät avser elnät som är mer begränsade till ett geografiskt område jämfört med stamnätet. Generellt brukar elnät med spänningsnivåerna 30 kV till 130 kV benämnas som regionnät. Regionnäten har till huvuduppgift att överföra effekt mellan eller inom olika regioner [2] samt mellan stamnätet och lokalnät eller mellan

produktionsanläggningar och stamnätet. Större produktionsanläggningar och industrier är anslutna direkt till regionnät.

Till de regionala näten ansluter de lokala näten. Normala spänningsnivåer för lokala nät är upp till och med 20 kV. Beroende på de lägre spänningsnivåerna har lokalnäten relativt begränsad överföringsförmåga. Huvuddelen av landets elkonsumenter samt små produktionsanläggningar är anslutna till lokalnät.

Region- och lokalnäten ägs och förvaltas av olika svenska elnätsföretag runt om i landet.

Stamnätet är utbyggt för att kunna överföra elenergi på stora avstånd från vattenkraftverken i norra Sverige till förbrukningsområdena i söder samt för att möjliggöra anslutning och överföring av elenergin från de stora värmekraftblocken (kärnkraftverken) i södra Sverige. Stamnätets kapacitet är anpassat för att kunna utnyttja vattenkraftresurserna för de regelbundna dygnsvariationerna i elförbrukningen. Det befintliga kraftsystemet behöver därför anpassas för att göra en introduktion av stora mängder vindkraft möjlig.

### 3.3 Överföringen på stamnätet

Bilden nedan visar det svenska stamnätet och de tre så kallade snitten, snitt 1, snitt 2 och snitt 4. Varje snitt har en teknisk begränsning beträffande den möjliga överföringsförmågan.

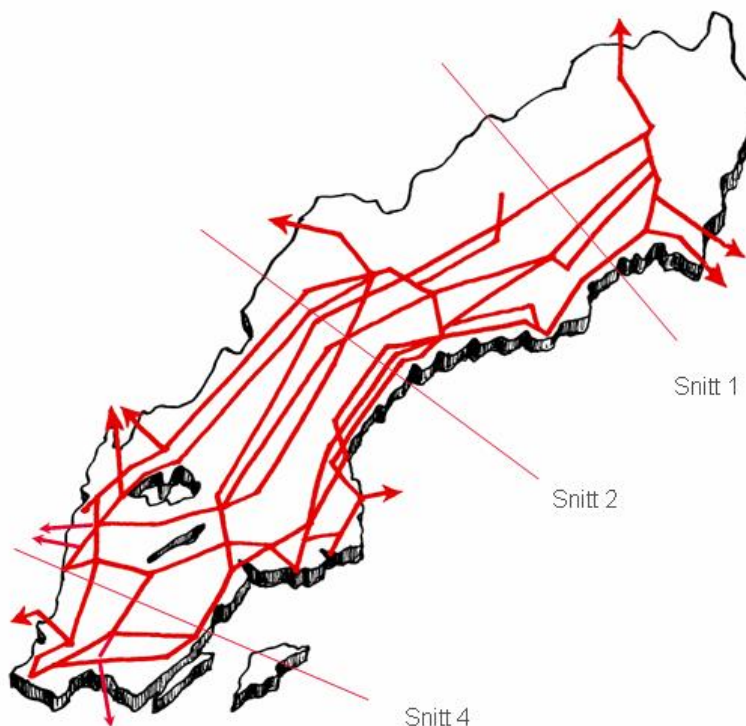


Bild 2. Snitten i det svenska stamnätet

Överföringen på stamnätet varierar kraftigt från år till år beroende på tillgången på vatten för elproduktion. Generellt sett ökar behovet av överföring mellan norra och



södra Sverige under vattenrika år och minskar under torrår. Överföringen påverkas också av priserna på elmarknaden. Det högsta årliga överföringsbehovet av större energimängder inträffar ofta under vårfloden och senhösten/vintern. Till dessa energimässiga variationer kommer en nödvändig reglering av förbrukningens dygnsvariationer. Detta innebär större variationer i överföringen på stamnätet mellan dag och natt.

### 3.4 Hantering av begränsningar i överföringssystemet

Om stamnätets överföringsförmåga i ett eller flera av snitten inte räcker till för att överföra el enligt marknadsaktörernas önskemål görs s.k. mothandel. Den innebär att Svenska Kraftnät köper elproduktion i områden där det finns underskott av effekt (uppreglering) och kompenserar producenterna för att de inte kunnat producera i områden där det finns överskott av effekt (nedreglering). Dessa reglerresurser har normalt ställts till förfogande av balansansvariga företag genom anbud till Svenska Kraftnät. Härigenom reduceras det fysiska flödet på nätet utan att handeln med el påverkas.

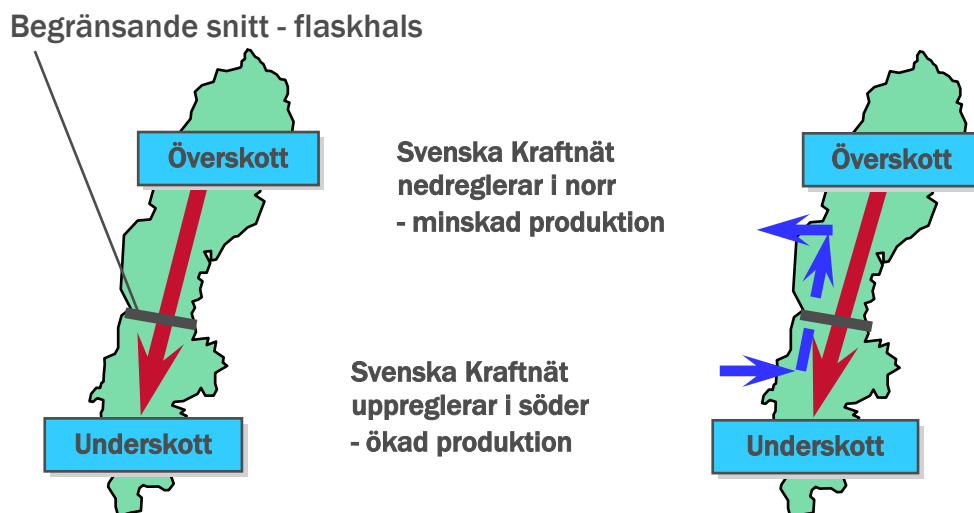


Bild 3. Hantering av begränsningar i överföringssystemet inom Sverige

Kostnaderna för mothandel finansieras via stamnätstariffen och betalas därmed av samtliga stamnätskunder. När väl kostnaderna för mothandel långsiktigt bedömts som omfattande är ett alternativ till mothandel att förstärka överföringsförmågan i stamnätet.

Trots att överföringsbehovet kan vara större än överföringskapaciteten under vissa tider är det viktigt att notera att det under stora delar av tiden finns gott om ledig överföringskapacitet genom snitten i stamnätet. Överföringen varierar såväl över året som under dygnet. Den lediga överföringskapaciteten finns normalt under de tider då vattenkraften inte producerar maximalt med el. Problemet med installation av större mängder ny elproduktion norr om snitten består alltså i att klara det maximala effektöverföringsbehovet och inte i att på årsbasis överföra en större mängd energi.

Vad beträffar utlandsförbindelserna tilldelar Svenska Kraftnät varje dag, i samarbete med grannländernas systemansvariga, det tillgängliga handelsutrymme för nästa dygns export och import med hänsyn till elsystemets aktuella läge beträffande tillförsel och uttag. Eventuella begränsningar av överföringen mellan länderna

hanteras i driftplaneringsskedet med hjälp av prissättningen i spothandeln på elbörsen Nord Pool. Genom differentierade priser på vardera sidan om flaskhalsen åtgärdas begränsningen i överföringsförmågan därmed redan i driftplaneringsskedet, dvs. dygnet före.

En storskalig utbyggnad av vindkraft kommer i likhet med storskalig utbyggnad av annan elproduktion att ställa ökade krav på det svenska stamnätets överföringsförmåga. Huvuddelen av den svenska förbrukningen sker i södra Sverige där elanvändningen överstiger produktionen medan norra Sverige är ett överskottsområde för elproduktion. Traditionellt är det just tillgången till vattenkraft och var förbrukningen geografiskt är belägen som varit avgörande för stamnätets nuvarande utformning och överföringskapacitet. Det innebär att el i princip överförs från norra till södra Sverige via stamnätet och genom de tre snitten.

Svenska Kraftnät har systemansvaret för el i Sverige, dvs. ansvaret för att upprätthålla den momentana balansen mellan tillgång och efterfrågan av el i hela landet. Detta ansvar gäller såväl den kortsiktiga driftplaneringen, dvs. dagen före/eller några dagar före fysisk elleverans, som under själva drift- eller leveransfasen.

Balans upprätthålls timme för timme genom en decentraliserad modell som bygger på ett balansansvarsavtal mellan Svenska Kraftnät och ett trettiotal s.k. balansansvariga aktörer. Inom drifttimmen, dvs. den timme då elen levereras, upprätthålls balansen av Svenska Kraftnät. Enligt ellagen (1997:857) är en elleverantör skyldig att leverera så mycket el som förbrukas av dennes kunder. För att uppfylla denna skyldighet måste elleverantören antingen själv vara balansansvarig eller ha någon annan som åtar sig balansansvaret för elleveransen.

De balansansvariga aktörerna – som består av elproducenter, elhandlare och större förbrukare – har ett ansvar enligt nedan.

- Ansvar att sträva efter fysisk balans på timbasis för sig och sina kunders (d.v.s. de som inte själva är balansansvariga) tillförsel och uttag av el på alla nätnivåer i Sverige (d.v.s. såväl stam-, region- eller lokalnät). Den balansansvarige tar hänsyn till såväl sin förväntade elproduktion, sin förväntade förbrukning och sin handel på elbörsen Nord Pool (Elspot eller Elbas) och/eller med andra balansansvariga genom bilaterala avtal.
- Ansvar att lämna produktionsplaner som stämmer med det som så småningom produceras samt så bra förbrukningsprognoser som möjligt. Planer och prognoser lämnas till Svenska Kraftnät kvällen inför handelsdygn och kan uppdateras löpande fram till strax före leveranstimmen.
- Ekonomiskt ansvar att i den efterföljande balansavräkningen kompensera för sin eventuella obalans mellan tillförsel och uttag samt för skillnad mellan plan/prognos och uppmätt produktion/förbrukning genom att köpa eller sälja s.k. balanskraft till Svenska Kraftnät. Handel med balanskraft är således en finansiell transaktion för att i efterhand kompensera ekonomiskt.

Som nämnts ovan har Svenska Kraftnät ansvaret för att elsystemet i Sverige balanseras momentant. Ett viktigt verktyg för detta är den planering och strävan till balans på företagsnivå som de balansansvariga aktörerna åstadkommer enligt ovan. Därutöver behöver landets totala elproduktion eller förbrukning justeras för att

balansen skall kunna upprätthållas. För detta ändamål har Svenska Kraftnät s.k. reglerbud till förfogande som består av bud från marknadsaktörer på produktion eller förbrukning som mot ersättning kan ökas eller minskas på kort tid (normalt inom 10 minuter). Denna reglerkraftmarknad är sedan några år gemensam med övriga nordiska länder. Varje timme bestäms ett pris för reglerkraft baserat på det sista reglerbud som har utnyttjats under timmen. Reglerkraftpriset används sedan för prissättning av balanskraft.

Det är relativt lätt för de flesta producenter med vattenkraft, kärnkraft eller konventionell värmekraft att under ostörda förhållanden planera sin elproduktion på kort sikt och hålla sina planer under drifttimmen. Därför orsakas i dag endast en mindre del av balanskraften av produktionsavvikelser. Elförbrukningen är däremot svårare att prognostisera eftersom den framför allt är beroende av väder och förbrukarnas beteenden. Den största delen av balanskraften orsakas därför i dag av avvikelser mellan förbrukningsprognos och uppmätt förbrukning.

### 3.5 Anslutning av ny elproduktion

Inmatning av elproduktion till stamnätet kan antingen ske från direktanslutna produktionsanläggningar eller via underliggande nät med anslutna produktionsanläggningar. Stamnätskunderna, som antingen kan vara producenter eller regionnätsägare, abonnerar på en viss inmatningseffekt som de normalt skall hålla sig inom.

Produktionsanläggningar kan anslutas till stamnätet på följande sätt:

- Via en radiell ledning, d.v.s. en ledning som bara är ansluten till övriga nätet i ena änden.
- Direkt till det maskade stamnätet. Med maskat nät menas att ledningarna är ihopkopplade på flera ställen så att elen har flera vägar att gå.
- Till utlandsförbindelser, även om några sådana anslutningar hittills inte gjorts.

Det finns principiellt flera fördelar med att ansluta ny elproduktion i södra Sverige. Genom anslutning i södra Sverige hamnar elproduktionen nära stora förbrukningscentra. Elen behöver inte överföras långa sträckor och det gör att överföringsförlusterna och överföringsbegränsningarna minskar. Dessutom är det främst i södra Sverige som elproduktionsanläggningar har lagts ned (Barsebäck), vilket ytterligare förstärkt produktionsunderskottet där.

Vid anslutning av elproduktion i norra Sverige belastas snitten hårdare och flaskhalsar i snitten uppstår fler timmar under året. Det innebär att mothandel måste göras oftare. Detta behöver dock inte betyda att anslutning till stamnätet i norra Sverige inte skulle vara möjlig. En mer detaljerad vindkartering har visat att det finns fler gynnsamma vindlägen i norra Sverige än man tidigare trott. Vindkraft i norra Sverige är även viktigt mot bakgrund av behovet av en god geografisk spridning av elproduktion från vindkraftverk.

Om det tillkommer så mycket ny vindkraft i norr att det måste byggas nya ledningar innebär detta dock en negativ lokal miljöpåverkan som måste vägas mot den positiva globala miljöpåverkan som anläggningarna medför.

Det bör påpekas att det är marknadsaktörerna som, inom ramen för givna tillstånd, bestämmer när och var ny elproduktion planeras, projekteras och byggs. Svenska Kraftnäts uppdrag är att genomföra anslutningen och att hantera överbelastningar av överföringskapaciteten som kan följa av anslutningen.

Det är viktigt att göra åtskillnad mellan lokala förstärkningar i nätet till följd av en specifik ny anläggning och större systemförstärkningar som syftar till att höja stamnätets totala kapacitet. Lokala förstärkningar är ofta förknippade med behov av uppgraderingar av kraftledningar och utbyggnad och anpassning av stationer. Systemförstärkningar i stamnätet i samband med etablering av ny elproduktion genomförs antingen när kostnaderna för mothandel långsiktigt bedöms som så omfattande att det är motiverat att förstärka, eller till följd av omfattande anslutningsförfrågningar då befintlig överföringskapacitet i stamnätet uppenbarligen inte kommer att räcka till. En sådan förstärkning av stamnätet är kostsam.

