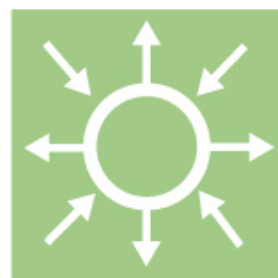


Balansering av vindkraft och vattenkraft i norra Sverige

Elforsk rapport 09:88



Mikael Amelin, Calle Englund, Andreas Fagerberg September 2009

Balansering av vindkraft och vattenkraft i norra Sverige

Elforsk rapport 09:88

Mikael Amelin, Calle Englund, Andreas Fagerberg September 2009

Förord

Den här rapporten utgör resultatet från Elforsk-projektet "Överföring av vindkraft och vattenkraft från norra Sverige" som har genomförts under ledning av Dr Mikael Amelin vid Avdelningen för elektriska energisystem, KTH, under våren 2009. Projektet utgör ett steg för att analysera konsekvenserna av en storskalig integrering av vindkraft i Sverige.

Projektet har finansierats av Skellefteå Kraft AB, Svenska Kraftnät, Umeå Energi AB, Vattenfall AB och Statens Energimyndighet. Projektet har också följs av en styrgrupp med följande medlemmar: Anna Persson, Johan Nilsson och Stefan Forsgren Skellefteå Kraft, Elisabet Norgren Svenska Kraftnät, Anders Persson Umeå Energi, Johan Gustafsson och Set Persson Vattenfall samt Anna Carlén Energimyndigheten. Elforsk tackar styrgruppen för värdefulla kommentarer och synpunkter.

Elforsk i september 2009

Lars Wrangsten

Programområde EI- och Värmeproduktion

Sammanfattning

Det finns idag planer på storskaliga vindkraftsatsningar både i Sverige och i våra grannländer. Elproduktionen från vindkraft varierar som bekant kontinuerligt och det är därför nödvändigt att balansera dessa variationer med annan kraftproduktion. I det nordiska elsystemet är vattenkraften väl lämpad för denna typ av balansering, men det finns naturligtvis en gräns för hur stora volymer vindkraft som kan balanseras av vattenkraften i ett givet område. Om vindkraftutbyggnaden överskrider denna gräns kan det bli aktuellt att förstärka överföringskapaciteten till närliggande områden för att undvika att behöva spilla vatten- eller vindkraft.

Denna rapport beskriver resultaten från en studie av vattenkraftens förmåga att balansera olika mängder vindkraft i norra Sverige. För att kunna genomföra en sådan analys har en modell av vattenkraftssystemet norr om snitt två tagits fram. Modellen omfattar 154 vattenkraftverk med en sammanlagd effekt på 13,2 GW, vilket motsvarar ungefär 80% av den installerade effekten i den svenska vattenkraften. I modellen är det möjligt att följa samspelet mellan vattenkraft, vindkraft, övriga kraftverk och last på timbasis. Vattenkraftsmodellen har gjorts så detaljerad som möjligt, och tar hänsyn till vattendomar, rinntider mellan kraftverk och andra fysiska begränsningar. Däremot har det inte varit möjligt att inom ramen för detta projekt utveckla tillräckligt detaljerade modeller av säsongs- och korttidsplanering. Även modelleringen av elmarknaden är starkt förenklad. Sammantaget leder detta till att modellen kan visa vilka tekniska möjligheter som finns att balansera vindkraftvariationer med vattenkraften, men det kommer att krävas fortsatt forskning för att studera hur mycket av denna reglerförmåga som kommer elmarknaden tillgodo vid olika utformningar av elmarknadens regelverk.

Modellen har använts i ett antal fallstudier för att studera hur stor reglerförmåga vattenkraften har vid en vindkraftutbyggnad på 1000, 4000, 8000 respektive 12000 MW. Det spill som uppstår i fallstudierna består till en överväldigande del av sådant spill som kan undvikas om man använder effektiva verktyg för framför allt säsongsplaneringen. Enbart i enstaka fall – och då framför allt vid en vindkraftutbyggnad på 12000 MW – uppstår spill på grund av att vattenkraften inte kan balansera vindkraftvariationerna. Slutsatsen av studien är därför att den existerande vattenkraften i norra Sverige har en mycket god reglerförmåga och att de befintliga kraftverken har tillräcklig stor effekt och är tillräckligt snabba för att balansera även stora volymer vindkraft. Utmaningen vid en storskalig vindkraftutbyggnad är snarare att finna avsättning för all elproduktion. Denna utmaning kan lösas med förbättrade planeringsverktyg, men det kan också bli lönsamt att göra investeringar i t.ex. utbyggd exportkapacitet från det studerade området, pumpkraft, flexibel elförbrukning och/eller styrning i andra kraftverk.

Summary

Today there are plans for large-scale wind power expansion in Sweden as well as in our neighbouring countries. The electricity generation from wind power is as is well known varying continuously and it is therefore necessary to balance these variations by other generation sources. In the Nordic system, hydro power is well suitable for this kind of balancing, but there is of course a limit to how large volumes of wind power that can be balanced by the hydro power in a given area. If the wind power expansion exceeds this limit it might be of interest to reinforce the transmission capability to adjacent areas to avoid being forced to spill hydro or wind power.

This report describes the results from a study of the capability of the hydro power to balance various amounts of wind power in Northern Sweden. To perform such an analysis, a model of the hydro power system north of cut two has been developed. The model includes 154 hydro power plants with a combined capacity of 13.2 GW, which corresponds to about 80% of the installed capacity of all hydro power in Sweden. The model makes it possible to follow the interplay between hydro power, wind power, other power plants and the load on an hourly basis. The hydro power model has been made as detailed as possible, and considers court decisions, water delay time between power plants and other physical limitations. However, it has not been possible within this project to develop sufficiently detailed models of season and short-term planning. Also the modelling of the electricity market is quite simplified. All in all, this results in a model which can show which technical possibilities there are to balance wind power variations by hydro power, but more research is required to study how much of this balancing capability that will be made available to the electricity market under different regulatory frameworks.

The model has been used in a number of case studies to investigate the size of the balancing capability of the hydro power for a wind power expansion of 1000, 4000, 8000 and 12000 MW respectively. The spill that can be seen in the case studies is to an overwhelmingly extent such spill that can be avoided by using efficient tools for especially the season planning. Only in a few cases—and then in particular for a wind power expansion of 12000 MW—will there be spill that depends on insufficient balancing capability in the hydro power. The conclusion of the study is therefore that the existing hydro power in Northern Sweden has sufficient installed capacity and is fast enough to balance even large amounts of wind power. The challenge for a large-scale expansion of wind power is rather to find an outlet for all electricity generation. This challenge can be solved by improved planning tools, but it could also be profitable to make investments in for example reinforced export capacity.

Notation

Mängder

d_k	Timmar under ett visst dygn
i	Vattenkraftverk
j	Segment i kraftverk
\mathcal{K}_i	Mängden av kraftverk närmast uppströms från kraftverk i
\mathcal{L}_i	Mängden av kraftverk som spillar vatten direkt uppström om kraftverk i
t	Tid (h)

Variabler

$H_{i,t}$	Elproduktion för kraftstation i under timme t (MW)
$M_{i,t}$	Innehåll vattenmagasin i vid slutet av timme t (TE)
$Q_{i,t}$	Total tappning genom kraftstation i under timme t (TE)
$Q_{i,j,t}$	Tappning genom kraftstation i , segment j , under timme t (TE)
$S_{i,t}$	Spill förbi kraftstation i under timme t (TE)
$U_{i,t}$	Binär variabel som indikerar ifall kraftverk i har startats under timme t
$y_{i,t}^-$	Kompensationsvariabel för kraftverk i , timme t (TE)
$z_{i,t}$	Binär variabel som indikerar om kraftverk i är i bruk under timme t
$z_{i,j,t}$	Binär variabel som indikerar om segment j i kraftverk i är fullt utnyttjat under timme t

Parametrar

C	Anger hur hårt tappningsändringar straffas
D_t	Lokal förbrukning under timme t (MWh/h)
G_t	Övrig (termisk) elproduktion under timme t (MWh/h)
γ	Produktionsekvivalent (MWh/TE)
\bar{H}_i	Installerad effekt i kraftverk i (MW)
h_i	Gångtid i hela timmar (h)
K	Maximalt antal tillåtna starter för samtliga kraftverk under hela simuleringen
\bar{M}_i	Maximalt magasininnehåll för kraftverk i (TE)
\underline{M}_i	Minimalt magasininnehåll för kraftverk i (TE)
m_i	Resterande gångtid i minuter (min)
$M_{slut,i}$	Mål för magasininnehåll vid simuleringsperiodens slut i kraftverk i (TE)
m_{slut}	Mål för magasinens fyllnadsgrad vid simuleringsperiodens slut (%)
$M_{start,i}$	Magasinsinnehåll vid simuleringsperiodens början i kraftverk i (TE)
m_{start}	Magasinens fyllnadsgrad vid simuleringsperiodens början (%)
$\mu_{i,j}$	Marginell produktionsekvivalent för kraftverk i , segment j (MWh/TE)
\bar{P}_n	Maximal export till område n (MWh/h)
\underline{Q}_i	Lägsta tillåtna tappning då kraftverk i är i drift (TE)
\bar{Q}_i	Maximal tappningsförändring i kraftverk i (TE)
\bar{Q}_i	Maximalt total tappning för kraftverk i (TE)
$\bar{Q}_{i,j}$	Maximal tappning för kraftverk i , segment j (TE)
\underline{S}_i	Minimalt spill från kraftverk i (TE)
τ_i	Gångtid från kraftverk i till nästa nedströms liggande kraftverk (min)
V_i	Lokal tillrinning till kraftverk i (TE)
W_t	Vindkraftproduktion timme t (MWh)

Innehåll

1	Inledning	1
1.1	Bakgrund	1
1.2	Problembeskrivning	2
2	Matematisk modell	5
2.1	Optimering	5
2.1.1	Linjärprogrammering	6
2.1.2	Heltalsprogrammering	6
2.2	Grundmodell.....	7
2.2.1	Målsättning	8
2.2.2	Vattenkraft.....	8
2.2.3	Transmission, övrig produktion och last.....	15
2.3	Vidareutveckling av modellen	16
2.3.1	Förbättrade vattenkraftmodeller	16
2.3.2	Enkel stokastisk modell.....	18
3	Modellering av norra Sverige	21
3.1	Vattenkraft.....	22
3.1.1	Magasinsnivåer	22
3.1.2	Tillrinning.....	23
3.1.3	Vårfloden	23
3.1.4	Juridiska begränsningar	24
3.2	Värmekraft.....	24
3.3	Lokal last	24
3.4	Exportkapacitet.....	24
3.5	Vindkraft.....	25
3.6	Test av vattenkraftmodellen.....	26
4	Fallstudier	29
4.1	Basfall	29
4.1.1	Resultat	30
4.2	Variationer i vindkraften	33
4.2.1	Resultat	34
4.3	Torrår och våtår	36
4.3.1	Resultat torrår	37
4.3.2	Resultat våtår	38
4.4	Förbjudna intervall för tappningen	40
4.5	Start och stopp av vattenkraftverk.....	45
4.6	Tappningsändringar	47
4.7	Vindkraftprognoser	50
4.7.1	Resultat	52
4.8	Ökad överföringskapacitet	53
5	Slutsatser	55
5.1	Förenklingar	55
5.1.1	Överskattning av reglerförmågan.....	55
5.1.2	Underskattning av reglerförmågan	57
5.2	Diskussion.....	58
5.3	Framtida forskning	59
5.3.1	Förbättringar av modellen	59
5.3.2	Förbättringar av indata	60
6	Referenser	62

1 Inledning

Det finns idag ett stort intresse för att bygga ut vindkraften i såväl Sverige som i våra grannländer. T.ex. har Energimyndigheten föreslagit ett planeringsmål på 30 TWh vindkraft till år 2020 [1]. För att nå detta mål skulle man behöva ungefär 12 000 MW installerad effekt vindkraft, vilket kan jämföras med att den totala produktionskapaciteten i Sverige var ungefär 34 000 MW i slutet av år 2008 [2]. En sådan storskalig utbyggnad av en kontinuerligt varierande elproduktion skulle naturligtvis innebära ökade krav på elsystemets förmåga att upprätthålla balansen mellan produktion och konsumtion. På den nordiska elmarknaden sköts denna balanshållning till största delen av vattenkraften. Det är därför angeläget att studera vilken förmåga vattenkraften har att balansera stora volymer vindkraft och i vad mån utökad transmissionskapacitet skulle förbättra reglerförmågan.

1.1 Bakgrund

El är som bekant en extrem färskvara och därför måste alltid balans upprätthållas mellan den elektriska effekt som matas in i ett elsystem och den effekt som tas ut från systemet. Det enda praktiskt genomförbara sättet att upprätthålla denna momentana balans är att använda automatiska regler-system. Närhelst en konsument ökar sin förbrukning måste regler-systemet se till att några kraftverk i systemet ökar produktionen lika mycket. Denna typ av transaktioner sker kontinuerligt och det vore extremt komplicerat att i realtid följa alla transaktioner. Därför är elmarknaden uppbyggd så att den som säljer el förbinder sig att leverera en viss mängd energi under en viss handelsperiod; på motsvarande sätt förbinder sig den som köper el att konsumera en viss mängd el under en viss handelsperiod. På den nordiska elmarknaden och många andra elmarknader omfattar varje handelsperiod en timme, men det förekommer också att man använder kortare handelsperioder.

I och med att el handlas som energi per handelsperiod är det naturligt att dela upp elhandeln i olika faser. Den första fasen är förhandsmarknaden, som omfattar all handel som sker före handelsperioden. I denna fas köper och säljer marknadens aktörer el till varandra utifrån de prognoser som finns tillgängliga. På den nordiska elmarknaden omfattar förhandsmarknaden marknadsplatser som Elspot och Elbas, samt bilaterala kontrakt. Nästa fas är realtidsmarknaden, vilken omfattar den handel som sker under själva handelsperioden. Syftet med realtidsmarknaden är att systemoperatören ska kunna upprätthålla balansen i systemet genom att handla med aktörer som har flexibel produktion eller konsumtion. På den nordiska elmarknaden utgörs realtidsmarknaden av den reglermarknad som de nordiska systemoperatörerna driver gemensamt. Den sista fasen är efterhandsmarknaden, där

de balansansvariga aktörerna är skyldiga att köpa och sälja balanskraft för att reglera eventuella avvikelser mellan planerad omsättning och verkligt utfall.

Elproduktionen från vindkraft kan variera på olika sätt. Dels har man snabba variationer till följd av vindbyar och dels har man mer långsamma variationer till följd av att olika vädersystem passerar kraftverket. De förra variationerna hanteras i första hand av primärregleringen, d.v.s. det automatiska reglersystem som upprätthåller den momentana balansen mellan elproduktion och elförbrukning

De långsammare variationerna hanteras både på förhandsmarknaden (i Sverige främst Elspot men även Elbas och bilaterala avtal). Baserat på de vindprognoser som finns tillgängliga lägger vindkraftproducenterna in bud till de olika marknadsplatserna på förhandsmarknaden. Om prognoserna för en viss timme pekar mot hög vindkraftproduktion kommer färre bud från övriga kraftslag att antas under denna timme. Visar prognoserna i stället på låg vindkraftproduktion kompenseras detta genom att övriga kraftslag får sälja mer. Om sedan prognoserna slår fel¹ kompenseras detta genom att systemoperatören aktiverar bud på realtidsmarknaden. Realtidsmarknaden kan också behövas även då man inte har några större prognosfel, eftersom en vindkraftprognos kan vara nästan korrekt om man beaktar antalet MWh vindkraftproduktion under en timme, samtidigt som det inte blåser någonting i början av timmen medan det blåser väldigt mycket i slutet av timmen – i ett sådant läge kommer systemoperatören kanske att behöva aktivera uppregleringsbud i början av timmen och nedregleringsbud senare i timmen.

För att man ska kunna balansera stora volymer är det nödvändigt att det finns tillräckligt med reglerresurser både i form av primärregleringskapacitet, bud till reglermarknaden och möjlighet att ändra produktionen från timme till timme. I den här rapporten kommer fokus att ligga på den sistnämnda typen av reglerförmåga.

1.2 Problembeskrivning

I både vattenkraftverk och termiska kraftverk finns det begränsningar som gör att kraftverken inte kan öka eller minska produktionen helt fritt från en timme till en annan. T.ex. kan det ta flera timmar att starta ett stort termiskt kraftverk eftersom det tar tid innan man värmt upp ångpannan till rätt drifttemperatur. Det kan också finnas begränsningar på hur snabbt man får öka respektive minska effektuttaget för att inte skada den tekniska utrustningen i dessa kraftverk. För vattenkraftens del handlar det inte lika mycket om tekniska begränsningar – det går relativt fort att starta ett vattenkraftaggregat – som ekonomiska begränsningar, i ett läge då man har stor tillrinning och fulla vattenmagasin innebär en produktionsminskning att man kanske måste spilla vatten i stället, vilket innebär en ekonomisk förlust

¹ Det är svårt att göra exakta prognoser för vindkraftproduktion. I t.ex. [4] presenteras statistik som visar att 100 MW vindkraft (med en genomsnittlig tillgänglig produktionskapacitet på ungefär 25 MW) så kan felet i en 12 till 36-timmarsprognos variera mellan -20 MW och +20 MW.

för kraftverksägaren. Det kan även finnas juridiska begränsningar i form av vattendomar som reglerar hur snabbt flödet nedströms ett kraftverk får ändras, hur snabbt nivån i vattenmagasinen får ändras, o.s.v.

Syftet med denna rapport är att studera hur stor förmåga den norrländska vattenkraften har att reglera vindkraftvariationer. Ju större reglerförmåga desto större volymer vindkraft kan man installera i norra Sverige utan att det leder till att vatten- eller vindkraft måste spillas.

Resultaten från denna studie ger en antydning om vid vilken nivå på vindkraftutbyggnad som det kan vara samhällsekonomiskt lönsamt att förstärka överföringskapaciteten mellan norra och södra Sverige eller till våra grannländer. Förstärkt överföringskapacitet är uppenbarligen lönsamt då värdet av spilld vatten- eller vindkraft överstiger investeringskostnaderna, men i och med att överföringskapacitet även har andra värden är det förmodligen rationellt att vidta åtgärder redan på en något längre nivå. Denna typ av avvägningar mellan värdet och kostnaderna för nätinvesteringar är emellertid alltför komplicerad för att ingå i denna rapport.

Ett stort värde med denna studie är den modell som används ger en uppfattning om vilka faktorer som är av betydelse då man studerar system med stora volymer vindkraft. Med denna kunskap kan man gå vidare och utveckla både mer detaljerade simuleringsprogram (för att närmare analysera vilka investeringar som är samhällsekonomiskt lönsamma) och utveckla lämpliga planeringsverktyg för vattenkraftverk.

2 Matematisk modell

I detta kapitel beskrivs en modell som är lämplig för att studera samspelet mellan vindkraft och vattenkraft i ett område med begränsad exportkapacitet. Syftet med modellen är att studera hur mycket energi som kommer att behöva spillas om vattenkraften ska balansera stora volymer vindkraft. Eftersom modellen ska kunna följa med i vindkraftens variationer på timbasis använder modellen ett tidssteg på en timme. Samtidigt är det viktigt att modellen omfattar en längre tidsperiod, eftersom det annars finns risk att man överskattar vattenkraftens reglerförmåga – att spara vatten under en dag för att vindkraften producerar mycket är förstås enklare än att hantera tre blåsiga dagar i rad. I framställningen här (och senare i fallstudierna) simuleras en vecka i taget. Detta betyder att man ska hantera ett mycket stort antal beslutsvariabler; varje vattenkraftverk modelleras med fyra eller fem variabler per timme, vilket betyder att man med ett hundratal kraftverk och 168 timmar måste hantera optimeringsproblem med ett mycket stort antal variabler. Kapitlet inleds därför med en översikt om optimeringslära och sedan följer en grundmodell och exempel på hur grundmodellen kan vidareutvecklas.

2.1 Optimering

Optimeringslära, eller programmering, är en matematisk teori om att lösa ett givet problem på det "bästa" sättet. Problemen som kan lösas kan vara av väldigt skiftande slag och storlek men de behöver alla kunna beskrivas på matematisk form. Att finna detta sätt att uttrycka ett verkligt problem kan många gånger vara det svåraste momentet i lösandet och kräver ofta en del fantasi och mycket rutin.

För att lösa ett problem måste man först och främst bestämma vad som menas med "bästa" sättet. Det kan till exempel vara att maximera en vinst för ett företag, att minimera tid för en resa eller hitta den balans mellan risk och förväntad avkastning bland möjliga investeringar som tilltalar mest. Sedan måste man identifiera vilka val som har inverkan på detta värde. Dessa val kallas variabler och det gäller nu att beskriva deras effekt på slutvärdet med en funktion. För en minimering av restid är vägvalen som görs exempel på variabler. Målfunktionen är den matematiska formulering av hur vårt målvärde beror på dessa variabler, som den totala restiden.

I de allra flesta fall finns det krav på hur variablerna får väljas, man kan ju till exempel inte åka längs vägar som inte finns eller snabbare än högsta tillåtna hastighet. Dessa så kallade bivillkor måste också beskrivas på matematisk form.

Ett generellt optimeringsproblem kan alltså formuleras som

$$(P) \quad \min_{\mathbf{x} \in X} f(\mathbf{x}) \quad (1)$$

där $f(\mathbf{x})$ är målfunktionen som beror av variablerna $\mathbf{x} = (x_1, \dots, x_n)^T$ och X är mängden av tillåtna val av \mathbf{x} . Normalt sett kan denna mängd beskrivas med hjälp av m stycken olikhetsvillkor på formen

$$g_i(\mathbf{x}) \geq b_i, \quad i = 1, \dots, m. \quad (2)$$

Andra exempel på bivillkor kan vara att en variabel är binär eller måste vara heltal.

Att problemet ovan är skrivet som ett minimeringsproblem är ingen inskränkning då att minimera $f(\mathbf{x})$ är detsamma som att maximera $-f(\mathbf{x})$. Samma resonemang gäller för riktningen på olikheterna i bivillkoren; $g_i(\mathbf{x}) \leq b_i$ kan istället skrivas som $-g_i(\mathbf{x}) \geq -b_i$.

Man brukar dela upp optimeringsproblem i de två huvudkategorierna linjära och icke-linjära problem eftersom metoderna för att lösa de olika problemen skiljer sig mycket åt. Medan linjära problem nästan alltid följer relativt enkla metoder och ger resultat som kan analyseras i detalj så kan det många gånger vara nära omöjligt att bevisa att man har funnit en optimal lösning för ett icke-linjärt problem.

2.1.1 Linjärprogrammering

Om målfunktionen och alla bivillkor är linjära funktioner med avseende på variablerna kallas problemet linjärt. Ett linjärt problem är mycket önskvärt då lösandet av sådana är mycket effektivt. Därför approximerar man gärna nästan linjära funktioner med linjära. Ett linjärt problem kan skrivas på standardform på två sätt, matrisform (LP) eller funktionsform (LP')

$$\begin{array}{ll} (LP) \min \mathbf{c}^T \mathbf{x} & \\ \mathbf{Ax} \geq \mathbf{b} & \end{array} \quad \begin{array}{ll} (LP') \min \sum_{j=1}^n c_j x_j & \\ \sum_{j=1}^n a_{i,j} x_j \geq b_i, & i = 1, \dots, m, \\ x_j \geq 0, & j = 1, \dots, n. \end{array} \quad (3)$$

Om \mathbf{A} är den $(m \times n)$ -matris som utgörs av elementen $a_{i,j}$, \mathbf{b} är vektorn som byggs upp av $b_i, i = 1, \dots, m$, och \mathbf{c} den vektor som utgörs av $c_j, j = 1, \dots, n$, är det här två sätt att skriva exakt samma problem. För den teoretiske matematikern är oftast matrisformen att föredra men den praktiske ingenjören har oftast lättare att utläsa den verkliga tolkningen ur funktionerna.

Vanliga linjära problem löses oftast mycket effektivt, med modern programvara klarar en vanlig person dator att lösa problem med tusentals variabler och bivillkor på några minuter.

