

# Konsekvensanalys

Förbättringsåtgärder som kan bli aktuella för att uppnå God Ekologisk Potential (GEP) i Kraftigt Modifierade Vattendrag (KMV)

Christian Bostorp  
Claes Hedenström  
Olof Nilsson  
Erik Sparrevik

## Innehållsförteckning

1. Förord .....	2
2. Sammanfattning.....	3
3. Inledning .....	4
4. Kvantifierade parametrar.....	6
5. Ekologiska effekter.....	7
6. Konsekvensanalys för vattenkraftsproduktionen.....	8
6.1. Säsongsreglering .....	8
6.2. Korttidsreglering.....	8
6.3. Hur stor del av vattenkraftens produktion utnyttjas till korttidsreglering? .....	11
6.4. Oreglerat spill och säkerhetsaspekter .....	12
6.5. Framtida behov av korttidsreglering .....	13
6.6. Beräkningsresultat och konsekvenser.....	13
7. Slutsats .....	20
8. Referenser .....	21

## 1. Förord

Analys är en förutsättning för att kunna göra avvägningar mellan olika energipolitiska och miljömässiga mål och därmed kunna föreslå rimliga åtgärder för vattenkraften. I denna rapport redovisas olika miljöåtgärders påverkan på den svenska vattenkraftproduktionen i kraftverk större än 10 MW (200 av Sveriges totalt ca 2000 vattenkraftverk, vilka svarar för 94% av den total vattenkraftproduktionen i Sverige). Utgångspunkten för rapporten är de olika åtgärder som kan bli aktuella för att uppnå God Ekologisk Potential (GEP) i så kallade Kraftigt Modifierade Vattendrag (KMV) och som redovisades i Vattenverksamhetsutredningens delbetänkande SOU 2013:69 (se tabell 4:3 i kapitel 4).

Rapporten ska inte ses som en konsekvensanalys av själva vattenverksamhetsutredningens förslag till ändrade vattenrättsliga regler. De sistnämnda syftar till förändringar av miljöbalken för att tillstånd för vattenverksamheter tillkomna före 1999 ska få miljöbalksstatus.

Rapporten är en konsekvensanalys för ett generellt genomförande av de åtgärder som kan bli aktuella för att uppnå GEP, med avseende på vattenkraftens produktions- och reglerförmåga. De åtgärder som analyserats är spill i torrårar tillsammans med anläggning av fiskvandringvägar, reducerad korttidsreglering och reducerad säsongreglering. Rapporten innehåller också en kvalitativ bedömning om hur möjligheten att integrera ytterligare förnybar elproduktion påverkas.

Denna rapport kan komma att uppdateras om bättre metoder har utvecklats för att beskriva olika åtgärders påverkan på vattenkraftens produktions- och reglerförmåga. Även andra åtgärder som inte beskrivits i denna rapport kan föranleda en uppdatering.

## 2. Sammanfattning

Ett generellt genomförande av **spill i torrfåror** motsvarande årsmedelvärdet av lägsta medelvattenföringen (MLQ) och **anläggning av fiskvandringvägar** i alla storskaliga vattenkraftverk (större än 10 MW) skulle innebära att produktionskapaciteten i Sverige reduceras med hela 10-13 TWh. Det motsvarar 15- 20 % av vattenkraftens genomsnittliga årsproduktion eller mer än hela Sveriges vindkraftsproduktion. Dessa åtgärder skulle med andra ord innebära en betydande reduktion av Sveriges förnybara och reglerbara elproduktion. Kostnaden för anläggning av fiskvandringvägar och fingaller är bedömd till mellan 10 och 19 miljarder kr.

Ett generellt genomförande av åtgärder för **reducerad korttidsreglering** minskar vattenkraftens bidrag till leveranssäkerheten. Den storskaliga vattenkraften har ända sedan den byggdes använts till korttidsreglering, d.v.s. vattenkraftproduktionen regleras för att snabbt möta aktuell elförbrukning och övrig produktion (kärnkraft, kraftvärme och vindkraft etc.).

I ett elkraftsystem måste det alltid vara balans mellan produktion och konsumtion. Lagringskapaciteten av el är dessutom mycket begränsad. Vattenkraften, med sin lagringskapacitet i dammar och förmåga att snabbt reglera produktionen, har därför en mycket viktig roll för leveranssäkerheten och för elkvaliteten i Sveriges elförsörjning. En reduktion av vattenkraftens korttidsreglering medför att vattenkraften inte kan bidra i lika stor utsträckning till att balansera elkraftsystemet. Under ett dygn varierar den aggregerade vattenkraftens produktion med som mest 35 % (6000 MW) av vattenkraftens installerade effekt. Det är därmed en betydande andel av vattenkraften som utnyttjas under varje dygn till korttidsreglering. Komplexiteten att koordinera produktionen längs en älv medför att korttidsregleringen tar en betydande andel av vattenkraftens årsproduktion i anspråk. Komplexiteten består i att antalet kraftverk längs älven kan var 20 eller flera, med varierande tillrinning, magasinstorlek och gångtider mellan kraftverken. Den pågående energiomställningen medför också att behovet av korttidsreglering kommer att öka, eftersom andelen intermittent produktion (t ex vind) ökar. Reduceras vattenkraftens korttidsregleringen i stor utsträckning reduceras i sin tur förutsättningarna för att interagerar vindkraft på ett effektivt sätt.

Ett generellt genomförande av åtgärder som innebär **reducerad säsongsreglering** förändrar helt förutsättningen för den svenska vattenkraften. En stor del av nederbörden från vårfloden lagras i stora årsregleringsmagasin för att sedan användas under vinterhalvåret. Åtgärderna resulterar i att 70 % av produktionen styrs av så kallade naturliga flöden. Totalt kommer 9-10 TWh av produktionen att flyttas från vinterhalvåret till sommarhalvåret, vilket med största sannolikhet kommer att resultera i ett produktionsunderskott under vinterhalvåret och ett produktionsöverskott under sommarhalvåret. En del av vattenföringens överskott under sommarhalvåret kommer sannolikt att behöva spillas vilket innebär en reducerad vattenkraftsproduktion.

Konsekvenserna för samhället kommer sannolikt att bli betydande om de redovisade åtgärderna genomförs. Enligt ramdirektivet för vatten och dess införande i svensk lagstiftning gäller att åtgärder som ska genomföras för att uppnå GEP ska vara rimliga. Konsekvenserna av de analyserade åtgärderna i denna rapport är så pass stora att det är ytterst tveksamt om dessa åtgärder kan anses uppfylla kravet på rimlighet enligt ramdirektivet för vatten.

Genomförande av generella åtgärder som t ex minskad korttidsreglering och anläggning av fiskvägar innebär en begränsad miljönytta eftersom tidigare strömvattenområden numera har en sjöliknande karaktär. En konsekvensanalys med avseende på samhällsekonomi, behov av att bygga ny reglerbar elproduktion samt påverkan på handelssystemet med utsläppsrätter måste därför genomföras.

Vattenfall anser att lokala miljövinster som uppnås genom att reducera vattenkraftens produktions- och reglerförmåga måste ställas i relation till de globala miljövinster som uppnås när vattenkraft istället för fossilbaserad produktion utnyttjas till korttidsreglering. De förbättringsåtgärder som enligt utredningen kan bli aktuella för att uppnå GEP i KMV motverkar den pågående energiomställningen och integreringen av vindkraft.

### 3. Inledning

Vattenverksamhetsutredningens delbetänkande SOU 2013:69 redovisar i kapitel 4 tabell 4.3 [1] olika åtgärder som diskuteras för att uppnå GEP i KMV. Åtgärderna i tabell 4:3 är inte beskrivna i detalj vilket medför att vissa antaganden måste göras för att kunna analysera åtgärdernas påverkan på vattenkraftsproduktionen.

I denna rapport har tre scenarier skapats med utgångspunkt från de redovisade åtgärderna i utredningen. De har kompletterats med kvantifierade parametrar för att kunna analysera konsekvenser på vattenkraftproduktionen av ett generellt genomförande av dessa åtgärder. Syftet med åtgärderna nedan (A, B och C) är att justera den reglerade vattenföringen i älvarna för att efterlikna det så kallade oreglerade flödet, (flödet innan vattenkraften byggdes).

För att kunna analysera konsekvensen för den storskaliga vattenkraftsproduktionen måste en detaljerad beräkningsmodell användas där samtliga kraftverk, vattendomar och gångtider är representerade. Med storskalig vattenkraftproduktion menas här kraftverk med en installerad effekt större än 10 MW, 200 kraftverk i denna analys, svarar för 94% (62 TWh) av den totala vattenkraftproduktionen under ett normalt nederbördsår. Totalt finns det ca 2000 vattenkraftverk i Sverige.

Det beräkningsprogram som har används i analysen är PLEXOS® Integrated Energy Model [2]. För att kunna beräkna produktionsbortfallet för vattenkraften och vilka produktionskällor som ersätter vattenkraften har en relativt omfattande modell använts. Hela det nordiska kraftsystemet inklusive förbindelser till kontinenten finns representerat.

Följande tre scenarier som har skapats bygger på en kombination av åtgärder angivna i tabell 4:3 i SOU 2013:69:

- A. Anläggning av fiskvandringvägar och minimitappning av vatten i torrfåror, motsvarande medellågvattenföring (MLQ).
- B. Reducerad korttidsreglering (dygnsvariation) för att begränsa flödesförändringen i vattendrag.
- C. Reducerad säsongsreglering – återskapande av en mer naturlig flödesvariation under året.