Att bygga nya ledningar tar tid och innebär stora ingrepp i miljön. Från ett investeringsbeslut till dess att ledningen står färdig tar det minst fem år. Huvuddelen av tidsåtgången ligger i tillståndsprocesserna. En ny ledning kostar 2,5 - 4 miljoner kronor per kilometer. Principiellt måste denna kostnad hela tiden jämföras med utvecklingen av kostnaderna för mothandeln, som är det andra alternativet för att hantera begränsningar i överföringskapaciteten.

Om nyttan av förstärkningen huvudsakligen tillfaller nyetableringen och om motsvarande kostnader inte täcks av framtida tariffintäkter regleras Svenska Kraftnäts kostnader för förstärkningar och anslutningskostnader genom ett s.k. investeringsbidrag från producenten. Om förstärkningen däremot kommer hela stamnätssystemet tillgodo står Svenska Kraftnät för hela kostnaden.

I slutet av 2007 presenterade Energimyndigheten rapporten ER 2007:45 [3] där man föreslår ett nytt planeringsmål för vindkraft. Förslaget till planeringsmål är 30 TWh till år 2020, uppdelat på 20 TWh på land och 10 TWh till havs.

Kartan på nästa sida visar en sammanställning från Energimyndigheten av planerade vindkraftsanläggningar större än 25 MW i Sverige i början av år 2008 (röd färg symboliserar att byggnation pågår, svart färg betyder att vindkraftsanläggningen projekteras). Om samtliga anläggningar byggs uppgår den totala vindkraftsproduktionen till ca 35 – 40 TWh, vilket alltså vida överstiger vad som ryms inom elcertifikatsystemet och även överstiger Energimyndighetens planeringsmål för år 2020.

Kravet på nätkoncession syftar till att få ett samhällsekonomiskt korrekt utbyggt elnät med så liten miljöpåverkan som möjligt och som beaktar alla berörda intressenters synpunkter och behov. Idag tar det, som ovan nämnts, minst fem år att uppföra en ledning i stamnätet. En vindkraftsanläggning tar betydligt kortare tid att ta i drift. Den främsta gränssättande faktorn för vindkraftsutbyggnaden kommer därför inte att vara utbyggnaden av produktionsanläggningarna utan utbyggnaden av överföringskapaciteten i näten. Mot den bakgrunden går det inte att diskutera lättnader i tillståndsprocessen för förnyelsebar elproduktion men däremot inga förändringar i tillståndsprocesserna för nya ledningar.

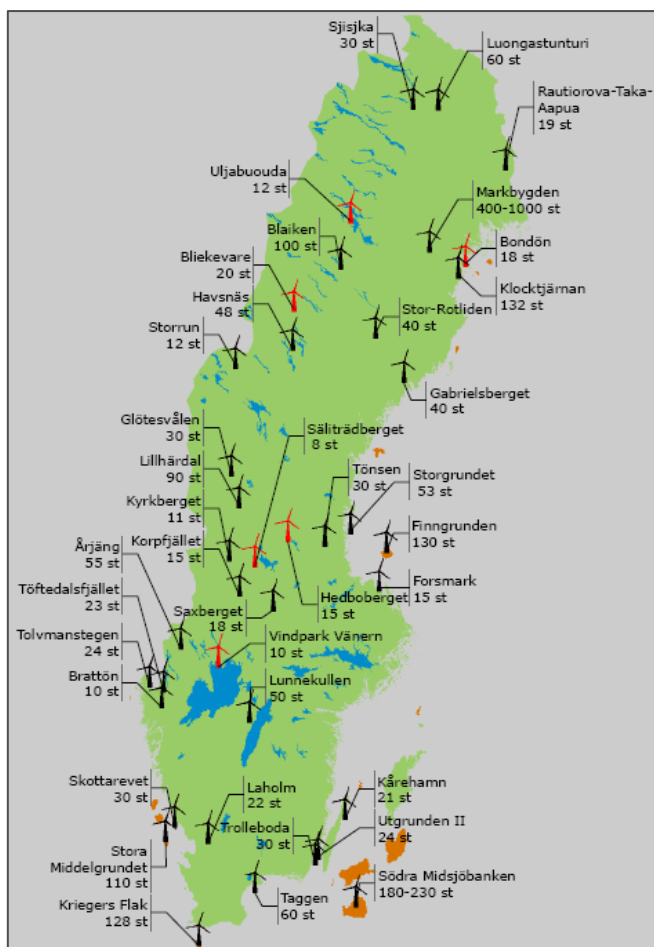


Bild 4. Planerade vindkraftsprojekt >25 MW i Sverige i början av år 2008.

## 4 Förutsättningar

Förutsättningarna för att i Sverige ansluta vindkraftsproduktion i stor skala kan inte ses uteslutande ur ett nationellt perspektiv. Det finns omfattande utbyggnadsplaner även i våra grannländer. I Norge finns det officiella planer på 54 TWh<sup>1</sup> vindkraft. Många av dessa projekt är planerade i norra Norge. Liksom i Sverige har få planer ännu realiserats, men även om bara en bråkdel av detta byggs kommer det att medföra behov av förstärkningar i det nordiska kraftsystemet. Det norska stamnätet är betydligt svagare i nord-sydlig riktning än det svenska. Om mycket vindkraft skulle etableras i norra Norge, vilket planerna indikerar, kommer det att kräva mycket stora investeringar i det norska stamnätet. Även det svenska stamnätet kommer direkt att påverkas av vindkraftsutbyggnaden i Norge och av i vilken grad investeringar genomförs i det norska stamnätet.

Det bör även nämnas att det inte enbart är i Sverige och Norden som elproduktion från vindkraftverk kommer att öka. Bara i Tyskland är den installerade produktionskapaciteten från vind drygt 22 000 MW och planerna är att ytterligare 10-

<sup>1</sup> Information från Statnett, summa av redan utbyggd kapacitet och givna koncessioner, sökta koncessioner samt förhandsanmälda projekt.

15 000 MW vindkraft ska installeras. Utbyggnadsprogram kommer sannolikt att etableras runt om i norra Europa. Det finns dock ett tak för den nordiska vattenkraftens förmåga att reglera variationerna i vindkraftsproduktionen. Om inte vattenkraftens reglerförmåga räcker till måste andra kraftslag nyttjas för balansreglering t.ex. genom inskränkningar av elproduktionen från vindkraft vilket innebär miljömässiga nackdelar.

#### 4.1 Utbyggnadsscenarier

Enligt uppdraget skall Svenska Kraftnät belysa konsekvenserna vid en storskalig utbyggnad av vindkraft. En tolkning av innebörden av begreppet ”storskalig” behöver därför göras. Energimyndigheten bedömer att vindkraften bidrar med ca 5 TWh till elförsörjningen år 2010 och ca 9 TWh år 2020 givet rådande styrmedel men med något lägre priser för vindkraftverk i framtiden [4]. Svenska Kraftnät har därför valt att använda 10 TWh vindkraft som ett av två huvudscenarier (scenario A).

Samtidigt föreslår Energimyndigheten nu ett nytt planeringsmål för vindkraft på 30 TWh till år 2020. Det andra huvudscenariot är därför 30 TWh vindkraft (scenario B). Med utgångspunkten att Sverige år 2007 producerade 1,4 TWh från vindkraft bör dessa två huvudscenarier uppfylla kriterierna för vad som kan anses vara en storskalig utbyggnad.

En annan frågeställning som är helt avgörande för vilka åtgärder som kommer att bli nödvändiga i stamnätet är var vindkraften kommer att etableras geografiskt. Det planeras många och stora vindkraftsanläggningar men än så länge har få byggts. Svårigheten för nätföretagen är att bedöma vilka projekt som kommer att realiseras.

Enligt Elforsk rapport 08:17 [5] finns den ekonomiskt bästa potentialen för utbyggnad av vindkraft på land i södra Sverige. Här finns högst antal fullasttimmar och de lägsta investeringskostnaderna. I analyserna som ligger till grund för rapporten framkommer att ca 80 % av potentialen finns söder om snitt 2 och ca 20 % norr om detta snitt. Samtidigt finns stora planer på vindkraftsutbyggnad i norra Sverige. Exempelvis kan nämnas att enbart i ett projekt i Markbygden utanför Piteå finns planer på upp till 12 TWh vindkraft. Det kan därför inte uteslutas att utbyggnaden till största delen kommer att ske i norra Sverige.

De två huvudscenarierna har mot denna bakgrund delats upp enligt följande

**Scenario A1:** 10 TWh vindkraft varav 8 TWh/2 TWh norr/söder om snitt 2

**Scenario A2:** 10 TWh vindkraft varav 5 TWh/5 TWh norr/söder om snitt 2

**Scenario A3:** 10 TWh vindkraft varav 2 TWh/8 TWh norr/söder om snitt 2

**Scenario B1:** 30 TWh vindkraft varav 24 TWh/6 TWh norr/söder om snitt 2

**Scenario B2:** 30 TWh vindkraft varav 15 TWh/15 TWh norr/söder om snitt 2

**Scenario B3:** 30 TWh vindkraft varav 6 TWh/24 TWh norr/söder om snitt 2

Not: 10 TWh motsvarar ca 4 000 MW, 30 TWh motsvarar ca 12 000 MW vindkraft

## 4.2 Påverkan på annan produktion

Analys har gjorts i olika länder för att bedöma hur introduktionen av förnyelsebara energikällor påverkar befintlig produktion. Resultaten pekar entydigt på att de förnyelsebara energikällorna energimässigt kommer att konkurrera ut annan produktion. Det kommer att gälla även i Sverige. Det beror på att den förnybara energiproduktionen får en hög ersättning genom certifikat och utsläppshandelsmekanismerna. En storskalig introduktion av vindkraft kommer således att få konsekvenser även på den befintliga produktionsapparaten.

En annan viktig frågeställning är vilken påverkan vindkraftsutbyggnaden får på framtida planerad produktion. Det finns omfattande planer på effektiviseringar och effekthöjningar i både kärnkraft och vattenkraft och arbetet har inletts för att genomföra dessa effekthöjningar. Än så länge finns inga tecken som tyder på att planerna på en storskalig utbyggnad av vindkraft har påverkat dessa planer på att öka produktionsförmågan i kärnkraft och vattenkraft.

I de övriga nordiska länderna finns också stora planer på utbyggnad av elproduktionen. I samtliga länder finns stora utbyggnadsplaner för vindkraft och i Finland finns omfattande planer på kärnkraftsutbyggnad.

Vilka konsekvenserna blir på den befintliga produktionsapparaten och den framtida planerade produktionsutbyggnaden är avgörande för hur effekt- och energibalansen i Sverige och Norden kommer att utvecklas. Det i sin tur får en avgörande betydelse för vilka nätutbyggnader som kommer att behövas.

Vindkraften kommer att ersätta det dyraste produktionsslaget på marknaden och oavsett hur stor vindkraftutbyggnaden blir kommer den att ersätta produktion som är styrbar.

## 4.3 Effekt- och energibalansen

Prognoser för förbrukningens utveckling i Sverige och Norden pekar på en låg ökningstakt den närmaste framtiden. En utveckling där en avsevärd del av transportsektorns drivmedelsförbrukning ersätts med eldrift kan emellertid komma att öka den totala elförbrukningen. Effektiviserad energianvändning i industrin har också historiskt medfört en ökad elanvändning.

Samtidigt finns det alltså omfattande planer på att öka produktionen av elenergi. Sammantaget innebär det att vi kommer att se en förstärkt energibalans i Sverige och Norden. Det innebär i sin tur att det åter kommer skapas ett produktionsöverskott som ska exporteras till våra grannländer. Ett sådant exportbehov kräver speciella åtgärder i stamnätet och i nya utlandsförbindelser för att kunna hanteras.

Nordens samlade behov av förstärkning av utlandsförbindelserna hanteras inom ramen för samarbetet i organisationen Nordel. En överslagsberäkning visar att kostnaden för att anlägga en ny överföringskabel till kontinenten som klarar 5 TWh är 5 miljarder kr vilket ger en kostnad på ca 5-10 öre/kWh överförd el.

Storleken på intäkter från överföringsbegränsningar, så kallade flaskhalsintäkter, som de systemansvariga i Norden erhåller när den nordiska elmarknaden består av olika prisområden, är en signal på vilka förstärkningar som krävs.

Man bör dock vara medveten om att ett produktionsöverskott medför ett minskande elpris på marknaden, vilket kan leda till senarelagda investeringar i konventionella produktionsanläggningar för basproduktion. Samtidigt blir produktionsanläggningar med goda regleregenskaper mer attraktiva för att täcka topplastsituationer.

I norra Tyskland håller också ett mycket stort produktionsöverskott på att byggas upp genom den stora vindkraftsutbyggnad som där pågår. Tyskland har redan idag stora problem med att överföra de stora mängder vindkraft som produceras i norr till förbrukningscentra i söder. Även om man förstärker kapaciteten för att kunna exportera överskottet i Norden kan således möjligheten att överföra kraften vidare söderut på kontinenten vara begränsad.

Möjligheterna att samköra vindkraften med vattenkraften är en annan avgörande faktor för vilka åtgärder som blir nödvändiga i stamnätet.

Vilken produktionsprofil har vindkraften? Hur stor kan man förvänta sig att vindkraftproduktionen är i förhållande till installerad effekt, maximalt och i medeltal? Svaret på dessa frågor påverkar möjligheten att samköra vindkraften med den befintliga vattenkraftproduktionen, hur mycket reservkapacitet som måste reserveras och därmed vilka stamnätsåtgärder som blir nödvändiga.

Vindkraftverken genomgår en kontinuerlig teknikutveckling och möjligheterna att utnyttja dem för olika typer av systemtjänster som frekvensreglering, spänningsreglering med större möjligheter att leverera reaktiv effekt ökar. Det kan komma att få stor betydelse för vilka reglerresurser som behöver reserveras i ett framtida storskaligt utbyggnadsscenario.

Ur reglerkapacitetshänseende är det också viktigt att klarlägga vilka säsongs- och dygnsvariationer som vindkraften har, vilken lägsta nivå är på vindkraftproduktionen vid höglast samt hur vindkraften uppför sig vid t.ex. storm eller andra händelser i systemet som kan påverka möjligheten att producera.

## **5 Behovet av reglerförmåga**

### **5.1 Allmänt**

Ett viktigt element för systemsäkerheten är att säkerställa att det finns tillräckliga mängder reglerförmåga och reservkapacitet för att ständigt kunna upprätthålla en stabil balans mellan produktion och förbrukning av el. Normalt skiljer man mellan reglerkraft och driftstörningsreserver. Reglerkraft hanterar avvikelser från planlagd produktion (balansering) medan driftstörningsreserver är produktionskapacitet för att hantera plötsligt bortfall av kraftverk eller anläggningar i nätet. Begrepp som används i regleringen av kraftsystemet beskrivs i bilaga 1.

Till skillnad från utbyggnad av annan elproduktion kommer en storskalig utbyggnad av vindkraft att ställa ökade krav på hur mycket reglerförmåga som behövs för att



upprätthålla balansen mellan total tillförsel och uttag av el. Detta beror på att variationerna i vindkraftproduktionen är stora och svåra att förutse.