2.1.2 Heltalsprogrammering

Om minst en av variablerna endast kan anta heltalsvärden, till exempel ett antal av någonting, får man ett så kallat heltalsproblem. Heltalsproblem kan

vara av både linjär och icke linjär natur. Ett linjärt heltalsproblem är betydligt mer komplicerat att lösa än vanliga linjära problem och kräver ofta betydligt mer tid och datorkapacitet. Detta beror på att det nu inte finns ett stort sammanhängande område av tillåtna lösningar utan många spridda punkter av tillåtna lösningar.

En vanlig variant av heltalsproblem är så kallade binära problem där minst en variabel endast kan anta två värden, 0 och 1. Binärvariabler används ofta för att ange om t.ex. en fabrik används eller inte.

Standardförfarandet vid lösandet av heltalsproblem är att först lösa problemet utan heltalskravet, för att sedan utgå ifrån denna lösning för att finna den bästa heltalslösningen. Vilken metod som används för att finna heltalslösningen varierar men de bygger oftast på att dela in det tillåtna området i många underområden i ett sökträd. Redan ett problem med två heltalsvariabler och totalt 12 tillåtna lösningpunkter ger ett sökträd med 7 noder för vilka optimalvärden och optimallösningar måste beräknas och sparas. Moderna lösare har dock mycket sofistikerade metoder för att korta lösningstiderna. Oftast nöjer sig lösaren också med en i någon mening "tillräckligt optimal lösning" snarare än den absolut mest optimala. Detta görs genom att jämföra optimalvärdet i noden med det optimala värde som erhöles utan heltalskravet, om skillnaden är tillräckligt liten nöjer sig lösaren med denna lösning. Det är mycket svårt att uppskatta hur mycket längre tid ett heltalsproblem tar att lösa än ett motsvarande enkelt linjärt. I bästa fall ökade lösningstiden endast marginellt, medan i de värsta fallen som upptäcktes i detta arbete ökade lösningstiden från 5 minuter till mer än två dygn vid införandet av ungefär 25000 heltalsvariabler.

Eftersom heltalsvariabler försvårar lösandet mycket försöker man undvika att formulera sitt problem med sådana. Ofta finns knep att använda sig av för att åtminstone hålla nere antalet binära variabler något. Till exempel kan många heltalsvariabler som är direkt beroende av andra heltalsvariabler många gånger modelleras som fria variabler, beroendet och egenskaper hos den optimala lösningen kommer att se till att variablerna endast antar heltalsvärden i lösningen.

2.2 Grundmodell

Det har redan nämnts att syftet med modellen är att studera hur stor förmåga vattenkraften har att balansera vindkraft. I verkligheten måste man naturligtvis ta hänsyn till att både vattenkraften och övrig produktionen är verksamma på en elmarknad och att prisbildningen på elmarknaden har stor betydelse för hur kraftverken kommer att köras. Att modellera en elmarknad kan emellertid vara nog så komplicerat och kräver dessutom tillgång till stora mängder data. Därför fokuserar den modell som presenteras här nästan helt och hållet på vattenkraften och dess förmåga att ändra produktionen från timme till timme.

De grundläggande samband som presenteras här finns utförligare beskrivna i t.ex [8].² Dessutom har det tillkommit extra bivillkor som behövs för att hantera de olika typer av vattendomar som man kan gälla för svenska vattenkraftverk.

2.2.1 Målsättning

En optimeringsmodell behöver en målfunktion som skall optimeras. I verkligheten försöker varje aktör på elmarknaden maximera sin egen vinst. En sådan modell skulle emellertid bli alltför omfattande för detta arbete och därför används i stället en förenkling, som innebär att vattenkraften antas köras på så vis att man maximerar elproduktionen under den simulerade veckan:

$$\max \sum_{i,t} H_{i,t}, \quad (4)$$

där $H_{i,t}$ är den producerade energin i kraftverk i under timme t .

Denna modell innebär alltså att vi antar att det alltid finns avsättning – så länge det finns exportkapacitet (se avsnitt 2.2.3) – för all den energi som vattenkraften producerar. Vidare antas det att vid de tillfällen som man väljer att inte producera särskilt mycket i vattenkraften så kan man täcka lasten i systemet med andra kraftverk eller genom import.

Modellen visar med andra ord hur man skulle kunna köra vattenkraften om man vill utnyttja hela dess reglerförmåga. För att hela denna reglerförmåga verkligen ska utnyttjas krävs det förstås att elmarknaden är så utformad att det är lönsamt för vattenkraften att tillhandahålla all kapacitet – men det är en fråga som faller utanför ramen för detta projekt.

2.2.2 Vattenkraft

Modelleringen av vattenkraften är det största och tyngsta momentet i denna modell. Det är av stor vikt att skapa en modell med stor överensstämmelse med verkligheten och som framförallt inte överskattar verklighetens regleringsförmåga. De villkor och begränsningar som finns för vattenkraft kan delas upp i tre kategorier. Dels finns fysiska villkor så som att vatten ska rinna från någon plats till någon annan. Sedan finns juridiska begränsningar för hur regleringen av vattnet får skötas. Den sista kategorin är drifttekniska förutsättningar för hur man får nyttja vattnet och kraftverken.

Fysiska begränsningar

De första kraven vi måste ställa på vår modell är att vattnet flödar i systemet på naturligt sätt. Vi vet ju att vatten inte kan rinna uppför älvarna och att vatten inte skapas eller försvinner någonstans längs vägen.

² En översikt av den notation som används återfinns i inledningen till denna rapport. I för att underlätta jämförelser har notationen valts så att den i görligaste mån överensstämmer med den i [8].

Ett magasin innehåll av vatten en viss tid beror av innehållet ett tidssteg innan, hur mycket som runnit in i magasinet och hur mycket som runnit ut sedan dess.

$$\text{magasinsinnehåll} = \text{gammalt magasininnehåll} + \text{tillrunnet vatten} - \text{utrunnet vatten} \quad (5)$$

Det gamla magasininnehållet ges av innehållet föregående tidsperiod. För första tidspunkten finns dock inget sådant utan man får ange en parameter med ett startinnehåll, $M_{start,i}$. Storleken av startinnehållet väljs som en procentsats, samma för alla magasin, av magasinens maximala innehåll:

$$M_{start,i} = m_{start} \cdot \bar{M}_i, \quad (6)$$

där \bar{M}_i är den maximala volymen vatten i magasinet.

Vatten kan rinna till ett magasin från flera olika källor. Dels har ett område en naturlig tillrinning, V_i , från olika små vattendrag och sjöar som bland annat beror på nederbörd och smältvatten. I ett vattendrag med mer än ett kraftverk kommer styrningen av ett kraftverk att påverka vattenflödet hos nedströms liggande kraftverk. Vatten som tappas eller spills hos det övre kraftverket kommer efter en tid (τ) att nå nedströms liggande magasin som därmed fylls på. En viktig detalj är att vissa magasin kan spilla vatten i en annan älvfåra än den som turbinerna leder vattnet till. Vi kan alltså beskriva det tillrunna vattnet för kraftverk i som

$$\text{tillrunnet vatten} = V_i + \sum_{k \in \mathcal{K}_i} Q_{k,t-\tau_k} + \sum_{k \in \mathcal{L}_i} S_{k,t-\tau_k}, \quad (7)$$

där \mathcal{K}_i är mängden av alla direkt uppströms liggande kraftverk vars turbiner leder vatten till kraftverk i och \mathcal{L}_i är mängden kraftverk vars spillvatten går till kraftverk i .

Gångtiden (τ) är en komplicerad funktion av bland annat mängden genomsläppt vatten vilket leder till att termen $Q_{i,t-\tau_k}$ är olinjär. Då detta antas ha en relativt liten effekt på slutresultatet och önskemålet är en linjär modell approximerar man denna gångtid med ett medelvärde. Hos en modell som denna med diskreta tidssteg är inte heller tolkningen av $t - \tau$ helt självklar om inte gångtiderna τ kan mätas i hela tidssteg. Då vi mäter tiden t i hela timmar och gångtiderna ofta är av storleksordningen minuter behöver vi en metod för att kompensera för detta. Om gångtiden från kraftverk k är h_k hela timmar och m_k minuter kan man uttrycka dess effekt som ett viktat medelvärde av tappningen $h_k + 1$ och h_k timmar tidigare enligt

$$Q_{i,t-\tau_k} = \frac{m_k}{60} Q_{i,t-h_k-1} + \frac{60-m_k}{60} Q_{i,t-h_k}. \quad (8)$$

Ett uttryck för effekten av spillvattnets gångtid tas fram på samma sätt och skiljer sig endast genom att Q byts mot S i (8).

Då gångtiderna mellan vissa kraftverk är så långa som två dygn kommer vi få några mycket oönskade egenskaper hos simuleringarna. Bland annat kommer

den enda tillrinningen hos det nedströms liggande kraftverket enbart bestå av det från närområdet tillrunna vattnet fram tills det första vattnet från kraftverket ovan når fram. Då det är mycket otroligt att kraftverket ovan har varit helt stängt under dagarna innan simuleringens början lägger vi till en extra term under de h_i första timmarna så att tillrinningen under dessa blir lika stor som den årliga medelvattenföringen.

Det ur magasinet runna vattnet är helt enkelt summan av tappningen och spill under tidssteget:

$$\text{utrunnet vatten} = Q_{i,t} + S_{i,t}. \quad (9)$$

Vi har nu allt som behövs för att beskriva vattnets flöde i systemet som en linjär modell beroende av lokal tillrinning, genomsläpp, spill, gångtider och magasinens innehåll vid starttiden. Tillrinningen, gångtiderna och startinnehåll är parametrar som bestäms på förhand. Genomsläpp och spill är optimeringsvariabler vilka kan styras för att finna optimala driftplaner.

Andra fysiska begränsningar på systemet är exempelvis storleken på magasinen, hur mycket vatten man kan släppa genom turbinerna eller spillvägar och hur snabbt man kan ställa om mellan olika genomsläpp. Dessa har dock sällan någon betydelse för modellen då det oftast finns hårdare juridiska begränsningar.

Juridiska begränsningar

För varje ingrepp i ett vattendrag idag finns det minst en så kallad vattendom som bestämmer hur detta ingrepp får se ut och hur det får nyttjas. Vattendomarna är domstolsbeslut som fattas av Sveriges olika miljödomstolar för att förhindra att man förstör eller förändrar miljön kring kraftverken och dammarna alltför mycket.

Vattendomarna begränsar exempelvis vilka högsta och lägsta nivåer man får hålla i vattenmagasinen eftersom man vill undvika att sjöar torkas ut och strandkanter översvämmas. I modellen anges detta som gränser för största och minsta tillåtna volym i vattenmagasinen i modellen. Vi får alltså bivillkoret

$$\underline{M}_i \leq M_i \leq \bar{M}_i \quad (10)$$

för alla magasin i . För att förenkla arbetet något skalar man om volymerna till så kallade aktiva volymer vilka bättre återspeglar hur mycket vatten man har att arbeta med. Ett magasinets aktiva volym är helt enkelt den faktiska volymen minus den minsta tillåtna. Detta gör att den undre gränsen för den aktiva volymen är noll och den övre gränsen är precis den volym vatten man kan nyttja. Man kan därför skriva om (10) som

$$0 \leq M_i \leq \bar{M}_i \quad (11)$$

där M_i nu är den mängd vatten som kan tömmas från magasinet och \bar{M}_i är den aktiva volymen.

I vattendomarna anges även gränser för hur stora och små tappningar som får göras i varje kraftverk. Vanligast är att den maximala tappningen i kraftverken även är den största som tillåts i domen och att tappningen tillåts att stängas av helt. Domar för minsta tappningar, så kallade mintappningar, finns oftast för att säkerställa ett jämnt flöde av vatten nedströms kraftverket. Dessa utformas vanligen med antingen ett momentant minimum eller ett minimum för dygns- eller veckomedel. Gränserna för mintappningarna kan också variera med tiden på året eller t.o.m. med tiden på dygnet eller veckodagarna.

Maxtappning och momentan mintappning är de enklaste domarna att beskriva som bivillkor:

$$Q_{i,t} \leq \bar{Q}_i, \quad (12)$$

$$\underline{Q}_i \leq Q_{i,t}, \quad (13)$$

där \underline{Q}_i för vissa kraftverk även är beroende av tiden t och därför blir $\underline{Q}_{i,t}$.

Veckomedel blir ganska enkla då vår modell simulerar över just en vecka

$$\underline{Q}_i \leq \frac{1}{168} \sum_t Q_{i,t}. \quad (14)$$

Dygnsmedel leder däremot till den något mer komplicerade ekvationen

$$\underline{Q}_i \leq \frac{1}{24} \sum_{t \in d_k} Q_{i,t} \quad \forall k = 1, \dots, 7, \quad (15)$$

där d_k representerar timmarna för dygn k , t.ex. $d_1 = 1, 2, \dots, 24$ och $d_4 = 73, 74, \dots, 96$.

För några stationer finns även begränsningar i hur stora förändringar i tappningen som får göras inom en viss tid, vanligen ett dygn. Detta villkor formuleras matematisk genom att begränsa differensen mellan den största och minsta tappningen inom ett givet tidsintervall (som i ekvation (16) är ett dygn).

$$\max(Q_{i,t}) - \min(Q_{i,t}) \leq \tilde{Q}_i \quad \text{där } t \in d_k \quad \forall k = 1, \dots, 7. \quad (16)$$

Funktionerna $\max(x)$ och $\min(x)$ kräver binära lösningsmetoder och bivillkor (16) bör därför ersättas med ett enklare uttryck som ger samma effekt. Differensen mellan det största och minsta värdet är garanterat större än alla andra differenser mellan de andra värdena och man kan skala bort de binära funktionerna och behålla samma villkor. Man får då att

$$Q_{i,t} - Q_{i,t'} \leq \tilde{Q}_i \quad \text{där } t, t' \in d_k \quad \forall k = 1, \dots, 7. \quad (17)$$

I en del kraftverk tillåts endast en del av magasinet att användas för kortare regleringar, till exempel kan det finnas begränsningar i hur stora skillnaderna mellan högsta och lägsta vattenstånd får vara under en vecka. Då vi inte anger nivåerna i magasinen i ytans höjd utan i procent av magasinets

maximala innehåll i timenheter krävs det en metod att tolka om dessa krav. Enklast är att anta att sjöns area är lika stor oberoende av vattenståndet, vilket betyder att höjdnivåerna direkt kan översättas till modellens skala. Ett magasin med begränsningar i nivåförändringen per vecka ger detta bivillkor till modellen

$$M_{i,t} - M_{i,t'} \leq \tilde{M}_i. \quad (18)$$

Magasin med begränsade nivåändringar per dag får samma tillägg som ekvation (17).

Hos ett fåtal kraftverk finns domar som begränsar hur snabbt tappningen får öka från att ha varit avstängd. I de flesta fall är denna tid betydligt kortare än denna modells tidssteg på en timme varför vi kan bortse från dessa men i ett fall måste ändå hänsyn tas till detta krav. I detta fall är kravet att det ska ta en timme från nolltappning tills en tappning på 100 m³/s har uppnåtts. Alltså att

$$Q_{i,t} \leq 100 \text{ om } Q_{i,t-1} = 0. \quad (19)$$

Ett bivillkor som i (19) är dock binärt vilket kräver tyngre lösningsmetoder och det bör skrivas om som

$$Q_{i,t} \leq 100 + C \cdot Q_{i,t-1} \quad (20)$$

där C är ett mycket stort värde.

Både ekvation (19) och (20) medger dock möjligheten att istället för att stänga tappningen helt välja att tappa en väldigt liten mängd för att fritt kunna välja tappningen i nästa tidssteg. För att minska sådana effekter kan man välja ett relativt lågt värde på C .

En sista vanligt förekommande begränsning av styrningen av kraftverken är att dämningssgränsen är beroende av det vattenflöde som för stunden finns i älven. Man får alltså hålla vattnet vid en viss nivå om flödet överstiger ett visst värde och en annan högre nivå om flödet är ännu högre. Domar av den här typen finns oftast för små dammar i slutet av älvarna, längst nedströms, och den praktiska betydelsen är att tillrunnet vatten inte får sparas i några större mängder. Då även insamlad information om dessa magasin visar på försumbart små volymer blir tolkningen att magasinen saknar aktiv volym.

Drifttekniska förutsättningar

I modelleringar av driften av enskilda kraftverk och kraftverksägare kan det vara intressant att inkludera de elpriser som råder på marknaden. Exempelvis kan det vara ekonomiskt lönsamt för enskilda kraftverksägare att köpa el under perioder med lågt pris istället för att själva producera. Detta gör att de kan för produktion av stora mängder när elpriset är högre. I den här modellen bortses emellertid från detta.

En ekonomisk effekt som dock måste ingå i modellen är värdet av sparat vatten vid simuleringsperiodens slut. Om ingen hänsyn togs till detta skulle

alla optimeringsmodeller utnyttja så mycket vatten som möjligt för den simulerade perioden och inte spara något till nästa tidsperiod. Den vanligaste metoden vid mindre simuleringar är att sätta ett värde på det vatten som finns kvar vid simuleringens slut. Normalt sett görs detta genom att estimeras ett genomsnittligt framtida försäljningspris för el och multiplicera detta med hur mycket el som kan produceras för det sparade vattnet. Värdet för detta adderas i målfunktionen och man har nu en mer långsiktig plan.

I denna modell kommer vi däremot att använda oss av en annan enklare metod, nämligen målnivåer. Denna metod används också bland annat på kraftverkens olika driftcentraler. Målnivån räknas dock oftast ut med hjälp av bland annat estimeringar av framtida elpris. Metoden går helt enkelt ut på att man i början av perioden anger en nivå för hur mycket vatten som ska finnas i magasinerna vid periodens slut. I denna modell anges målnivåerna som procent av maximala volymen och sätts till samma för alla magasin

$$M_{slut,i} = m_{slut} \cdot \bar{M}_i \quad (21)$$

Procentsatsen för magasinens målnivå hämtar vi precis som startvolymerna från statistik över magasinens normala fyllningsgrad vid den simulerade tidpunkten på året.

Både i verkligheten och i en matematisk modell är det mycket svårt och ofta omöjligt att träffa denna målnivå exakt. Att ställa en exakt träff som ett bivillkor i modellen leder ofta tillsammans med de andra villkoren till att området av möjliga lösningar försvinner helt. Därför väljer vi istället att formulera detta som en olikhet där man får missa målnivån något, säg en halv procent, uppåt. Resultatet blir ett bivillkor på formen

$$M_{slut,i} \leq M_{i,168} \leq 1,005 \cdot M_{slut,i} \quad (22)$$

Elproduktion

Mängden el som produceras i ett vattenkraftverk är en invecklad ickelinjär funktion som bland annat beror av mängden vatten som strömmar genom kraftverkets turbiner och höjdskillnaden mellan vattennivåerna upp- och nedströms. För att denna modell ska vara linjär har vi valt att approximera kraftproduktionen som en linjär funktion av vattenmängden som genomströmmar turbinerna. Eftersom fallhöjden har en förhållandevis mindre inverkan är denna approximation inte alltför grov.

Tyvärr ökar inte elproduktionen linjärt med genomströmningen utan följer en för varje kraftverk individuell och ganska komplicerad funktion. Vissa nivåer på genomströmning har en bättre så kallad produktionsekvivalent, kvoten av producerad energi och genomströmningen ($\gamma(Q) = H(Q)/Q$). Dessa toppar är att föredra då man får ut högst effekt för vattnet. För att kunna förenklat beskriva elproduktionen som en linjär funktion av genomströmningen och behålla effekten av dessa toppar behöver vi en styckvis linjär funktion som har brytpunkter mellan de linjära segmenten i just dessa toppar. Eftersom lösningen till ett linjärt problem alltid återfinns i ett hörn av den tillåtna

mängden kan man genom att låta brytpunkterna överensstämma med produktionstopparna få modellen att favorisera dessa toppar.

För att ett segment ska användas fullt innan nästa påbörjas bör segmentens produktionsekvivalenter vara avtagande med högre segment. En optimal lösning kommer då alltid att nyttja ett lägre segment fullt ut innan nästa påbörjas, dock med några undantag för de fall det finns övre gränser på hur mycket el som ska produceras, till exempel om man ska leverera el mot en given last, eller om det finns en övre gräns för hur mycket som kan levereras. Då problemet som undersöks i denna rapport är av just denna natur bör vi därför se till att undersöka de optimala lösningarna ifall detta inträffat. I sådant fall kan man också tänka sig att denna felaktiga lägre effekt för nyttjat vatten istället beror av en blandning av nyttjat och spillt vatten.

Ett annat sätt att försäkra sig mot sådana lösningar är att införa extra krav för att förhindra att ett nytt segment används utan att det undre är fullt utnyttjat. Detta löser vi genom att införa den binära variabeln z som är noll då det finns ledig kapacitet i ett undre segment och ett då nästa får nyttjas.

$$Q_{i,j,t} \leq z_{i,j-1,t} \cdot \bar{Q}_{i,j} \quad \text{där} \quad z_{i,j,t} = \begin{cases} 0 & \text{om } Q_{i,j,t} < \bar{Q}_{i,j} \\ 1 & \text{om } Q_{i,j,t} = \bar{Q}_{i,j} \end{cases} \quad (23)$$

Detta resulterar i att man får ett heltalsproblem med många binära variabler. Som beskrivs i avsnitt 2.1.2 är stora heltalsproblem arbetsintensiva och kan ibland resultera i konstiga lösningar varför vi väljer att istället kontrollera lösningen och anse en lägre verkningsgrad bero på inblandning av spill.

Då nödvändig fakta för en mer noggrann modell av kraftverken inte varit möjlig att erhålla har vi valt att modellera samtliga kraftverk med två linjära segment (se Figur 1) med en brytpunkt vid 75% av den maximala genomströmningen. De maximala tappningarna genom de olika segmenten blir alltså

$$\begin{aligned} \bar{Q}_{i,1} &= 0,75 \cdot \bar{Q}_i \\ \bar{Q}_{i,2} &= \bar{Q} - \bar{Q}_{i,1} = 0,25 \cdot \bar{Q} \end{aligned} \quad (24)$$

Detta val är baserat på antagandet att den bästa verkningsgraden för ett vattenkraftverk ligger omkring 75% av maximal tappning. Efter brytpunkten antas den marginella produktionsekvivalenten (som anger hur mycket elproduktionen ökar då man ökar tappningen med 1 TE) vara 5% lägre. Elproduktionen vid ett vattenkraftverk approximeras alltså med en rätlinjig funktion från nollpunkten (0 TE genomströmning ger 0 MWh producerad el) till brytnivån, 75 % av maximal genomströmning. Vid tappningar över brytpunkten approximeras produktionen av linje från brytpunkten till maximal tappning, där man erhåller maximal effekt. Lutningarna (vilket motsvarar de marginella produktionsekvivalenterna, $\mu_{i,j}$) ska alltså uppfylla följande villkor:

$$\begin{aligned} \mu_{i,2} &= 0,95 \cdot \mu_{i,1} \\ \mu_{i,1} \bar{Q}_{i,1} + \mu_{i,2} \bar{Q}_{i,2} &= \bar{H}_i \end{aligned} \quad (25)$$

Löser man ekvationssystemet (25) finner man att de bägge lutningarna blir

$$\mu_{i,1} = \frac{\bar{H}_i}{\bar{Q}_{i,1} + 0,95 \cdot \bar{Q}_{i,2}} = \frac{\bar{H}_i}{0,75 \bar{Q}_i + 0,95 \cdot 0,25 \bar{Q}_i} \quad (26)$$

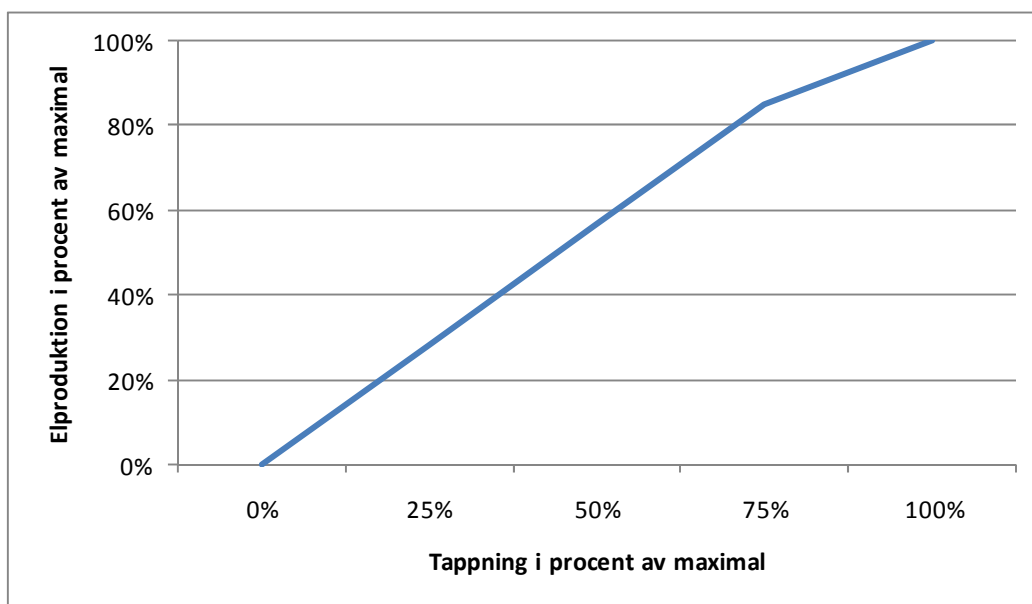
respektive

$$\mu_{i,2} = \frac{\bar{H}_i - 0,7595\bar{H}_i}{\bar{Q}_{i,2}}. \quad (27)$$

Den totala produktionen från ett vattenkraftverk i blir då alltså

$$H_{i,t} = \sum_j \mu_{i,j} Q_{i,j,t},$$

där $Q_{i,j,t}$ ytterligare begränsas av bivillkoren i (24). I samtliga tidigare villkor som beror av flödet byts nu $Q_{i,t}$ mot $\sum_j Q_{i,j,t}$ för att passa detta nya sätt att uttrycka tappningen Q .