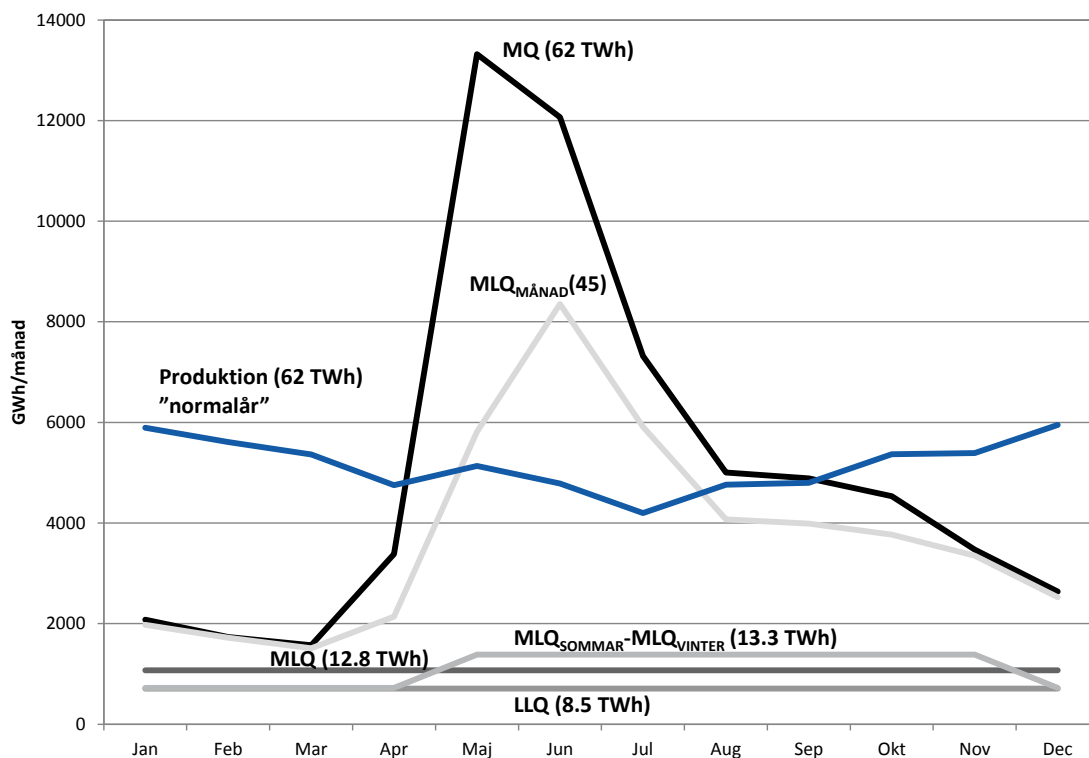
Något som måste beaktas när det gäller vilken typ av produktion som ersätter en eventuell reduktion av vattenkraftens produktion är behovet av flexibel/planerbar produktion. Den storskaliga vattenkraften i Sverige är konstruerad för att kunna korttidsreglera (förändra produktionen snabbt). Vilket innebär att vattenkraften används för att reglera/balansera skillnaden mellan övrig produktion och elförbrukning. Det är med största sannolikhet inte möjligt att ersätta minskad förnybar vattenkraftsproduktion med enbart ny förnybar elproduktion (vind och sol) eftersom den produktionen inte är möjliga att planera, d.v.s. den styrs inte av elförbrukningens behov utan producerar beroende på väderleksförhållandena.

Konsekvensen med att reducera vattenkraftens produktionskapacitet och korttidsreglering kan inte analyseras isolerat för det nuvarande elsystemet i Sverige. Hela det integrerade energisystemet i norra Europa måste beaktas eftersom det finns ett utbyte över gränserna. Dessutom måste konsekvensen av den påbörjade energiomställningen beaktas där andelen förnybar intermittent produktion kontinuerligt ökar. Scenarierna ska vara realistiska, om andelen förnybar elproduktion i stor utsträckning ökar kommer annan produktion att läggas ner p.g.a. dålig lönsamhet eller passerad livslängd, t.ex. kärnkraft. Svenska Kraftnät (SvK) publicerade i mars 2013 en rapport om integrering av vindkraft [3]. Rapporten analyserar reglerbehovet i Sverige vid 17 TWh vindkraft, idag är vindkraftens kapacitet 10 TWh. Rapporten påtalar behovet av att genomföra en större övergripande studie som behandlar integreringen av vindkraft i hela Norden.

De vattenföringsdata som använts för beräkningarna har sammanställts av ett externt konsultbolag och finns redovisade i [4]. Uppgifterna i rapporten är primärt inhämtade från kraftbolagen och i andra hand från SMHIs Vattenweb, bestående av tidsserier simulerade med SMHIs modell S-HYPE. Vattenföringsparametrarna beskriver en uppskattning av det oreglerade flödet utifrån nederbörd och älvarnas geografiska utsträckning för den storskaliga vattenkraften. Parametrarna är definierade enligt följande:

- MQ** Medelvattenföring.
- MLQ** Medellågvattenföring, medel av varje års lägsta dygnsmedelvattenföring under dataperioden.
- LLQ** Lägsta lågvattenföring, lägsta dygnsmedelvattenföring under dataperioden.
- MLQ<sub>sommar</sub>** MLQ för sommarhalvåret, april – september.
- MLQ<sub>vinter</sub>** MLQ för vinterhalvåret, oktober – mars.
- LLQ<sub>sommar</sub>** LLQ för sommarhalvåret, april – september.
- LLQ<sub>vinter</sub>** LLQ för vinterhalvåret, oktober – mars.
- MQ<sub>månad</sub>** Medelvattenföring för respektive månad under dataperioden.
- MLQ<sub>månad</sub>** MLQ för respektive månad under dataperioden.

Figur 1 redovisar den aggregerade energiproduktionen från Sveriges storskaliga vattenkraft (kraftverk med en effekt som är högre än 10 MW) för respektive vattenföringsparameter. Flödet för respektive vattenföringsparameter vid varje kraftverk är konverterat från  $m^3/s$  till GWh/vecka. MQ redovisar medelvattenflödet vilket är ett medelvärde av det oreglerade flödet under ett år, d.v.s. det vatten som rinner i våra älvar med storskaliga kraftverk under ett så kallat normalår (medelvärdet av 46 nederbördsår).



Figur 1: Redovisning av vattenföringsdata från [4]. Figuren redovisar den aggregerade energin för respektive vattenföring, d.v.s. en beräkning av hur många GWh/månad som vattenföringen för respektive parameter i  $m^3/s$  motsvarar. Beräkningen är genomförd i [2].

## 4. Kvantifierade parametrar

Avsnitten nedan förtydligar antaganden för respektive scenario med utgångspunkt i vattenföringsparametrarna.

### Scenario A

- Krav på minimitappning av vatten i torrfåror enligt definitionen för MLQ. Minimitappning MLQ antas även vara tillräckligt för att tillgodose lockvatten för att möjliggöra en fiskvandring.
  - En alternativ minitappning skulle kunna vara  $MLQ_{SOMMAR}$  och  $LLQ_{VINTER}$  under sommar- respektive vinterhalvåret.
- Krav på tappning i fiskvägar motsvarande  $1,5 \text{ m}^3/\text{s}$  för 8760 timmar per år.

### Scenario B

- Korttidsregleringen begränsas till maximal tillåten flödesförändring på 10 %/h i samtliga kraftverk, dvs vattenflödet får inte förändras med mer än 10% från en timme till en annan.

### Scenario C

- Säsongsregleringen ska anpassas efter naturlig flödesvariation under året, utifrån det så kallade basflödet<sup>1</sup>. Som en första approximation används  $MLQ_{MÅNAD}$  för varje månad för att representera basflödet. Kravet definierar endast tappningens miniminivå i samtliga kraftverk, vilket också innebär att nolltappningar, dvs totalt stopp av vattenflödet genom turbinerna inte kommer att ske.

För att maximera de ekologiska effekterna i KMV bör Scenario A kombineras med antingen Scenario B eller C. Vi har valt att i denna rapport analysera följande scenarier:

- Scenario A
- Scenario B
- Scenario C
- Scenario A och C gemensamt

---

<sup>1</sup> Det finns nästa alltid en viss mängd vatten i ett vattendrag även under torrperioder, d.v.s. vattendraget torkar aldrig ur. Det beror på att vattendragen har ett stadigt inflöde av vatten från grundvattnet. Detta inflöde av grundvatten kallas basflöde. Även utflöde från sjöar bidrar till detta flöde (se vidare SMHI).

## 5. Ekologiska effekter

Etableringen av storskalig vattenkraftproduktion har inneburit att förutsättningarna för den akvatiska faunan och floran har förändrats. Strömlevande organismer har ersatts av organismer som är mer anpassade till sjöliknande förhållanden och bättre tål hastiga förändringar i vattenflöden. Strömlevande fiskarter som öring och harr har missgynnats medan arter som är mer anpassade till sjöliknande förhållanden, som gädda och abborre, har gynnats. I många fall har ett nytt naturtillstånd uppkommit, områden som innan vattenkraftregleringarna haft en strömvattenkaraktär har nu ett mer sjölikt utseende. Genomförande av generella åtgärder som t.ex. minskad korttidsreglering och anläggning av fiskvägar innebär en begränsad miljönytta där strömvattenområden ersatts av sjöliknande områden. Det beror på att de akvatiska organismer som finns kvar i vattenområden där storskalig vattenkraftproduktion bedrivs är anpassningsbara arter. För att betydande ekologiska effekter ska kunna uppnås genom att göra anpassningar av vattenkraftproduktionen måste man ta hänsyn till lokala förutsättningar för hur vattenkraften påverkat hydromorfologin i vattendraget.

Avsnitten nedan sammanfattar vilka ekologiska effekter som skulle kunna uppnås i KMV där vissa hydromorfologiska karaktärer för ett strömvattenhabitat finns kvar.