Balansen mellan produktion och förbrukning är i dag relativt enkel att prognostisera. Förbrukningen följer i stort sett ett återkommande mönster under dygn och veckor. Det finns dock ett antal osäkerhetsfaktorer för balansregleringen, t.ex. oplanerat bortfall av produktion eller förbrukning samt avvikelser i väderprognoser. Dessa förutsättningar ligger till grund för dimensionering av de reglerresurser som finns inbyggda i systemet. Den tillkommande vindkraften, med ett relativt stort inslag av slumpmässighet, ställer krav på ökad tillgång till reglerresurser och förändrade planeringsrutiner.

Om vindkraften på längre sikt utgör en betydande andel av produktionsapparaten kan en brist på reglerkraftsresurser uppkomma. När vindkraftandelen i systemet ökar kommer anläggningar för basproduktion att få mindre drifttid och det kan komma att ifrågasättas om det är ekonomiskt motiverat att hålla dem med höga rörliga kostnader i drift. Vid en storskalig utbyggnad av vindkraft är det sannolikt att det kommer att bli större efterfrågan på kraftverk med goda regleregenskaper.

En storskalig utbyggnad av vindkraft kommer att innebära nya driftsituationer att hantera. Ökad vindkraftproduktion i norra Sverige medför – allt annat oförändrat – ett ökat behov av att reglera vattenkraften gentemot begränsningar i stamnätet intill dess att förstärkningar kunnat genomföras.

Elproduktion från kärnkraft måste troligtvis nedregleras sommartid då förbrukningen såväl i Sverige som i angränsande länder är låg och vindstyrkan god. I norra Sverige innebär en större vindkraftproduktion än prognostiserat tillsammans med hög vattenkraftproduktion en stor risk för att snitt 2 kommer att utgöra en begränsning i överföringen. I södra Sverige innebär en mindre vindkraftproduktion än prognostiserat risk för att snitt 4 blir till en begränsning.

Under vissa låglastsituationer, t.ex. nattetid under sommarhalvåret, finns det risk för brist på effektiva nedregleringsalternativ, eftersom merparten av den reglerbara vattenkraften inte kan förväntas vara aktiverad i elspotmarknaden. Det kan leda till omfattande kostnader för att under långa tider upphandla annan reglerförmåga för att säkerställa systemets säkerhet.

Vattenkraften har en avsevärd reglerförmåga som är snabb och mycket kostnadseffektiv. Den bygger emellertid på att stora vattenmängder måste förflyttas mellan magasin som är av varierande storlek. De svenska utbyggda älvarna karaktäriseras också av en stark hydrologisk koppling mellan de kraftstationer som ligger efter varandra längs en älvsträcka. Snabba regleringar innebär att med kort varsel ska dessa vattenvolymer kunna ledas genom kraftstationernas turbiner på ett annat sätt än tidigare planerat. Detta innebär med nödvändighet att vattenflöden ( $\text{m}^3/\text{s}$ ) och vattenstånd i magasinen (m ö h) kommer att variera mellan sina tillåtna gränser i större utsträckning än tidigare.

Med högre utnyttjandegrad av reglerförmågan i befintliga vattenkraftstationer ökar således de fysiska vattenvariationerna. Detta innebär i sin tur ökade påfrestningar på de lokala biotoperna i vattendragen. I individuella miljödomar (f.d. vattendomar) för

varje anläggning är de tillåtna variationerna i flöden och vattenstånd fastlagda. Miljödomarna är utformade för att främst ta hänsyn till lokala miljöfaktorer, fiske, bebyggelse m m i älvsträckorna.

I samband med omprövning av gamla vattendomar finns det en tydlig tendens till att man med hänvisning till lokala miljöintressen gör ytterligare inskränkningar i tillåtna variationer i vattenhanteringen. Denna tendens står i uppenbar konflikt med de ökade reglerbehov som uppkommer vid en omfattande utbyggnad av vindkraften. Det är härvidlag av största vikt att miljödomstolarna kan göra balanserade avvägningar mellan de lokala och globala miljöintressena som här står mot varandra. Om nödvändigt stöd saknas i miljöbalken för att också ta hänsyn till de globala miljöfaktorerna bör den bli föremål för en revidering i detta avseende.

Begränsningarna i vattenkraftens reglerförmåga innebär att det i vissa situationer kan bli nödvändigt att spilla vatten förbi turbinerna för att innehålla bestämmelserna i miljödomarna. Detta innebär givetvis energiförluster och ökade miljöpåfrestningar. Motsvarande gäller också om bristande reglerförmåga kräver att fossileldade kraftstationer måste aktiveras för att klara balansregleringen. Därmed skulle en del av miljövärdet av den utbyggda vindkraften gå förlorat.

De redovisade omständigheterna leder till att det är nödvändigt att utveckla nya reglerresurser.

På förbrukningssidan finns en avsevärd potential för att kunna reglera balansen i kraftsystemet. I ett perspektiv av en storskalig introduktion av vindkraft blir detta än mer intressant. För att göra det mer intressant även för förbrukarna bör en generell introduktion av timmätning övervägas. Det skulle ge en möjlighet att mäta elförbrukningen med en större upplösning i tiden och därmed ge ett incitament för elanvändarna att styra sin förbrukning till tidpunkter med lägre pris. Det skulle också möjliggöra en ny typ av elförbrukning vars behov av el kan styras till tidpunkter då det är lämpligt för elsystemet.

Ett sådant exempel är el- och hybridbilar. En hybridbil är en typ av bil som utöver en vanlig förbränningsmotor även har en eller flera elmotorer och batterier som hjälper till att driva bilen. Då elmotorerna inte driver bilen fungerar de istället som generatorer och laddar batterierna. Laddhybridbilar eller rena elbilar, som nu utvecklas, kan laddas från det fasta elnätet.

I Svensk Vindkrafts rapport ”Med vindkraft i tankarna” [6] hävdas att om hela Sveriges personbilspark skulle vara laddhybrider med en räckvidd på 50-80 km på eldrift så skulle detta täcka 70 % av svenskarnas bilresor. Det skulle spara 4 miljarder liter bensin och diesel motsvarande 40 TWh. Genom elmotorns höga verkningsgrad på runt 80 % skulle denna stora mängd fossilbränsle kunna ersättas med ca 10 TWh el. Laddhybridbilen väntas finnas på marknaden inom 3-10 år.

En övergång till denna typ av fordon skulle medföra en stor ökning av elförbrukningen i Sverige. I ett sådant sammanhang blir det då intressant att redan från början utforma laddningssystemen för bilarna på ett sådant sätt att de också kan fungera som en reglerresurs i systemet. Exempelvis skulle laddningen kunna ske inte bara då den övriga förbrukningen är som lägst utan även då produktionsöverskott

från vindkraften uppstår. Detta kan inträffa slumpvis under hela dygnet och inte bara nattetid.

Ett annat sätt är att anpassa vindkraftverken så att de kan utgöra en resurs i regleringen. Om vindkraftverken konstrueras så att produktionen kan begränsas kan de delta i samreglering med vattenkraften. Svenska Kraftnät har i sin föreskrift om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar ställt krav på att vindkraftverk ska kunna styras genom externa signaler. Naturligtvis innebär en medveten begränsning av vindkraften, på samma sätt som att spilla vatten förbi vattenkraftverken, att energi går förlorad. Vind kan heller inte lagras på samma sätt som vatten.

På grund av vindkraftproduktionens stora variationer är det viktigt att eftersträva en så stor geografisk spridning på anläggningarna som möjligt för att minska reglerbehovet och kostnaderna för balanskraft.

## **5.2 Frekvensstyrd normaldriftreserv**

I bilaga 1 framgår att för det befintliga svenska produktionssystemet så krävs i dag att 235 MW reserveras som frekvensstyrd normaldriftreserv för att automatiskt hålla balansen mellan produktionen och variationerna i förbrukning.

Hur behovet av reglerresurser i det svenska kraftsystemet påverkas av en introduktion av 4 000 MW vindkraft har studerats i Elforsks rapport 05:19 [7]. I rapporten konstateras att reglerbehovet vid en storskalig utbyggnad bl.a. bestäms av hur elproduktionen i vindkraftverken varierar i tid och rum men också av det totala kraftsystemets komplexitet och överföringskapacitet. Det tillkommande effektbehovet för den frekvensstyrda normaldriftreserven bedöms i rapporten till storleksordningen:

- 200 - 250 MW för en utbyggnad av 4 000 MW vindkraft (scenario A1 - A3) och till
- 600 - 750 MW för en utbyggnad av 12 000 MW vindkraft (scenario B1 - B3).

Reservbehovet varierar beroende på planerad vindkraftsproduktion. Denna typ av reserv placeras normalt i producerande vattenkraftgeneratorer.

## **5.3 Frekvensstyrd störningsreserv**

Behovet av frekvensstyrd störningsreserv bedöms inte öka eftersom storleken på nya aggregat inte blir större än de största befintliga aggregaten.

## **5.4 Prognososäkerhet**

Det svenska kraftsystemet domineras av kärnkraft och vattenkraft vilket gör den totala produktionen relativt lättprognostiserad. Kärnkraft körs på en jämn effekt med undantag för underhåll och fel på anläggningarna. Vattenkraftens lätthet att reglera gör det möjligt att mycket precist planera produktionen. Elförbrukningen utgör den enskilt största prognosavvikelsen i dagsläget där i synnerhet variationen i utomhustemperaturen är den mest betydelsefulla källan till osäkerhet. En ökande andel vindkraft i systemet, som är förenad med en större prognososäkerhet än förbrukningen, kan förväntas öka den sammanlagda avvikelsen mellan prognosen

dygnet före och det verkliga utfallet under drifttimmen. För planläggningen av driften av det svenska kraftsystemet och tilldelningen av handelskapacitet är det framför allt vindkraftprognoser en dag framåt som är av betydelse.

Behovet av reglerkraft och kostnaderna för denna kommer att vara avhängigt av hur bra man kan prognostisera produktionen från vindkraft. Det finns ett klart samband mellan hur långt före drifttimmen som prognosen görs och prognosfelets storlek. Ju längre före drifttimmen, desto större blir prognosfelet.

I Elforsks rapport 05:19 [7] har även det utökade behovet av reserver för att kompensera för prognosfel beräknats. För det svenska systemet bedöms att ytterligare

- 500 - 600 MW för en utbyggnad av 4 000 MW vindkraft (scenario A1 - A3) och till
- 1 500 – 1 900 MW för en utbyggnad av 12 000 MW vindkraft (scenario B1 - B3).

måste reserveras som prognososäkerhetsreserv. Denna typ av reserv har en långsam karaktär varför den kan placeras i både vatten och värmekraftanläggningar. Alternativa marknadslösningar som avtalad fränkoppling av förbrukning kan också bidra till reservbehovet.

En ökad prognososäkerhet kommer att innebära ett ökat behov av reservationer av kapacitet för reglerkraft, mothandel eller snittavlastning. Resultatet av detta är att utrymmet för handel på elspotmarknaden reduceras. Konsekvenserna av detta blir ökande prisområdesskillnader på Elspot och en större marknad för Elbas. En ökad efterfrågan på reglerkraft kommer även att medföra att produktionsresurser flyttas från elspotmarknaden till elbasmarknaden och reglerkraftmarknaden, vilket kommer att påverka prisbilden på respektive marknad.

## 5.5 Behov av kompensatorisk produktion

Under de timmar då vindhastigheten är mycket hög måste vindkraftaggregat stoppas av säkerhetsskäl. Aggregat stoppas även då vindhastigheten är alltför låg för att driva turbin och generator. I dessa lägen måste det finnas en produktionskapacitet som kan kompensera för den vindkraft som faller bort. Då Sverige är ett ”långt” land och det är troligt att både land- och havsbaserade vindkraftanläggningar kommer att etableras är det inte troligt att all vindkraftproduktion faller bort samtidigt. Om det antas en faktor på 25 % som den andel som kan falla bort samtidigt så erhålls ett behov av alternativ produktion på

- 700- 900 MW för en utbyggnad av 4 000 MW vindkraft (scenario A1 - A3) och till
- 2 200 -2 700 MW för en utbyggnad av 12 000 MW vindkraft (scenario B1 - B3).

Behovet av kompensatorisk produktion har en långsam karaktär varför den kan placeras i både vatten och värmekraftanläggningar. Alternativa marknadslösningar som avtalad fränkoppling av förbrukning kan också bidra till reservbehovet.

## 5.6 Sammanfattning av utökat reglerbehov

I avsnitten ovan beräknas det totala utökade reglerbehovet således till:

- 1 400 – 1 800 MW för en utbyggnad av 4 000 MW vindkraft (scenario A1 - A3) och till
- 4 300 – 5 300 MW för en utbyggnad av 12 000 MW vindkraft (scenario B1 - B3)

varav mängden reglerbehov av momentan karaktär som måste placeras i frekvensreglerande vattenkraftstationer är

- 200 – 250 MW för en utbyggnad av 4 000 MW vindkraft (scenario A1 - A3) och till
- 600 – 750 MW för en utbyggnad av 12 000 MW vindkraft (scenario B1 - B3)

Det bör noteras att utöver dessa behov som uppstår i Sverige så förväntas en motsvarande omfattande utbyggnad av vindkraft i grannländerna. I ett nordeuropeiskt perspektiv så kommer efterfrågan att öka på reglerförmågan i den nordiska vattenkraften från de länder som saknar denna resurs. Detta innebär att det uppskattade reglerbehovet är konservativt räknat.

## 5.7 Effektbalanser

Svenska Kraftnät har utfört en enkel effektbalansstudie för att belysa exportmöjligheterna under olika förhållanden, förutsatt att inte stamnätets kapacitet är begränsande. Analysen baseras på de ovan beskrivna scenarierna inklusive det utökade reglerbehovet och visar hur det existerande energisystemet klarar av att ta hand om vald utbyggnad av vindkraft under den mest påfrestande förutsättningen för det existerande systemet, d.v.s. utnyttjandefaktorn för vindkraften sätts mycket hög. Klarar systemet denna utnyttjandefaktor utan negativ påverkan så klarar systemet också lägre faktorer.

Effektbalanserna är upprättade för år 2020 under förutsättning att ingen annan ny produktion än vindkraft byggs fram till år 2020. Däremot genomförs de planerade effekthöjningarna i kärnkraften.

Balanserna visar att för utbyggnadsalternativet med en vindkraftinstallation på 4 000 MW (scenario A1-A3) kan ca 1 500 MW exporteras ut ur Sverige under låglasttid. Under höglasttid krävs däremot en import på ca 1 000 MW.

Alternativet med 12 000 MW (scenario B1-B3) ny vindkraftproduktion ger möjlighet att, beroende på var i Sverige vindkraften förläggs, exportera 0 – 2 500 MW under höglasttid och 4 000 – 6 000 MW under låglasttid. I de alternativ där mer än 4 500 MW vindkraft förläggs i norra Sverige (scenario B1 och B2) krävs ny transmissionskapacitet med upp till 2 600 MW i snitt 2 samt att den planerade SydVästlänken är i drift för att effekt inte ska stängas in bakom begränsningar i stamnätet. Dessutom krävs nya utlandsförbindelser.

Ytterligare, mer detaljerade, simuleringar krävs för att bedöma om en utbyggnad av stamnätet är ekonomiskt motiverad.