Figur 1 Styckvis linjär modell av elproduktionen i ett vattenkraftverk.

2.2.3 Transmission, övrig produktion och last

I denna modell tas inte någon större hänsyn till elnätets begränsningar. Det antas att det inte finns några interna begränsningar, vilket innebär att ett produktionen i ett visst kraftverk inte behöver ta hänsyn till vad övriga kraftverk i samma del av nätet producerar. Men eftersom syftet med modellen är att kunna studera samspelet mellan vattenkraft och vindkraft i ett större geografiskt område är det ändå viktigt att ta hänsyn till den maximala överföringen från detta område – om det inte finns någon sådan begränsning skulle ju vattenkraften kunna producera hur mycket som helst även vid de tillfällen då det blåser extremt mycket.

I modellen beskrivs all elproduktion förutom vattenkraften som givna tidsserier: W_t , $t=1, \dots, 168$, representerar den totala vindkraftproduktionen per timme i området och G_t , $t=1, \dots, 168$, representerar övriga (termiska) kraftverk. Det är också nödvändigt att beakta den lokala elförbrukningen i det

område som studeras. Även denna antas här vara given som en tidsserie, D_t , $t=1, \dots, 168$. Alltså blir den totala maximala tillåtna produktionen producerade energin lika med den lokala förbrukningen plus den maximala exporten till andra områden. Om den maximala exporten till ett angränsande område betecknas \bar{P}_n får man följande bivillkor:

$$\sum_{i,t} H_{i,t} + W_t + G_t \leq D_t + \sum_n \bar{P}_n. \quad (28)$$

Eftersom all övrig produktion är given i kända tidsserier behövs inte dessa inkluderas i målfunktionen då denna ändå bara varierar med produktionen i vattenkraftverken.

2.3 Vidareutveckling av modellen

Grundmodellen ger en bra översiktsbild och är snabb att använda. Tar man med fler detaljer ökar beräkningsintensiteten – i vissa fall är skillnaden avsevärd – och man bör därför väga fördelarna med en mer detaljerad modell mot ökad beräkningstid.

2.3.1 Förbättrade vattenkraftmodeller

Den viktigaste egenskapen för ett vattenkraftverk är att elproduktionen är beroende av tillgången på vatten, vilket i sin tur beror på naturlig tillrinning, vad som händer i andra kraftverk uppströms, o.s.v. Dessa egenskaper representeras väl i grundmodellen. Det finns emellertid även andra egenskaper hos vattenkraftverk som kan påverka deras förmåga att ändra elproduktionen till önskad nivå från timme till timme. I detta avsnitt ges några exempel på hur vattenkraftmodellen kan göras mer detaljerad.

Förbjudet tappningsintervall

Vid mycket låga tappningar är i verkligheten verkningsgraden väldigt dålig men i modellen är verkningsgraden den högsta möjliga för alla tappningsnivåer under 75% av den maximala tappningen.

För att beskriva den verkliga verkningsgraden blir man tvungen att införa heltalsvariabler i modellen. Som tidigare diskuterats bör sådana undvikas i en effektiv modell då lösandet blir både tidskrävande och något mer osäkert ju fler heltalsvariabler som finns. För att minska antalet utnyttjar vi istället det faktum att kraftverken (nära på) aldrig använder dessa låga tappningsnivåer eftersom man då inte är i närheten av att få ut fullt värde för vattnet. Detta innebär att modellen kan förbjudas att använda detta tappningsintervall genom att kräva att tappningen antingen är noll eller över en viss procent av maximala tappningen. Ett förbjudet intervall ger endast en binär variabel per kraftverk.

$$z_{i,t} = \begin{cases} 0 & \text{ingen tappning,} \\ 1 & \text{vid tappning.} \end{cases} \quad (29)$$

Med hjälp av den binära variabeln inkluderas det förbjudna området i modellen med två enkla bivillkor:

$$\sum_i Q_{i,j,t} \geq z_{i,t} \cdot \bar{Q}_i \quad (30)$$

$$Q_{i,j,t} \leq z_{i,t} \cdot \bar{Q}_{i,j}, \quad (31)$$

där \bar{Q}_i motsvarar den lägsta tillåtna tappningen. Dessa bestäms i denna modell som en procentsats av den maximala tappningen i varje kraftverk, exempelvis som $0,20 \cdot \bar{Q}_i$.

I kraftverk med en dom som reglerar mintappningen kan detta ytterligare villkor bli av mycket stor betydelse då nolltappning inte är möjlig och lägre tappningar än \bar{Q}_i alltså förbjuds. För att undvika dessa knappast korrekta effekter ändras ekvationerna (13)–(15) så att även eventuellt spill får adderas till tappningen för att nå kravnivåerna. Till exempel skrivs ekvation (13) om som

$$\underline{Q}_i \leq Q_{i,t} + S_{i,t}. \quad (32)$$

Start och stopp av kraftverk

Det är intressant att studera hur snabba förändringar som de optimala lösningarna kräver hos kraftverken. Bland annat vill man undvika att kraftverken startas och stoppas för ofta och snabbt då detta sliter hårt på utrustningen.

För att minska antalet start och stopp kan man införa en övre gräns för hur många uppstarter som får göras under en vecka. Utför man sedan simuleringar för olika sådana gränser kan man välja den tappningsplan som ger det bästa förhållandet mellan antalet starter och producerad energi.

$$\sum_{i,t} U_{i,t} \leq K, \quad (33)$$

där $U_{i,t}$ är 1 om en start sker och annars 0 och K är en konstant.

I modellen med den binära variabeln $z_{i,t}$ som indikerar om kraftverket används kan man enklast beskriva startvariabeln $U_{i,t}$ som

$$U_{i,t} = \begin{cases} 1 & \text{om } z_{i,t} > z_{i,t-1} \\ 0 & \text{annars.} \end{cases} \quad (34)$$

Detta villkor är dock redundant, alltså att en variabel är en icke kontinuerlig funktion av (minst) en annan. Dessutom innebär (34) att även variablerna $U_{i,t}$ är binära vilket betyder en fördubbling av de binära variablerna. Förutom en enorm ökning av tiden det tar att lösa ett problem så ökar risken för och effekten av mindre exakta lösningar. Istället kan man välja att skriva om villkoren för $U_{i,t}$ på ett smartare sätt genom att utnyttja att variablerna $z_{i,t}$ redan är binära och att modellen alltid kommer att välja det lägsta tillåtna värdet på $U_{i,t}$.

$$U_{i,t} \geq z_t - z_{i,t-1}. \quad (35)$$

Ekvation (35) kräver att $U_{i,t}$ är större än eller lika med 1 om kraftverket startar timme t , 0 om ingen förändring skett och -1 om kraftverket slutade tappa timme t . För att förhindra de negativa värdena för $U_{i,t}$ vid ett stopp lägger man till villkoret

$$U_{i,t} \geq 0. \quad (36)$$

Detta betyder att värdet av $U_{i,t}$ nu är minst 1 när kraftverk startar och minst 0 annars. Eftersom det finns en övre begränsning för summan av $U_{i,t}$ kommer den optimala lösningen aldrig välja ett värde för $U_{i,t}$ som är större än lägsta tillåtna, alltså 0 eller 1. Valet av K är godtyckligt och beror på hur mycket producerad energi man är beredd att offra för några färre starter.

Tappningsändringar

För att minska förändringarna i tappningen kan man använda ett straff för dessa. Genom ett tillägg till målfunktionen som nu ser ut som (37) kommer modellen att undvika lösningar som ofta ändrar tappningen i kraftverken.

$$\max \sum_{i,t} H_{i,t} - C \sum_{i,t} \text{abs}(Q_{i,t} - Q_{i,t-1}). \quad (37)$$

Det är storleken på en skalfaktor som vi kallar C som avgör hur hårt straffet är, ett större C ger mindre svängningar men på bekostnad av en lägre produktion. Enklaste metoden att bestämma en bra storlek för C är att utföra tester och välja det C som ger minst svängningar utan att sänka produktionen för mycket.

2.3.2 Enkel stokastisk modell

I grundmodellen representeras vindkraftsproduktionen av en tidsserie med vinddata för varje timme. Om den optimala lösningen som simuleringen producerar jämförs med en produktionsplan som läggs fram i början på veckan motsvarar detta att produktionsplanen läggs med exakt kunskap om hur mycket det kommer att blåsa varje timme i veckan.

Detta är förstås en förenkling av de verkliga förhållandena. I verkligheten är väder och vind aldrig fullständigt förutsägbara. Det går endast att ha mer eller mindre tillförlitliga prognoser. Ett sätt att uppskatta hur mycket denna förenkling påverkar slutresultatet är genom att utveckla grundmodellen till en stokastisk modell.

För detta införs ett nytt index s som representerar scenario och i denna modell används tre scenarier så $s=1,2,3$. Vindproduktionen är nu alltså inte bara beroende av tiden utan också utav vilket av de tre scenarier som inträffar. De tre scenarierna har sannolikheter p_s vilket är lika för samtliga dvs. $1/3$.

I en stokastisk modell kan villkoret (28) hanteras på två sätt. Ett sätt är att olikheten alltid ska vara uppfylld, oavsett scenario. Alltså, att produktionen

bestäms i början av veckan, på så sätt att oavsett vilket scenario som inträffar är villkoret uppfyllt för samtliga timmar i veckan. Det innebär att produktionen varje timme bestäms utifrån det scenario för vilket det blåser mest den timmen.

Det andra sättet att hantera villkoret, det sätt som valdes för denna modell, innebär att en ny variabel införs. Variabeln y_s^- används till att kompensera för överskridelser av den maximalt tillåtna elproduktionen. Med den nya kompensationsvariabeln får man följande bivillkor för tillåten elproduktion:

$$\sum_{i,t} H_{i,t} - y_{t,s}^- + W_{t,s} + G_t \leq D_t + \sum_n \bar{P}_n. \quad (38)$$

Det här är en variant av en så kallad enkel kompensation. Nu motsvarar y_s^- den del av den planerade produktionen som överskrider maxkapaciteten i varje scenario. Eftersom detta inte kan distribueras eller exporteras är det lika med spill. I praktiken innebär detta att det som bestäms i början av veckan i denna modell är hur mycket vatten som ska släppas ur varje magasin vid varje timme. Huruvida detta vatten ska passera turbinen eller spillas kan bestämmas i samma ögonblick som det sker.

Högerledet i (38) representerar den producerade energin, och y_s^- representerar alltså den energi som hade kunnat produceras av det vatten som spills en viss timme.

Det som ska maximeras är den förväntade produktionen. Den nya målfunktionen blir därför

$$\max \sum_{i,t} H_{i,t} - \sum_{t,s} p_s y_{t,s}^-. \quad (39)$$

3 Modellering av norra Sverige

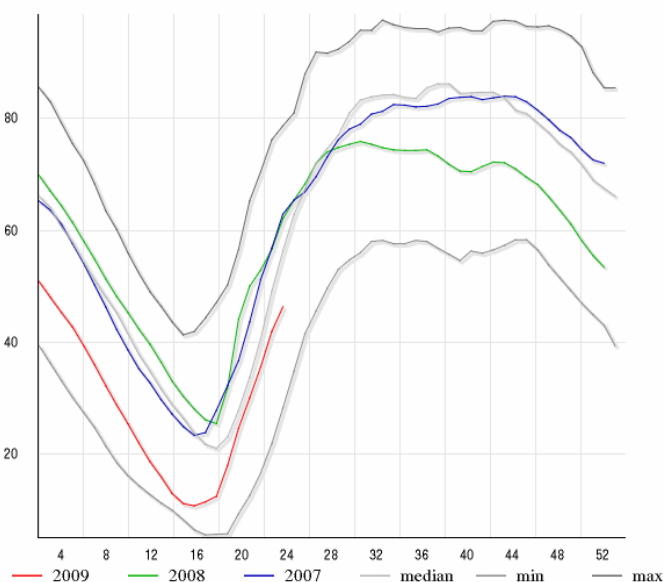
För att undersöka hur väl vattenkraften kan regleras med en utbyggnad av vindkraften och hur denna påverkas av begränsningar i snitt två, behöver samtliga parametrar som påverkar hur mycket el som kan produceras i området tas med i beräkningen. Detta inkluderar förutom vattenkraften, övrig energiproduktion i området, lokal förbrukning, och export.

För att jämföra hur väl modellen av kraftverken norr om snitt 2 jämför sig med verkligheten genomfördes ett antal simuleringar. 12 versioner av modellen användes, en för varje månad. En vecka approximativt i mitten av varje månad valdes ut. Veckorna som studerades anges i tabell 1.

Tabell 1. Simulerade veckor

Månad	Jan	Feb	Mars	April	Maj	Juni	Juli	Aug	Sep	Okt	Nov	Dec
Vecka	3	7	12	16	20	25	29	33	38	42	47	51

2007 valdes som det år vars energiproduktion skulle simuleras. Detta för att det var det senaste året för vilken det fanns komplett data, och för att årstillrinningsprofilen för detta år ligger mycket nära medianen för de senaste 50 åren. Med andra ord var 2007 ett normalår beträffande tillrinning.



Figur 2 Magasinsfyllnad i Sverige. Källa: Nord Pool.

3.1 Vattenkraft

I modellen inkluderas endast kraftverk större än 10 MW i det undersökta området; om samtliga mindre kraftverk i området inkluderades skulle modellen bli onödigt stor, samtidigt som inverkan på resultatet skulle vara försumbar. Dessa vattenkraftverk över 10 MW utgör 154 anläggningar utspridda i åtta vattendrag, från Ljusnan i söder till Luleälven i norr. Den totala installerade effekten i dessa kraftverk är ungefär 13200 MW, vilket kan jämföras med att den totala installerade effekten i samtliga svenska vattenkraftverk uppgår till 16 195 MW [2].

Eftersom modellen ska simulera 154 vattenkraftverk i ett antal olika scenarion har datainsamlande utgjort en stor del av detta projekt. För data beträffande generella driftsegenskaper hos de enskilda kraftverken, dvs. placering, magasinvolym, installerad effekt, medelvattenföring och maximal tappning har uppgifter där de har funnits att tillgå samlats in i lika delar från vattenregleringsföretagen och kraftverksägarna.

Rinntider mellan kraftverk har samlats in från samma källor men har också till stora delar uppskattats genom att på karta mäta sträckan som vattnet rinner mellan två kraftverk och sedan beräkna rinntiden med antagandet att vatten rinner med en hastighet av 4-5 m/s.³

Juridiska begränsningar av tappning och spill har också kunnat erhållas till stor del från ovan nämnda källor, men då denna information ej kunde erbjudas för kraftverken i Ljusnan, var det nödvändigt att i arkivet på miljödomstolen i Nacka söka upp samtliga vattendomar som berörde dessa kraftverk. Samtliga vattendomar undersöktes och i de fall där specifika begränsningar på kraftverkets tappning eller spill angavs i domen på så sätt att den kunde införas i den linjära modellen, gjordes denna justering.

De parametrar i vattenkraftsmodellen som varierar mellan de 12 simuleringarna är tillrinning, startnivåer för magasin, och målnivå för magasin.

Samtliga data för parametrar och jämförelsevärden för dessa parametrar hämtades från Svensk Energis veckostatistik från 2007. I denna statistik finns för varje vecka angivet total vattenkraftsproduktion, tillrunnet vatten (angivet i GWh) och genomsnittlig magasin nivå (angivet i procent).

3.1.1 Magasinsnivåer

Då det i Svensk Energis statistik för varje vecka anges en magasin nivå, angiven i procent, ansätts att startnivån för samtliga kraftverks magasin i den simulerade veckan är magasin nivån för föregående vecka multiplicerad med magasinvolymen. Alltså inleder samtliga kraftverk veckan med lika stor andel av sitt magasin fyllt. På samma sätt är målnivån, d.v.s. den lägsta nivå som magasin nivå får ligga på sista timmen i veckan, tagen som den

³ Detta antagande är baserat på samtal med vattenregleringsföretagen.

angivna procentuella magasinensnivån för den givna veckan ur statistiken multiplicerad med magasinens volymen för samtliga kraftverk.

Siffran som anges i statistiken är ett medeltal över de större magasinens fyllnadsgrad men i modellen används nivån som gräns för samtliga magasin. Att sätta krav på samtliga magasinens slutnivåer ger dels en enkel modell, men är också ett viktigt krav då en optimeringsmodell annars kommer att finna en genväg för att höja produktionen. Om man istället krävde att genomsnittet i magasinens slutnivåer ska uppfylla målnivån kommer modellen att välja en lösning där magasinerna högt upp i älvarna töms i större utsträckning och de lägre magasinerna fylls för att kompensera, detta eftersom vattnet då hinner passera fler kraftverk under den simulerade tidsperioden.

3.1.2 Tillrinning

Genom att beräkna den totala mängden tillrinning under hela året, dvs. summera samtliga 52 veckovärden i statistiken från Svensk Energi, beräknades den genomsnittliga veckotillrinningen under året. Genom att för varje av de tolv simulerade veckorna dividera mängden tillrinning med detta års genomsnitt erhöles en skalfaktor. Denna veckoskalfaktor som under året varierade mellan 0.5 och 3 användes för att skala upp värdet på den naturliga tillrinningen för varje kraftverk i modellen.

3.1.3 Vårfloden

Metoden att skala upp samtliga värden på naturlig årsmedeltillrinning med samma faktor för samtliga kraftverk, ger en fungerande modell för elva av de tolv simulerade veckorna. Den veckan som inte kan simuleras på detta sätt är vecka 20 som inträffar i mitten av maj.

Denna period på året sker en kraftig vattentillförsel, p.g.a. snösmältning högt upp i älvarna, som kallas vårfloden. Problemet som uppstår i simuleringen är att de stora magasinerna högt upp i älvarna enligt denna modell inte får tillräckligt mycket vatten tillfört under en vecka för att fylla sitt magasin från startnivån till målnivån. Det beror på att den stora vattentillförseln under vårfloden är koncentrerad till vissa specifika delar av älvarna och en homogen skalfaktor leder då till att alltför mycket vatten rinner till de lägre kraftverken, och för lite vatten till de högre. För att lösa detta problem gjordes skalfaktorn för tillrinningen i vecka 20 till en kraftverksberoende parameter, d.v.s. skalfaktorn som den naturliga tillrinningen multipliceras med varierar mellan kraftverk. Ett program konstruerades som beräknade hur mycket vatten och ett av kraftverken behövde i vattentillförsel för att kunna uppnå målnivån i magasinet. Skalfaktorerna justerades därefter så att samma totala mängd vatten tillfördes men omfördelat.

För att ytterligare se till att tillrinningsscenarioet var realistiskt, införskaffades data från SMHI över medelvattenföringen för varje dygn genom ett antal av de i modellen ingående kraftverken, från den simulerade veckan, vecka 20 år 2007. Genom att upprepade gånger köra simuleringen och studera vad dygnsmedelvattenföringen i resultatet blev för dessa kraftverk, kunde

skalfaktorerna för tillrinning successivt justeras så att vattnet som rann till varje del av älvarna till slut stämde överens med det verkliga flödet.

3.1.4 Juridiska begränsningar

Vissa variationer i de juridiska bivillkoren förekommer också mellan simuleringarna. Den vanligaste förändringen är att nivån för mintappningar och domspill höjs under vår- och sommarmånaderna för att underlätta fiskens lek i älvarna och säkra vatten till badplatser. Under vintermånaderna håller det höga elpriserna uppe tappningarna utan dombeslut.

3.2 Värmekraft

I ett värmekraftverk eller termiskt kraftverk produceras el genom förbränning av bränsle. Värmen som bildas i förbränningen omvandlas till elektrisk energi i en generator. Den totala installerade termiska kraften i Sverige är ungefär 8000 MW. Även om värmekraften liksom vattenkraften är en reglerbar kraftkälla, är den representerad som en given tidsserie i modellen.

Det är möjligt att göra en modell av regleringen i de termiska kraftverken, inför uppbyggnaden av den här modellen ansågs dock att inverkan av detta på resultatet skulle vara så pass liten att det inte var värt den stora utbyggnad av modellen detta skulle kräva.

Statistik över hur mycket termisk kraft som produceras i Sverige varje timme hämtades från Svenska Kraftnät och lades till modellen som en parameter. Utifrån kartor från Svensk Energi uppskattades att 633 MW av den totala installerade effekten i Sverige är i det undersökta området, dvs. norr om snitt två. Därför skalades tidsserierna från Svenska Kraftnät med denna faktor, med kompensation för att Norrland har ett större värmebehov än södra Sverige.

3.3 Lokal last

Innan någon elektrisk energi skickas ut ur det undersökta området, behöver den lokala energikonsumtionen tillgodoses. Från Svenska Kraftnät erhöles statistik över elförbrukning norr om snitt två för varje timme år 2008. De aktuella tidsserierna för de studerade veckorna plockades ut och lades in som parametrar i modellen.

3.4 Exportkapacitet

Från det undersökta området går ett antal exportledningar till grannländerna Norge och till Finland. Maximala kapaciteten i förbindelser mellan dessa länder finns angivna som tidsserier för varje timma i Svenska Kraftnäts statistik. Det är dock inte all kapacitet mellan Sverige och grannländerna som kan användas i modellen då flera ledningar når Sverige söder om snitt 2.

I fallet med Norge passar dessa tidsserier modellen mycket väl då Norge är uppdelat i tre prisområden och all data anges per område och inte för hela landet. Att gränsen mellan område 1 och 2 i Norge sammanfaller med Sveriges snitt 2 gör att det enkelt går att räkna bort kapaciteten i ledningarna mellan Sverige och Norge 1 för att få möjlig överföring från norra Sverige.

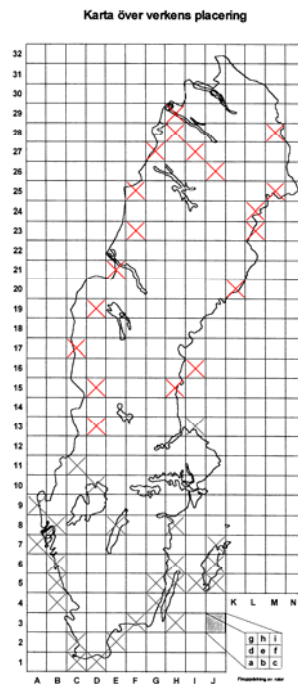
För Finland är statistiken endast angiven för hela landet. Dock går det även en ledning mellan Sverige och Finland söder om snitt 2. Den genomsnittliga kapaciteten för de två separata ledningarna går att hitta i [2]. Detta förhållande användes för att skala exportkapaciteten till Finland. De skalade exportkapaciteterna för varje timme från 2007 användes sedan som en parameter i modellen.