### Scenario A

Vattenkraftverk och dammar utgör hinder för fiskars fria rörlighet upp- och nedströms i ett vattendrag. De flesta fiskarter som förekommer i sötvatten i Sverige gör någon typ av vandringar under sin livscykel. Vandringarna har betydelse för fortplantning, tillväxt, överlevnad. Eftersom dagens vattenlandskap i KMV är kraftigt fragmenterat når många populationer inte sina tidigare uppväxt-, tillväxt- eller leksträcker. Anläggning av fiskvägar för upp- och nedströmsvandring innebär att arter kan återkolonisera områden där de funnits tidigare om det finns lämpliga habitat kvar. Genom fiskvandringssvägar kan den genetiska variationen hos små fiskpopulationer öka genom ökat genutbyte mellan lekpopulationer. Det ger möjlighet för en ökad långsiktig överlevnad för dessa fiskpopulationer. Anläggning av fiskvägar förutsätter kunskap om var naturliga vandringshinder för olika fiskarter varit belägna innan vattenkraftutbyggnaderna.

I vattendrag utbyggda för vattenkraft har största delen av strömvattenhabitat omvandlas till sjöliknande områden. Strömvattenhabitat är miljöer som har en hög biologisk mångfald vad gäller fisk och bottenfauna. Genom att tappa vatten i torrlagda fåror kan ström- och forssträckor skapas och organismer anpassade till sådana habitat kan återkolonisera dessa områden. I Sverige finns inte någon enhetlig metod utvecklad för att bestämma minimitappningars storlek. Eftersom flödet är variabelt under året så anses att det flöde som är bestämmande för fisk och andra akvatiska organismer bör ligga närmare den lägsta än den högsta naturliga vattenföringen. En konstant vattenföring som motsvarar medellågvattenföring (MLQ) anses därför vara tillräcklig för att skapa ett fungerande strömvattenhabitat för fisk och bottenfauna. Vintern är den kritiska perioden för strömvattenlevande organismer. Det är därför viktigt att vintertappningen blir tillräckligt hög så inte t.ex. rom från strömlökande arter som öring och harr riskerar att torrläggas eller skadas av infrysning.

Genom anläggning av fiskvandringssvägar och återskapande av strömvattenhabitat i torrlagda fåror skulle en ekosystemtjänst som en naturlig reproduktion av lax kunna återskapas i begränsad utsträckning. I [6] analyseras dessa effekter i älvar där Vattenfall bedriver storskalig vattenkraftproduktion. Genom att anlägga fiskvägar och införa minimivattenföringar (MLQ) i torrlagda fåror i Luleälven, Ångermanälven och Dalälven skulle en naturlig årlig reproduktion av lax på cirka 34 000 laxungar kunna återskapas. Denna produktion av laxungar motsvarar endast cirka 1,5 % av Vattenfalls årliga skyldigheter för kompensationsutsättningar av Östersjölax. För att de återskapande laxbestånden ska kunna fortleva går det dock inte att bedriva något omfattande sportfiske på dessa bestånd vilket gör värdet av ekosystemtjänsten begränsad.

Det skapade strömhabitatet i en torrfåra kan komma att utsättas för snabba och mycket kraftiga flödesförändringar vid t.ex. fränslag då dammluckorna öppnas eller vid höga flöden då spill sker. Flödesförändringarna sker av dammsäkerhetsskäl och går inte att undvika. Sådana plötsliga och kraftiga förändringar i flöde medför en mycket kraftig störning för etablerade bottenfauna, leksubstrat för fisk samt fiskyngel som riskerar att spolras bort. Därför kan det finnas betydande svårigheter att åstadkomma långsiktiga ekologiska effekter med hänsyn till störning vid spill från vattenkraftverk.

## Scenario B

Korttidsreglering innebär onaturligt snabba flödes- och vattenståndförändringar i huvudvattenfåran, som ofta sker på dygnsbasis. I vissa fall sker också nolltappning vid kraftverk vilket innebär att vattenområden ändrar karaktär från strömvatten till lugnvatten på kort tid. Om nolltappning förekommer kan många strömlevande akvatiska organismer inte överleva. En minskad korttidsreglering gynnar bottenfaunaarter som filtrerar vattnet på födopartiklar och därför är beroende av ständigt strömmande vatten. Exempel på sådana arter är knottlarver och filtrerande nattsländelarver. Både öring och harr gynnas av minskad korttidsreglering genom ökad tillgång på driftföda och förbättrad syresättning av rommen när den ligger nedgrävd i bottensubstratet. En minskad förändringshastighet i vattenstånd kan medföra att strandningsrisken för vissa fiskarter minskar.

## Scenario C

Ett utjämnat vattenflöde under året är den tydligaste skillnaden mellan ett reglerat och oreglerat vattendrag. Det innebär att vårfloden är reducerad och vintervattenföringen högre i reglerade vattendrag. Återinförande av en mer naturlig säsongsvariation i flöden skulle särskilt kunna gynna strandlevande och semiakvatiska växter i älv- och sjöregleringsmagasin. Både artdiversitet och den areella utbredningen av växter skulle öka. För att strandvegetation ska kunna återskapas måste dock finmaterial finnas kvar på stränderna. Den högre vintervattenföringen i ett reglerat vattendrag är dock ingen nackdel för de flesta strömlevande arter av fisk och bottenjur.

## 6. Konsekvensanalys för vattenkraftsproduktionen

De beräkningar som är genomförda med PLEXOS® har analyserat ett så kallat normalt hydrologiskt år (medelvärde av 46 nederbördsår). Den aggregerade storskaliga vattenkraftsproduktionen är 62 TWh i Sverige innan respektive scenario har tillämpats. Förbrukningen motsvarar en förbrukningsprognos för år 2025 och vindkraften i Sverige är utbyggd enligt elcertifikatsystemets nuvarande mål. Analyserna visar hur många TWh respektive scenario reducerar eller omfördelar vattenkraftsproduktionen. Vattenkraftens lagringskapacitet och reglerförmåga utnyttjas i tre olika nivåer eller tidsintervall. Den första nivån kallas ofta för **säsongreglering** och innebär att en stor del av tillrinningen från vårfloden lagras i stora säsongsmagasin. Vattnet lagrat i säsongsmagasinen utnyttjas sedan under vinterhalvåret när efterfrågan på el är stor. De två andra nivåerna kallas gemensamt för **korttidsreglering**. Den ena delen benämns **dygnplanering** och där planeras vattenkraftens produktion efter nästkommande dygns förbrukningsvariation. Den andra delen av korttidsregleringen utnyttjas kontinuerligt för att stabilisera/balansera kraftsystemet, ofta benämnd med **reglering inom timmen** eller **frekvensreglering**. I Sverige är vattenkraftens korttidsreglering en absolut förutsättning för att balansera/reglera skillnaden mellan förbrukning och övrig produktion.

### 6.1. Säsongreglering

Syftet med säsongregleringen är att ta till vara tillrinningen under vårflodd samt andra perioder med hög tillrinning och använda vattnet lagrat i magasin när behovet är som störst. Magasinens totala lagringskapacitet i Sverige är cirka 30 TWh, vilket innebär att cirka 50 % av vattenkraftens årsproduktion lagras från sommarhalvåret till vinterhalvåret. Vattenkraftens säsongreglering är idag en grundförutsättning för energiförsörjningen i Sverige. Om säsongregleringen reduceras kan med största sannolikhet inte befintlig produktionskapacitet och import/export tillgodose elförbrukningens efterfrågan under årets alla 8760 timmar.

### 6.2. Korttidsreglering

I ett elkraftsystem måste det alltid vara balans mellan produktion och konsumtion. Lagringskapaciteten av el är dessutom mycket begränsad. Det finns idag inga kommersiella lösningar för att lagra el som motsvarar vattenkraftens kapacitet. Vattenkraften, med sin lagringskapacitet i dammar och förmåga att snabbt reglera produktionen, har därför en mycket viktig roll för leveranssäkerheten och för elkvaliteten i Sveriges elförsörjning. Vattenkraftens produktion används varje dag för att balansera skillnaden mellan förbrukning och övrig produktion. Om vattenkraftens korttidsreglering reduceras kommer bortfallet att ersättas av produktion med lägst marginalkostnad och som kan tillgodose behovet av korttidsreglering. Med dagens priser på bränsle och utsläppsrätter skulle det med största sannolikhet bli fossilbaserad produktion, t.ex. gaskraftverk. Teknisk innovation och subventioner av lagringskapacitet kan naturligtvis förändra förutsättningarna men det kräver mycket omfattande resurser och antaganden om en långsiktig utveckling, t.ex. genombrott inom batteriteknologi eller helt nya typer av elproduktionsanläggningar.