## 5.8 Kostnader för balansregleringen

Vindkraftproduktion är, till skillnad från annan elproduktion men i likhet med förbrukningen, svårprognostiserad. Därför kan man förvänta sig ett ökat reglerbehov med en omfattande vindkraftutbyggnad. Om reglerbehovet ökar kommer priset för reglerförmåga att stiga, eftersom man tvingas att utnyttja fler och därmed dyrare bud på reglerkraftmarknaden. Behovet av reglering inom drifttimmen som utförs av Svenska Kraftnät kommer att öka. Detta kommer att innebära ökade kostnader för Svenska Kraftnät.

Kostnader till följd av balansreglering betalas av de balansansvariga företagen. Eftersom Sverige ännu inte har så stor andel vindkraftproduktion är det svårt att uppskatta balanskostnader i en situation där vindkraften skulle stå för en betydande andel av den totala produktionen. Därför nyttjas en jämförelse med danska balanskostnader.

I Danmark utgör balanskostnaderna för vindkraft genomsnittligt ca 2 öre/kWh producerad vindkraft. I ett system med högre vindkraftandel blir kostnaden högre. I det svenska systemet med en stor andel vattenkraft bör balanseringen kunna göras lättare än i Danmark och balanskostnaderna bör bli lägre. Vid ett antagande om att vår kostnad blir hälften så stor, d.v.s. 1 öre/kWh, så innebär det en kostnad på 4,5 miljarder kronor kapitaliserat.

## 5.9 Ansvaret för reglerarbetet

Genom olika metoder kan relativt goda vindprognoser etableras. Erfarenheter visar att prognoserna är goda beträffande att prognostisera effektens storlek men inte lika bra beträffande när elproduktionen kan komma att ändras. Elproduktion från vindkraftverk resulterar därför normalt i större balansavvikelser från plan än för annan kraft. Dessa avvikelser måste därför hanteras av de balansansvariga aktörerna - antingen genom att man har en god geografisk spridning av vindkraften, genom att man planerar annan produktion eller förbrukning eller genom att man köper/säljer el närmare leveranstimmen via bilaterala avtal eller på Elbas (marknadsplats för handel inom dygnet), dvs. enligt den modell som praktiseras i dag av de balansansvariga företagen.

Det finns en rad naturliga fördelar med att omhänderta vindkraft i en "portfölj" som integrerar elproduktion från flera kraftslag, vilket framgår av avsnittet ovan. Att kunna införskaffa så goda prognoser som möjligt, att planera ökning/minskning av annan elproduktion beroende på vindkraftens varierande produktionsförmåga och att ha personal som ständigt kan vara beredd på att dels tillgripa något av dessa alternativ och dels verka på de olika marknadsplatserna för att köpa/sälja el är exempel på sådana fördelar. Sammantaget ger detta emellertid krav som inte enkelt uppfylls, åtminstone inte av de aktörer som saknar annan elproduktion eller nödvändig organisation.

Svenska Kraftnät anser att nuvarande modell för att fördela ansvaret för balanshållning, dvs. att de balansansvariga företagen ansvarar för att såväl fysiskt som ekonomiskt vara i balans mellan tillgång och efterfrågan på el, generellt sett är det

mest rimliga för att på effektivaste sätt hantera balanshållningen. Samtidigt kan det finnas skäl att överväga vissa regelförändringar som underlättar de balansansvarigas hantering av den varierande produktionsförmågan hos vindkraften. Exempel på en sådan förändring är att införa enprisavräkning för vindkraft, dvs. införa samma regelverk som framöver kommer att gälla för förbrukning. Härigenom skulle vindkraft avräkningsmässigt kunna hanteras som negativ förbrukning. En sådan ordning riktad till ett produktionsslag måste dock analyseras om den är möjlig utifrån ellagens krav på *objektivitet* och *icke-diskriminering* för balansansvarsmodellen eller om ett nytt lagstöd krävs. Vidare är det viktigt att betona att en enprisavräkning för vindkraft underlättar att hantera vindkraft för de balansansvariga samtidigt som det fysiska problemet kvarstår för den systemansvarige att lösa. Om de balansansvariga genom enprisavräkningen försämrar sina produktionsplaner kan det fysiska problemet till och med bli större.

Ur ekonomisk synvinkel kan det dock för den stokastiska vindkraften vara mer ekonomiskt effektivt att den systemansvarige hanterar obalanser orsakade av vindkraft eftersom denne har tillgång till hela det samlade produktionssystemet och kan nyttiggöra sammanlagringen av vindkraftvariationerna över hela landet.

## 5.10 Etablering av ökade reglerresurser

Ökade reglerresurser kan åstadkommas på flera olika sätt. De olika typerna av reglerresurser som krävs för en säker systemdrift kan delas in i områden efter den aktiveringstid som de måste ha.

### Frekvensstyrd normaldriftreserv

Denna reglerresurs aktiveras momentant och automatiskt då frekvensen avviker från den nominella. Det betyder att regleringen placeras i aggregat som är i drift och som inte utnyttjas maximalt. Som presenterats i avsnitt 5.2 krävs i dagens svenska system 235 MW för att reglera förbrukningens stokastiska variationer. Efter en massiv utbyggnad av vindkraft och därmed en betydande ökning av produktionens stokastisitet erfordras en utökning av frekvensstyrd normaldriftreserv på 200 – 750 MW beroende på utbyggnadsgraden av vindkraft.

Eftersom Svenska Kraftnät, tillsammans med Statnett, är ansvariga för frekvenskvaliteten i det synkrona nordiska kraftsystemet är det lämpligt att denna reglerresurs även i framtiden upphandlas av Svenska Kraftnät på den konkurrensutsatta marknaden. Kostnaden för regleringen tas ut via Svenska Kraftnäts avgifter för balanstjänsten och fördelas på de balansansvariga företagen.

Nämnas kan också att forskning pågår bland annat i Danmark för att finna möjligheter att åstadkomma frekvensstyrd reglering på förbrukarnivå. Denna resurs är dock inte kommersiell för närvarande.

### Reserver för prognosfel och avbruten vindkraftproduktion

Behovet av reserver för prognosfel och avbruten vindkraftproduktion är relativt stort. Som framgår av avsnitt 5.4 – 5.5 erfordras totalt 1 200 – 4 600 MW beroende på utbyggnadsgraden av vindkraft.

Förvarningstiden innan reserver behöver aktiveras bedöms vara inom åtta timmar, varför det finns ett antal möjligheter att etablera reservbehovet.

### Utveckling av nya resurser

Möjligheterna att de ökade behoven av reglerförmåga ska kunna förverkligas handlar dels om de fysiska förutsättningarna, dels om hur dessa resurser hanteras marknadmässigt av de olika aktörerna inom elförsörjningen. Givetvis finns det starka kopplingar mellan dessa två aspekter, inte minst ekonomiska.

De fysiska reglerförutsättningar som finns både på produktions- och förbrukningssidan måste vidareutvecklas. Detta är en uppgift för de företag som äger eller på annat sätt råder över lämpliga anläggningar. För produktionsanläggningarna handlar det främst om att tekniskt anpassa gamla och nya kraftstationer till en högre reglerförmåga. Dessutom är det nödvändigt att i tid få nödvändiga myndighetstillstånd m h t säkerhet eller påverkan på omgivningen.

På förbrukningssidan handlar det främst om att utveckla relationerna mellan elleverantörerna och större eller mindre elkunder som kan anpassa sin elförbrukning. En bärande förutsättning är här att mätning och avräkning kan fungera med tillräcklig upplösning d v s att timavräkning genomförs för alla sådana kunder.

En sådan utveckling förutsätter tillräckliga ekonomiska incitament. Dessa uppstår främst genom dem som har behov av att köpa eller äga sådana reglertjänster. Det är i första ledet de balansansvariga företagen som behöver reglera sin egen balans. Det är också de balansansvariga som kan erbjuda reglertjänster vidare till den systemansvarige, Svenska Kraftnät, som slutligen ska hantera balanseringen på landsnivå genom att löpande aktivera reglertjänster och betala ersättningar enligt givna anbud.

Reglerförmågan ska således hanteras i en förädlingskedja som drivs av de ersättningar för reglertjänster som är nödvändiga för att finansiera uppbyggnad och drift av de fysiska resurserna. I det sammanhanget är det viktigt att konkurrensen mellan olika reglerresurser och aktörer blir tillräcklig för att inte missbruk av dominerande ställning ska kunna uppstå, vilket skulle kunna driva upp kostnaderna på ett orimligt sätt.

Med utgångspunkt i dagens balansregleringsprocess kommer utvecklingen att kunna ske successivt i takt med utbyggnaden av vindkraften. Det finns således en viss tid för att efterhand anpassa fördelningen av reglerarbetet mellan olika fysiska resurser och mellan de ansvariga aktörerna på ett ändamålsenligt sätt. Det innebär dock inte att det går att vänta med sådana åtgärder som har långa ledtider av tekniska eller tillståndsmässiga skäl.

## **6 Konsekvenser för stamnätet**

Svenska Kraftnät har idag en investeringsplan som är mer omfattande än någonsin under stamnätets uppbyggnadsfas. Den omfattar idag inga större särskilda nätinvesteringar för vindkraften även om introduktionen av vindkraft kommer att underlättas av ett robustare stamnät.

En storskalig introduktion av vindkraft innebär delvis nya förutsättningar för det svenska kraftsystemet. En ökad prognososäkerhet vid planeringen av systemet dagen innan innebär även en ökad osäkerhet i belastningen av stamnätets begränsade snitt



vilket innebär att utrymmet för utlandshandel kan komma att påverkas negativt. Hur belastningen av nätet utvecklas beror i stor utsträckning på hur vindkraftsproduktionen fördelas i Sverige och övriga Norden i relation till fördelning av systemets reglerkraftresurser.

De nya omständigheterna förväntas kräva utvecklade rutiner och metoder för att säkerställa en planläggning som skapar förutsättningar för en säker drift av systemet med minsta möjliga påverkan på marknadens funktion och handelsutrymme. Beroende på var och när prognosavvikelsen inträffar, dag/natt, norr/söder etc. kan den efterföljande regleringen komma att belasta antingen de balansansvariga eller nättariffen.

Som nämns i avsnitt 3 kan förstärkningar av elnätet delas in i två kategorier, lokala förstärkningar och systemförstärkningar. Båda dessa typer av nätförstärkningar kommer att bli aktuella vid en storskalig utbyggnad av vindkraft.

## 6.1 Lokalt perspektiv

Elnätet i en specifik punkt är oftast dimensionerat för att med viss marginal klara den överföringsnivå som förekommer där, givet av nuvarande förbrukning och inmatning av existerande elproduktion. Om ny elproduktion ska anslutas krävs oftast lokala förstärkningsåtgärder. Detta kan innebära uppgraderingar av kraftledningar eller utbyggnad och anpassning av stationer. Denna typ av förstärkning krävs för att kunna ta emot elenergin från den tillkommande produktionsanläggningen och föra den vidare ut i kraftsystemet. Med nuvarande lagstiftning debiteras den anslutande producenten en anslutningsavgift som ska täcka kostnaden för lokala nätförstärkningar (kundspecifika kostnader) som uppstår hos det anslutande nätföretaget. Enligt Nätanslutningsutredningen [8] är den genomsnittliga anslutningskostnaden för vindkraft ca 1,2 Mkr per megawatt installerad effekt.

När det gäller nätanslutning av ny produktion lokalt är det viktigt att detta sker under ordnade former och med ett samhällsekonomiskt perspektiv. Generellt sett gäller att ju högre spänningsnivå en produktionsanläggning ska anslutas till, desto högre blir anslutningskostnaden. Stamnätets uppgift är att överföra stora mängder elenergi samt att ansluta stora produktionsanläggningar där så är nödvändigt. Beroendet av el i samhället och konsekvenserna av större störningar ökar. Fel på stamnätet får stora konsekvenser och drabbar många slutanvändare. Om nya anläggningar och nya komponenter ansluts till stamnätet ökar risken för fel med störningar som följd.

Mot ovanstående bakgrund bör endast de riktigt stora produktionsanläggningarna, i storleksordningen flera hundra MW, anslutas till stamnätet. Mindre anläggningar bör anslutas till lägre spänningsnivå. Det finns inga gränsvärden i ellagen som anger till vilka nät olika stora produktionsanläggningar ska anslutas. Dock kan det vid en storskalig utbyggnad av vindkraften finnas skäl att överväga att införa sådana gränsvärden i ellagen.

Även elnätstariffernas inverkan är viktig i detta sammanhang. Nätföretagens tariffsystem bör vara koordinerade så att nätanslutningen av en ny anläggning styrs mot den mest lämpliga spänningsnivån.

Svenska Kraftnät har som anpassning till internationell praxis förändrat sin tariff så att producenterna betalar en mindre andel och konsumenterna en högre andel av stamnätstariffen. Det innebär att producenter som är anslutna på stamnätet fått en ökad konkurrenskraft jämfört med de producenter som är anslutna på lägre spänningsnivåer. En annan konsekvens av denna tariffförändring som Svenska Kraftnät nu noterar är att det vid anslutning av ny produktion kan vara lönsammare för en producent att ansluta sig till stamnätet än till nät på lägre spänningsnivå. Detta gäller även för relativt små vindkraftparker. Detta skulle kunna skapa incitament för vindkraftproducenter att ansöka om tillstånd för anslutning till stamnätet trots att det oftast är samhällsekonomiskt mer riktigt att ansluta till nät på lägre spänningsnivå.

I Nätanslutningsutredningen [8] konstateras att dagens tariffnivåer för kraftverk på lokal- och regionnätetsnivåer ligger generellt sett högt jämfört med vad producenter betalar på stamnätetsnivå. Detta beror bland annat på metoden att ta ut effekttariffer. För till exempel vindkraft kompenseras inte högre effekttariff på lägre spänningsnivå med en motsvarande höjning av ersättning för nätnytta. I dagsläget gynnas därmed elproduktion ansluten till stamnätet jämfört med produktion ansluten till lokal- och regionnät. Svenska Kraftnät ser en risk att tarifferna kan styra mot anslutning till stamnätet oavsett storlek på vindkraftsanläggningarna.

Slutsatsen av detta är att tarffsystemen bör ses över och koordineras så att ny produktion på ett samhällsekonomiskt rationellt sätt ansluts till lämpligaste spänningsnivå.

En annan viktig aspekt är det tekniska utförandet på vindkraftsanslutningen. I bild 5 nedan illustreras schematiskt tre alternativa utföranden då en vindkraftsanläggning ska anslutas till en kraftledning mellan punkt A och B. Det enklaste och minst kostsamma alternativet är en s.k. påstickslösning. Denna typ av anslutning har Svenska Kraftnät i vissa fall tillåtit i 220 kV systemet. Påstickslösningar är dock förknippade med vissa nackdelar. Exempelvis behöver vindkraftsanläggningen tas ur drift då underhållsarbeten på kraftledningen ska utföras. En driftsäkerhetsmässig nackdel är även att vid en eventuell kortslutning i strömbrytaren skulle hela kraftledningen samt vindkraftsanläggningen kopplas bort av det automatiska skyddssystemet. Av bland annat dessa skäl tillåter inte Svenska Kraftnät denna typ av anslutning till 400 kV systemet där istället ställverk skall etableras i anslutningspunkten.