Den nuvarande exporten till dessa länder är inte i närheten av den faktiska kapacitet som dessa ledningar har. Från Norge har Sverige för närvarande en nettoimport under ett år. I modellen tas ej hänsyn till hur mycket av Sveriges producerade el det är möjligt att dessa två länder är villiga att ta emot, utan endast vad ledningarna ger för kapacitet att skicka.

3.5 Vindkraft

För att få fram data över vindkraftsproduktion i möjliga framtida scenarion av olika stor utbyggnad i norra Sverige, är det inte möjligt att använda data från den nuvarande vindkraften, eftersom den är på en förhållandevis liten skala och inte placerad i det område som undersöks. Därför är det nödvändigt att använda konstruerade siffror på hur vindkraftsproduktionen skulle kunna se ut.

I [6] har man i samarbete med SMHI utgått ifrån data över vindhastigheter, tagen timme för timme under åren 1992 – 2001. Rapportens författare har utifrån prognoser över var i Sverige troliga vindkraftsparker kan komma att byggas i Sverige i framtiden, skapat ett scenario med 56 vindkraftsparker utplacerade över hela landet, med en sammanlagd installerad effekt av ca 4000 MW. Utifrån data över vindhastigheter från just dessa platser från de tio nämnda åren och med hjälp av uppskattningar av samband mellan vindhastighet och producerad effekt, presenterar rapporten en produktionsserie som timme för timme under tio år anger hur mycket vart och ett av dessa vindkraftsparker skulle producera under samma vindförhållanden.

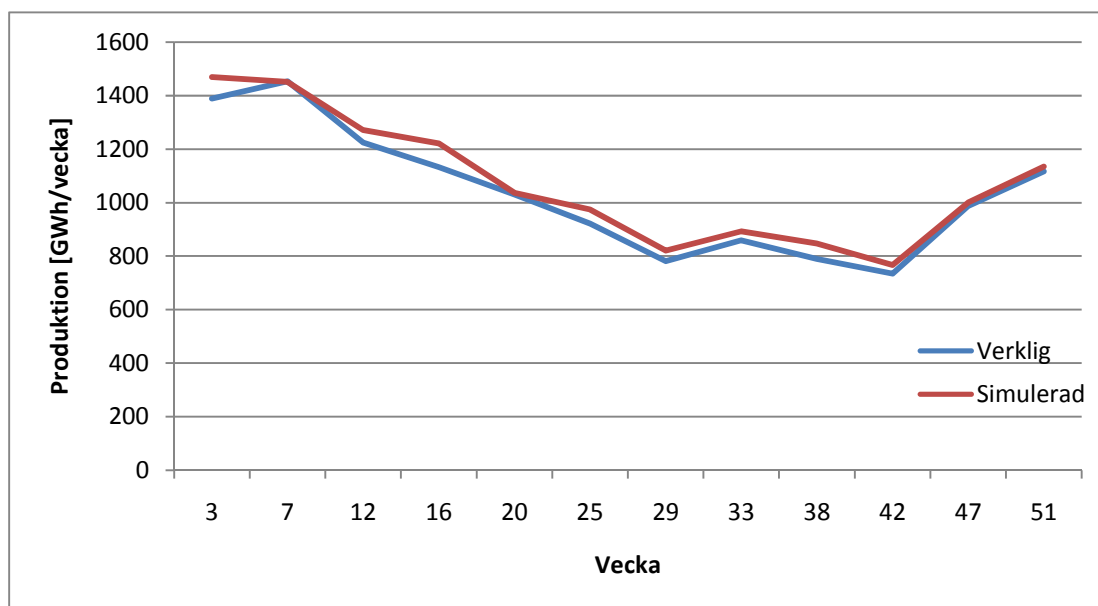


Figur 3 Placering av de tänkta vindkraftparkerna.

För denna modell valdes utifrån dessa 56 tänkta vindkraftsparker data från de 19 som befinner sig norr om snitt 2 (se Figur 3). Dessa 19 vindkraftsparker har i [5] en sammanlagd installerad effekt på 795 MW. För att kunna simulera olika stora utbyggnader i norra Sverige skalades helt enkelt samtliga data med en lämplig skalfaktor (dvs. förhållandet mellan 795 MW och den installerade effekten i den önskade simulerade utbyggnaden). I den första modellen gjordes simuleringar för 1000, 4000, 8000 och 12000 MW installerad vindkraft i norra Sverige.

3.6 Test av vattenkraftmodellen

Först genomfördes simuleringar av de olika veckorna utan vindkraftsproduktion för att jämföra med data över vad som faktiskt producerades i vattenkraftverken under de simulerade veckorna. Resultaten presenteras i Figur 4 nedan.

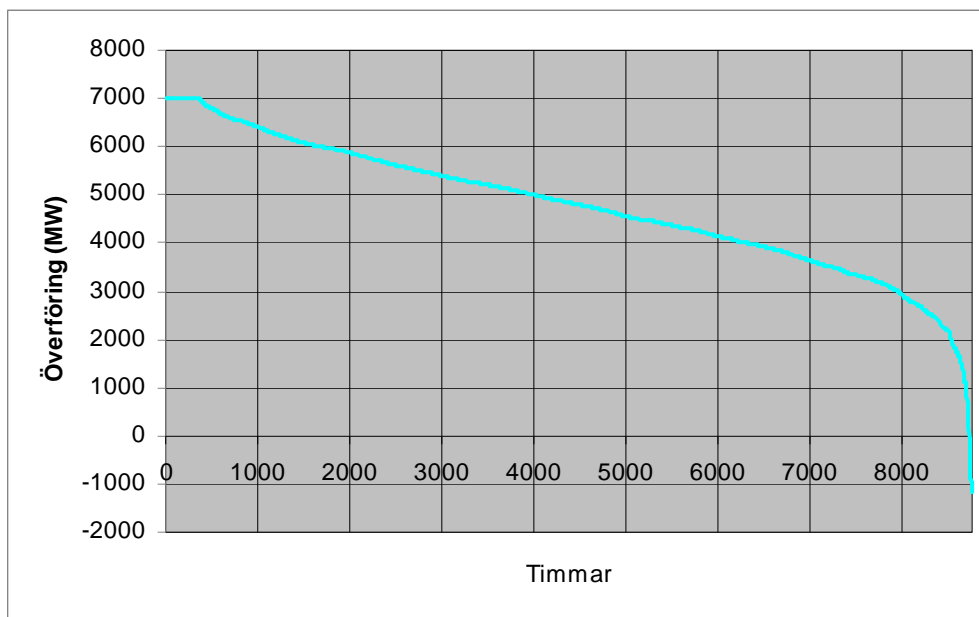


Figur 4 Jämförelse mellan verklig och simulerad produktion för 2007.

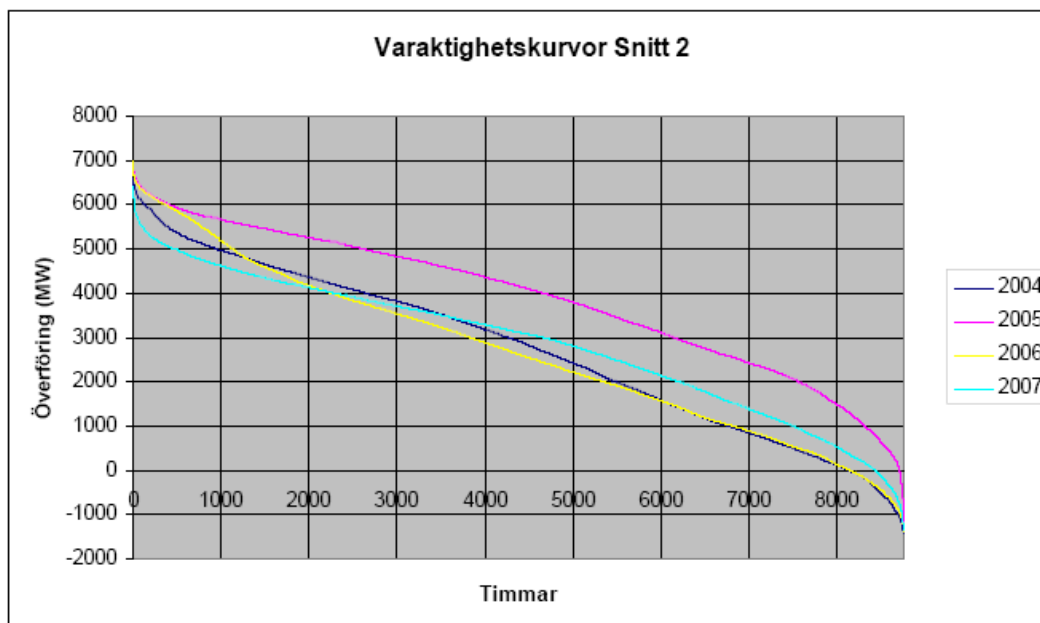
Som framgår stämmer den simulerade produktionen mycket väl överens med den verkliga, modellen följer väl med i produktionsvariationer över året. Produktionen överskattas något i modellen i normalfallet, mellan en halv och tio procent. Denna överskattning var väntad då modellen finner den övergripande maximerande lösningen med perfekta prognoser över framtida tillrinningar, gångtider och liknande. I verkligheten arbetar de olika kraftverksägarna efter egna intressen, prognoserna är bristfälliga och målet är maximerade vinster inte maximerad produktion.

Vecka 7 är undantaget där produktionen faktiskt underskattas något. Detta beror troligen på samma problem som uppstod för vecka 20 där tillrinningarna är mycket ojämnt fördelade över älvarna och bör också ge bättre resultat då samma förbättring av modellen görs.

Även en jämförelse av en framsimulerad varaktighetskurva över leveranserna över snitt 2 (se Figur 5) med de faktiska från år 2004-2007 (se Figur 6) visar på en liten skillnad mellan modellen och verkligheten. Den simulerade kurvan har skapats i ett scenario utan vindkraft och där den export och import som faktiskt ägde rum under året har utförts innan leveranser över snitt 2 skett.



Figur 5: Varaktighetskurva för leverans över snitt 2 från simulering utan vindkraft och med hänsyn till faktisk export och import.



Figur 6 Verkliga varaktighetskurvor för år 2004-2007. Källa: [3].

Det man kan säga om varaktighetskurvan är som tidigare fastslagits att produktionen är högre i modellen än i verkligheten. I övrigt stämmer modellen ganska väl överens med verkligheten även om det finns fler timmar med riktigt stora leveranser söder över snittet. Dessutom existerar ett par timmar med stora leveranser norr om snittet vilket tyder på att modellen svänger mer i produktionsnivå än vad som sker i verkligheten.

4 Fallstudier

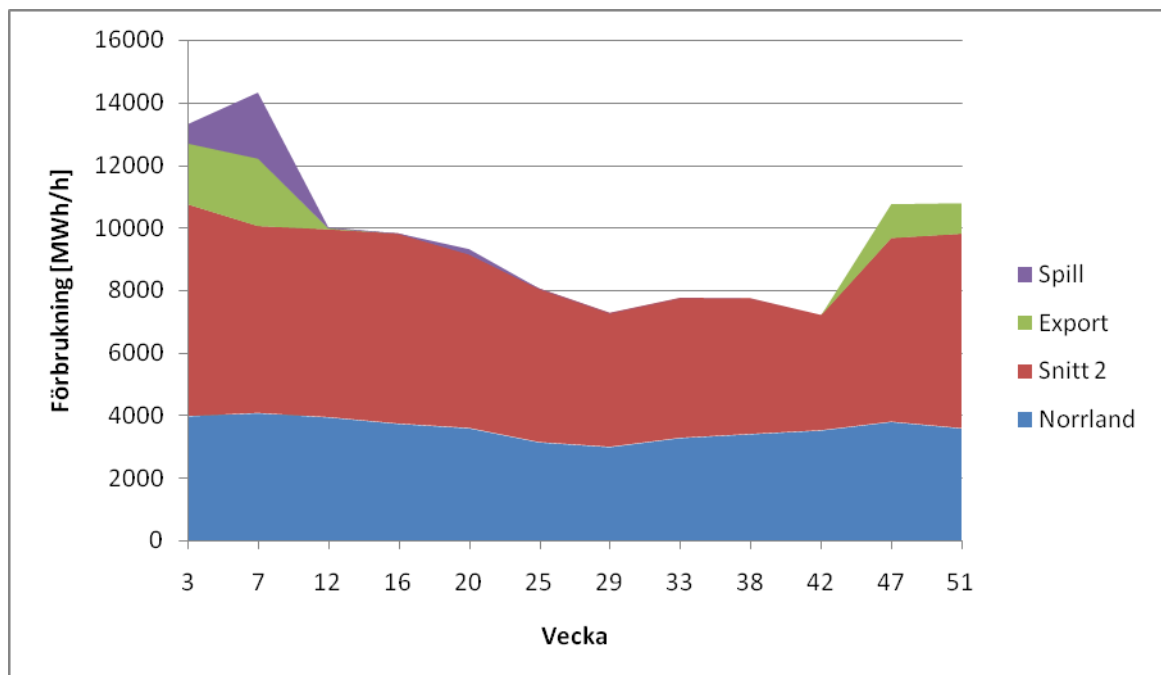
För att studera hur stor vattenkraftens reglerförmåga är har ett antal scenarier med varierande förutsättningar skapats. För vart och ett av dessa scenarier har det studerats hur mycket spill som uppstår. Spillet har räknats om från timenheter spillt vatten till MWh förlorad elproduktion genom att multiplicera antalet timenheter spillt vatten – utöver eventuellt domspill – vid ett kraftverk med kraftverkets bästa verkningsgrad:

$$spill = \sum_{i,t} \mu_{i,1} \cdot (S_{i,t} - \underline{S}_i). \quad (40)$$

4.1 Basfall

Låt oss börja med att undersöka effekten av olika utbyggnad av vindkraften i Norrland. Vinddata för år 2001 användes och som tidigare nämnts gjordes detta för samtliga veckoscenarion för de fyra utbyggnadsnivåerna 1000, 4000, 8000 och 12000 MW installerad effekt vindkraft norr om snitt 2.

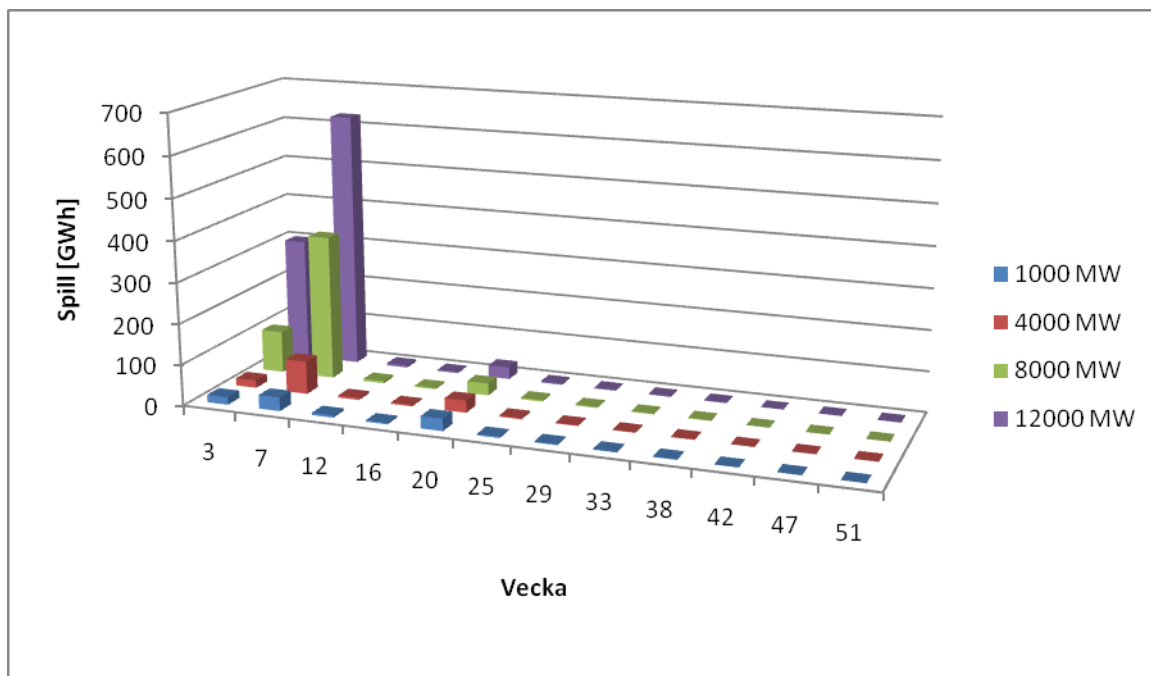
Som illustreras i Figur 7 kommer modellen först att täcka behovet av el inom Norrland, därefter levereras så mycket som möjligt över snitt 2 till södra Sverige. Finns det sedan ett överskott av producerad energi exporteras detta till Norge och Finland. När även den maximala kapaciteten för export är nådd uppstår spill.



Figur 7 Fördelning av elproduktionen vid en vindkraftutbyggnad på 8000 MW.

4.1.1 Resultat

I Figur 8 visas värdet av summan av detta spill över alla kraftverk under hela de simulerade perioderna för de fyra utbyggnadsnivåerna av vindkraft.



Figur 8 Spill för samtliga veckor och samtliga utbyggnadsnivåer i basfallet.

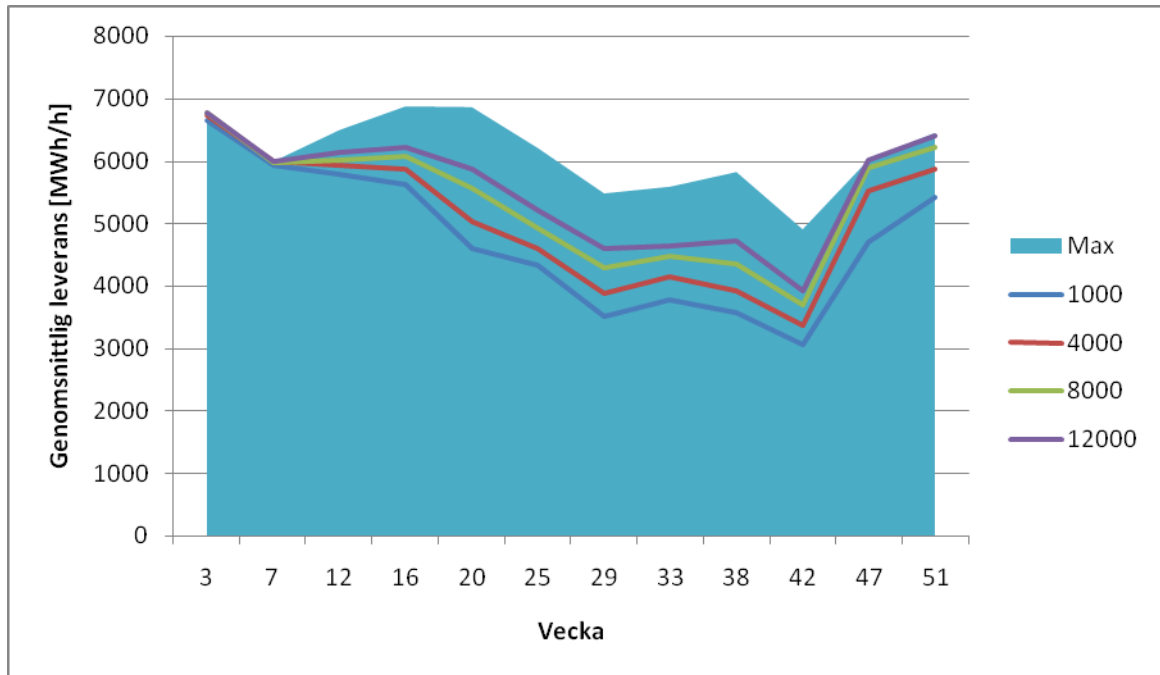
Det något förvånande resultatet vad gäller spillet är att det under större delen av året inte ökar alls trots en kraftigt utökad vindkraftsproduktion. I vecka 3 ökar spillet märkbart vid utbyggnadsnivån 8000 MW och i vecka 7 ökar spillet märkbart vid utbyggnadsnivån 4000 MW. I vecka 47 respektive 51 sker en minimal ökning av spillet vid utbyggnadsnivån 12000 MW. Övriga veckor påverkas spillet inte alls oavsett utbyggnadsnivån. Om varje vecka antas vara representativ för en hel månad (vilket förstås är en ganska grov förenkling) betyder dessa resultat att det totala spillet under ett helt år skulle motsvara ungefär 430, 640, 2200 och 4200 GWh med respektive utbyggnadsnivå.

Under vecka 20 är spillet stort under alla utbyggnadsnivåer men ökar alltså inte med dessa. Det tyder på att detta spill inte beror av vindkraften utan av att modellen behöver balansera vattnet mellan magasinen för att uppnå målnivåerna för samtliga magasin. Detta är alltså en konsekvens av tillrinningen och de valda målnivåerna och inte en konsekvens av vindkraften.

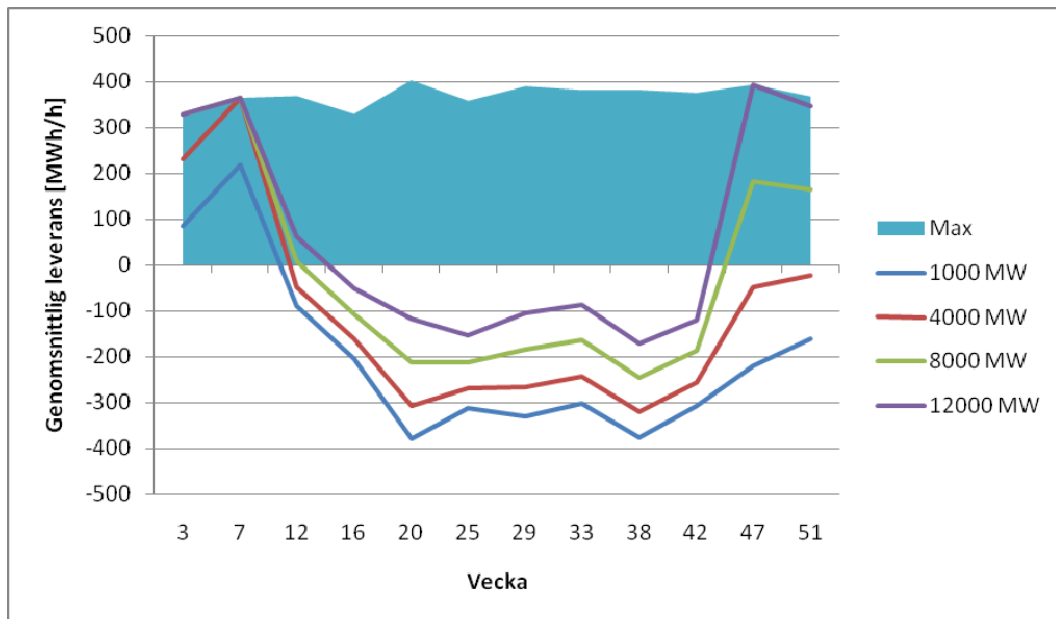
En detalj kring spillet som inte framgår av Figur 8 är att det under vecka 47 med 12000 MW installerad vindkraft skulle spillas ungefär 1,13 GWh el producerad av vind- och kraftvärmeverk. Spillet från vattenkraftverken börjar också öka under denna vecka samt under vecka 51 med högsta utbyggnadsnivån. I absoluta tal är skillnaderna för små för att synas i diagrammet men jämfört med lägre utbyggnadsnivåer är spillet mer än fördubblat. Att man i verkligheten skulle spilla vind- och kraftvärme-producerad el är inte sannolikt. Skulle man hamna i en situation där det finns

risk för spill skulle man få så låga elpriser att det vore bättre för kraftvärmeverken att stänga av elproduktionen.

En förklaring till de låga spillnivåerna kan i viss mån fås om man tittar på andra resultat som den levererade effekten över snitt 2 och den totala exporten. Den effekt som kan levereras över snitt 2 för de olika utbyggnadsnivåerna presenteras i Figur 9 och den exporterade effekten i Figur 10.