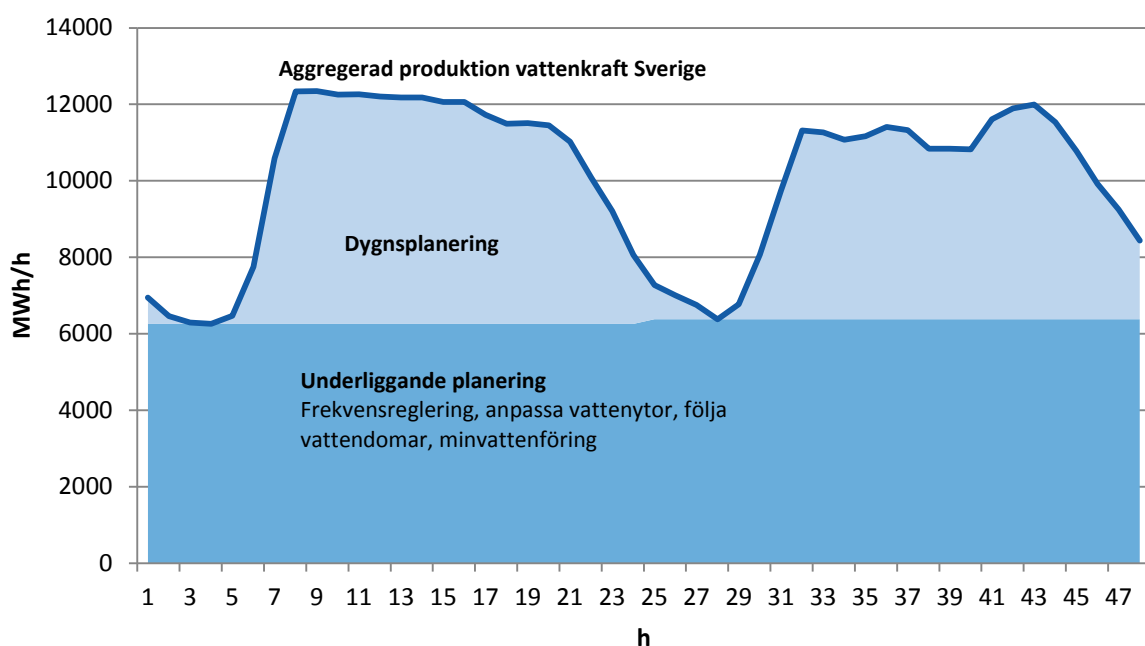


Dygnsplaneringen är en marknadsbaserad planering via den nordiska elbörsen Nordpool, [7]. Nordpool är som alla andra råvarumarknader en handelsplats för att genomföra affärer och bestämma aktuellt marknadspris. Där möts säljare (elproducenter) och köpare (elförsäljningsbolag) en gång per dygn för att bestämma nästkommande dygns behov av produktion och resulterande marknadspris (elpris). Svenska Kraftnät (SvK) är i Sverige ansvarig myndighet för kraftsystemets balans (reglering inom timmen) och ansvarar för behovet av frekvensregleringen. Ibland relateras vattenkraftens korttidsreglering endast till frekvensreglering vilket inte är korrekt. En betydande andel av korttidsregleringen används till dygnsplanering när vattenkraften under varje dygn anpassar sin produktion efter förbrukningens variation. Den energi som används i Sverige i stort sett varje dag för dygnsplanering uppgår till cirka 63 GWh, vilket motsvarar lagringskapaciteten i 5,6 miljoner Volvo V60 plug-in-hybrid. Kostnaden för en batterikapacitet på 63 GWh är 200 miljarder SEK, enligt marknadspriset på batterier 2012. Ofta uppskattas marknadsvärdet av hela den svenska vattenkraften till 200-300 miljarder SEK, vilket kostnaden för batterier bör relateras till.

Vattenkraftens korttidsreglering består av två olika komponenter;

1. Den faktiska regleringen (förändrade produktionen mellan två tidpunkter), den faktiska regleringen under ett dygn, vilken kan utläsas från statistik, se den övre delen av kurvan i figur 2, *Dygnsplanering*.
2. Den underliggande planeringen för att klara den faktiska regleringen som inte direkt kan utläsas ifrån statistiken, se den nedre delen av kurvan i figur 2, *Underliggande planering*.

Hade produktionen i samtliga älvar bestått av endast ett magasin och ett vattenkraftverk skulle korttidsregleringen enkelt kunna utläsas från statistik. Då hade korttidsregleringen bestått av den faktiska regleringen, den övre delen av kurvan i figur 2. Den resterande delen av produktionen skulle då utgöras av så kallad basproduktion, den nedre delen av kurvan i figur 2. Produktionen i en älv kan istället liknas med en kedja där respektive kraftverk med tillhörande magasin utgör en länk. Hela kedjan påverkas om endast en länk förändras, d.v.s. vattenflödet i ett kraftverk påverkar möjligheten att korttidsreglera i alla kraftverk i älven.



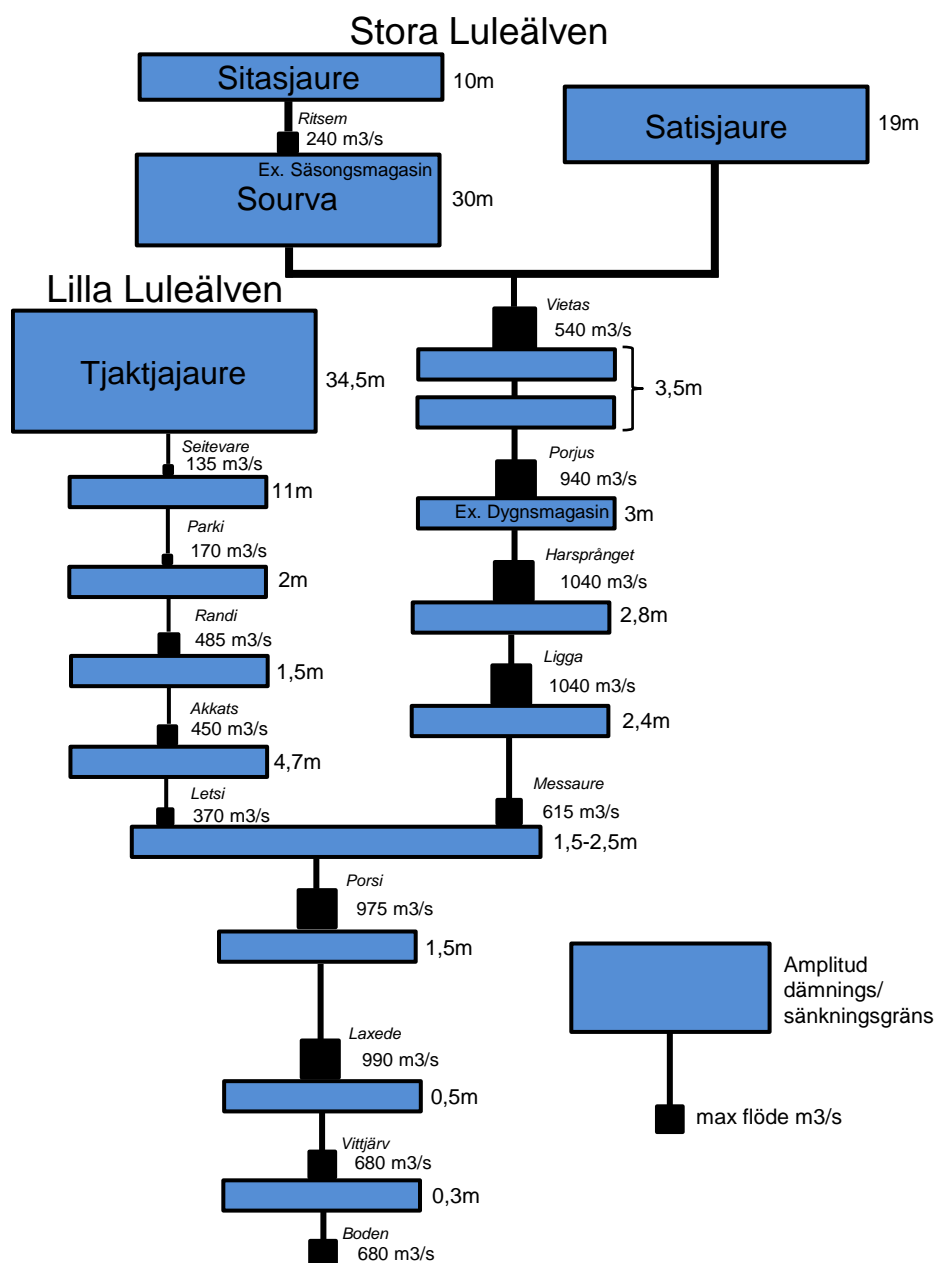
Figur 2: Vattenkraftens produktion under 48 timmar, 9-10/1 2012, källa [8]. Figuren redovisar energibehovet för att tillgodose dygnsplaneringen samt energibehovet av den så kallade underliggande planeringen.

Planeringen av produktionen och korttidsregleringen i en älv måste samordnas eftersom de olika länkarna, kraftverk med tillhörande dammar, är beroende av varandra. Figur 3 visar en schematisk bild över Luleälven där bl.a. älvens gångtid är på 24 timmar, dvs den tid det tar för vattnet längst uppe i älven att nå utloppet i Bottenviken. Dessutom varierar magasinens storlek och därmed tiden att tömma ett magasin vilket komplicerar produktionsplaneringen. Högst upp i älven finns ett antal säsongsmagasin, t ex Sourva som tar upp till ett år att

tömma. Längre ner i älven finns små dygnsmagasin som kan tömmas på ett par timmar, t ex Harsprånget. Den underliggande planeringen av älvens produktion syftar till att anpassa vattenvolymen i respektive magasin för att klara såväl kraftiga ökningar som minskningar av produktionen utan att bryta mot vattenhushållningsbestämmelserna (bl.a. dämning/sänkningsgränser). Dygnsmagasinen begränsar produktionsplaneringens flexibilitet eftersom att magasinens storlek är relativt liten. Helt enkelt måste rätt mängd vatten finnas fördelat vid rätt magasin vid rätt tidpunkt. Komplexiteten av älvens korttidsreglering medför att den underliggande produktionen inte kan likställas med planerbar baskraft. Det går inte att ersätta den underliggande produktionen med en annan baskraft eftersom att det kraftigt skulle reducera vattenkraftens korttidsreglering.

Användning av korttidsreglering i ett kraftverk måste därför planeras med hänsyn till samtliga flöden och vattendomar i hela älven. Produktionen i ett kraftverk påverkar vattenvolymen i magasinet nedströms och därmed avståndet till dämning/sänkningsgränsen. Det kan verka trivialt att planera produktionen i en älv för korttidsregleringen men det blir snabbt ett ganska komplext optimeringsproblem p.g.a.:

1. Antalet kraftverk i en älv.
2. Gångtider mellan kraftverken, dvs tiden det tar för vattnet att rinna från ett kraftverk till ett annat.
3. Vattendomarnas utformningar, t.ex. krav på minimivattenföring i kraftverk nära älvens utlopp, varierande dämning/sänkningsgränser (veckoanpassad eller säsonganpassad).
4. Minimering av produktionsförluster genom att producera vid hög verkningsgrad och hög vattennivå (maximal fallhöjd).
5. Vattnet lagrat i årsregleringsmagasin måste räcka fram till kommande vårflod. Använda vattenkraften när den gör störst nytta.
6. Kapacitetsbegränsningar i ett kraftverk begränsar hela älvens förmåga att korttidsreglera.