Fördelen med ett ställverk är att vindkraftsanläggningen kan vara i drift vid underhållsarbeten på kraftledningen. I ett ”enkelt ställverk” innebär ett brytarfel att kraftledningen kopplas ur medan ett dubbelbrytarställverk klarar en kortslutning i en av de två strömbrytarna tillhörande vindkraftsanläggningen utan konsekvenser för driften av kraftledningen.

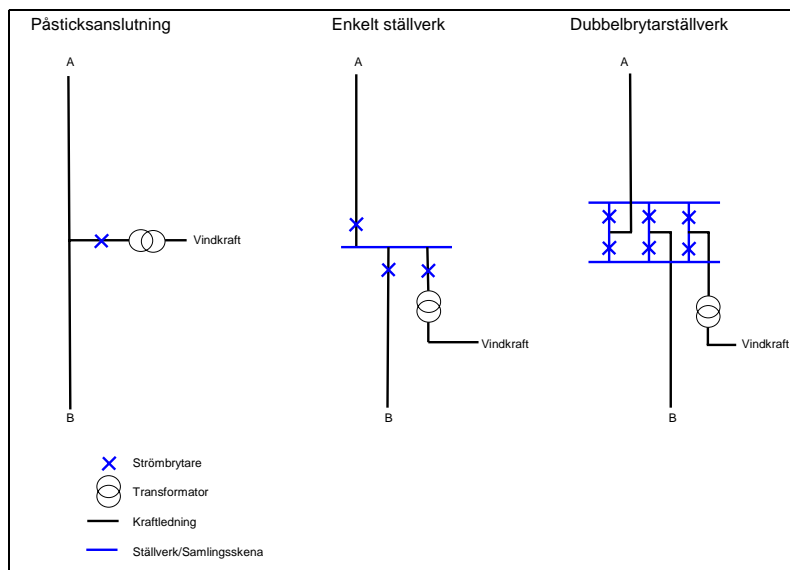


Bild 5. Alternativa utföranden av nätanslutning.

## 6.2 Systemperspektiv

Utöver de lokala åtgärderna som blir nödvändiga vid anslutning av vindkraft kommer det så småningom även att bli aktuellt med systemförstärkningar. Med systemförstärkningar menas här kapacitetshöjande åtgärder i det nationella transmissionssystemet för att kunna hantera och överföra mer effekt.

Behovet och arten av systemförstärkningar är direkt relaterat till **var** i landet som vindkraftsutbyggnaden sker. I kapitel 3.5 och 4.1 diskuteras vikten av att känna till var de planerade vindkraftsetableringarna genomförs. Svenska Kraftnät kan inte bygga nätförstärkningar på spekulation, utan behöver konkreta underlag för att kunna ta beslut om utbyggnader i stamnätet. Löptiden för ett kraftledningsprojekt på stamnätetsnivå ligger idag på minst 5 år men tar ofta betydligt längre tid än så. Det är mycket längre än tiden för att få tillstånd till att etablera en vindkraftsanläggning.

Mot den här bakgrunden är det av största vikt att nätföretagen tidigt får uppgift om lokalisering av vindkraftanläggningarna och kanske också bereds möjlighet att påverka tilldelningen av lämpliga områden för sådana etableringar. Ur systemsynpunkt är det förmånligast och förknippat med minst samhällsekonomiska kostnader om ny vindkraftsproduktion byggs ut i de södra delarna av landet. Rimligen bör man då överväga om certifikatsystemet kan modifieras så att det också ger sådana incitament.

Svenska Kraftnät ansåg i sitt remissvar på Energimyndighetens förslag till nytt planeringsmål för vindkraften att den främsta gränssättande faktorn inte kommer att vara utbyggnaden av produktionsanläggningarna utan förstärkningarna i överföringsnäten. Därför vill Svenska Kraftnät särskilt varna för en utveckling där man förenklar tillståndprocesserna för att bygga vindkraft men underlåter att göra motsvarande förenklingar i tillståndprocesserna för att bygga de nödvändiga ledningarna.

Analysen pekar på en stärkt energibalans i Sverige och Norden. Det innebär att behovet av nätkapacitet för att kunna exportera överskottet till grannländerna och kontinenten kommer att öka.

Teoretiskt sett ska snitten dimensioneras så att de under statistiska normalår inte ger kostnader som överstiger årskostnaden för att förstärka nätet. Det är alltså inte samhällsekonomiskt motiverat att ha så hög kapacitet i nätet att överföringarna aldrig begränsas.

Trots att överföringen kan vara begränsad under vissa tider är det viktigt att notera att det under stora delar av tiden finns gott om ledig kapacitet genom snitten i stamnätet. Överföringen varierar såväl över året som under dygnet. Den lediga kapaciteten finns under de tider som vattenkraften inte producerar maximalt med el. Problemet initialt med att installera stora mängder ny produktion norr om snitten är alltså att klara det maximala effektöverföringsbehovet och inte att på årsbasis överföra en större mängd energi.

Stamnätet är med andra ord utbyggt för att kunna klara den maximala vattenkraftsproduktionen med avseende på effekt under ett normalår. Det innebär att under ett år så går snitten fulla under ett antal timmar. Övrig tid finns möjlighet att överföra tillkommande produktionskapacitet.

Hur mycket vindkraft som kan byggas ut innan systemförstärkningar blir aktuella är en komplex fråga. Bland annat beror svaret på var i nätet vindkraften byggs ut, hur stora vindkraftsparkerna blir, om det samtidigt byggs stora mängder vindkraft i våra grannländer etc.

Svenska Kraftnät har i olika sammanhang indikerat att ca 10 TWh tillkommande vindkraft bör kunna hanteras inom befintligt nät genom motköp, d.v.s. utan att några mer omfattande systemförstärkningsåtgärder blir aktuella. I detta avsnitt redovisas den analys som genomförts inom ramen för detta arbete för att verifiera denna siffra.

Snitt 2 i Mellansverige (se karta i avsnitt 3.3) är i dag dimensionerat för att kunna överföra i princip all vattenkraftsproduktion under ett normalår. Genom snitt 2 passerar idag elva stamnätsledningar, åtta på spänningsnivån 400 kV och tre på spänningsnivån 220 kV. Den maximala överföringskapaciteten beräknas kontinuerligt utgående från rådande driftsituation, och ligger vid intakt nät på ca 7000 MW.

Byggs vindkraft ut i norra Sverige kommer antalet timmar då överföringsgränsen i snitt 2 nås att öka. Detta leder i sin tur till att Svenska Kraftnät får ökade kostnader för motköp av produktion. Bedömningar av framtida begränsningar och ökande motköpskostnader gör det ekonomiskt motiverat att förstärka nätet. En storskalig vindkraftutbyggnad kommer att ske stegvis med anslutning av vindkraftparker successivt. Utvecklingen över tid följer dock en mer linjär kurva än Svenska Kraftnäts investeringar i stamnätet, som blir färre och större (i MW) än vindkraftetableringarna. Utmaningen för Svenska Kraftnät är att avgöra storleken och tidpunkten för nätinvesteringen utgående från, i ett tidigt skede, ofta okända förutsättningar som lokalisering, storlek på vindkraftsparken, tidpunkt för drifttagning. Bild 6 visar ett exempel på hur förstärkningen av stamnätet försöker matcha en ökande vindkraftutbyggnad. Som framgår av diagrammet resulterar

vindkraftutbyggnaden initialt i ökade motköpskostnader för Svenska Kraftnät. Vid en viss tidpunkt görs en nätinvestering som ökar kapaciteten i nätet och skapar ett kapacitetsöverskott. Fortsätter vindkraftutbyggnaden upprepas situationen.

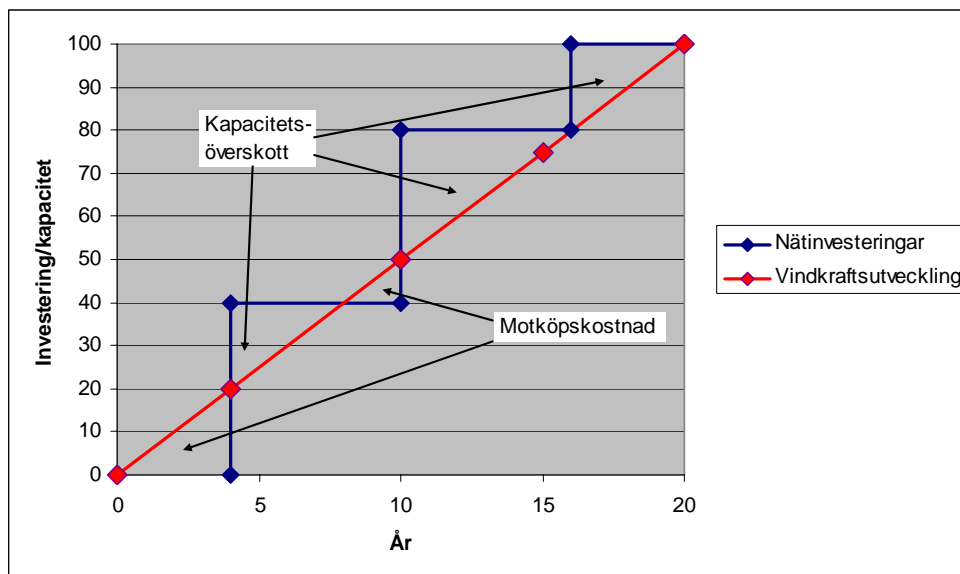


Bild 6. Schematiskt samband mellan nätinvesteringar och motköpskostnader

I dag överförs omkring 30 TWh per år, se tabell 1, från norr till söder genom snitt 2.

År	Överföring TWh
2004	23,9
2005	34,1
2006	23,5
2007	25,1

Tabell 1. Energiöverföring norr – söder genom snitt 2, 2004 – 2007

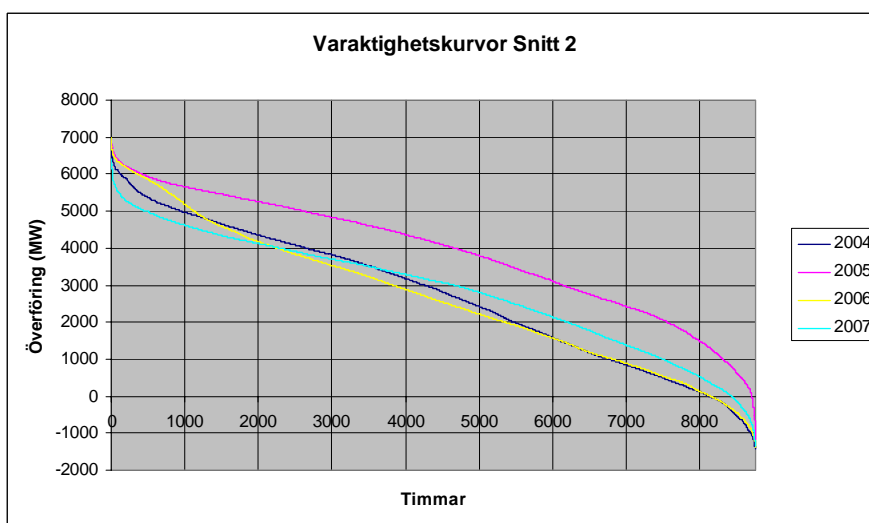


Bild 7: Varaktighetskurvor snitt 2, 2004 – 2007

Av bild 7 ovan framgår att det inte finns någon prima ledig kapacitet i snitt 2 för överföring av effekt. D.v.s. vid ett antal av årets timmar utnyttjas snittet till sin maximala kapacitet. Däremot finns möjlighet att överföra energi under en stor del av året. Av diagrammet ovan framgår även att bortsett från år 2005, som var ett våtår, fanns över 2000 MW ledig kapacitet ca 90 % av tiden. Vid resterande 10 % rådde alltså hög överföring och liten ledig kapacitet. Dessa timmar med överföringar större än 5000 MW redovisas i nedanstående bild 8.

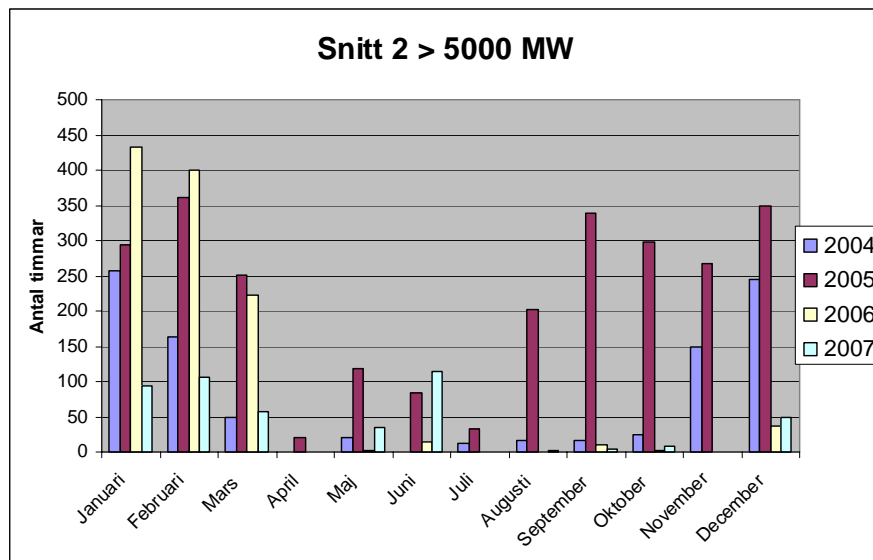


Bild 8: Antal timmar med överföringar större än 5000 MW genom snitt 2, 2004 - 2007

Som framgår är de riktigt höga överföringarna vanligast under de kalla månaderna september – mars.

Överföringsmönstret ovan beror framförallt på överföring av vattenkraftsproduktionen i norra Sverige till förbrukningscentra i söder. Intressant är då hur kommande vindkraftsproduktion sammanlagras med detta produktions- och överföringsmönster som vattenkraften skapar. I denna analys har fokus lagts på behovet av förstärkning av snitt 2 och därmed är vindkraft norr om snitt 2 intressant. Genom [9] finns tillgång till beräknade timserier från vindkraftsproduktion på en mängd olika platser i Sverige. För att bedöma sammanlagringseffekter har tre fiktiva vindkraftsparker analyserats (i Hälsingland vid kusten, i Jämtland på kalfjäll samt i Norrbotten på kalfjäll). De data som analyserats gäller för året 2000 som var ett relativt normalt år då det gäller vindtillgång.

I bild 9 nedan visas hur den totala vindkraftsproduktionen från de tre platserna fördelar sig per månad, uttryckt i procent av den årliga produktionen.