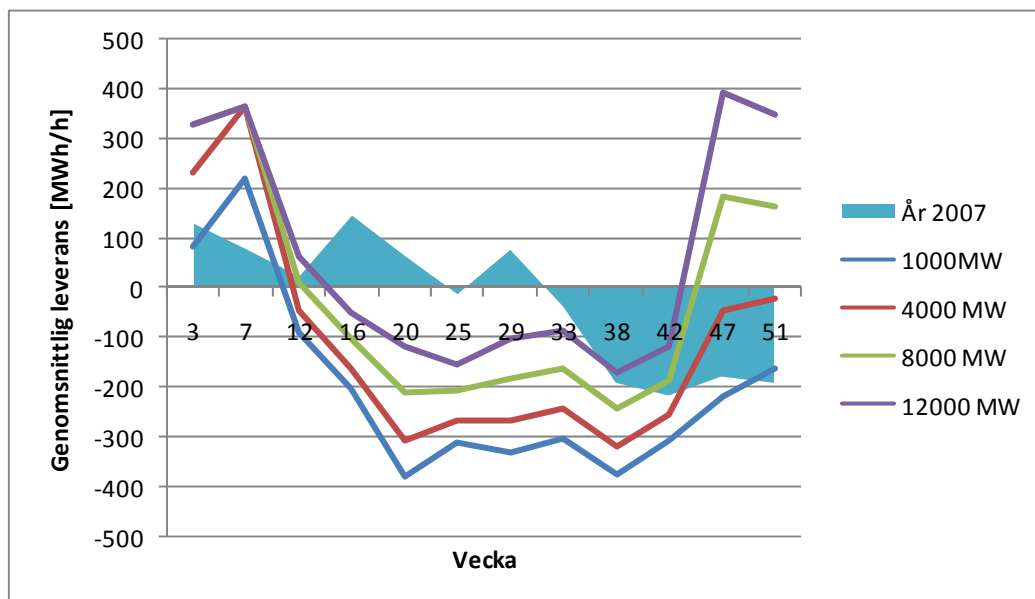
Figur 9 Genomsnittlig överföring per vecka genom snitt 2 i jämförelse med maximal överföringskapacitet.



Figur 10 Genomsnittlig export till Norge och Finland per vecka i jämförelse med maximal överföringskapacitet.

Som tidigare nämndes så spiller modellen endast vatten under timmar när kapaciteten i ledningarna till Norge och Finland är fullt utnyttjad. För scenarierna med 8000 och 12000 MW installerad vindkraft i Norrland ser man tydligt hur detta är fallet under veckorna 3 och 7 och spillet är därför också mycket stort. Det intressantaste resultatet är kanske ändå vecka 51 med 12000 MW vindkraft där spillet har ökat jämfört med lägre nivåer utan att den totala kapaciteten i ledningarna är nådd. I denna simulering har alltså modellen varit tvungen att spilla vatten under vissa av veckans timmar samtidigt som den totala kapaciteten inte kunnats nå vid andra tidpunkter. Anledningen till detta är framförallt vindkraftens snabba variationer. Detta scenario är alltså ett exempel där vattenkraftens reglerförmåga under veckan har nått sin begränsning.

Den kanske största faktorn till det låga spillet finner man då man jämför exportnivåerna med de verkliga under det simulerade året. I Figur 11 representerar det blå fältet nu den verkliga exporten (positiva värden) respektive importen (negativa värden). Om man antar att handeln med andra länder skulle vara oförändrad vid utbyggnad av vindkraften, kanske för att även Norge och Finland bygger ut sin produktion, kommer spillet att vara betydligt större. Som visas i Figur 10 skulle även den lägsta nivån av installerad vindkraft innebära spill av vatten under vintern. Samtidigt som samtliga nivåer fortfarande klarar sig utan att spilla under sommarmånaderna, vilket förstås kan rådas bot på med bättre planering av målnivåerna. Gränserna för vilka veckor som kräver spill och storleken på detta spill varierar som väntat med utbyggnadsnivåerna.



Figur 11 Genomsnittlig export till Norge och Finland per vecka i jämförelse med faktisk överföring under år 2007.

4.2 Variationer i vindkraften

Hur mycket vindkraften producerar en viss vecka på året beror på ett antal faktorer och varierar från år till år. I basfallet användes vinddata från år 2001 vilket leder till att resultaten reflekterar vindförhållanden just det året. I denna fallstudie undersöks hur produktionen påverkas under andra vindförhållanden. Utifrån data från 1992 till 2001 [6] går det att få en uppfattning om hur stor denna variation är och hur det påverkar mängden vatten som behöver spillas.

Utifrån de tio åren plockades för varje vecka ut den maximala och minimala veckan räknat i genomsnittlig vindkraftproduktion per timme, och även en medianserie som får motsvara en normal vecka. Dessa tre scenarion simulerades vid 4000, 8000 och 12000 MW utbyggd vindkraft.

Generellt för alla år kommer vindkraften producera betydligt mer under vintern än under sommaren (se Tabell 1). Under den genomsnittligt minst blåsiga veckan i januari i den undersökta tioårsperioden, producerades det mer än under den allra blåsiga veckan i juli under samma period.

Även om medelproduktionen för en specifik vecka kan öka med 400 % från ett år till ett annat går det inte riktigt att tala om blåsiga eller lugna år, eftersom vinden varierar betydligt mer inom ett år än mellan år; den totala vindkraftproduktionen per år varierar med ungefär $\pm 10\%$ jämfört med medelvärdet för tioårsperioden.

Värt att nämnas är att den allra blåsiga veckan i studien, vecka 3 1995, är den överlägset blåsiga uppmätta veckan av samtliga veckor under tioårsperioden. Denna vecka bör alltså betraktas som ett extremfall.

Tabell 1 Vindkraftsproduktion vid 1000 MW utbyggd vindkraft för vind från 1992-2001

År	Total produktion (MWh)	Maxvecka	Veckomedel (MWh/h)	Minvecka	Veckomedel (MWh/h)
1992	1545963	51	490,2	21	31,3
1993	1477661	1	633,2	24	55,9
1994	1381806	51	450,2	29	42,6
1995	1556256	3	703,5	30	63,2
1996	1283985	9	425,7	38	32,3
1997	1559340	5	496,3	29	14,6
1998	1442874	48	473,7	26	57,8
1999	1406440	47	547,6	31	33,1
2000	1551720	1	584,7	31	39,7
2001	1325739	48	505,4	34	47,4

4.2.1 Resultat

I Figur 12–Figur 14 syns spill angett i GWh för tre olika vindscenarier. Endast de veckor under året som gav ett nämnvärt spill är medtagna i figuren.

Även vid den allra största vindkraftsutbyggnaden och under de allra blåsigaste förhållandena sker det alltså inte något nämnvärt spill under några andra månader på året än vintermånaderna november till mars.

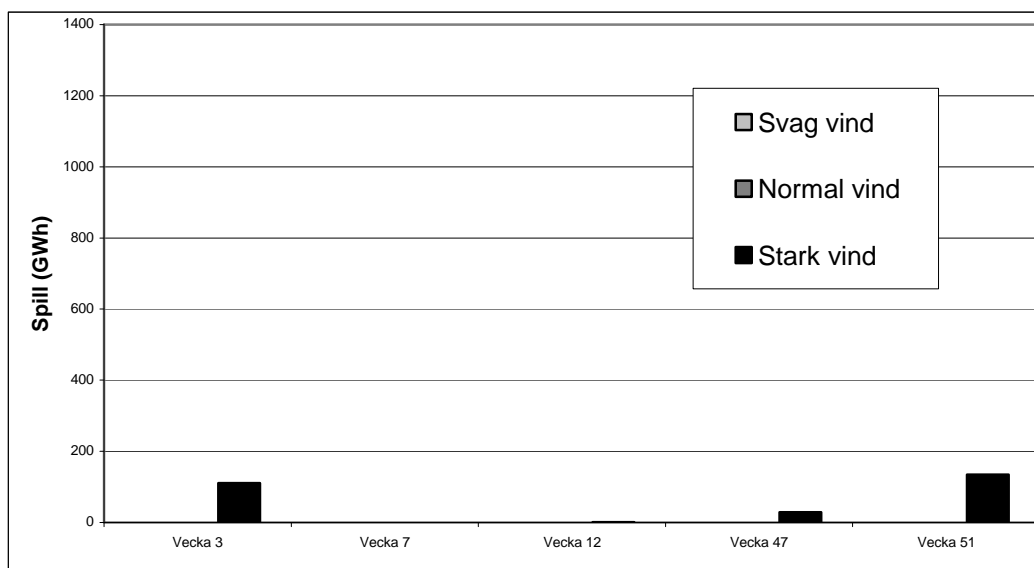
Spillet som med nödvändighet måste ske under vårfloden vecka 20 på grund av att magasinen ska nå sina målnivåer under kraftiga flöden, ökar inte vid ökad vindstyrka då det blåser så pass lite under denna vecka. Vid 12000 MW vindkraftsutbyggnad producerar vindkraften under den allra blåsigaste timmen under det allra blåsigaste året i vecka 20 endast drygt 5000 MW.

Vid 4000 MW utbyggnad sker endast spill under januari och februari. Vid 8000 MW utbyggnad spills det också i december och med 12000 MW utbyggnad sker det påtagligt spill även i mars och november. Här syns också att det under normala vindförhållanden kommer spillas ungefär lika mycket under vecka 3 och vecka 7. Det tyder på att den stora skillnaden i spill mellan dessa veckor i basfallet förmodligen beror på specifika förhållanden under vintern 2001.

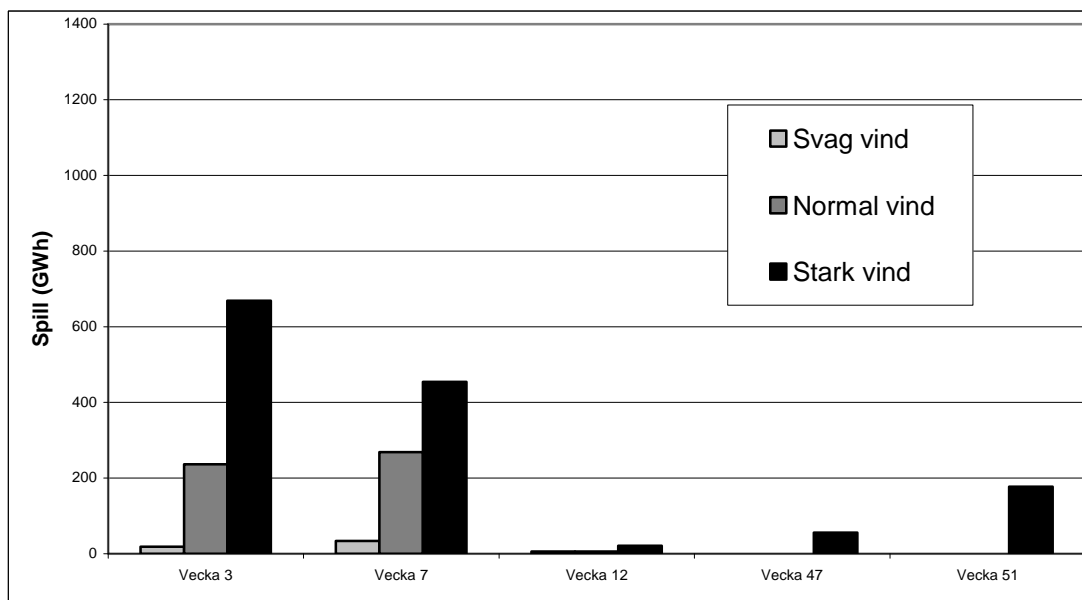
I dessa beräkningar används samma målnivåer genomgående. Att vecka 3 får störst spill beror dels på att det blåser mycket i januari men också på att mycket vatten går åt den veckan eftersom elförbrukningen är stor. Så även då vindarna i det blåsiga scenariot för vecka 3 endast är lite kraftigare än för samma scenario vecka 51 blir spillet mer än dubbelt så stort eftersom produktionen är betydligt större vecka 3 (jfr Figur 4).

På samma sätt blir spillet större i det blåsiga scenariot vecka 7 än i samma scenario vecka 51 trots att det blåser mer i den senare. Ett intressant resultat av simuleringen är att det under de allra blåsigaste förhållandena i vecka 3 vid 12000 MW utbyggnad spills ungefär tre gånger mer energi än vad vattenkraften producerar. Denna orimlighet är ett resultat av modellens fixa målnivåer.

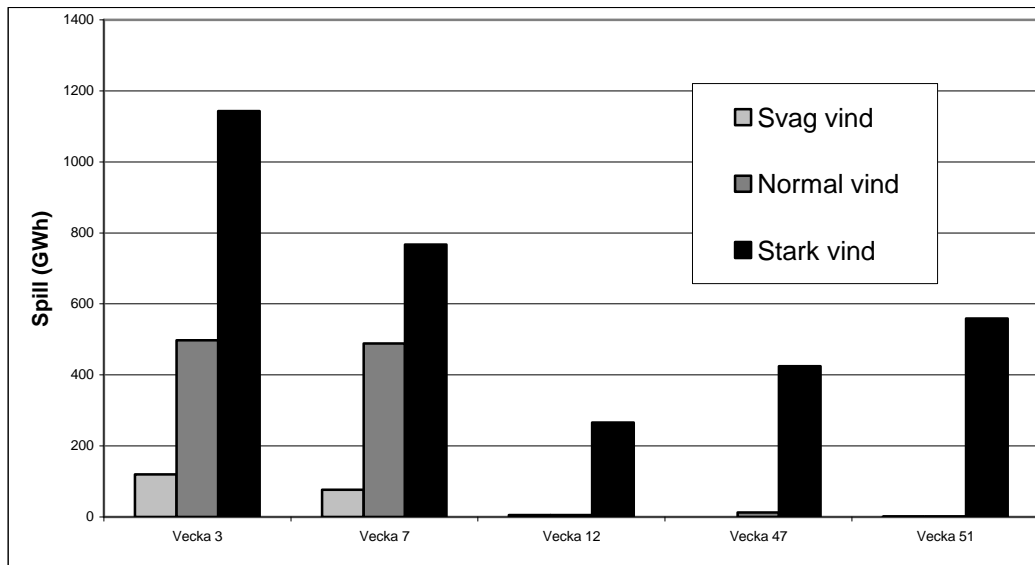
Då de fixa målnivåerna leder till att en bestämd mängd vatten ska genom systemet oavsett hur mycket vindkraften producerar, innebär det att summan av spill och produktion är ungefärligt konstant. I detta extremfall producerar vindkraften tillräckligt mycket för att vattenkraften skulle kunna fylla upp magasinen, men då målnivåerna är anpassade till det fallet då vattenkraften måste försörja halva Sveriges elförbrukning, blir spillet extremt.



Figur 12 Spill vid 4000 MW utbyggnad under olika vindförhållanden.



Figur 13: Spill vid 8000 MW utbyggnad under olika vindförhållanden.

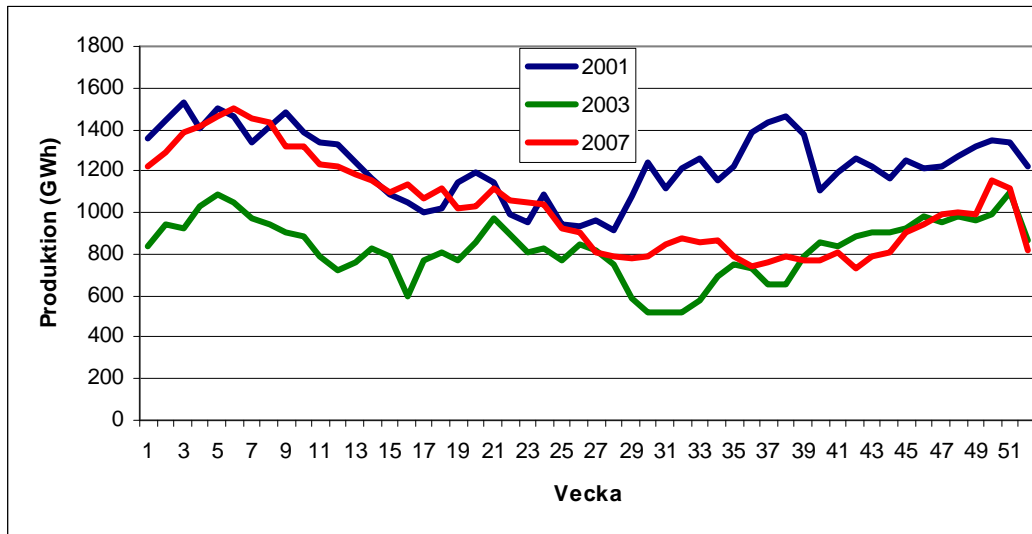


Figur 14: Spill vid 12000 MW utbyggnad under olika vindförhållanden.

4.3 Torrår och våtår

Den naturliga tillrinningen i Sveriges vattendrag varierar kraftigt från år till år. Mellan olika år kan vattentillgången variera med 30 TWh från lägsta till högsta notering. I den första fallstudien användes data från 2007 som utgångspunkt då tillrinningen under detta år låg nära genomsnittet för de senaste 50 åren. I denna fallstudie undersöks vad som sker under år med hög respektive låg tillrinning. På samma sätt som i den första fallstudien hämtades veckodata över tillrinning och magasin nivåer från Svensk Energis statistik. Först från ett typiskt våtår, i det här fallet år 2001 som hade 18% större produktion än ett vanligt år, och från det typiska torråret 2003, med 20% mindre produktion än ett vanligt år.

I Figur 15 ses vattenkraftsproduktionen under 2001 och 2003 jämfört med basfallet 2007.



Figur 15 Verklig vattenkraftproduktion för typåren. Källa: Svensk Energi.

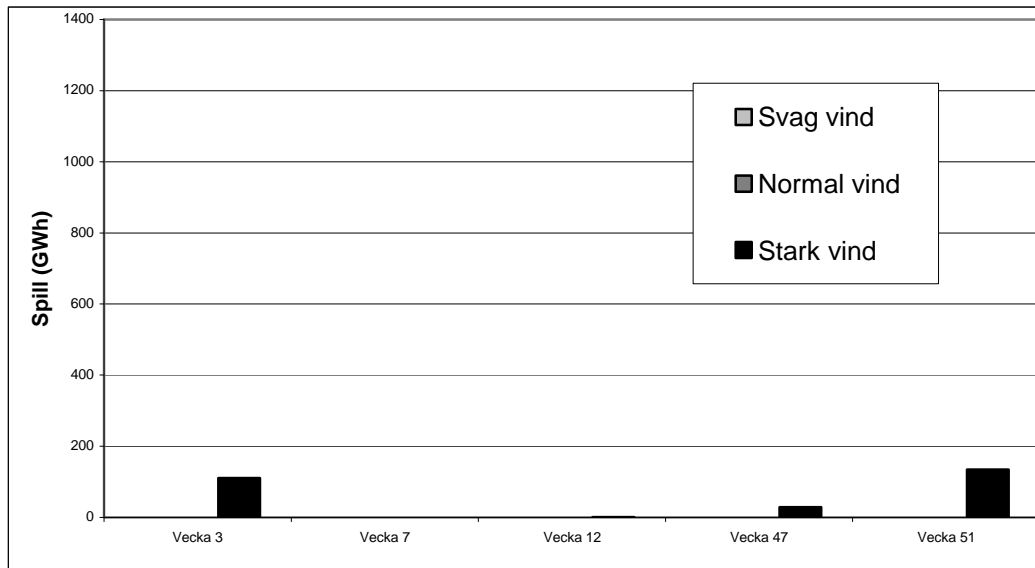
Som i fallet med varierande vindkraftproduktion (avsnitt 4.2) undersöktes spillförluster vid tre olika vindförhållanden, och vid vindkraftsutbyggnaderna 4000, 8000 och 12000 MW.

4.3.1 Resultat torrår

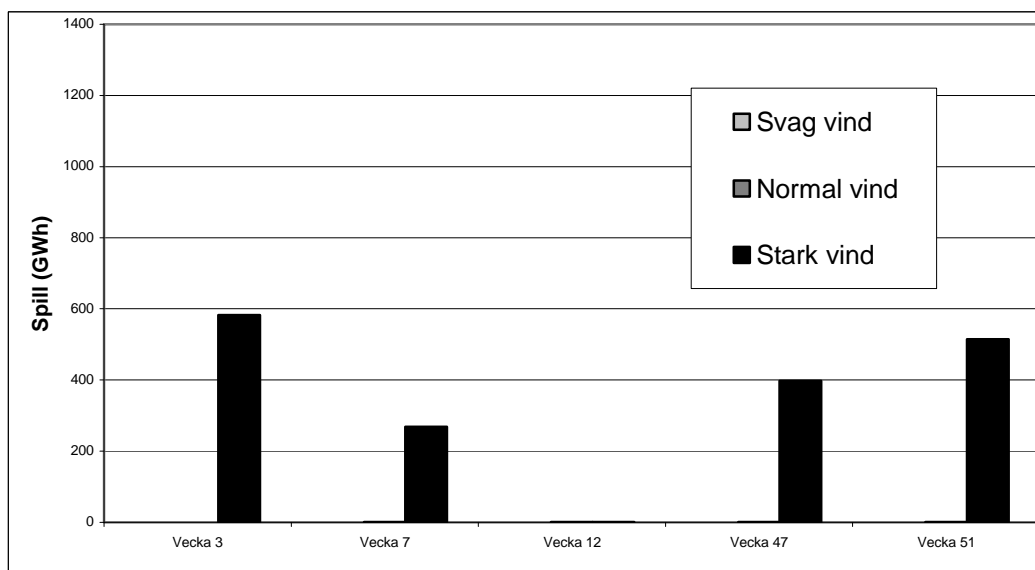
Under ett torrår är tillrinningen under året betydligt lägre än under ett normalår och detta ökar reglermöjligheterna för kraftverken. Denna låga tillrinning av vatten leder i modellen till att spillet blir så gott som obefintligt vid en utbyggnad på 4000 MW.

Endast i de allra blåsiga förhållanden vid utbyggnader över 8000 MW sker något påtagligt spill. I Figur 17 ses att vid ett torrår med 12000 MW utbyggd vindkraft kommer det bara att spillas om vinterveckorna blir riktig blåsiga, men spillet blir ändå endast hälften av vad det skulle spillas under ett år med normal tillrinning under samma övriga förhållanden.

Eftersom det endast är under extremt blåsiga veckor som man får spill så borde ett torrår under de allra flesta omständigheter kunna passera utan något större spill överhuvudtaget även vid en så stor vindkraftsutbyggnad som 12000 MW.



Figur 16: Spill under ett torrår vid 8000 MW utbyggnad under olika vindförhållanden.



Figur 17: Spill under ett torrår vid 12000 MW utbyggnad under olika vindförhållanden.

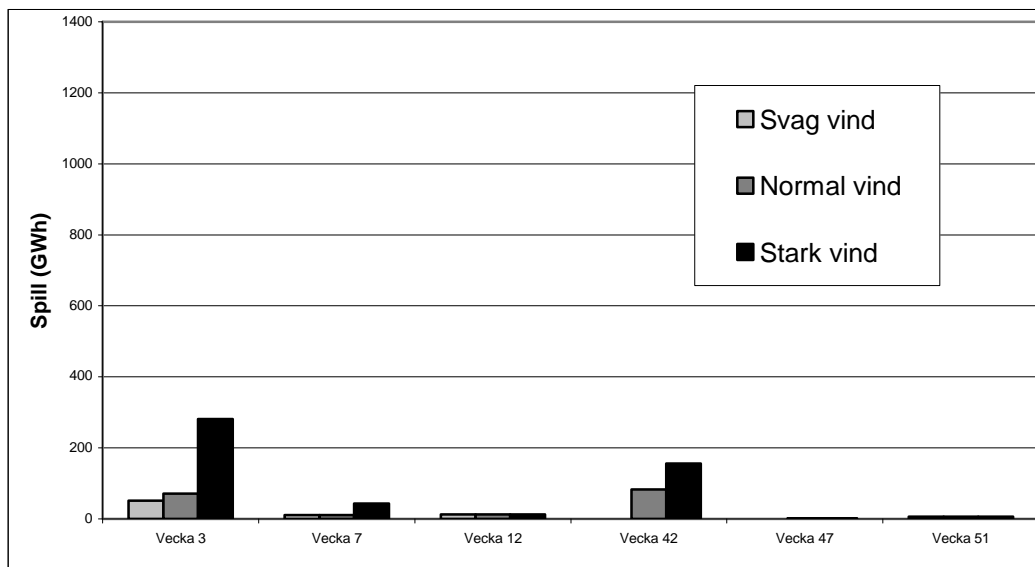
4.3.2 Resultat våtår

Under den kraftiga tillrinningen som sker under ett våtår blir det som väntat betydligt större spill överlag. Tydligt är att det nu sker kraftigt spill även i vecka 42, en vecka där det inte spills alls ett normalår ens under de allra blåsigaste förhållandena.