Figur 3: Schematisk översikt av Luleälven som redovisar magasinskapaciteten (storleken på magasinet indikerar typ av magasin, säsong eller dygn), amplituden av dämning- sänkingsgränsen och max flöde.

### 6.3. Hur stor del av vattenkraftens produktion används till korttidsreglering?

Den andel av vattenkraftens produktion som används till korttidsreglering måste definieras både med avseende på effekt och energi. Förenklat kan **energi** beskrivas som behovet av uthållighet, vattnet lagrat i magasinen måste räcka under 8760 timmar per år. **Effekt** kan beskrivas som det kontinuerliga behovet av att snabbt förändra produktionen. Det som begränsar förmågan att snabbt förändra produktionen är framförallt frihetsgrader i vattendomar. Det aggregerade behovet av korttidsreglering bestäms av vad den används till, dygnsplanering, frekvensreglering och underliggande planering.

Den del av korttidsregleringen som används för dygnsplanering med avseende på energi uppskattas till 23 TWh. Bedömningen är baserad på den summerade differensen mellan min- och maxförbrukning för 365 dygn under ett år. Figur 2 illustrerar dygnsplaneringen under 48 timmar med den övre delen av kurvan (ljusblå). Effektbehovet är uppskattat till 6000 MW under en tidsperiod på 4 timmar. Vattendomarna måste med andra ord möjliggöra att den aggregerade produktion kan förändras med 6000 MW inom 4 timmar.

Andelen av korttidsregleringen som används till underliggande planering och frekvensreglering består av den nedre och konstanta delen i figur 2. Det är inte möjligt att isolera hur stor andel av korttidsregleringen som används till frekvensreglering. Produktionen nyttjas ofta samtidigt för att optimera magasininnehållet för nästkommande dygnsplanering samt leverera frekvensreglering. Behovet av frekvensreglering är definierat av Svenska Kraftnät (SvK) och är dimensionerat efter Nordels (numera en del av ENTSO-E<sup>2</sup>) krav för loss-of-load probability<sup>3</sup> på en promille [9]. SvK har systemansvaret för effektbalansen i Sverige och ansvarar för dimensioneringsvillkor, upphandling och kontroll av frekvensregleringen. Det sker via en koordinering mellan de Nordiska systemoperatörerna.

Den energi som åtgår till underliggande planering, frekvensreglering samt minimivattenföring uppskattas som summan av varje dygns minimiproduktion under ett torrår, den nedre delen av figur 2. Motivet till att energibehovet bör bedömmas enligt denna metod är att det inte finns något incitament från marknaden att producera mer än absolut nödvändigt på nätter under ett torrår. Produktionen tillgodoser endast den underliggande planeringen och frekvensregleringen. Under ett torrår är vattenvolymen lagrad i magasinen begränsad och räcker endast till produktion när värdet är som störst, vilket normalt sker under dagtid. För att sammanfatta så finns det inga incitament från marknaden att producera mer än absolut minimum under nätter, dvs. det som åtgår till den underliggande produktionen och frekvensregleringen. Den tidsperiod som valts att analyseras för att definiera den underliggande planeringen är 2002-10-01 till 2003-09-30. Detta var den senaste perioden med riktigt låg vattenkraftsproduktion 52.8 TWh, [8]. Energin för att tillgodose behovet av den underliggande planeringen och tillhandahålla frekvensreglering är för den aktuella tidsperioden 27,6 TWh/år. Kravet på effekt för den underliggande planeringen är svårt att bedöma eftersom dygnsplaneringen tar så pass stor del av vattenkraftens produktionskapacitet i anspråk (6000 MW under 4 timmar).

Behovet av effekt uppskattas till 6000 MW för både upp och nedreglering inom 4 timmar. Sannolikt kommer behovet av effekt att förändras både med avseende på amplitud och periodtid när andelen vindkraft ökar. Vattenkraftens dygnsplanering behöver helt enkelt vara mer flexibel och vattendomarnas dämpnings/sänkingsgräns kan därför behöva utökas om vattenkraftens dygnsplanering ska kunna hantera vindkraftens variation. Möjligheten att utnyttja nolltappning under kvällar och nätter har stor betydelse för korttidsregleringen. Sammanfattningsvis bedöms korttidsreglering ta följande andel av vattenkraftens produktion i anspråk:

- Energin som åtgår till dygnsplanering uppskattas till 23 TWh/år, för att följa förbrukningens variation.
- Energin som åtgår till underliggande planeringen och frekvensreglering uppskattas till 28 TWh/år.

Vattenkraftens årsproduktion kan därmed inte understiga 51 TWh (77 % av årsmedelproduktionen) för att tillgodose det nuvarande behovet av korttidsreglering. Energiomställningen med en ökande andel vindkraft kommer dessutom med största sannolikhet att öka behovet av korttidsreglering.

#### 6.4. Oreglerat spill och säkerhetsaspekter

Syftet med att införa minimitappning i torrfåror är att skapa ett strömvattenhabitat i själva torrfåran. Det skapade strömvattenhabitatet kan dock komma att utsättas för snabba och mycket kraftiga flödesförändringar vid krav på oreglerat spill. Vattenspillet är ofta orsakat av extrema tillrinningsar, t.ex. under år med en kraftig vårflood, eller vid haveri i ett kraftverk. Dessa flödesförändringar sker av dammsäkerhetsskäl och är omöjliga att undvika. Plötsliga och kraftiga förändringar i flöde medför en kraftig störning för skapade lek- och uppväxtområden för fisk samt etablerade bottendjur, som i värsta fall kan spolats bort. Till detta kommer ett löpande dammsäkerhetsarbetet vilket bl.a. innebär årliga provningar av utskovsluckorna med kraftigt ökade flöden under provningstillfällena.

---

<sup>2</sup> Det europeiska samarbetsorganet för nationella systemoperatörer där SvK är medlem

<sup>3</sup> Sannolikheten för utebliven leverans av elektricitet orsakat av en incident i transmissionssystemet

## 6.5. Framtida behov av korttidsreglering

Den pågående energiomställningen medför att andelen ej planerbar (intermittent) produktion, vind- och solkraft, ökar dramatiskt. Behovet av den flexibilitet som vattenkraftens korttidsreglering tillför systemet antas därför att öka, främst dygnsplanering. Traditionellt har vattenkraftens dygnsplanering använts för att möta variationer i elförbrukningen. Utbyggnaden av vindkraft i Sverige har dock medfört att dygnsplaneringen används för att möta **nettoförbrukningens** (förbrukning - vindkraft) variation. Nettoförbrukningens variation påverkas i allt större utsträckning när andelen vindkraft ökar. Figur 4 redovisar elproduktionen i Sverige under sex dagar i november 2013. Produktionen från vindkraft nådde under timme 82 den historisk högsta nivån, 3542 MWh/h. Figuren visar också vindkraftens snabba variationer. Bara ett dygn efter produktionsrekordet, då nästan 90 % av all vindkraft i Sverige producerade, är vindkraftens produktion endast 10 %. Det ställer nya, sannolikt ökade, krav på vattenkraftens korttidsreglering.

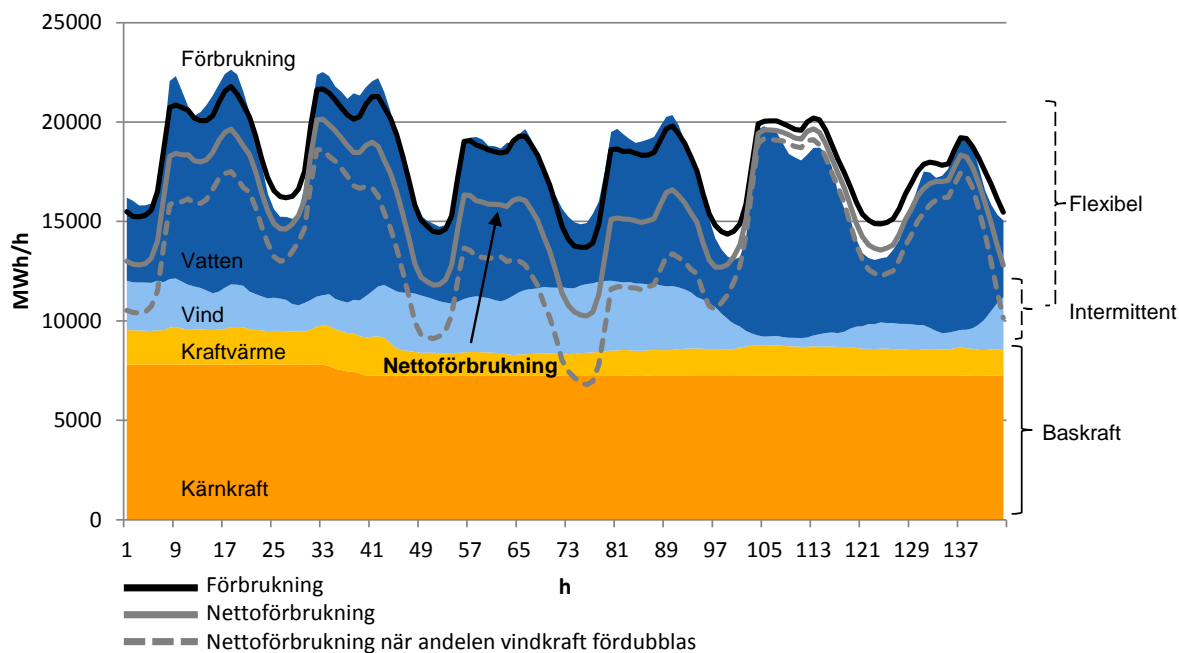
I [10] sammanfattas resultaten från en IEA (International Energy Agency) studie, "Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power". Enligt rapporten orsakar vindkraften den största reglerutmaningen inom tidsintervallet 1-6 timmar, alltså inte att reglera obalanser från en sekund till en annan, så kallad frekvensreglering. Figur 4 visar ett tydligt exempel på hur vindkraften ändrar förutsättningarna för vattenkraftens korttidsreglering. Under ett tidsintervall på 1-6 timmar, i figuren mellan timme 43-48 är nettoförbrukningens variation betydligt större än förbrukningens. Detta medför att behovet av vattenkraftens dygnsplanering ökar. Det är alltså behovet av vattenkraftens dygnsplaneringen som kommer att förändras och öka när andelen vindkraft ökar. Reduceras vattenkraftens korttidsregleringen i stor utsträckning reduceras i sin tur förutsättningarna för att interagera vindkraft på ett effektivt sätt.