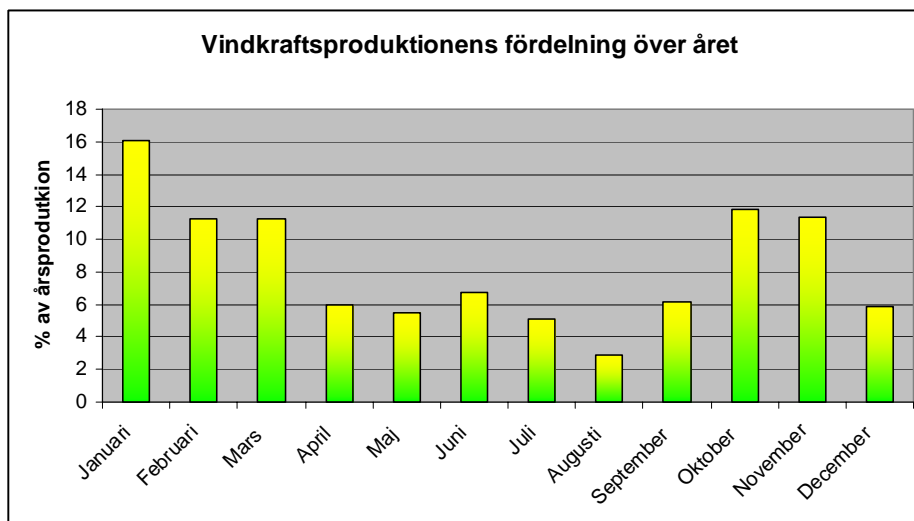


Bild 9: Fördelning över året av vindkraftproduktionen från de tre platserna ovan

I januari produceras alltså ca 16 % av den årliga vindkraftsproduktionen och under perioden oktober – mars ca 70 % av den totala årsproduktionen.

Av bild 10 framgår hur många timmar, i respektive månad, som vindkraftsproduktionen från de tre anläggningarna är större än halva installerade kapaciteten. En jämförelse mellan bilderna 8 och 10 visar att de tidpunkter då vindkraften producerar som mest sammanfaller med tidpunkterna med hög överföring i snitt 2. Hög överföring i snitt 2 innebär hög vattenkraftproduktion i norra Sverige. D.v.s. vattenkraften producerar samtidigt som det blåser och man har hög vindkraftproduktion. Sammanlagringen av vind- och vattenkraftproduktionen har alltså inget gynnsamt mönster.

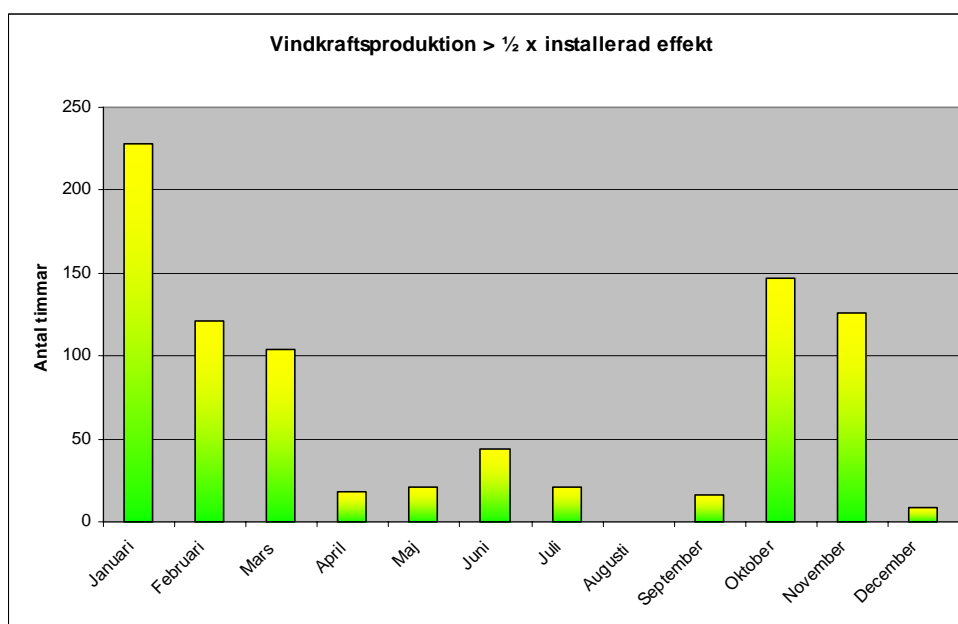


Bild 10: Fördelning över året av antalet timmar med hög vindkraftproduktionen

Initialt hanterar Svenska Kraftnät begränsningar i överföringsförmågan genom mothandel (se avsnitt 3.4). I takt med att utbyggnaden av vindkraft ökar kommer

kostnaderna för motköp att öka och så småningom blir det motiverat att förstärka nätet.

För att få en uppfattning om hur antalet flaskhalstimmar ökar då 10 TWh respektive 30 TWh vindkraft finns etablerat har simuleringar utförts i verktyget EMPS/Samlast. EMPS/Samlast är en kombination av marknadsmodellen EFT's Multiarea Power Scheduling model (EMPS) och en belastningsfördelningsmodell där det nordiska transmissionsnätet är inkluderat. Modellen optimerar produktion och kraftutbyten för att försörja förbrukningen.

Introduktionen av vindkraften kommer naturligtvis att påverka hur vattenkraftproduktionen planeras och körs. Inom vissa ramar kan vatten sparas då det blåser för att användas då vindkraften inte producerar. Att addera den tillkommande vindkraftproduktionen till den historiska överföringen i snitt 2 enligt ovan blir därför inte helt korrekt. Bild 11 visar simuleringsresultat från EMPS/Samlast med 24 TWh vindkraft norr om snitt 2 (scenario B1). En jämförelse med bild 8 visar tydligt att vattenkraften vintertid anpassar sig efter vindkraftproduktionen som har lägre marginalkostnad.

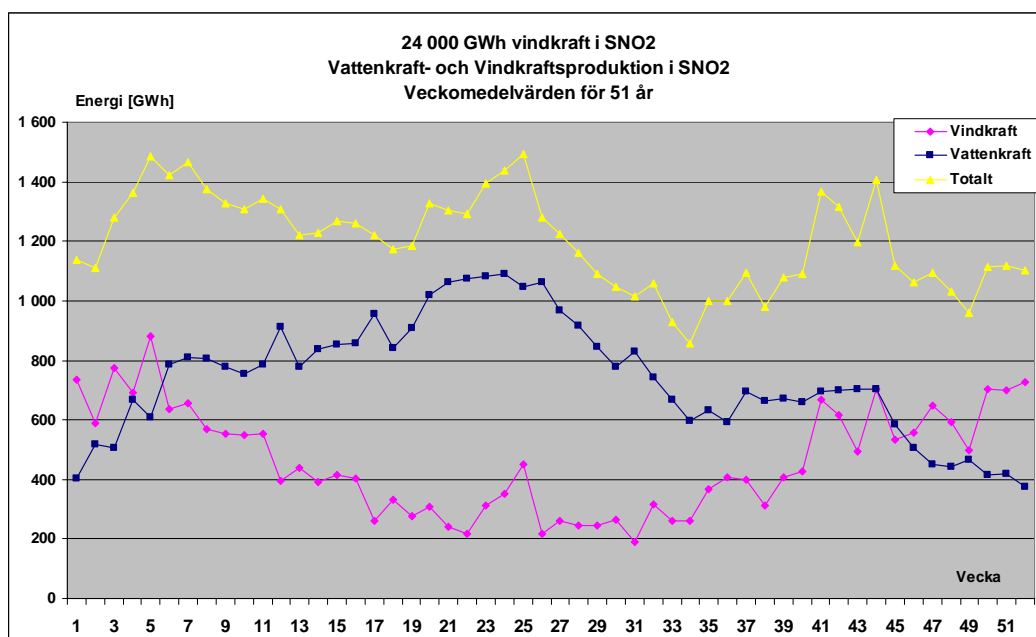


Bild 11: Simuleringsresultat för scenario B1 (24 TWh vindkraft norr om snitt 2).

I bilaga 3 redovisas resultaten av simuleringarna. I tabell 2 visas resultaten för scenario B1 och B2 (30 TWh vindkraft, se avsnitt 4.1) som jämförs med en situation där ingen vindkraft finns i systemet. Simuleringarna har utförts för ett år med normala hydrologiska förhållanden samt för torrår respektive våår. Resultaten är ”icke överförd energi” på grund av flaskhalsar i snitt 2 uttryckt i TWh. Nätet i modellen har kompletterats med Nordels fem strategiska projekt (Fenno-Skan 2, Nea – Järpströmmen, SydVästlänken, Stora Bält och Skagerak 4) som antas vara etablerade då 30 TWh vindkraft byggs ut i Sverige.



	Icke överförd energi (TWh) genom snitt 2 på grund av flaskhalsar		
	Ingen vindkraft i systemet	Scenario B1 (24/6 TWh norr/söder)	Scenario B2 (15/15 TWh norr/söder)
Medelår	0,074	1,93	0,47
Torrår	0	1,38	0
Vårår	0,145	2,99	1,11

Tabell 2. Analysresultat. Icke överförd energi för scenario B1 och B3 på grund av flaskhalsar

Av tabellen framgår att vid en utbyggnad av 30 TWh enligt scenario B1 kommer ca 1,9 TWh av energin inte att kunna överföras under ett medelår i hydrologiskt avseende. Under våår ökar siffran till knappt 3 TWh.

Under ett medelår för scenario B1 uppstår flaskhalsar i snitt 2 under 1087 timmar. Detta innebär att det genomsnittliga behovet av ytterligare kapacitet i snitt 2 blir  $(1,93 \text{E}6 / 1087)$  ca 1 800 MW. Denna kapacitetsökning skulle kunna åstadkommas genom att etablera två HVDC förbindelser genom snitt 2. Eventuellt måste då dessa utgå från Luleälven och dras åtminstone ned till Mälardalen, en sträcka på ca 850 km. En grov uppskattning av kostnaden för en sådan förbindelse är 3 Mkr/km luftledning. Utöver luftledningen tillkommer ca 1 100 Mkr för omriktarstationerna, dvs. totalt ca 7 300 Mkr för två HVDC-förbindelser. Motsvarande beräkning för scenario B2 indikerar ett något lägre behov av ytterligare kapacitet, ca 1 500 MW. Energimängden som inte överförs på grund av flaskhalsar (se bilaga 3) ger tillsammans med investeringskostnaden ovan en uppfattning om när det blir motiverat att förstärka kapaciteten i snitt 2. Analysen pekar på att systemförstärkningar blir aktuella i scenario B1 och B2.

Det genomsnittliga behovet av kapacitet ovan skall betraktas som en grov uppskattning. Mer detaljerade analyser behöver göras då det är känt hur stor vindkraftsutbygganden i Sverige och Norden blir, samt var i systemet den ansluts. Resultaten från de effektbalanser som analyserats i avsnitt 5.7 avseende behov av ökad kapacitet kan ses som maximalt behov. För scenarierna B1 och B2 anges där en kapacitetsökning med upp till 2 600 MW för att effekt inte ska stängas in bakom snitt 2. Slutsatsen av detta är att med en vindkraftsutbyggnad på 30 TWh med stor etablering i norra Sverige (scenario B1 och B2) krävs en utbyggnad av transmissionskapaciteten genom snitt 2 på mellan ca 1 500 MW – 2 600 MW.

Sker vindkraftetableringen till stor del i södra Sverige måste dessutom kapacitet i snitten motsvarande storleken av den frekvensstyrda normaldriftreserven reserveras. Av denna anledning kan systemförstärkningar även bli aktuella i scenario B3.

Resultaten för scenarierna A1 - A3 pekar på att vi i snitt 2 kapacitetsmässigt kan hantera 10 TWh tillkommande vindkraft under ett medelår, d.v.s. det blir mer ekonomiskt att mothandla de ökade begränsningar som uppkommer jämfört med att etablera en ny överföringsförbindelse. Ökad nyttjandegrad och därmed svårigheter att kunna ta avbrott för årligt underhåll av existerande ledningar kan dock medföra ytterligare utbyggnadsbehov. Fördjupade studier krävs för att klarlägga detta. Även andra, mindre kostsamma typer av kapacitetshöjande åtgärder kommer att bli aktuella redan vid introduktion av 10 TWh vindkraft. Detta kan inkludera ombyggnader av befintliga ställverk, seriekompensering av kraftledningar och uppgraderingar av

befintliga ledningar. Kostnaderna för dessa tillsammans uppskattas dock inte överstiga 1000 Mkr.

En ny förbindelse genom snitt 2 skulle på en del av sträckan sannolikt kunna byggas i en befintlig ledningsgata för en befintlig 220 kV ledning som avvecklas. Trots detta kommer denna tillkommande infrastruktur naturligtvis att innebära betydande miljöintrång. Olika miljöintressen står då mot varandra. Å ena sidan globala miljöhänsyn med ökad förnybar elproduktion som sker till priset av markintrång för nya ledningar.

En förutsättning för storskalig vindkraftsutbyggnad är att det är tillståndsmässigt möjligt att etablera nya kraftledningar inom en rimlig tid. Om inte måste Svenska Kraftnät få klara besked i tillräckligt god tid om var och hur mycket vindkraft som kommer att byggas. Alternativet är att Svenska Kraftnät ges möjlighet att påverka lokaliseringarna av vindkraftparkerna.

Svenska Kraftnät anser i detta sammanhang att möjligheten att skapa incitament för etablering av ny förnybar produktion i södra Sverige bör övervägas. Ett tänkbart tillvägagångssätt skulle då kunna vara att anpassa elcertifikatsystemet så att ett sådant incitament skapas. Detta skulle då reducera de samhällsekonomiska konsekvenserna genom att investeringsbehovet i stamnätet skulle reduceras.

Om Svenska Kraftnät investerar för att öka kapaciteten i snitt 2 på grund av utbyggnad av vindkraft kommer även behovet av kapacitet på stamnätet i södra delen av landet (snitt 4) öka. Det planerade projektet SydVästlänken (se [www.svk.se](http://www.svk.se) för mer information) kommer att bidra till väsentligt ökad kapacitet i snitt 4, men etableras samtidigt nya förbindelser till kontinenten kommer ytterligare förstärkningsåtgärder så småningom att krävas.

### 6.3 Tekniska krav på vindkraftverk

Den tekniska utvecklingen inom vindkraftsområdet går snabbt. Vindkraftverken blir alltmer sofistikerade och tekniskt avancerade. Tidigare byggdes enklare typer av vindkraftverk direktanslutna till elnätet där nätfrekvensen styrde varvtalet. Nu finns vindkraftverk på marknaden där omriktare gör att vindkraftverken inte längre är synkront ihopkopplade med nätet. Dessa moderna vindkraftverk har bättre egenskaper sett ur elnätets perspektiv. Bland annat kan det reaktiva effektutbytet från vindkraftverket styras.

Svenska Kraftnäts föreskrifter och allmänna råd om driftsäkerhetsteknisk utformning av produktionsanläggningar (SvK:s 2005:2) trädde i kraft den 1 januari 2006. Föreskrifterna ställer tekniska krav på bland annat vindkraftverk och vindkraftgrupper som ansluts till elnätet. Kraven avser störningstålighet, spänningsreglering, effekreglering, avställning och start, kommunikation och styrbarhet samt verifiering och dokumentation. Syftet med föreskrifterna är att säkerställa att kraftsystemets höga driftsäkerhet bibehålls. Vid en storskalig introduktion av vindkraft är det mycket viktigt att vindkraftverken uppfyller de ställda tekniska kraven. Mot bakgrund av den snabba tekniska utvecklingen inom vindkraftstekniken och på grund av den förväntade storskaliga introduktionen av vindkraft finns skäl att överväga om föreskriftskraven gällande vindkraft bör ses över inom några år.