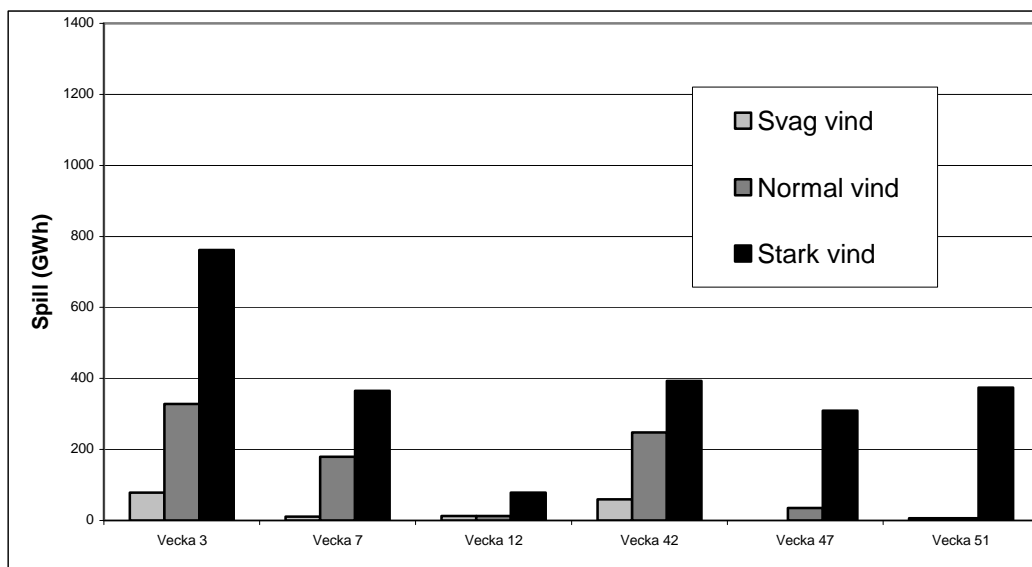
Den nuvarande vattenkraftsmodellen klarar inte av att simulera den extrema tillrinningen som skedde under sommaren 2001, vecka 25 till 38 –

optimeringsprogramvaran hittar ingen tillåten lösning. Problemet är av samma natur som för vecka 20 i basfallet, då det var nödvändigt att i detalj studera var i älven tillrinningen sker (se avsnitt 3.1.3). Därför är det oklart hur mycket som skulle spillas under sådana veckor. De generellt svaga vindarna under denna tid på året innebär att vindkraftsproduktionen inte nödvändigtvis utgör någon stor påverkan på spillet.

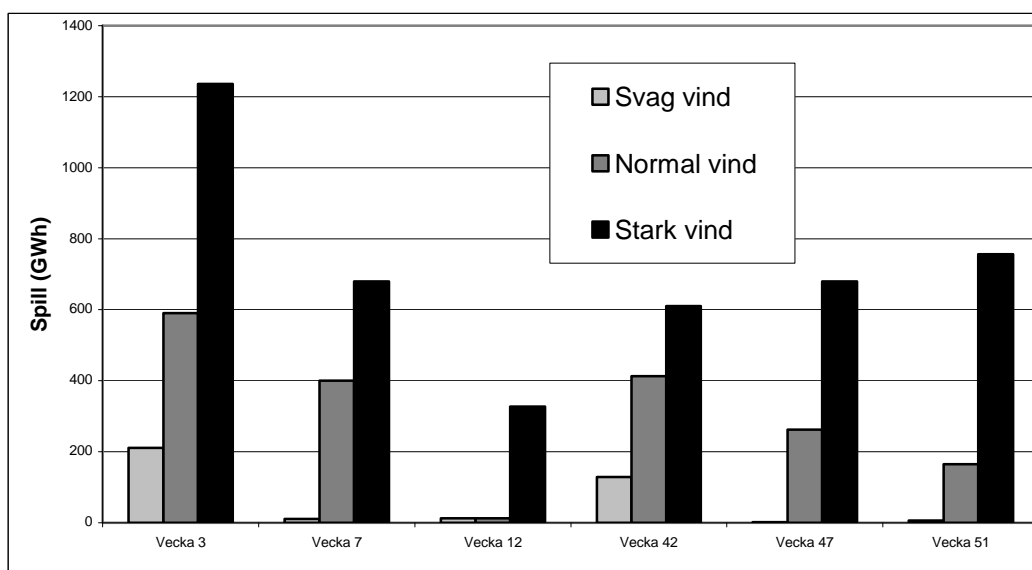
Vid 8000 och 12000 MW är spillet i januari-mars jämförbart med samma utbyggnad under ett år med normal tillrinning. Däremot syns en större skillnad i oktober till december, då de väldiga vattenmängder som magasinen fylldes med under sommaren ska tappas. Detta antyder att spillet under ett våttår inte skulle vara så mycket större under årets första månader utan att skillnaden framför allt berör slutet av året. Huruvida denna skillnad är generell eller specifik för de studerade åren 2001 och 2007 är svårt att avgöra.



Figur 18: Spill under ett våttår vid 4000 MW utbyggnad under olika vindförhållanden.



Figur 19: Spill under ett våtår vid 8000 MW utbyggnad under olika vindförhållanden.

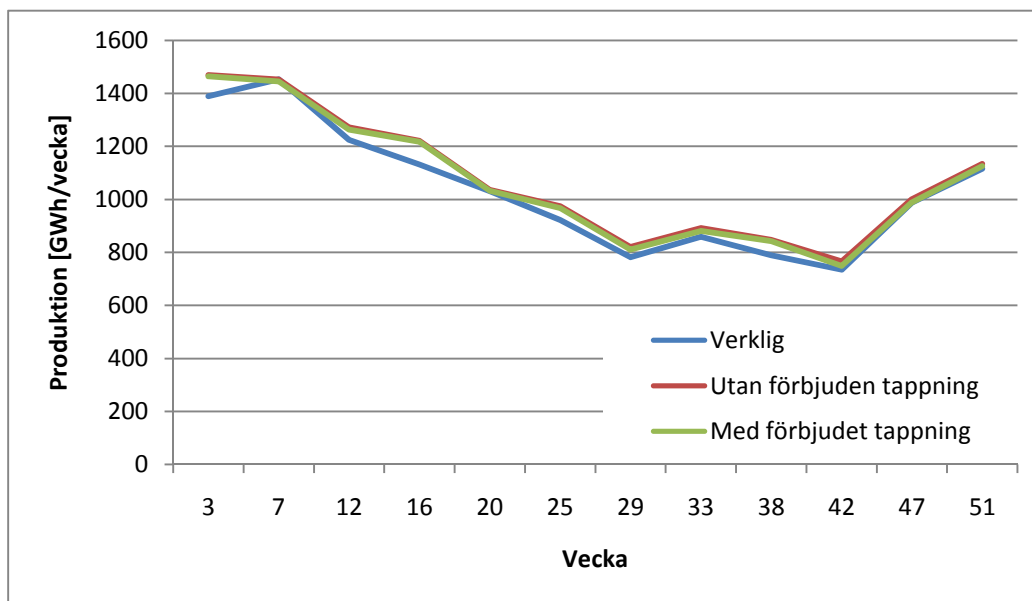


Figur 20: Spill under ett våtår vid 12000 MW utbyggnad under olika vindförhållanden.

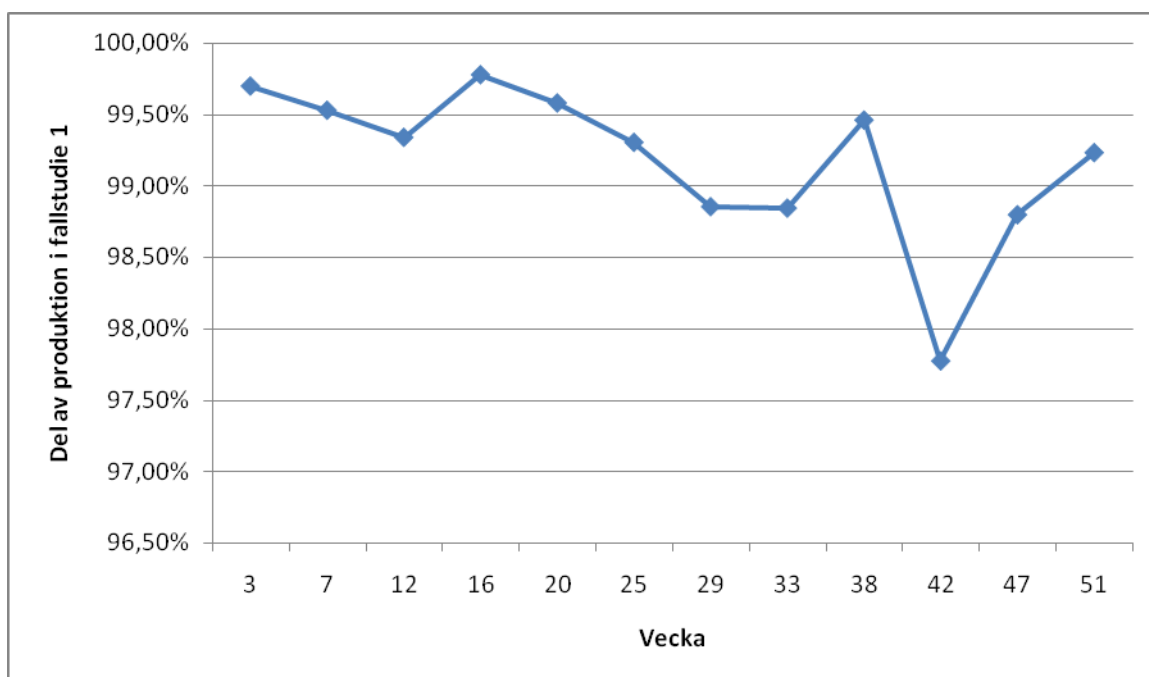
4.4 Förbjudna intervall för tappningen

I denna fallstudie används den modell av förbjudna intervall för tappningen som beskrivits i avsnitt 2.3.1. För simuleringarna som utförts för att undersöka de förbättrade modellerna av kraftverken har samma indata använts som i basfallet (avsnitt 4.1). Detta har gjorts för att enklast kunna jämföra effekterna av de utbyggda modellerna med den enklare samt eftersom detta arbete utfördes parallellt med framtagandet av de nya scenarierna.

Som väntat när möjligheterna att styra tappningen begränsas sjunker produktionen något. Förlusten är dock inte enorm, utan varierar mellan som värst drygt 2 procent, vecka 42, och som minst 0,2 procent vecka 16. I Figur 21 jämförs den nya simulerade produktionskurvan med den tidigare samt den verkliga och Figur 22 visar i detalj den procentuella minskningen av produktionen för de olika veckorna vid införande av förbjudna tappningsintervall.

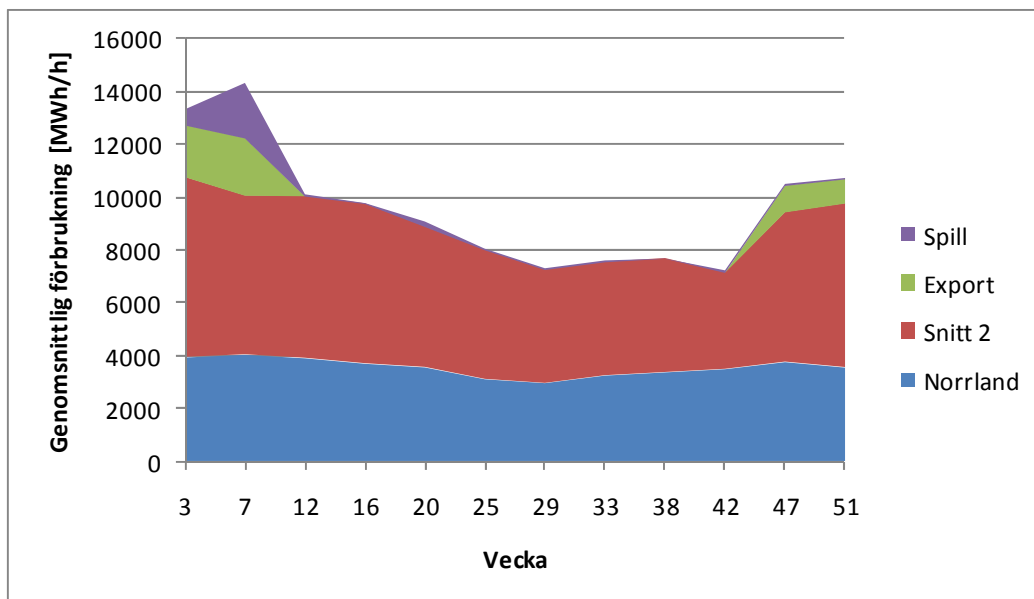


Figur 21 Produktion med förbjudna intervall jämfört med basfallet och verkligt utfall.



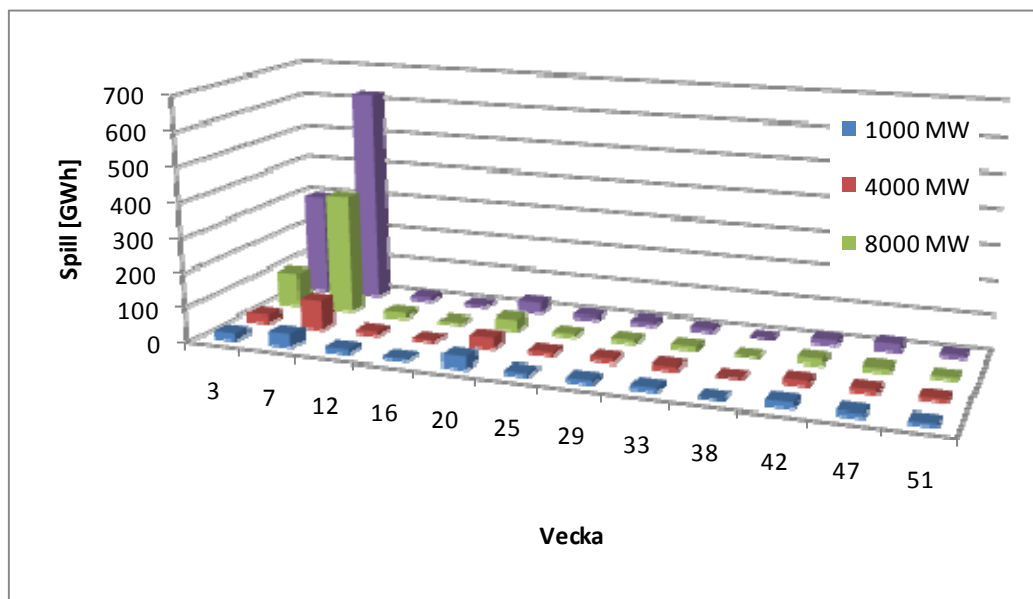
Figur 22 Produktion med förbjudna intervall jämfört med basfallet.

När produktionen minskar kommer spillet att öka. Dels beror detta på att spill nu troligen kommer att användas för att klara krav för mintappningar då gränsen för mintappningen ofta är lägre än den minsta tillåtna tappningen. Dessutom kan lite spill uppstå i slutet av simuleringsperioden när modellen kan behöva flytta en liten mängd vatten till ett lägre magasin för att uppfylla kravet på målnivån i detta. Om mängden vatten som måste flyttas är mindre än den lägsta tappningsnivån innebär det att detta vatten måste spillas istället för att tappas.



Figur 23: Fördelning av elproduktionen vid en vindkraftutbyggnad på 8000 MW.

I Figur 23 och Figur 24 framgår att det finns ett visst "grundspill", alltså det spill som sker oavsett vindkraftens utbyggnadsnivå, och att detta har ökat jämfört med tidigare modell. Detta är främst en följd av de ändrade bivillkoren för mintappning som nu inkluderar spillet. Lite spill uppkommer också på grund av kravet att hålla målnivåerna i de fall där överskottet som ska tömmas ur ett magasin inte är tillräckligt stort för att tillåta att tappas. Bortsett från grundspillet är resultaten snarlika grundmodellens, produktionen är nästan densamma och spillet följer samma mönster som tidigare. Bortsett från ett ökat grundspill är de enda skillnaderna i denna utbyggda modell en något kraftigare ökning av spillet under veckorna 47 och 51 med högsta utbyggnadsnivån.

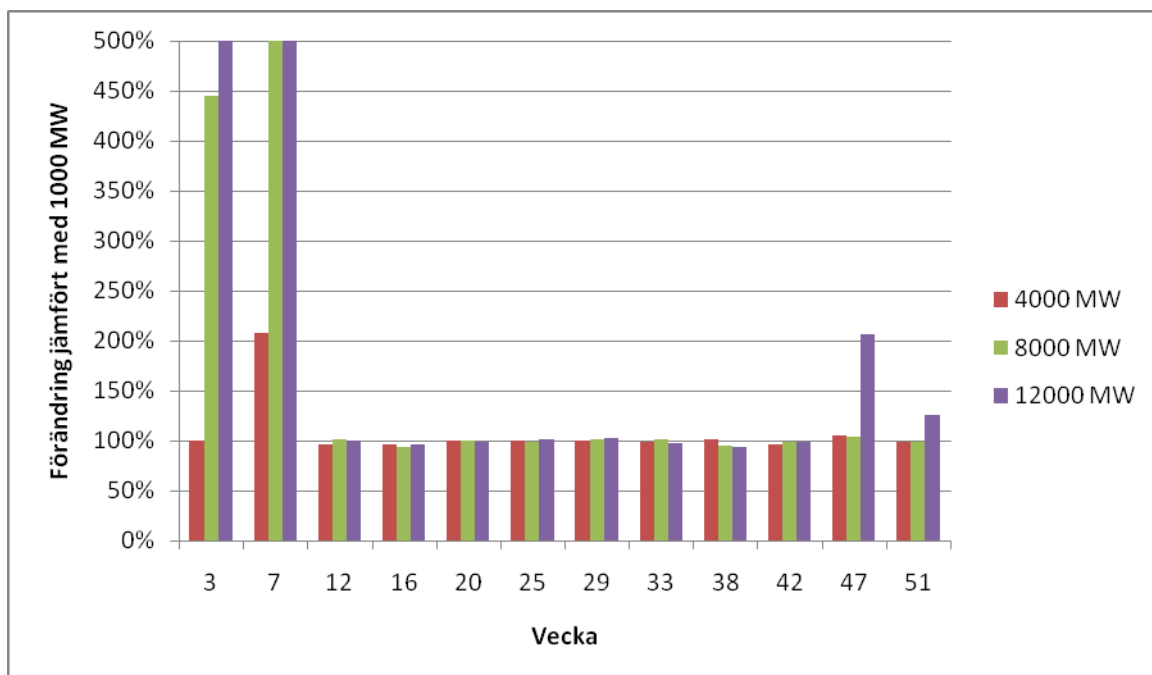


Figur 24 Spill för samtliga veckor och samtliga utbyggnadsnivåer i fallet med förbjudna intervall för tappningen.

I Figur 25 nedan visas förändringen av spillet med utbyggd vindkraft jämfört med den lägsta utbyggnadsnivån. Som tydligt framgår minskar faktiskt spillet i vissa fall trots en större levererad effekt från vindkraften, detta är en effekt av att modellen nu innehåller heltalsvariabler och kan i praktiken bortses ifrån. För att det inte ska ta väldigt lång tid att lösa optimeringsproblemet väljer datorn en i någon mening tillräckligt bra lösning, vilken alltså kan vara lite sämre än den som hittats för lägre utbyggnadsnivåer.

Tabell 2 Spill vid olika utbyggnadsnivåer för vindkraften angivet i procent av spillet vid 1000 MW vindkraft. I samtliga simuleringar har förbjudet intervall använts.

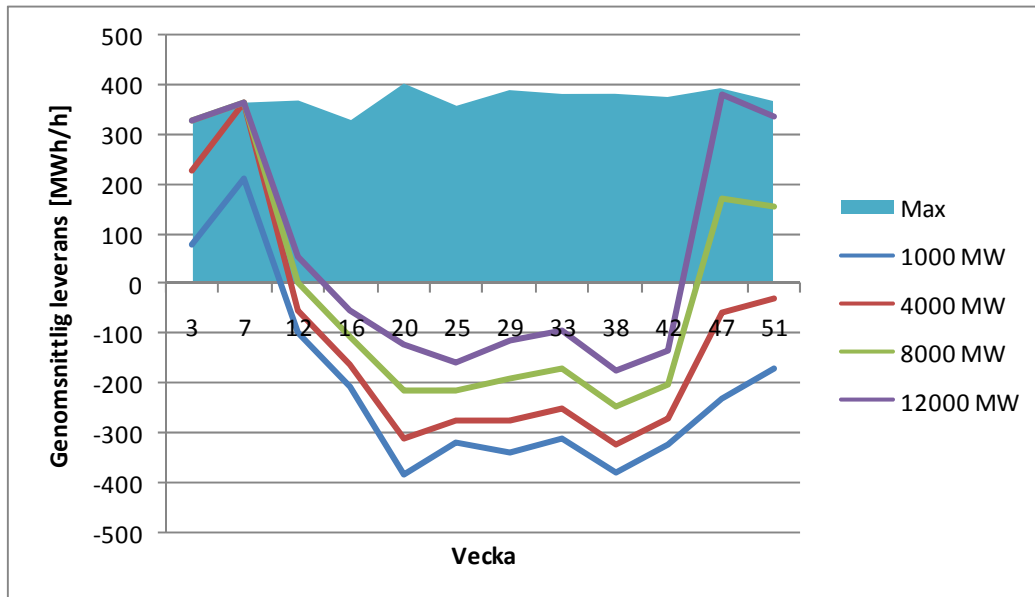
Vecka	4000 MW vindkraft	8000 MW vindkraft	12000 MW vindkraft
3	99,3%	445,35%	1292,78%
7	207,74%	869,42%	1550,48%
12	96,27%	101,13%	99,99%
16	96,30%	94,29%	96,23%
20	99,46%	99,81%	98,88%
25	99,83%	98,67%	101,98%
29	100,01%	101,91%	102,05%
33	98,81%	101,07%	97,53%
38	101,53%	94,56%	93,90%
42	96,18%	98,39%	98,98%
47	104,67%	104,18%	207,27%
51	98,1%	98,88%	126,09%



Figur 25 Spill vid olika utbyggnadsnivåer för vindkraften angivet i procent av spillet vid 1000 MW vindkraft.

Det kanske mest intressanta resultatet från dessa simuleringar får man när man jämför spillet med exporten. Det är tydligt i denna utbyggda modell att spill kan uppstå under en vecka även om inte den fulla kapaciteten för produktion är uppnådd. I Figur 25 ser man att spillet ökar veckorna 47 och 51 vid 12000 MW samtidigt som Figur 26 visar att hela veckans totala exportkapacitet inte är nyttjad till max. Under vecka 51 med högsta utbyggnaden finns 30 GWh outnyttjad exportkapacitet och ändå spiller modellen mer än 2 GWh mer än för de lägre nivåerna.