Betydelsen av vattenkraftens korttidsreglering för att balansera skillnaden mellan förbrukning och övrig produktion syns tydligt genom att studera vattenkraftens variation i figur 4. Den förväntade förändringen av nettoförbrukningens variation när andelen intermittent produktion ökar redovisas i Figur 4, jämför den heldragna grå kurvan med en streckade grå kurvan (nettoförbrukningen när vindproduktionen ökar från dagens 10 TWh till 20 TWh). Nettoförbrukningens variation, med ett antagande om 20 TWh vindkraft, indikerar att produktionen från kärnkraft och vindkraft enskilt tillgodoser behovet under ett par timmar. (Se tidpunkten mellan timme 73 och 81). En jämförelse mellan förbrukning och nettoförbrukning visar att nettoförbrukningens variation har större amplitud och är mer slumpartad. Sammanfattningsvis antas effektbehovet för dygnsplaneringen att öka och vara mer slumpmässig när andelen vindkraft ökar. Men mer detaljerade analyser måste genomföras för att kunna bedöma hur behovet kommer att förändras.

Prognososäkerheten för nettoförbrukningen antas också öka eftersom prognosfelen är betydligt större för vindkraft jämfört med förbrukningen. Prognososäkerheten kommer sannolikt att förändra förutsättningarna för dygnsplaneringen och den underliggande planeringen med följd att större marginaler sannolikt måste utnyttjas. Idag nyttjas ofta vattendomarnas högsta och lägsta gräns för dämning/sänkning eftersom det är nödvändigt för att kunna klara dygnsplaneringens effektbehov. Om större marginaler måste utnyttjas p.g.a. en ökad prognososäkerhet antas nyttjandet av dämning/sänkingsgränserna att reduceras, vilket i sin tur minskar dygnsplaneringens kapacitet.

## 6.6. Beräkningsresultat och konsekvenser

PLEXOS® Integrated Energy Model har använts för att beräkna hur respektive scenario reducerar vattenkraftens produktionskapacitet och korttidsreglering. I den modell som använts finns samtliga storskaliga vattenkraftverk i Norden representerade med vattendomar och gångtider. Dessutom ingår all övrig produktion i norra Europa som är av betydelse. De utlandsförbindelser som påverkar Norden är också inräknade, med en god representation av angränsade marknadsområden. Produktionskapaciteten i modellen utgör ett scenario för år 2025 när utbyggnaden av vindkraft i Sverige följer det nuvarande målet för elcertifikatsystemet. Underlagsmaterialet för de 200 kraftverk och 205 dammar som ingår i beräkningarna finns tillgängligt i en databas [4].



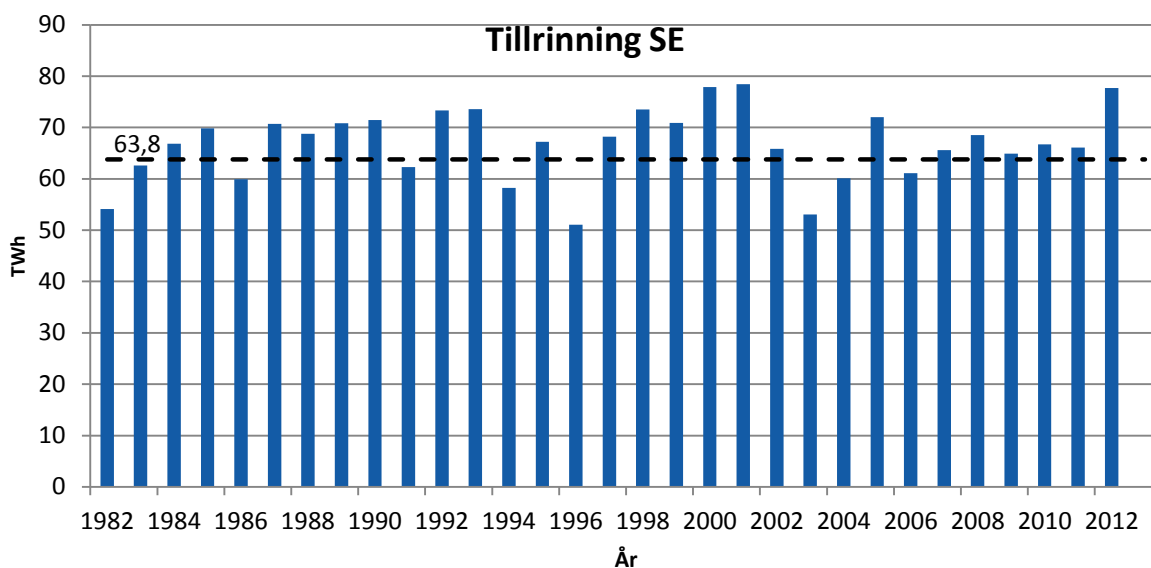
Figur 4: Elproduktionen i Sverige under perioden 25-30/11 2013, källa [8]. Bilden redovisar den så kallade baskraften (kärnkraft och kraftvärme), intermittent (vindkraft) och flexibel (vattenkraft).

### Beräkningsresultat och kvalitativa bedömningar – Scenario A

Spill i samtliga torrflåror för storskalig vattenkraft motsvarande MLQ samt tappning av 1,5 m<sup>3</sup>/s i fiskvägar under 8760 timmar per år, reducerar vattenkraftens produktionskapacitet med 12.8 TWh. Resultatet är verifierat med beräkningar i PLEXOS®. En uppdelning av kravet på minimiflöden, genom att införa MLQ under perioden maj-november och LLQ under perioden december-april medför en något högre produktionsförlust 13.1 TWh. Orsaken är att MLQ<sub>SOMMAR</sub> blir högre än MLQ (beräknat som årsmedelvärde) under sommarhalvåret. Utnyttjande av LLQ under hela året leder till en produktionsförlust på 8.9 TWh. Kostnaden för anläggning av fiskvandringvägar och anläggning av fingaller för att förhindra skador på nedvandrande fisk är uppskattad till mellan 10-19 miljarder kr, se [5].

Samtliga alternativ av Scenario A medför att vattenkraftens produktionskapacitet reduceras med cirka 15-20% vilket är en betydande påverkan. Det motsvarar minst den nuvarande årsproduktionen av vindkraft som subventionerats via elcertifikatssystemet för att möta 20-20-20 målet. Möjligheten att korttidsreglera reduceras också vilket har en mycket stor påverkan på förmågan att integrera och utöka förnybar elproduktion.

Korttidsregleringens effektkapacitet påverkas inte direkt av scenario A eftersom att nivåförändringar i magasin, flödesförändringar eller minimiflöde inte påverkas. Men korttidsregleringens energikapacitet påverkas när vattenkraftens årsproduktion reduceras med upp till 20%. Det finns inte tillräckligt med energi för att tillgodose behovet av korttidsreglering under 365 dagar per år för alla nederbördsår. Den kvalitativa bedömningen är att det nuvarande behovet av korttidsreglering kräver årsproduktion på 51 TWh, se avsnitt 6.3. När produktionskapaciteten reduceras med 12.8 TWh måste årstillrinningen vara minst 63.8 TWh. Den streckade linjen i figur 5 indikerar minimikravet för tillrinningen. Figuren visar att vattenkraften inte kan tillgodose behovet av korttidsreglering för 8 av de senaste 30 åren vid spill i torrflåror (MLQ) samt 1,5 m<sup>3</sup>/s i fiskvandringvägar.



Figur 5: Vattenkraftens aggregerade tillrinning i Sverige från 1982 till 2012. Den streckade linjen visar den minsta nederbördsnivån som är nödvändig för att uppfylla korttidsreglerings krav på 51 TWh energi samt den reducerade produktionen från scenario A på 12.8 TWh.