För att illustrera behovet av föreskrifterna kan störningen som ägde rum i det kontinentala elsystemet den 4 november 2006 nämnas. Störningen ledde till att ca 16 700 MW förbrukning kopplades bort. I UCTE<sup>2</sup>:s rapport<sup>3</sup> angående störningen anges att de systemansvariga företagens avsaknad av styrbarhet av vindkraft försvårade arbetet med återuppbyggnaden av systemet.

I Svenska Kraftnäts föreskrifter ställs krav på styrbarhet av vindkraft.

## 7 Samhällsekonomiska konsekvenser

De samhällsekonomiska konsekvenser som identifierats i ett stamnätsperspektiv utgörs av ökade investeringskostnader och ökade kostnader för balanshållning och reglering.

### Investeringar

Som beskrivits i tidigare avsnitt kommer en storskalig utbyggnad av vindkraften att kräva investeringar i stamnätet. Hur stora de blir och var är beroende på hur mycket vindkraft som kommer att byggas och var den lokaliseras. Ett ”värsta” scenario ur investeringssynpunkt för stamnätet innebär en stor vindkraftutbyggnad i norra Sverige som medför ett behov av att förstärka stamnätets nord-sydgående kapacitet. Totalt sett kan det handla om ett investeringsbehov på i storleksordningen 10 miljarder kr.

En utveckling som skulle förstärka ett sådant scenario är de planer som finns på en storskalig utbyggnad också i norra Norge. Även om Statnett förstärker det norska stamnätet så kommer en sådan utbyggnad ytterligare att påverka det svenska stamnätet i samma riktning, d.v.s. ett investeringsbehov i nord-sydlig riktning.

Under utbyggnadsfasen av vindkraften kommer också Svenska Kraftnäts kostnader för mothandel att öka.

Kostnaderna för balanshållning och de ökade kostnaderna för reglering i olika former är betydligt svårare att uppskatta och redovisas nedan som bedömningar utgående ifrån erfarenheter från dagens system.

### Balanshållning

I Danmark utgör balanskostnaderna genomsnittligt ca 2 öre per kWh producerad vindkraft. En vindkraftutbyggnad på 30 TWh i Sverige skulle med motsvarande siffror medföra en ökning av våra balanskostnader med ca 600 miljoner kronor per år, vilket kapitaliserat motsvarar ca 9 miljarder kronor (5 % och 30 år). I ett system med högre vindkraftandel blir kostnaden högre. Så länge det finns tillräcklig produktionskapacitet för att säkerställa balans i höglastsituationer kommer det i princip att vara möjligt att genomföra den nödvändiga balanseringen. I det svenska systemet med en stor andel vattenkraft bör balanseringen kunna göras lättare än i Danmark och balanskostnaderna bör då bli lägre. Under antagande att vår kostnad

---

<sup>2</sup> UCTE är det kontinentala Europas samarbetsorganisation för stamnätsföretag (Union for the co-ordination of transmission of electricity).

<sup>3</sup> Rapporten finns att hämta via UCTE:s hemsida: [www.ucte.org](http://www.ucte.org)

skulle vara hälften så stor som den danska, d.v.s. 1 öre/kWh, innebär det en kostnad på 4,5 miljarder kronor kapitaliserat.

#### Reglering

I avsnitt 5 beskrevs hur behovet av reglerförmåga kommer att förändras vid en storskalig introduktion av vindkraft. Behovet av reglerförmåga i form av reserver för olika situationer kommer att öka.

För en utbyggnad på 30 TWh beräknas det totalt utökade reglerbehovet uppgå till mellan 4 200 och 5 300 MW. Vid en utbyggnad på 10 TWh bedöms ökningen av det totala reglerbehovet uppgå till mellan 1 400 och 1 800 MW.

Med utgångspunkt från de kostnader som Svenska Kraftnät idag har för reserver kan följande bedömning av kostnadsökningar göras.

De fasta kostnaderna för effektreserven vinterperioden år 2007/2008 uppgick till 60 000 kr per MW. Det skulle innebära att de ökade kostnaderna uppgår till ca 450 Mkr per år för reserverna av långsam karaktär som krävs vid en vindkraftsutbyggnad på 30 TWh. Till detta kommer även rörliga kostnader vid aktivering av reserverna. Motsvarande kostnadsökning för de momentana reserverna kan uppskattas till 170 Mkr per år.

En ökad prognososäkerhet kommer att innebära ett ökat behov av reservationer av kapacitet i systemet för reglerkraft, mothandel eller snittavlastning. Resultatet av detta är att utrymmet för handel på elspotmarknaden reduceras. Konsekvenserna av detta är ökande prisområdesskillnader på Elspot och en större marknad för Elbas. Ökande prisområdesskillnader utgör en påverkan på samhällsekonomin.

Om utbyggnaden blir så stor att annan basproduktion, t.ex. kärnkraft, behöver delta i dygns- och veckoregleringen av vindkraften innebär det att effektiviteten i driften av anläggningarna försämras. Kostnaderna för detta kommer att avspeglas i priset på de reglerbud som Svenska Kraftnät behöver anlita.

Totalt bedöms dessa kostnader för balanshållning och reglering komma att uppgå till i storleksordningen 15 miljarder kronor kapitaliserat (beräknat efter 30 år och 5 %).

Vid en stor vindkraftsutbyggnad med tyngdpunkten förlagd i norr (scenario B1) kan den sammanlagda kostnaden för ökat investerings- och reglerbehov uppskattas till ca 25 miljarder kronor (kapitaliserat 30 år, 5 %). Till detta kommer kostnader för ökade överföringsförluster i näten, uppskattningsvis ca 500 miljoner kronor per år eller 7,5 miljarder kronor kapitaliserat. Detta kan relateras till den investeringskostnad som uppskattats för utbyggnaden av 30 TWh vindkraft, vilken uppgår till ca 150 miljarder kronor (enligt Elforsks rapport 08:17, ca 13 Mkr/MW vindkraft [5]).

## 8 Slutsatser

I denna rapport har följande slutsatser och åtgärder identifierats för att möjliggöra en storskalig utbyggnad av vindkraft i Sverige.

- En storskalig utbyggnad av vindkraft i Sverige och norra Europa kommer att ta ytterligare vattenkraftsresurser i anspråk för reglering. Vattenkraften måste fullt ut kunna utnyttjas som reglerresurs. Därför finns det skäl att uppmärksamma att nya miljödomar (vattendomar) tenderar att reglera vattenkraften allt hårdare.
- Konflikter uppstår mellan lokala och globala miljöhänsyn såväl vid etablering av vindkraftsparker som kring vattenkraftens reglerförmåga. Inskränkningar i den senare kan leda till ökad användning av fossileldade kraftstationer med påföljd att delar av vindkraftens bidrag till den globala miljöutvecklingen går förlorad.
- Även vindkraften bör vara delaktig i balansregleringen och vindkraftverken bör utformas med hänsynstagande till detta.
- Under vissa låglastsituationer kan det finnas risk för brist på effektiva nedregleringsalternativ, eftersom merparten av den reglerbara vattenkraften inte kan förväntas vara aktiverad i elspotmarknaden. Detta kan t.ex. vara fallet nattetid under sommarhalvåret. I sådana situationer kan kostnaderna för att genomföra regleringar bli omfattande
- Möjligheterna för förbrukarsidan att vara med och delta i regleringen måste utvecklas. Introduktion av timmätning är viktig i ett sådant perspektiv.
- Om elbilar införs är det viktigt att laddsystemen redan från början utformas så att de kan användas som en reglerresurs.
- Utbyggnaden av vindkraft kommer att skapa ett överskott i energibalansen i Sverige och Norden. Såväl exporten som regleringsbehovet kommer att påverka investeringsbehovet.
- Under ett år går överföringssnitten fulla under ett antal timmar. Övrig tid finns möjlighet att överföra tillkommande energiproduktion.
- En storskalig utbyggnad av vindkraft kommer att ställa ökade krav på stamnätets överföringsförmåga. Beroende på storleken av utbyggnaden så kommer nya stamnätsledningar att behöva byggas.
- Den främsta gränssättande faktorn för vinkraftsutbyggnaden kommer inte att vara vindkraftverken utan ledningsnäten. Tillståndprocessen för kraftledningar måste därför ses över och förkortas.
- I den fysiska planeringen bör en tidig koordinering med nätföretagen om lämpliga lokaliseringar för vindkraften eftersträvas.
- På grund av vindkraftproduktionens stora variationer är det viktigt att eftersträva en så stor geografisk spridning av anläggningarna som möjligt för att minska balanskraftsbehovet.
- För kraftsystemet i stort är det tekniskt och ekonomiskt mer gynnsamt med utbyggnad i de södra delarna av landet. Svenska Kraftnät anser att man bör överväga att låta detta förhållande avspeglas i incitamenten för att bygga förnybar elproduktion d.v.s. i certifikatsystemet.

- Vindkraften måste anslutas till nätet på optimal spänningsnivå. Förändringar i ellagen bör övervägas i syfte att reglera till vilken typ av nät som olika storlekar på vindkraftsanläggningar i normalfallet bör anslutas.
- Tariffsystemen bör därför ses över och koordineras för att motverka att tariffsystemen skapar incitament för att ny produktion ansluts till en för hög spänningsnivå.
- För att kunna bygga och underhålla vindkraftverk behövs vägar och likaså krävs kraftledningar för att överföra den producerade elen till förbrukarna. I glesbygd bör man eftersträva att lägga vindkraftverken i närheten av befintliga vägar och kraftledningar.

## 9 Referenser

- [1] Elåret 2007, Preliminära siffror, Svensk Energi
- [2] Rapport från Energimyndigheten, ”Elnätanslutning av vindkraft till lokal-, region-, och stamnätet” (ER 2007:33)
- [3] Rapport från Energimyndigheten, ”Nytt planeringsmål för vindkraften” (ER 2007:45)
- [4] Prognoser för utsläpp och upptag av växthusgaser – Delrapport 1 i Energimyndighetens och Naturvårdsverkets underlag till Kontrollstation 2008. (ER 2007:27)
- [5] Elforsks rapport 08:17 ”Vindkraft i framtiden – Möjlig utveckling i Sverige till 2020”
- [6] Svensk Vindkrafts rapport ”Med vindkraft i tankarna”
- [7] Elforsks rapport 05:19 ”4 000 MW Wind Power in Sweden, Impact on Regulation and Reserve Requirements”
- [8] Betänkande av Nätanslutningsutredningen SOU 2008:13 ”Bättre kontakt via nätet”
- [9] Elforskrapport 04:34 ”Effektvariationer av vindkraft”

## Bilaga 1 – Driftsreserver

### Förbrukning

Den dagliga förbrukningsprognosen ligger som grund för den timvisa planeringen av utnyttjningen av de enskilda produktionsanläggningarna. Den timvisa förbrukningsprognosen beräknas med hjälp av typdygn och prognostiserad temperatur för det kommande driftdygnet.

Tillsammans med tillgänglighet hos anläggningarna, aktuella produktionsplaner, prisbilden i omvärlden, vattendomar och tillgängliga utlandsförbindelser bestämmer förbrukningen utnyttjningen av interna och externa snittöverföringar. Den maximala kapaciteten för både interna och externa snitt sätter gränsen för hur stor produktionen i varje område kan vara i varje ögonblick. Om gränser överskrids måste alternativ reservproduktion som minskar effektflödet startas upp. Denna produktion är oftast väsentligt dyrare än den planerade.

Gränsöverskridande kan ske p.g.a. felplanering eller oförutsedda händelser som nät- eller produktionsanläggningsfel.

### Frekvensreglering i normaldrift

El produceras i samma ögonblick som den konsumeras. Då konsumtionen delvis är stokastisk och kan variera snabbt måste produktionsförändringar till vissa delar ske automatiskt för att frekvensen skall hållas inom tillåtet område. Den automatiska frekvensregleringen benämns **frekvensstyrd normaldriftsreserv** och definieras som den momentana tillgängliga aktiva effekten som disponeras för frekvensreglering inom området 49,9 - 50,1 Hz och som aktiveras automatisk av nätfrekvensen. Det är alltså denna typ av reserv som automatiskt, utan operatörsingrepp, ser till att frekvensen varierar kring 50,0 Hz under normaldrift. Vid stora förändringar av förbrukningen måste dock operatörer starta eller stoppa produktionsanläggningar.

Den *frekvensstyrda normaldriftsreserven* skall vara minst 600 MW vid 50,0 Hz för det nordiska synkronsystemet. Den skall vara helt aktiverad vid  $f = 49,9$  eller  $50,1$  Hz ( $\Delta f = \pm 0,1$  Hz) beroende på om upp eller nedreglering av produktion krävs.

Vid en snabb frekvensförändring till 49,9 eller 50,1 Hz skall reserven vara upp/nedreglerad inom 2-3 minuter. Den *frekvensstyrda normaldriftsreserven* fördelas mellan *delsystemen* inom *synkronsystemet* efter *årsförbrukningen* (totalförbrukning exkl. kraftverkens egen förbrukning) för föregående år.

Den faktiska fördelningen av den *frekvensstyrda normaldriftsreserven* mellan *delsystemen* skall revideras varje år innan den 1 mars utifrån *årsförbrukningen* föregående år och avrundas till närmaste tiotal. *Årsförbrukningen* skall anges i TWh med en decimals noggrannhet.

Varje *delsystem* skall ha minst 2/3 av *frekvensstyrd normaldriftsreserv* inom eget system i händelse av uppsplittring och isolerad ödrift.



För 2007 gällde följande fördelning:

	Årsförbrukning 2005 (TWh)	Frekvensstyrd normaldriftreserv (MW)
Östdanmark	14,5	23
Finland	90,0	145
Norge	122,6	197
Sverige	146,4	235
Synkronsystemet	373,5	600

Tabell X.1 Fördelning av frekvensstyrd normaldriftreserv inom NORDEL.

Kravet på *frekvensstyrd* normaldriftreserv medför ett krav på reglerstyrka (produktionens förändringsförmåga beroende av nätets frekvens (MW/Hz)) i systemet på 6000 MW/Hz.

### Störningsreserver

**Frekvensstyrd störningsreserv** är momentan tillgänglig aktiv effekt som disponeras för frekvensreglering inom området 49,9 - 49,5 Hz och som aktiveras automatisk av nätfrekvensen. Denna frekvensreserv aktiveras automatiskt vid en störning som medför att frekvensen sjunker under 49,9 Hz.

Det skall finnas en *frekvensstyrd störningsreserv* av en sådan storlek och sammansättning att *dimensionerande fel*, d.v.s. bortfall av den största produktionsanläggningen som är i drift, inte skall medföra en frekvens under 49,5 Hz i det nordiska *synkronsystemet*.