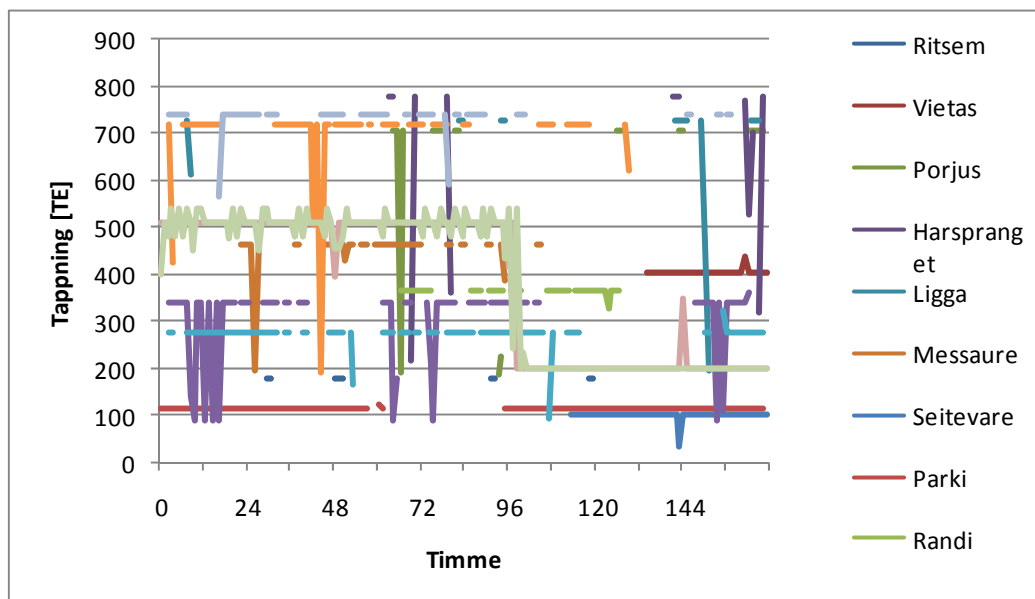
Skälet till detta är som tidigare nämnts att kapaciteten för vattenkraftens reglerförmåga är begränsad. Jämför man framförallt veckorna 47 och 51 med 12000 MW installerad vindkraft i Figur 26 och Figur 10 framgår det att modellen i denna fallstudie har aningen sämre möjligheter att jämna ut vindkraftens produktion.



Figur 26: Genomsnittlig export till Norge och Finland per vecka i jämförelse med maximal överföringskapacitet.

4.5 Start och stopp av vattenkraftverk

I Figur 27 visas ett exempel på en tappningsplan. Trots att denna vecka är ganska lugn, utan stort spill, ser man att tappningarna ständigt ändras mycket. Det är inte heller ovanligt att ett kraftverk växlar mellan noll och maximal tappning, t.ex. Letsi, Porsi och Harsprånget. I denna fallstudie studeras hur vattenkraftproduktionen påverkas om man försöker undvika denna typ av driftplaner. Den modell som används tar liksom modellen i avsnitt 4.4 hänsyn till förbjudna intervall för tappningen. Dessutom ingår en parameter K som begränsar antalet starter (se avsnitt 2.3.1).



Figur 27 Exempel på tappningsplan för Luleälven.

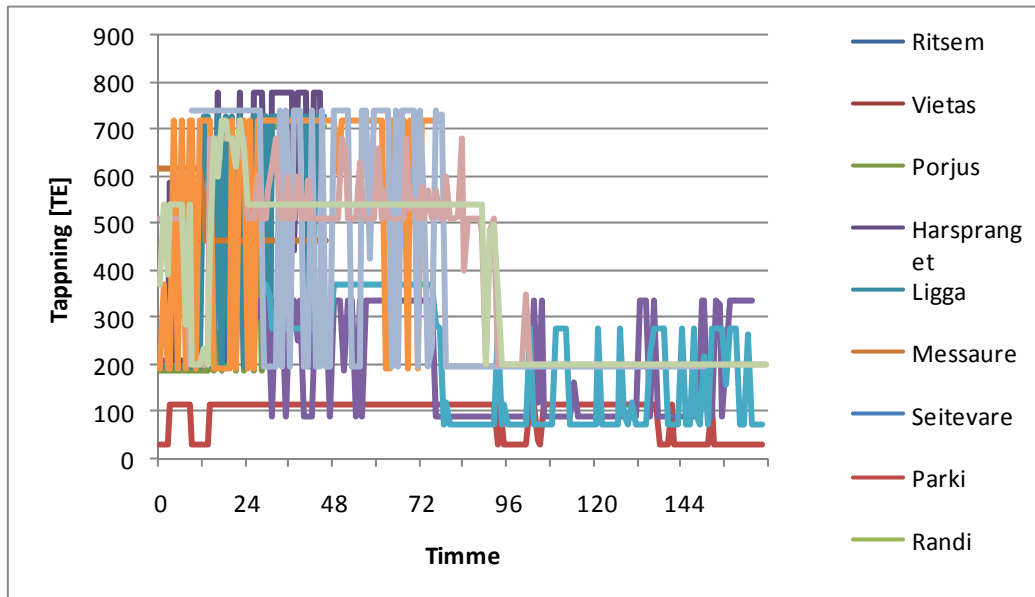
Resultaten från några val av antalet tillåtna starter, K , för vecka 25 med 8000 MW installerad vindkraft visas i Tabell 3 nedan.

Tabell 3 Konsekvenser av att begränsa antalet starter.

K	Total produktion (GWh)	%	Antal starter	%
∞	967,241	100,0	1438	100,0
1000	971,551	100,5	973	67,7
500	971,824	100,5	471	32,8
300	972,997	100,6	276	19,2
200	969,786	100,3	199	13,8
150	939,823	97,2	149	10,3

Det är tydligt att modellen inte har funnit den absolut bästa lösningen i flera utav fallen. Detta kan förklaras med den inbyggda bristen på exakta lösningar som finns för heltalsproblem (se avsnitt 2.1.2). Modellen söker inte nu nödvändigtvis efter den absolut optimala lösningen utan efter en tillräckligt optimal lösning, ibland kan man därför med hårdare villkor finna något lite bättre lösningar. Vad som dock framgår är att med denna enkla begränsning kan modellen minska antalet starter betydligt utan att det behöver innebära stora produktionsförluster.

I Figur 28 visas en ny tappningsplan för Luleälven under samma förutsättningar som tidigare men med begränsat antal starter. Tyvärr växlar tappningarna nu ofta och snabbt mellan maximal och minimal tappning för att slippa stoppa kraftverket, vilket är en icke önskvärd bieffekt.



Figur 28 Exempel på tappningsplan för Luleälven med en begränsning på antalet starter till 200 per vecka.

Det bör påpekas att dessa starter och stopp gäller hela kraftverk och inte enskilda turbiner i kraftverken. Att istället kunna kontrollera starterna av turbiner skulle vara mer önskvärt men då ingen hänsyn tagits tidigare till kraftverkens olika utformning eller antal turbiner kan inte det göras i den här modellen.

4.6 Tappningsändringar

Syftet med denna fallstudie är att se hur vattenkraftproduktionen påverkas om man försöker undvika stora produktionsändringar i kraftverken. Till skillnad från avsnitt 4.5 används här en modell som straffar tappningsändringar (se avsnitt 2.3.1). Modellen i denna fallstudie tar även hänsyn till förbjudna intervall.

I Tabell 4 presenteras värden för testkörningar av vecka 25 med olika värden för straffparametern C , d.v.s. kostnaden för förändring i tappningsnivå (se avsnitt 2.3.1).

Tabell 4 Resultat för vecka 25 med olika strafffaktorer för tappningsförändringar.

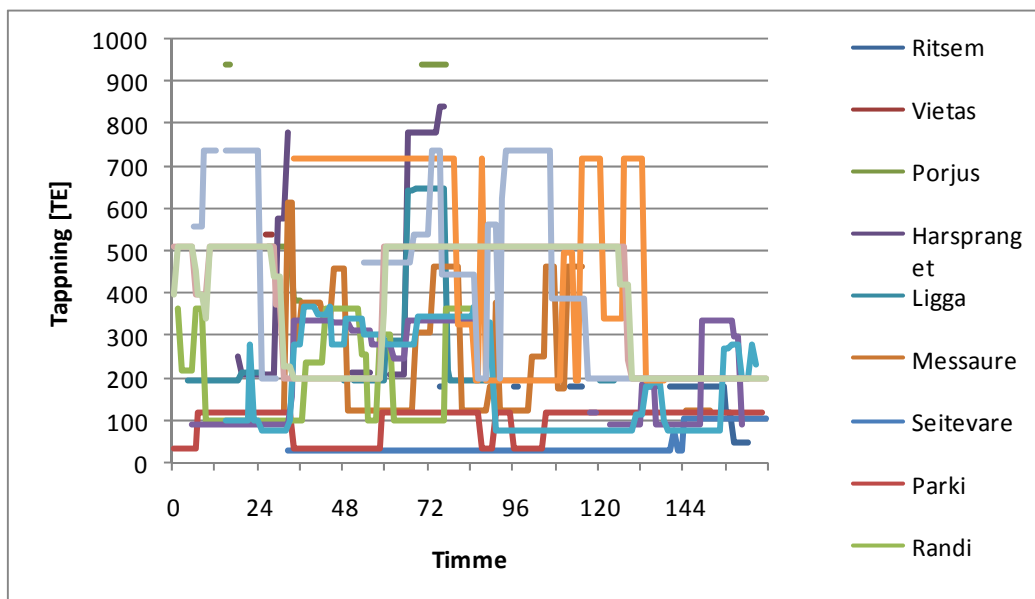
C	Antal starter	Total produktion (GWh)	Förlorad produktion (GWh)	Förlorad produktion (%)	Σ Tappningsändringar (TE)	Σ Tappningsändringar (%)
0	473	972,145	0	0	749538	100
10^{-10}	473	972,145	0	0	748180	99,82
10^{-9}	213	956,007	16,138	1,66	170920	22,82
10^{-8}	207	963,670	8,475	0,87	72799	9,71
10^{-7}	170	894,531	77,614	7,98	72017	9,61
10^{-6}	178	928,801	43,334	4,46	65905	8,79
0,1	181	901,579	63,602	6,54	69640	9,29

Teorin är att ju mindre C är desto mindre förändringar skall ses på produktion och tappningsändringar. I Tabell 4 syns dock att även här uppstår bekymmer med heltalslösningarna, varför resultaten inte alltid stämmer helt överens med teorin. Det är ändå inte speciellt svårt att utläsa trenden att med ett C i storleksordningen 10^{-6} till 10^{-9} går det att finna lösningar där kraftverken drastiskt minskar tappningsändringarna utan att förlora mer än några procent av produktionen. I praktiken skulle en sådan förlust kunna vara ett stort problem då några procent av den totala produktionen motsvarar stora summor.

En intressant effekt av denna metod är att inget extra straff eller krav på antal starter behövs anges. På grund av det förbjudna tappningsintervallet blir en uppstart en stor förändring i tappningen vilket kostar målvärdet mycket och antalet starter hålls automatiskt på en låg nivå. Att straffa förändrad tappning kan också i viss mån sägas ha en hämmande effekt på start och stopp av enskilda turbiner.

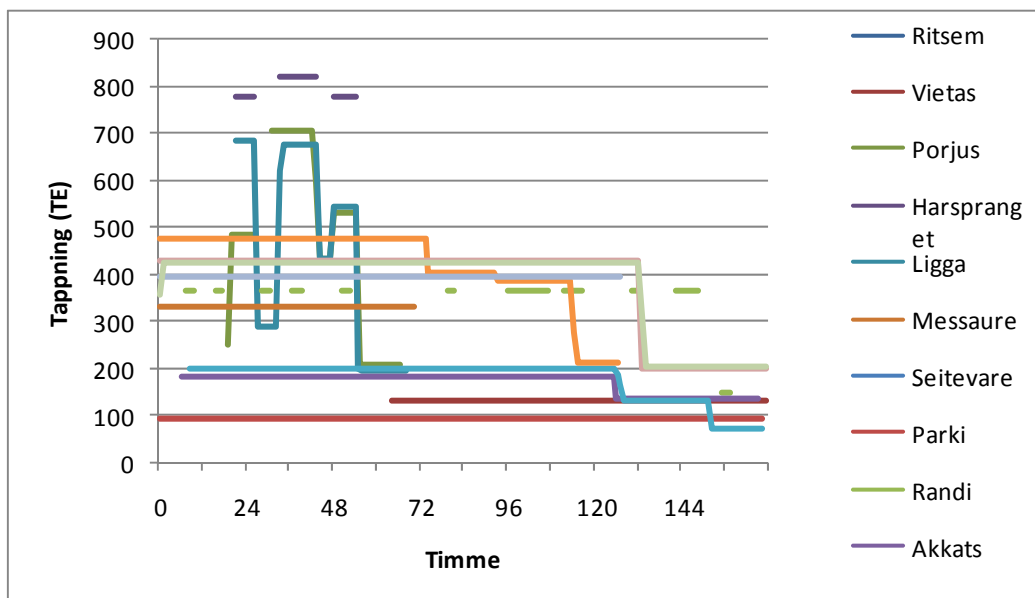
Det bör också noteras att denna typ av straff inte gör någon skillnad på snabba eller långsamma förändringar i tappningen. Att ändra mellan två tappningsnivåer under en timme kostar inte mer än en utdragen ändring som tar flera timmar. En variant som straffar snabba förändringar kontra långsamma görs enklast genom att kvadrera absolutbeloppet i ekvation (37) men detta medför så klart en olinjär modell.

I Figur 29 visas driftplanen för Luleälven under samma scenario som i Figur 28 men med ett relativt lindrigt straff, $C = 10^{-9}$.



Figur 29 Tappningsplan för Luleälven med $C = 10^{-9}$.

Det är som nämnts möjligt att göra tappningarna betydligt mer stabila, till exempel med $C = 10^{-2}$ som visas i Figur 30 nedan. Att straffa förändringar så här hårt är dock inte önskvärt då den totala produktionen under veckan sjunkit med över 5% vilket betyder att modellen nu underskattar verkligheten. Noterbart är också att vissa kraftverk inte producerar något under hela perioden utan endast spiller vatten, exempelvis Ritsem och Seitevare i Luleälven.



Figur 30 Tappningsplan för Luleälven med $C = 10^{-2}$.

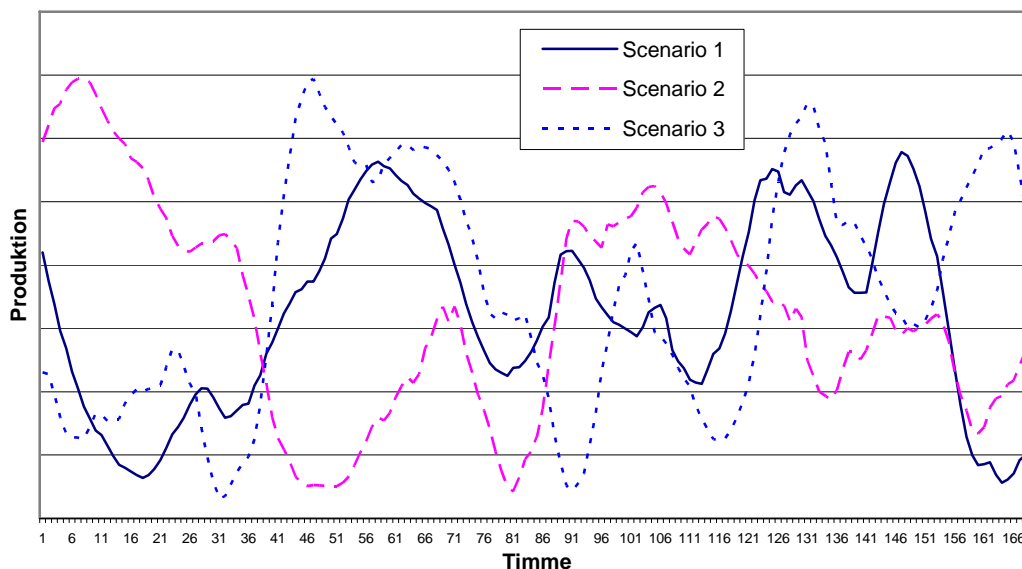
4.7 Vindkraftprognoser

I samtliga fallstudier hittills har vindkraftsproduktionen representerats av en tidsserie med vinddata för varje timme. I denna fallstudie används en utveckling av modellen för att få en uppfattning om hur mycket denna förenkling påverkar slutresultatet. Den stokastiska utbyggnaden av modellen beskrevs i avsnitt 2.2.2.

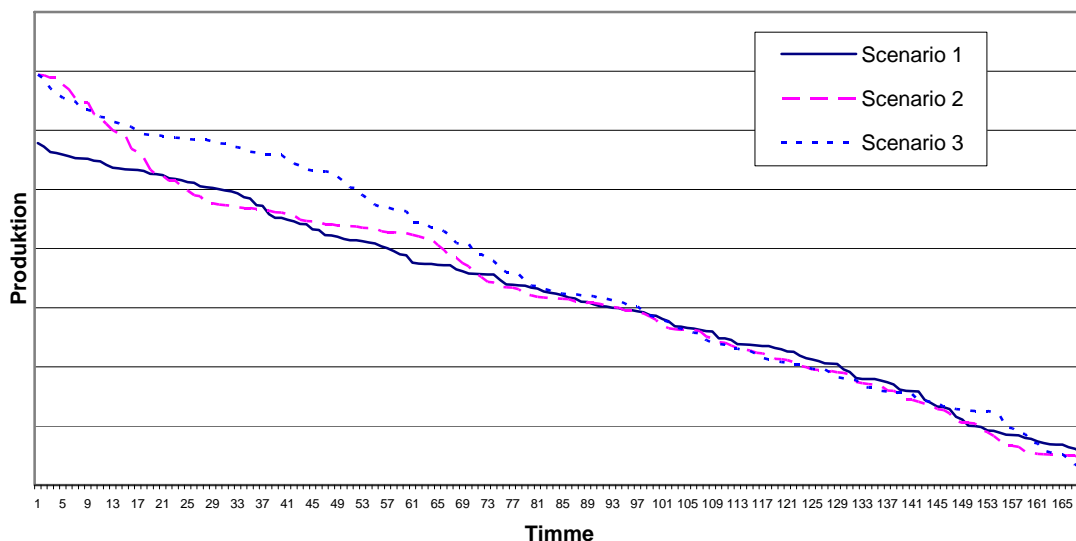
Istället för en given tidsserie för vinden får vindkraftsproduktionen representeras av tre möjliga tidsserier, tre möjliga scenarier. För enkelhetens skull antas att dessa tre scenarier är lika sannolika. De tre tidsserierna hämtas från samma data från 1992 till 2001 som användes i tidigare fallstudier.

Eftersom modellen fortfarande använder sig av bestämda magasinshöjder i början och slutet av veckan och en given tillrinning är det varje vecka en given mängd vatten som ska passera systemet. I Figur 31 ges ett exempel över hur tre olika veckoscenarier kan se ut för en vecka, i detta fall vecka 7. Dessa vindprofiler är i tur och ordning från 2001, 1993 och 1998. Det går tydligt att se att vindvariationen under en vecka är stor, och att det inte på något sett lika från år till år vilka timmar det blåser mycket och vilka timmar det blåser lite.

Figur 32 visar en varaktighetskurva över samma vindscenarier. Här framgår att vindfördelningen är ungefär lika mellan de tre. Med andra ord är det ungefär samma mängd vindenergi som produceras per vecka under de tre scenarierna, och med en given mängd vatten att förbruka är det också en given mängd potentiell vattenkraftsenergi att tillgå under veckan. Hur dessa två förhåller sig till varandra påverkar resultatet i den stokastiska modellen.

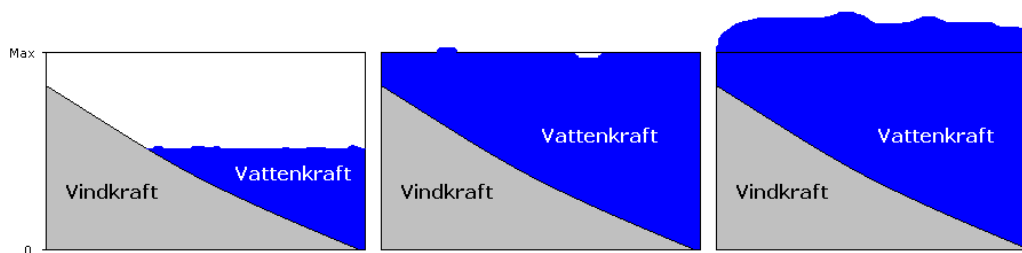


Figur 31 Vindkraftsproduktion vecka 7, tre olika år.



Figur 32 Varaktighetskurvor för vindkraftsproduktion vecka 7

Det visar sig att det är endast vid vissa fall som den typen av osäkerhet som den stokastiska modellen introducerar gör någon skillnad gentemot en modell med perfekt information. Om man summerar överföringskapaciteten ut från norra Sverige (d.v.s. både transmission via snitt två och export till Norge och Finland) och lägger till den interna förbrukningen i området, så får man den totala elproduktion som kan tas till vara. I Figur 33 illustreras tre olika förhållanden mellan vindkraft och vattenkraft, i proportion till tillåten elproduktion. Figurerna visar teoretiska varaktighetskurvor för en godtycklig tidsperiod, för vindkraft (jämför med Figur 32) och vattenkraft, i tre fall med olika stora tillgängliga vattenresurser. I den vänstra figuren är summan av den tillgängliga vindkraftproduktionen och vattenkraftproduktionen liten i förhållande till den tillåtna maximala produktionen. I detta fall behövs inte särskilt bra information om vindkraftproduktionen för att undvika att överskrida den tillåtna produktionen en viss timme, eftersom det finns stora marginaler. I den högra figuren är den tillgängliga vindkraft- och vattenkraftproduktionen i stället mycket större än vad som är möjligt att utnyttja, vilket betyder att det är nödvändigt att spilla stora mängder vatten. Huruvida spillet sker i början eller i slutet av veckan påverkar inte hur mycket som produceras totalt. I figuren i mitten är summan av vindkraftproduktion och vattenkraftproduktion ungefär lika med den energi som kan utnyttjas, och det är då det blir viktigt att veta exakt när vattenkraften kommer att användas respektive när man kommer att spara vatten i magasinen..



Figur 33 Varaktighetskurvor för tre exempel på sambandet mellan tillåten elproduktion (med hänsyn till överföringskapacitet och intern förbrukning) och tillgänglig produktionskapacitet i vindkraft och vattenkraft

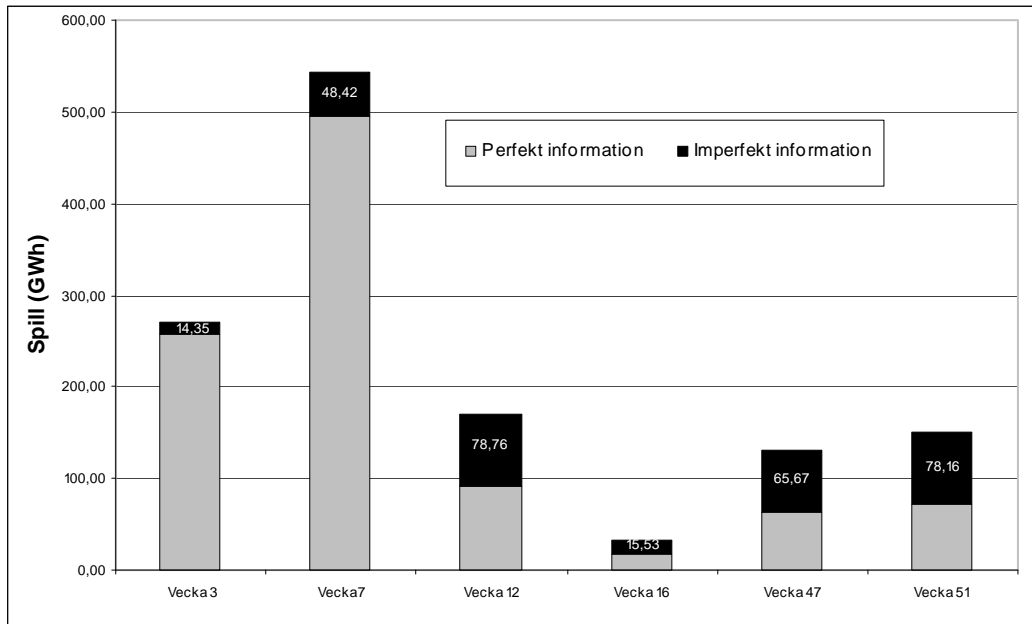
Eftersom det är endast i de fall då vattnet och vinden förhåller sig på ett visst sätt till varandra som blir intressanta, väljs sådana scenarier ut för denna undersökning. Eftersom det som ska undersökas är påverkan av kunskapen av den naturliga variationen inom veckan väljs tre veckor utifrån de tio tillgängliga veckorna som har någorlunda lika genomsnittlig produktion för den givna veckan.

För att kunna jämföra med det tidigare fallet då modellen har perfekt kunskap om vindförhållandena, simuleras även de tre vindscenarierna i den ursprungliga icke-stokastiska modellen. Väntevärdet av spillet vid de tre scenarierna kan då jämföras för fallet med perfekt kunskap om vinden och det osäkra fallet.