### Konsekvenser för elproduktionen – Scenario A

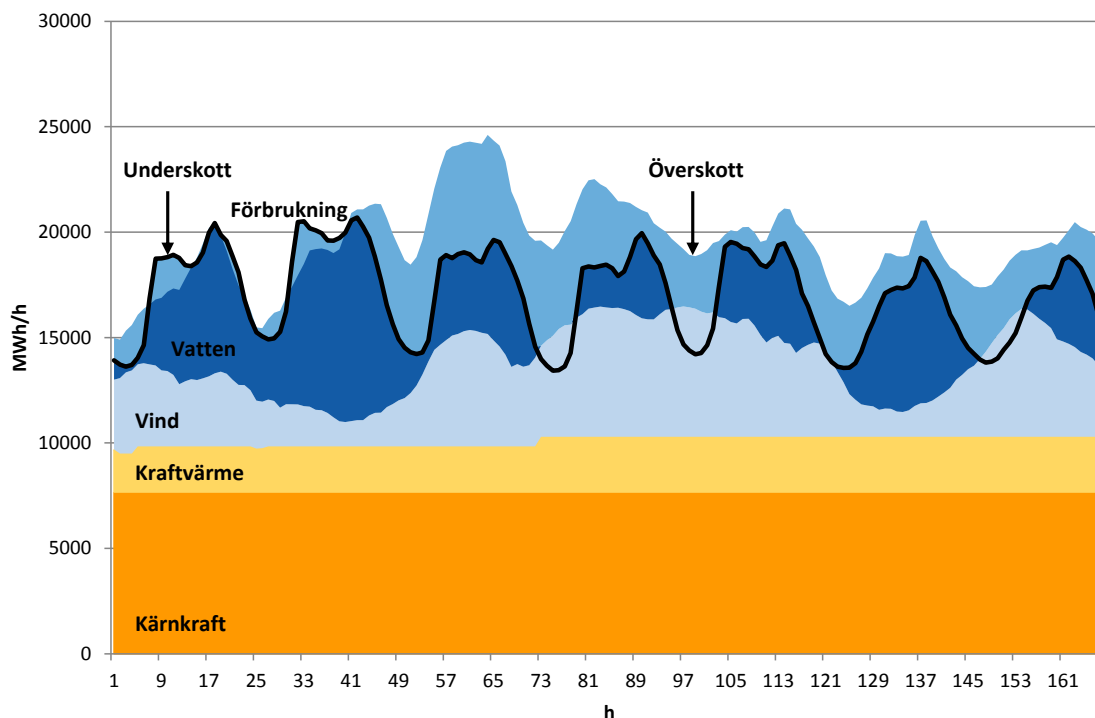
- En förlust av 10-13 TWh förnybar vattenkraftproduktion, motsvarar ca 50 % av målet med elcertifikatsystemet fram till år 2020.
- 20-20-20 målet uppfylls endast om den förlorade vattenkraftproduktionen ersätts med ny förnybar elproduktion.
- Vattenkraftens korttidsreglering bedöms inte kunna tillgodose behovet vid en tillrinning lägre än 63.8 TWh, dvs i genomsnitt var 4:e år. Ett flertal faktorer påverkar hur stor reduktionen av korttidsregleringen blir. Det är därför svårt att bedöma reduktionens omfattning.
- Förutsättningen att integrera ny vindkraft försämras betydligt eftersom korttidsregleringen reduceras.
- Den enda tillgängliga metoden idag att ersätta den reducerade korttidsregleringen är gasturbiner, vilket medför en ökning av CO<sub>2</sub> utsläppen inom elsektorn.

### Beräkningsresultat och kvalitativa bedömningar – Scenario B

Begränsningar både med avseende på nivå- och flödesförändringar reducerar vattenkraftens korttidsreglering. Det är korttidsregleringens krav på effekt som begränsas dvs hur snabbt som produktionen kan förändras. Idag behövs ca 6000 MW inom 4 timmar, vilket är förbrukningens maximala förändring under morgon respektive kväll. Hur stor reduktionen blir beror på hur många kraftverk som åtgärden tillämpas på samt hur stora nivå- och flödesbegränsningar som införs. Den del av vattenkraftens korttidsreglering som används för dygnsplanering kommer att påverkas mest eftersom dygnsplaneringen idag ger upphov till störst nivå- och flödesförändringar.

Figur 6 redovisar hur korttidsregleringen reduceras när flödesförändringen begränsas till max 10 % av föregående timmes flöde. Beräkningen är genomförd i PLEXOS® med en aggregerad modell av den som används för beräkningarna i Scenario A. Flödesbegränsningen medför att dygnsplaneringen inte kan möta förbrukningens variation under morgon respektive kväll. Under vissa timmar uppstår ett underskott och under andra timmar uppstår ett överskott. Det innebär att annan flexibel/planerbar produktion måste ersätta underskottet och överskottet måste exporteras alternativt spillas. Det finns naturligtvis en risk att spillet blir väldigt oregelbundet och att det i spillfårorna inte går att efterlikna flödena i ett oreglerat vattendrag om åtgärderna i scenario B tillämpas. Situationen antas förvärras i takt med att mer vindkraft integreras i systemet eftersom att vattenkraftens dygnsplanering måste anpassas efter nettoförbrukningens variation. Möjligheten

att exportera/importera kan naturligtvis reducera överskottet/underskottet. Mer detaljerade analyser bör genomföras för att i detalj avgöra i hur stor utsträckning export/import kan reducera behovet av att bygga ny planerbar produktion.



Figur 6: Resultatet av beräkningar i PLEXOS®, i modellen har vindkraftens kapacitet ökat från dagens 10 till 17 TWh/år. Figuren redovisar en vecka under hösten när vattenkraftens korttidsreglering har begränsats. Underskottet är som mest på 2500 MWh/h och överskottet på 6000 MWh/h.

### Konsekvenser för elproduktionen – Scenario B

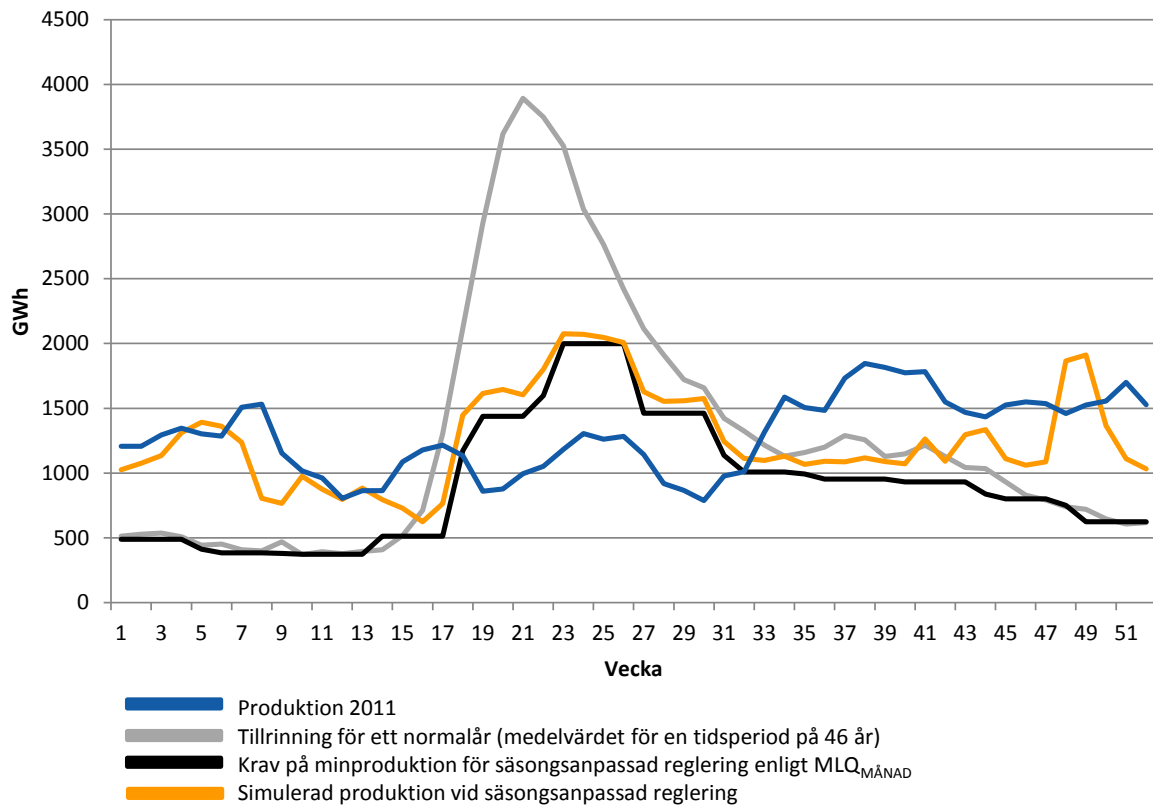
- Vattenkraften kommer inte att kunna tillgodose behovet av korttidsreglering främst dygnsplanering. Både stora under- och överskott kommer att uppstå, det senare kan resultera i stora mängder spill.
- Förlusten av vattenkraftens korttidsreglering medför att stora investeringar måste genomföras i annan reglerbar (flexibel och/eller planerbar) elproduktion. Med dagens tillgängliga teknik kommer sannolikt investeringar genomföras i biomassa och gas, vilket ökar CO<sub>2</sub> utsläppen.

### Beräkningsresultat och kvalitativa bedömningar – Scenario C

Ett införande av MLQ<sub>MÅNAD</sub> per månad som krav på minimiflöden innebär en delvis återgång till naturliga flöden, det vill säga låga flöden på vinterhalvåret och höga under sommarhalvåret. Därmed kommer ca 70 % av den årliga produktionen att styras av de naturliga flödena<sup>4</sup>. Syftet med dimensioneringen av den svenska vattenkraften med stora årsregleringsmagasin åsidosätts då till stor del. Figur 7 redovisar hur en reducerad säsongsreglering påverkar produktionen. En jämförelse av den blå och gula kurvan visar att en stor del av produktionen under vinterhalvåret flyttas till sommarhalvåret. Under vinterhalvåret kommer inte den tillgängliga produktionskapaciteten i Sverige att kunna tillgodose elförbrukningens behov. Mellan veckorna 33 och 52 är medelvärdet av differensen mellan produktionen år 2011 och den simulerade produktionen 370 GWh/vecka, vilket motsvarar produktionen från 2200 MW installerad effekt under en vecka. Som mest är underskottet 730 GWh/vecka (4400 MW). Underskottet under vinterhalvåret måste ersättas av antingen ny planerbar produktion eller med import. Det är tveksamt om underskottet kan tillgodoses under vinterhalvårets alla timmar med endast import. Överskottet av produktion under sommarhalvåret motsvarar underskottet under vinterhalvåret. Det är tveksamt om överskottet kan exporteras under alla timmar vilket medför att vatten måste spillas.