Med hänsyn taget till förbrukningens frekvensberoende innebär ovanstående krav att den sammanlagda *frekvensstyrda störningsreserven* skall uppgå till en effekt lika med *dimensionerande fel* minskat med 200 MW. Minskningen med 200 MW beror på förbrukningens frekvensberoende, d.v.s. när frekvensen sjunker så sjunker även förbrukningen.

Den totala *frekvensstyrda störningsreserven* skall kunna utnyttjas till dess att *snabb aktiv störningsreserv* är aktiverad.

Uppreglering av den *frekvensstyrda störningsreserven* skall inte medföra andra problem i kraftsystemet. När *överföringskapaciteten* sätts, skall hänsyn tas till lokaliseringen av den *frekvensstyrda störningsreserven*. Varje *delsystem* skall ha minst 2/3 av *frekvensstyrd störningsreserv* inom eget system i händelse av uppsplittring och isolerad ödrift.

*Frekvensstyrd störningsreserv* skall aktiveras vid 49,9 Hz och vara fullständigt aktiverad vid 49,5 Hz. Den skall öka så gott som linjärt genom frekvensbandet 49,9-49,5 Hz. Huvuddelen av såväl *frekvensstyrd störningsreserv* som den *frekvensstyrda normaldriftreserven* uppnås genom den automatiska frekvensregleringen för produktionsanläggningar. För att tillmötesgå ovanstående krav bör målsättningen för respektive *systemansvarig* vara att ställa krav på turbinregulatorernas inställning, t.ex. i form av krav på reglertidskonstant. Det bör även finnas möjlighet till uppföljning och kontroll.

Avtalad automatisk *förbrukningsfrånkoppling* som t.ex. industri-, fjärrvärme- och elpanneförbrukning vid frekvensfall ned till 49,5 Hz kan räknas in i *frekvensstyrd störningsreserv*. Följande krav gäller dock:

*Förbrukningsfrånkoppling* kan användas som *frekvensstyrd störningsreserv* i frekvensområdet 49,9 Hz till 49,5 Hz, när *förbrukningsfrånkoppling* uppfyller samma tekniska krav som ställs för generatorer.

Vid ett frekvensfall till 49,5 Hz, orsakat av ett momentant produktionsbortfall skall:

- 50 % av den *frekvensstyrda störningsreserven* i varje *delsystem* vara uppreglerad inom 5 sekunder
- 100 % av den *frekvensstyrda störningsreserven* vara uppreglerad inom 30 sekunder.

Fördelningen av kravet för den *frekvensstyrda störningsreserven* mellan *delsystemen* i det *sammankopplade nordiska kraftsystemet* skall ske i proportion till det *dimensionerande felet* inom respektive *delsystem*. Fördelningen av kravet uppdateras en gång per vecka eller oftare vid behov. Exemplet nedan i tabellen visar hur fördelningen av kravet för den *frekvensstyrda störningsreserven* sker:

Dimensionerande fel (MW)		Frekvensstyrd störningsreserv. (MW)	Frekvensstyrd störningsres. (%)
Danmark	580	168	14,5
Finland	865	251	21,6
Norge	1 200	348	30,0
Sverige	1 360	394	34,0
<b>Totalt</b>		<b>1 160</b>	<b>100</b>

Tabell X.2 Fördelning av frekvensstyrd störningsreserv inom NORDEL.

**Snabb aktiv störningsreserv** är manuell reserv tillgänglig inom 15 minuter vid bortfall av enskild huvudkomponent (produktionsenhet, ledning, transformator, samlingsskena etc.). Återställer *frekvensstyrd störningsreserv*.

*Snabb aktiv störningsreserv* skall finnas för att återskapa *frekvensstyrd normaldriftreserv* och *frekvensstyrd störningsreserv* när dessa reserver utnyttjats eller fallit bort samt för att återföra överföringar inom gällande gränser efter störningar.

*Snabb aktiv störningsreserv* skall vara tillgänglig inom 15 minuter.

*Snabb aktiv störningsreserv* skall finnas i den omfattning och vara lokaliserad så att systemet kan föras tillbaka till *normal drift* efter fel. Storleken på den *snabba aktiva störningsreserven* bestäms av det enskilda *delsystemets* värdering av det lokala behovet. *Flaskbalsar* i nätet, *dimensionerande fel* och liknande ingår i värderingen härav.

De *systemansvariga* har genom avtal eller eget ägande försäkrat sig om *snabb aktiv störningsreserv*. Denna reserv består av gasturbiner, värmekraft, vattenkraft och *förbrukningsfrånkoppling*. I runda tal har Fingrid 1 000 MW, Svenska Kraftnät 1 200 MW, Energinet.dk 600 MW i Östdanmark (där 300 MW är *långsam aktiv störningsreserv*

som vid speciella tillfällen kan göras snabb), Energinet.dk 620 MW i Västdanmark och Statnett 1 600 MW.

Vid behov kan ett *delsystem* hålla en viss del av *snabb aktiv störningsreserv* för ett annat *delsystem*, om det finns ledig *överföringskapacitet* för det. Sådan reservhållning avtalas mellan berörda *delsystems systemansvariga* vid varje tillfälle och samtliga *systemansvariga* skall informeras om detta.

De *systemansvariga* har genom avtal eller eget ägande försäkrat sig om *snabb aktiv störningsreserv*. Denna reserv består av gasturbiner, värmekraft, vattenkraft och *förbrukningsfrånkoppling*. I runda tal har Fingrid 1 000 MW, Svenska Kraftnät 1 200 MW, Energinet.dk 600 MW i Östdanmark (där 300 MW är *långsam aktiv störningsreserv* som vid speciella tillfällen kan göras snabb), Energinet.dk 620 MW i Västdanmark och Statnett 1 600 MW.

**Långsam aktiv störningsreserv** är aktiv effekt tillgänglig efter 15 minuter.

**Snabb aktiv prognosreserv** är manuell aktiv reserv för reglering av prognosfel för förbrukning och produktion.

### **Kapacitetbestämning**

Stationära och dynamiska simuleringar av det aktuella överföringssystemet bestämmer hur mycket systemet kan belastas under varje timme i det kommande driftdygnet. Det utrymme som finns kvar mellan den maximala kapaciteten och prognostiserad överföring för att täcka den interna förbrukningen i varje internt snitt tilldelas Nordpool som med hänsyn till prisbilden fördelar ledig kapacitet mellan intressenterna.

Finns större efterfrågan på effekt än vad kapaciteten tillåter måste effektfödet begränsas. En sådan begränsning sker efter överenskomna fördelningsprinciper t.ex. efter den termiska överföringsförmågan på de aktuella överföringsförbindelserna.

## Bilaga 2 – Vindkraftens utveckling i Sverige

Riksdagen har antagit ett mål om att det år 2015 ska vara möjligt att producera 10 TWh per år med vindkraft som energikälla. En elproduktion på 10 TWh per år innebär ungefär en total effekt på ca 4000 MW, vilket kan jämföras med dagens installerade effekt på knappt 800 MW. Riksdagens mål innebär således en kraftigt ökad utbyggnad av vindkraften i Sverige.

Utredningar har gjorts (bl.a. Vindkraft i framtiden – Möjlig utveckling i Sverige till 2020, Elforsk rapport 08:17) som konstaterar att det finns en mycket stor teknisk potential till utbyggnad av vindkraft i Sverige eftersom Sverige är ett glesbefolkat land med goda vindförutsättningar.

Den ekonomiska potentialen är dock betydligt mindre och en avgörande faktor för hur mycket vindkraft som kommer att byggas är hur utformningen av elcertifikatsystemet kommer att se ut.

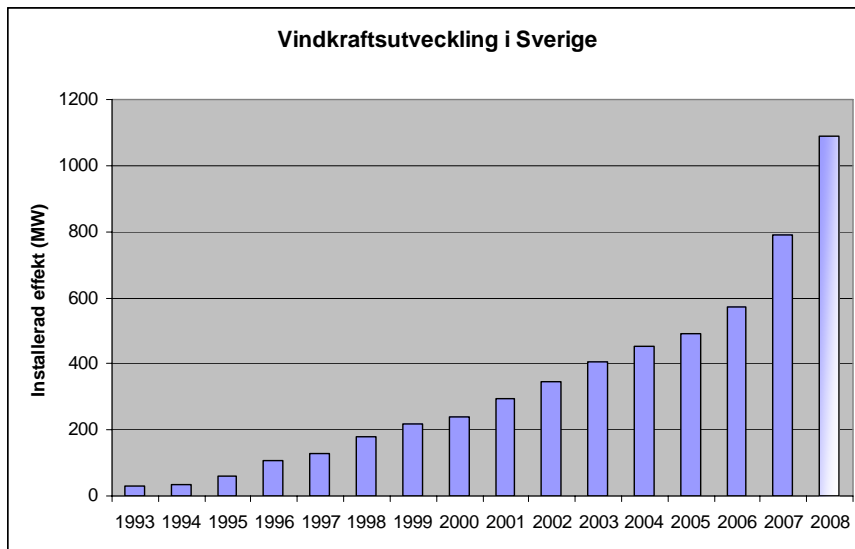
Det främsta verktyget för att få till stånd vindkraftsutbyggnad i Sverige är det s.k. elcertifikatsystemet. Producenterna av förnybar el tilldelas certifikat och elleverantörerna är skyldiga att förvärva ett visst antal elcertifikat i förhållande till deras kunders elanvändning. Inkomsten från elcertifikat tillfaller producenten och ska täcka den extra kostnad som det innebär att producera förnybar energi. Målet är att användningen av el från förnybara energikällor ska öka med 17 TWh från 2002 års nivå till år 2016.

Elcertifikatsystemet pågår till och med år 2030 och utgör det huvudsakliga stödet för vindkraftproducenter. Sedan tidigare finns även en miljöbonus som erhålls för varje vindkraftproducerad MWh. Detta system är dock planerat att fasas ut successivt och vara helt borttaget efter 2009.

Det konstateras i ett flertal rapporter (bl.a. Vindkraft i framtiden – Möjlig utveckling i Sverige till 2020, Elforsk rapport 08:17, Nätanslutningsutredningen Bättre kontakt via nätet, Söder 2008) att med dagens elcertifikatsystem kommer ca 10 TWh vindkraft att byggas. För att få till stånd en större utbyggnad måste stödsystemen göras om så att det möjliggör detta.

Den tekniska utvecklingen inom vindkraftområdet har varit stor. För tio år sedan tillverkades vindkraftverk med en effekt på några hundra kilowatt medan det i dag finns vindkraftverk på marknaden med kapacitet upp till 5 MW. Hittills har utbyggnaden i Sverige skett mest på land och då ofta i kustnära områden.

Vindkraftsutbyggnaden i Sverige åskådliggörs i nedanstående diagram. De senaste åren har utbyggnaden legat runt 50 MW per år, med undantag för förra året då 217 MW vindkraft installerades. Mycket tyder på att denna högre utbyggnadstakt kommer att bestå kommande år. Under år 2008 är en uppskattning att omkring 300 MW vindkraft installeras i Sverige.



Den svenska utbyggnaden av vindkraft är blygsam i internationell jämförelse. Den danska vindkraftskapaciteten var redan i början på 1990-talet väsentligt högre än den svenska. Den svenska vindkraftskapaciteten var då nästan lika stor som den i Tyskland och Spanien. Därefter har dock utbyggnaden i Tyskland och Spanien expanderat kraftigt och i en takt som vida överstiger den svenska. (Michanek och Söderholm).

I slutet av år 2007 var den totala vindkraftskapaciteten i Sverige knappt 800 MW medan motsvarande kapaciteter i Tyskland och Spanien var drygt 22200 MW respektive 15100 MW. (EWEA)

För några år sedan var den allmänna uppfattningen att en stor del av de nya vindkraftverken skulle förläggas till havs, främst i södra Sverige. En mer detaljerad vindkartering har emellertid visat att det finns fler gynnsamma vindlägen i norra Sverige än man tidigare trodde. Dessutom har priserna på havsbaserade vindkraftverk och kringutrustning ökat på grund av stor efterfrågan, liten konkurrens och ökade priser på råvaror.

För landbaserade vindkraftverk är konkurrensen större än för havsbaserade vindkraftverk där det i dag bara finns ett fåtal leverantörer. Det finns också vissa osäkerheter i tekniken för havsbaserad vindkraft. Detta sammantaget gör att det i dag bedöms som svårare att få lönsamhet i havsbaserad vindkraft vilket har lett till att fokus alltmer har flyttats till landbaserad vindkraft, och då även med större fokus på norra Sverige.

Den analys som är gjord i Elforsks rapport 08:17 "Vindkraft i framtiden – Möjlig utveckling i Sverige till 2020" pekar på olika positiva och negativa drivkrafter för en större utbyggnad av vindkraften.

Positiva drivkrafter för vindkraftutbyggnad är elcertifikatsystemet. Utan detta stöd skulle det inte vara lönsamt att bygga ut vindkraften. Olika nivåer på utsläppsrättspris får endast mycket liten påverkan på vindkraftsutbyggnaden. Andra faktorer som ger en större utbyggnad av vindkraft är högt biobränslepris, möjlighet att bygga på fler områden, och lägre investeringskostnader.

Dämpande faktorer för en utbyggnad av vindkraften är låga biobränslepriser, hög kalkylränta, mindre utbyggbar vindkraftpotential och högre investeringskostnader. Ett särskilt stöd behövs för att det ska bli lönsamt att bygga vindkraft till havs. Problem med nätanslutning anges inte som något som skulle dämpa eller begränsa utbyggnaden.

### Bilaga 3 – Sammanställning av simuleringsresultat, flaskhalsproblematik i snitt 2

Scenario		Icke överförd energi i snitt 2 på grund av flaskhalsar (MWh)	Antal timmar med flaskhalsar
Ingen vindkraft	Medelår	74 893	73
	Torrår	0	0
	Våtår	145 019	362
A1	Medelår	276 470	199
	Torrår	0	0
	Våtår	1 052 571	867
A2	Medelår	195 157	153
	Torrår	0	0
	Våtår	814 643	842
A3	Medelår	130 336	113
	Torrår	0	0
	Våtår	690 314	757
B1	Medelår	1 930 852	1 087
	Torrår	1 376 833	763
	Våtår	2 987 935	1 634
B2	Medelår	709 306	471
	Torrår	0	0
	Våtår	1 614 555	1 108
B3	Medelår	305 707	237
	Torrår	0	0
	Våtår	966 100	877

Förklaring av scenarier:

**Scenario A1:** 10 TWh vindkraft varav 8 TWh/2 TWh norr/söder om snitt 2  
**Scenario A2:** 10 TWh vindkraft varav 5 TWh/5 TWh norr/söder om snitt 2  
**Scenario A3:** 10 TWh vindkraft varav 2 TWh/8 TWh norr/söder om snitt 2  
  
**Scenario B1:** 30 TWh vindkraft varav 24 TWh/6 TWh norr/söder om snitt 2  
**Scenario B2:** 30 TWh vindkraft varav 15 TWh/15 TWh norr/söder om snitt 2  
**Scenario B3:** 30 TWh vindkraft varav 6 TWh/24 TWh norr/söder om snitt 2