4.7.1 Resultat

I Figur 34 visas resultatet av den stokastiska simuleringen. Staplarna representerar väntevärdet av spillet för tre olika utfall. De svarta fälten representerar det förväntade ytterligare spillet då modellen inte har perfekt kunskap om hur det kommer blåsa under veckan. Endast under vecka 47 till vecka 16 förhåller sig energin från vattenkraft och vindkraft till varandra på så sätt att skillnaden i spill mellan fallen blir stort. Då de tre olika vindscenarierna är tagna från olika år för varje studerad vecka är figuren inte indikativ för det totala spillet under ett och samma år, utan endast för de enskilda veckorna under de förhållanden som beskrivits ovan.

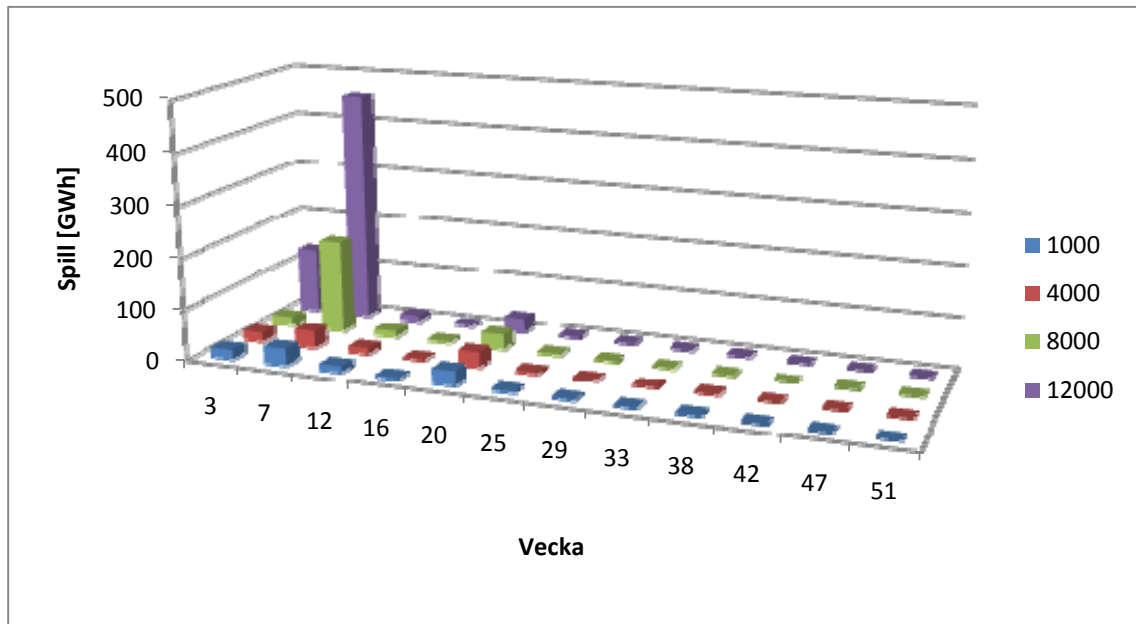
Tydligast skillnad är under mars-april och november-december, då en perfekt vindprognos kan bidra till att halvera det totala spillet. Detta visar också att förenklingen i grundmodellen kan under vissa förhållanden ha väldigt stor inverkan på den modellerade vattenkraftens reglerförmåga. Dessa förhållanden skulle dock förekomma betydligt oftare med en säsongsplanering av målnivåerna som var anpassad efter vindkraftproduktion.



Figur 34 Förväntat spill vid imperfekt respektive perfekt information.

4.8 Ökad överföringskapacitet

Då överföringskapaciteten till södra Sverige ökar med 1000 MW ökar alltså möjligheterna till leverans över snitt 2 med 168 GWh under hela veckan. Det är också precis så mycket som spillet har minskat i de scenarier där spillet tidigare var större än 168 GWh under veckan. Detta kan man t.ex. se om man jämför veckorna 3 och 7 i denna modell med resultaten från basfallet i Figur 7. Under övriga veckor kunde man antingen eliminera spillet helt eller så stannade det kvar på nivån för grundspillet (d.v.s. det spill som inte beror på vindkraftutbyggnaden).



Figur 35 Spill för samtliga veckor och samtliga utbyggnadsnivåer i fallet med 1000 MW extra överföringskapacitet.

5 Slutsatser

I den här rapporten presenteras en modell för att studera samverkan mellan vindkraft och vattenkraft i ett område med begränsad exportkapacitet, Denna modell har sedan använts för att studera hur mycket spill man skulle få i norra Sverige vid olika nivåer på vindkraftutbyggnad. I detta kapitel redovisas och diskuteras slutsatserna från studien. Dessutom ges en översikt av vilket behov av fortsatt forskning som det finns inom detta område.

5.1 Förenklingar

Även om stor möda har lagts ner på att använda en detaljerad modell av vattenkraften och verkliga data, så är det oundvikligt att man tvingas göra vissa förenklingar. Då man tolkar de resultat som presenterats är det därför viktigt att ha klart för sig vilka konsekvenser dessa förenklingar får.

5.1.1 Överskattning av reglerförmågan

Det finns en mängd faktorer i modellen som medför att man överskattar vattenkraftens reglerförmåga. Dessa faktorer har dels att göra med modelleringen av tekniska begränsningar i vattenkraftverken och i elnätet och dels med förenklade antaganden om hur vattenkraftproducenterna agerar på elmarknaden och hur de hanterar prognososäkerheten i korttidsplaneringen.

Vattenkraftsmodellen

I modellen används styckvis linjära modeller för sambandet mellan elproduktionen i ett vattenkraftverk och tappningen. I verkligheten har man olika verkningsgrad vid olika tappningar (beroende på vilken kombination av turbiner som används) och dessutom beror produktionen inte bara av tappningen utan även av fallhöjden (vilket alltså innebär att man även bör ta hänsyn till magasinsinnehållet). Vid en del tappningar skulle man alltså i verkligheten få något mindre elproduktion än vad modellen utgår från. Det är därför troligt att vattenkraftproducenterna skulle försöka att i större utsträckning hålla sig till de tappningar där man får den bästa verkningsgraden och upprätthålla en hög vattennivå i magasinen, vilket i viss mån skulle minska flexibiliteten i vattenkraftverken.

Variationer inom timmen har inte beaktats i denna rapport. Sådana variationer hanteras på den nordiska elmarknaden dels genom primärregleringen och dels genom reglermarknaden. Då man planerar driften i ett kraftverk som tillhandahåller primärregleringskapacitet kan man inte lägga produktionen på installerad effekt, eftersom det då inte finns några marginaler för att öka elproduktionen då systemfrekvensen sjunker. På samma sätt måste man hålla elproduktionen en bit över minsta tillåtna effekt vid drift för att ha marginaler att minska elproduktionen då frekvensen stiger. Även på reglermarknaden måste man hålla marginaler för att kunna

verkställa de reglerbud som man lämnat till systemoperatören. Skillnaden är dock att primärregleringskapacitet i allmänhet fastställs en längre tid i förväg och skall vara tillgänglig under en längre tidsperiod, medan man kan lämna bud till reglermarknaden med kort varsel och budet gäller bara för en viss timme. Primärregleringskapaciteten i det nordiska elsystemet tillhandahålls främst av norsk och svensk vattenkraft. Det skulle därför vara önskvärt att i modellen ta hänsyn till dessa typer av marginaler, eftersom man t.ex. i en situation med extremt stor vindkraftproduktion skulle kunna bli tvungen att spilla en del vindkraft, eftersom man måste upprätthålla minimiproduktionen i de vattenkraftverk som deltar i primärregleringen. I en situation med obefintlig vindkraftproduktion kan man å andra sidan kanske inte exportera vattenkraft i den omfattning som vore önskvärt eftersom en viss del av produktionskapaciteten är avsatt för primärregleringen.

Elnätsmodellen

Den modell av elnätet som har använts i denna rapport är starkt förenklad i och med att den bara beaktar transmissionsbegränsningarna mellan norra och södra Sverige, samt från norra Sverige till Norge och Finland. Det skulle också vara önskvärt att ta hänsyn till lokala begränsningar i nätet, eftersom det finns en möjlighet att man under perioder med god tillgång på elproduktion i norra Sverige inte kan exportera maximalt på grund av de interna begränsningarna och att den uteblivna exporten måste spillas i stället.

Elmarknadsmodellen

Ett viktigt antagande i den modell som presenterats i den här rapporten är att man maximerar vattenkraftproduktionen (vilket på samma gång innebär att man minimerar spillet) med hänsyn till transmissionsbegränsningarna. Detta förutsätter alltså att det finns en central planering som tar hänsyn till begränsningarna i individuella kraftverk och som har som målsättning att producera så mycket el som möjligt givet det vatten som finns tillgängligt och vindkraftens elproduktion. I själva verket önskar naturligtvis varje kraftverksägare maximera sin vinst, vilket betyder att priset har en mycket större betydelse – det kan t.ex. vara lönsamt att under en lågpristimme spilla vatten om man i stället kan öka elproduktionen under en högpristimme.

För att få en bättre uppfattning hur vattenkraften verkligen kommer att användas behöver man integrera den modell som beskrivits i kapitel 2 med en någorlunda detaljerad elmarknadsmodell, som tar hänsyn till att vattenkraftverken bara kommer att tillhandahålla reglerförmåga då det är lönsamt att göra så. En sådan elmarknadsmodell måste beakta faktorer som hur stor efterfrågan är (både i Sverige och i grannländerna), vilka andra kraftverk finns tillgängliga och vilka marknadsregler som gäller. Ett exempel på viktiga marknadsregler är om elpriset påverkas av transmissionsbegränsningar eller inte, d.v.s. om man tillämpar prisområden eller motköp.

Korttidsplanering

Att anta att man i början av veckan har perfekt information om vindkraftproduktionen är en stor förenkling, eftersom det i verkligheten är svårt att med god noggrannhet förutsäga vindkraftproduktion längre än några timmar

fram i tiden. I modellen antas det även att tillrinningen, efterfrågan och produktionen i övriga kraftverk är kända på förhand. Om man t.ex. betraktar en vecka med låg vindkraftproduktion de första dagarna och mycket hög vindkraftproduktion under slutet av veckan, så kommer modellen att förbereda vattenkraftsystemet genom att tappa ur magasinen i början av veckan för att undvika spill.

5.1.2 Underskattning av reglerförmågan

Det är inte lika många förenklingar i modellen som leder till en underskattning av reglerförmågan, men å andra sidan kan dessa förenklingar förmodas ha ganska stor betydelse.

Säsongsplanering

I modellen antas att man från säsongsplaneringen erhållit en fix målnivå för som ska erhållas i samtliga vattenmagasin i slutet av varje vecka. Detta leder som tidigare nämnts till att magasinen måste tömma en viss mängd vatten oberoende av hur mycket vindkraften producerar. I praktiken skulle man nog tillåta sig en viss flexibilitet hur nära denna målnivå magasinen måste hamna i slutet av veckan. Bristen på perfekt information då man gör korttidsprognoserna bör således till viss del – eller rentav helt och hållet – kunna kompenseras genom en effektivare säsongsplanering.

Övriga kraftverk

Ytterligare en förenkling är att modellen antar att vindkraft enbart balanseras mot vattenkraft och att produktionen i övriga kraftverken inte går att påverka. I verkligheten skulle man inte spilla vatten på grund av begränsad exportkapacitet samtidigt som de termiska kraftverken i området är i drift; för vattenkraftverken är det bättre att sälja mer el – även om priset är lågt – än att spilla vatten och för de termiska kraftverken är det bättre att köpa el än att producera den själv om elpriset är lägre än den rörliga driftkostnaden i det termiska kraftverket. Detta innebär att det faktiskt finns en viss reglerförmåga även i de termiska kraftverken.

Dynamiska effekter

Hela denna studie bygger på dagens system, dagens vattendomar och dagens transmissionskapacitet etc. Ett syfte med studien är bland annat att få en uppfattning om vilka ytterligare förändringar av systemet som kommer att behövas vid en större mängd vindkraft. Om det i framtiden byggs mycket vindkraft i norra Sverige så kommer man att genomföra de investeringar som blir lönsamma. Om man, till exempel, erhåller spill ofta på grund av nätbegränsningar så ökar lönsamheten i att genomföra nätinvesteringar. De åtgärder som kan bli aktuella inkluderar

- Förstärkt nätkapacitet ut från det studerade området.
- Investering i pumpkraft, vilket medför att man vid hög vindkraftsproduktion kan använda denna till att pumpa upp vatten till högre liggande vattenmagasin som kan användas vid lägre vindkraftsproduktion och/eller hög elförbrukning

- Flexibel elförbrukning. Vid en hög vindkraftsproduktion då man är på gränsen till spill kommer elpriset att vara lågt och då kan det, till exempel, vara ekonomiskt intressant att använda elpatroner i fjärrvärmnät, ladda elbilar etc.

Vilka av dessa åtgärder som blir aktuella beror på fysiska och ekonomiska förutsättningarna, prissättning, elmarknadsregler, etc.

5.2 Diskussion

I kapitel 4 ges exempel på hur stort spill man får vid olika nivåer på vindkraftsutbyggnad i norra Sverige. Det är dock viktigt att betona att de siffrvärden som redovisas inte ska tolkas som absoluta sanningar, eftersom det inte har varit möjligt att i modellen ta hänsyn till de faktorer som diskuterats i avsnitt 5.1. Frågan är då om modellen sammantaget överskattar eller underskattar vattenkraftens reglerförmåga.

Till att börja med kan man konstatera att modellen innehåller ett visst grundspill, som inte beror av nivån på vindkraftsutbyggnaden. Detta spill är en följd av att modellen kräver att samtliga vattenmagasin ska ha en viss fyllnadsgrad i slutet av den simulerade veckan. För att uppfylla detta krav kan det ibland vara nödvändigt att använda spill som en metod att flytta vatten från ett magasin till ett annat. Detta grundspill är i storleksordningen 400 GWh, d.v.s. ungefär lika stort som det totala spillet vid utbyggnadsnivån 1000 MW vindkraft (jfr avsnitt 4.1.1).

Det spill som är beroende av vindkraftutbyggnaden uppstår vanligen då exportkapaciteten från norra Sverige är fullt utnyttjad. I och med att modellen använder förbestämda målnivåer för vattenkraften har man i princip en given mängd vattenkraftproduktion per vecka, samtidigt som man beroende på vädret får en viss mängd vindkraftproduktion per vecka. Dessutom tillkommer produktion från övriga kraftverk, vilket i modellen behandlas som en given tidsserie. Den del av all denna energi som ej förbrukas i norra Sverige måste exporteras och om detta inte är möjligt kommer modellen att hantera överskottet genom att spilla vatten. Om en sådan situation inträffade i verkligheten skulle man emellertid dels anpassa produktionen i de övriga kraftverk – det vore ju synnerligen ineffektivt att använda bränsle i ett kraftvärmeverk till att producera el samtidigt som man spillar vatten – och dels skulle man uppdatera målnivån för denna vecka, så att man sparade mer vatten för att använda vid ett senare tillfälle då det finns utnyttjad exportkapacitet. De målnivåer som används i fallstudierna är tagna från den faktiska magasinsfyllnaden under år 2007 och som man kan se i Figur 2 finns det under hela året möjlighet att justera målnivåerna både uppåt och nedåt. Samtidigt kan man se i t.ex. Figur 9 och Figur 10 att det finns utnyttjad exportkapacitet under stora delar av året, oavsett vilken utbyggnadsnivå man betraktar. I stället för att spilla vatten under vintern vore det således möjligt att spara detta vatten till andra delar av året, vilket skulle eliminera denna typ av spill.

Vindkraftutbyggnaden kan i några enstaka fall leda till ett ökat spill (utöver modellens grundspill) även då det finns outnyttjad exportkapacitet kvar. Ett sådant exempel kan ses i Figur 8 och Figur 9, där man under vecka 51 får ett liten ökning av spillet vid utbyggnadsnivån 12000 MW. Modellen har med tämligen god noggrannhet inkluderat olika former av begränsningar i form av vattendomar och rinntiden mellan vattenkraftverken, och det förefaller således som att denna typ av spill inte utgör något större problem vid de lägre utbyggnadsnivåerna. Vid en mycket stor vindkraftutbyggnad är det dock möjligt att en liten del (storleksordningen en procent) av den vindenergi som tillförs förloras genom ökat spill.

Slutsatsen från fallstudierna blir således att vattenkraftsystemet i sig har en mycket god reglerförmåga. De vattenkraftverk som ingår i studien (vilka utgör ungefär 80% av den svenska vattenkraftkapaciteten i MW) har tillräckligt stor effekt och är tillräckligt snabba för att kompensera så gott som alla vindkraftvariationer även vid en utbyggnad av vindkraften i norra Sverige med 12000 MW. Utmaningen för systemet är att exportera den energi som produceras varje vecka. Eftersom det inte är ekonomiskt rimligt att lagra vindkraftenergin betyder det att man måste fördela vattenkraftenergin på ett sådant sätt att den tillgängliga exportkapaciteten utnyttjas maximalt. Vid en storskalig vindkraftutbyggnad blir det utomordentligt viktigt att använda effektiva verktyg för såväl korttids- som säsongsplanering. Det är också viktigt att elmarknaden är så utformad att et blir lönsamt för vattenkraftproducenterna att tillhandahålla all den reglerkapacitet som faktiskt finns.

5.3 Framtida forskning

Det vore naturligtvis önskvärt att förbättra modelleringen av alla de förenklingar som diskuterades i avsnitt 5.1, samtidigt som man skulle vilja samla in ännu fler och bättre indata. I detta avsnitt fokuseras på de frågeställningar där det är mest angeläget med en vidareutveckling av den modell som presenterats i denna rapport.

5.3.1 Förbättringar av modellen

Det är framför allt tre av de förenklingar som nämns ovan som kan förväntas ha stor betydelse för hur stort spill man skulle få vid olika volymer vindkraft, nämligen hur man hanterar säsongsplaneringen, korttidsplaneringen samt elmarknaden och dess utformning.

Säsongs- och korttidsplanering

Idag använder de flesta nordiska vattenkraftproducenterna ett säsongsplaneringsverktyg (samkörningsmodellen) utvecklad av Sintef i Norge. Detta verktyg använder en avancerad stokastisk modell av vattenkraften, som beaktar tänkbara scenarier för tillrinning per vecka. På en elmarknad med stora volymer vindkraft behöver man även kunna hantera tänkbara scenarier för vindkraftproduktionen under en vecka (som påpekats i avsnitt 4.7 kan den tillgängliga vindkraftkapaciteten för en viss vecka variera kraftigt från år till år), vilket betyder att det krävs forskning antingen om hur man kan

vidareutveckla samkörningsmodellen eller hur man kombinera den med andra typer av prognosverktyg.

I ett system med enbart vattenkraft och termiska kraftverk är korttidsplaneringen i stort sett ett deterministiskt problem, eftersom man har en ganska god uppfattning om hur mycket vatten som finns att tillgå och hur stor efterfrågan är. Därför är korttidsplaneringen av vattenkraftverk idag i mångt och mycket baserad på driftingenjörernas erfarenhet. I en framtid med stora volymer vindkraft blir det dock viktigare att vid korttidsplaneringen ta hänsyn till att vindkraftproduktionen inte är känd på förhand, så som visats i avsnitt 4.7. Det kommer därför vara viktigt att utveckla nya stokastiska modeller för korttidsplaneringen.

En viktig utmaning är också att kombinera säsongsplanerings- och korttidsplaneringsverktygen på ett sådant sätt att man kan undvika att man under en vecka med hög vindkraftproduktion tvingas spilla vatten för att uppnå en viss målnivå i vattenmagasinen, eller att man under vecka med låg vindkraftproduktion håller tillbaka vattenkraften för mycket eftersom man måste spara vatten för att kunna nå målnivån.

Elmarknaden

En mycket viktig förbättring av modellen är att i högre grad beakta omvärlden. Som påpekats tidigare kommer vattenkraftens produktion att i hög grad påverkas av pris både på förhandsmarknaden (främst Elspot) och på reglermarknaden. För att få en uppfattning om hur dessa priser varierar måste man till att börja med införa mer detaljerade modeller av hur andra kraftverk agerar och vilken efterfrågan som finns. Det är också önskvärt att ta hänsyn till hur regelverket för elhandeln påverkar prisbildningen (jfr t.ex. [4], [7]).

5.3.2 Förbättringar av indata

För att implementera de förbättringar som nämns ovan behövs naturligtvis stora mängder ytterligare data. Det finns emellertid även ett visst behov att förbättra de data som används i den befintliga modellen.

Tillrinning

Den metod som här har använts för att bestämma storleken på den naturliga tillrinningen till varje magasin har varit ganska enkel. Årsmedelvärdet av tillrinningen till de enskilda kraftverken har skalats med ett medelvärde för tillrinningen i Sverige för de olika veckorna. Under veckor där tillrinningarna varierar mycket mellan olika geografiska områden är denna metod allt för enkel och leder till dåliga resultat. I värsta fall kan man få ett olösligt optimeringsproblem; t.ex. uppstod ett sådant problem under vecka 20 i basfallet (avsnitt 3.1.3). För att få fram bättre tillrinningsdata behövs ett betydligt mer tidskrävande arbete med att jämföra flöden i modellen med mätdata från SMHI:s mätstationer längs de aktuella älvarna.

Elproduktion i vattenkraftverken

I detta arbete har elproduktionen i vattenkraftverken modellerats utifrån maximal tappning och installerad effekt. I verkligheten har varje vattenkraftverk ett antal turbiner, och den totala tappningen i kraftverket måste fördelas mellan dessa turbiner så att man maximerar verkningsgraden i kraftverket som helhet. Detta leder till att man kan få ett antal tappningsnivåer där man har lokalt bästa verkningsgrad. I modellen i kapitel 2 antas emellertid att elproduktionen i vattenkraftverken är en styckvis linjär funktion av tappningen, vilket innebär att man får samma verkningsgrad för all tappning upp till brytpunkten mellan de linjära segmenten och sedan en avtagande verkningsgrad. Denna modell kan enkelt generaliseras till att omfatta flera linjära segment, för att på så sätt bättre kunna modellera hur verkningsgraden varierar med tappningen. Det är också möjligt att introducera fler förbjudna intervall för att styra tappningen mot önskade driftpunkter (jfr t.ex. [5], [8]).

Mer detaljerade modeller av hur elproduktionen varierar med tappningen i olika vattenkraftverk innebär förstås att man tvingas introducera fler variabler – i värsta fall heltalsvariabler (se avsnitt 2.2.2 respektive 2.3.1). Den allra största utmaningen torde dock vara att samla in ytterligare data om verkningsgrad och förbjudna intervall för samtliga kraftverk i modellen, eftersom den typen av data inte är offentliga (till skillnad från installerad effekt och vattendomar). Förmodligen har verkningsgraden endast en marginell inverkan på vattenkraftens reglerförmåga, men det skulle ändå vara intressant att åtminstone på en begränsad älvsträcka göra en jämförelse mellan en detaljerad modell och den förenklade modellen för att skaffa sig en uppfattning om hur stor betydelse verkningsgraden har.

6 Referenser

- [1] "Nytt planeringsmål för vindkraften år 2020", rapport ER 2007:45, Energimyndigheten 2007.
- [2] "Nordel Annual Statistics 2008", Nordel 2009.
- [3] "Storskalig utbyggnad av vindkraft", Dnr 617/2008/AN40, Svenska kraftnät 2008.
- [4] M. Amelin, "Impact of Trading Arrangements on Imbalance Costs", Elforsk rapport 2009:???, Elforsk 2009.
- [5] O. Nilsson, "Short term scheduling of hydrothermal power systems with integer hydro constraints", doktorsavhandling TRITA-EES-9703, Kungliga tekniska högskolan 1997.
- [6] M. Magnusson, R. Krieg, M. Nord & H. Bergström, "Effektvariationer av vindkraft", Elforsk rapport 04:34, Elforsk 2004.
- [7] M. Olsson, "On optimal hydropower bidding in systems with wind power", doktorsavhandling TRITA-EE 2009:021, Kungliga tekniska högskolan 2009.
- [8] L. Söder & M. Amelin, "Effektiv drift och planering av kraftsystem", kompendium IR-EE-ES 2008:001, Kungliga tekniska högskolan 2008.