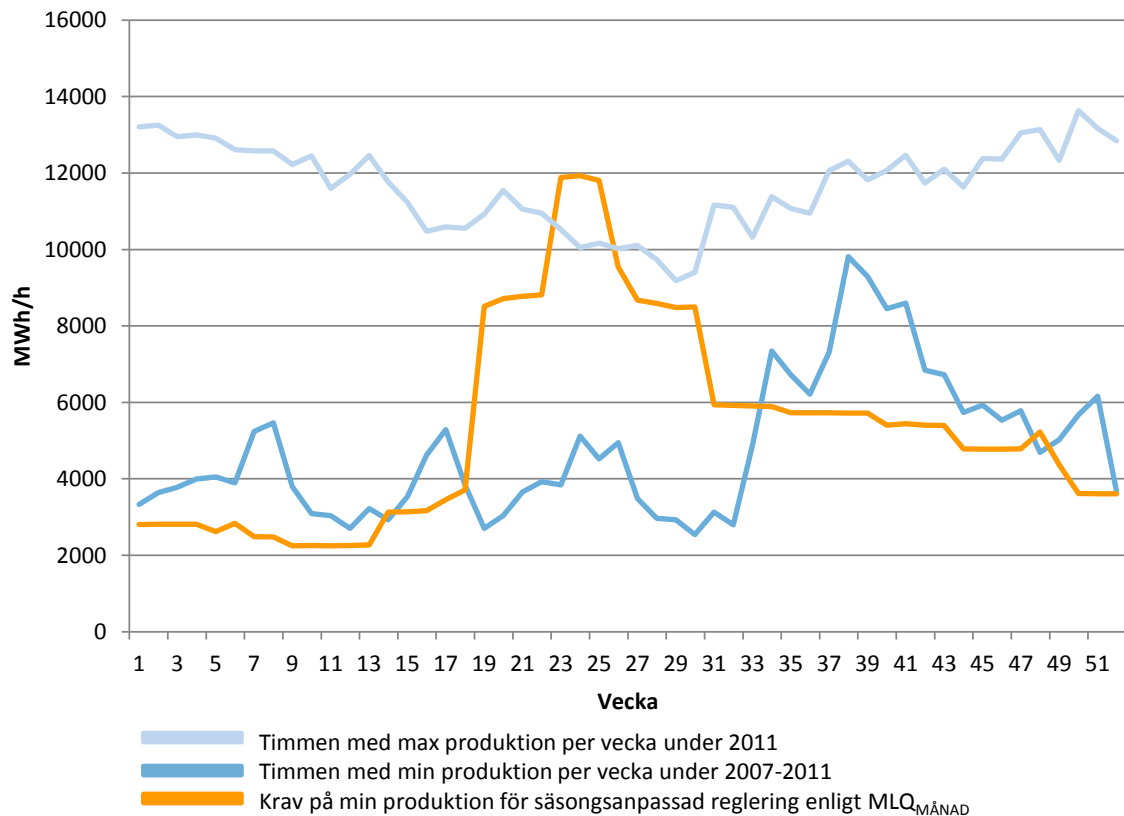
<sup>4</sup> Bygger på en beräkning för samtliga storskaliga vattenkraftverk i Sverige





Figur 7: Konsekvensen av reducerad säsongreglering. Kravet på minimiproduktion (svarta kurva) medför kraftigt reducerade möjligheter att lagra vatten i säsongsmagasin under sommaren till vinterhalvåret.

Figur 8 visar orimligheten med att tillämpa  $MLQ_{MÅNAD}$  som ett krav på minimiproduktion. Figuren redovisar den historisk högsta respektive lägsta produktionen samt kravet på minimiproduktion per timma vid  $MLQ_{MÅNAD}$ . Den gula kurvan visar att vattenkraftens produktion för varje timme mellan veckorna 23-27 ska vara ca 2000 MWh/h högre än den absolut högsta produktionen per vecka under 2011. Samtliga storskaliga vattenkraftverk skulle i stort sett behöva producera med full effekt dygnet runt under veckorna med nästan lägst förbrukning.



Figur 8: Kravet på minimiproduktion per timme vid en tillämpning av  $MLQ_{MÅNAD}$ . Den gula kurvan indikerar mellan vecka 23-27 att kravet på minimiproduktion överstiger den maximala produktionen under tidsperioden.

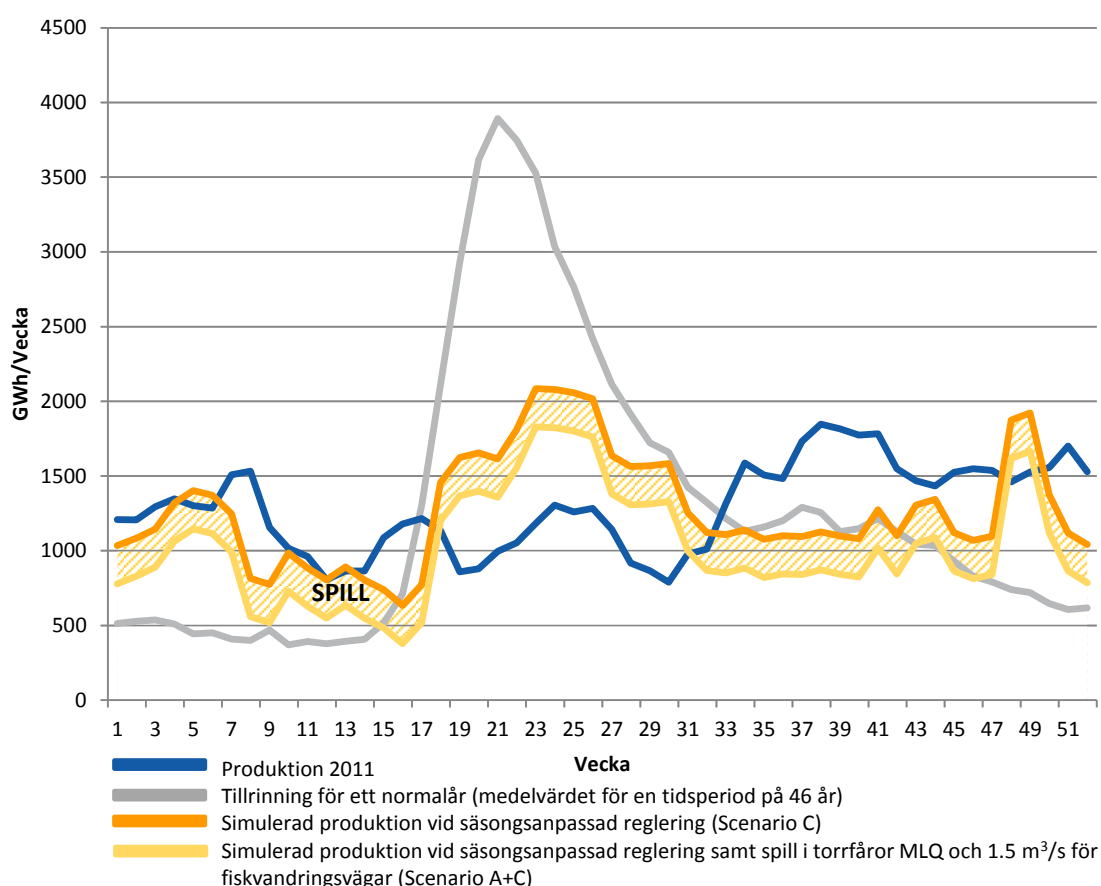
### Konsekvenser för elproduktionen – Scenario C

- Överskottet av elproduktion under sommarhalvåret är som mest 900 GWh/vecka (i genomsnitt 5350 MW under den veckan, vilket motsvarar 57 % av kärnkraftens fulla kapacitet i Sverige). Överskottet motsvarar ca 30 % av Sveriges genomsnittliga förbrukning under en vecka. En betydande andel av överskottet av vattnet måste spillas p.g.a. bristande efterfrågan och exportmöjlighet. Mellan veckorna 18-32 är det samlade överskottet 9,3 TWh jämfört med 2011, vilket resulterar i ett medelöverskott på 620 GWh/vecka.
- Underskottet av produktion under vinterhalvåret, är som mest 730 GWh/vecka (i genomsnitt 4400 MW under den veckan, vilket motsvarar 47 % av kärnkraftens totala kapacitet i Sverige). En betydande andel av Sveriges förbrukning måste importeras under vinterhalvåret. Alternativt måste ny planerbar elproduktion byggas. Mellan veckorna 1-17 och 33-52 är det samlade underskottet 10,6 TWh jämfört med 2011.
- Det blir svårt att tillgodose behovet av korttidsreglering utan att spilla vatten i situationer med överskott, respektive att täcka upp underskottet med annan reglerbar kraftproduktion. Förlusten av vattenkraft som resurs för korttidsregleringen måste ersättas med annan reglerbar elproduktion.

## Beräkningsresultat och kvalitativa bedömningar – Scenario A + C

Figur 9 visar beräkningsresultaten av minskad säsongreglering samt spill i torrfåror enligt MLQ och fiskvandringvägar 1.5 m<sup>3</sup>/s. Resultaten visar att produktionsöverskottet under sommarhalvåret jämfört med produktionen 2011 minskar samt att underskottet av produktionen ökar under vinterhalvåret i jämförelse med enbart scenario C. Mellan veckorna 33 och 52 är medelvärdet av differensen mellan produktionen 2011 och den simulerade produktionen 615 GWh/vecka. Det motsvarar en genomsnittlig produktion på 3700 MW under en vecka och det genomsnittliga underskottet för veckorna 33-52 ökar därmed från 370 till 615 GWh/vecka när Scenario A adderas till Scenario C. Som mest är underskottet 950 GWh/vecka (i snitt 5650 MW).

Underskottet under vinterhalvåret måste ersättas av antingen ny planerbar produktion eller med import. Det är tveksamt om underskottet kan tillgodoses under vinterhalvårets alla timmar med endast import eftersom att underskottet är så stort. Underskottet motsvaras nämligen som mest av 50 % av vattenkraftens maximala produktion under en vecka. Under sommarhalvåret reduceras däremot överskottet jämfört med produktionen 2011. Som mest är överskottet på 650 GWh/vecka jämfört med 900 GWh/vecka och medelöverskottet under sommarhalvåret reduceras från 620 GWh till 410 GWh/vecka.



Figur 9: Konsekvensen av reducerad säsongreglering samt spill i torrfåror enligt MLQ (Scenario A+C). Konsekvensen för elproduktionen liknar konsekvensen av Scenario C men spill i torrfåror medför att överskottet av produktion under sommarhalvåret reduceras och underskottet under vinterhalvåret ökar.

## Konsekvenser för elproduktionen – Scenario A + C

- Överskott av elproduktion under sommarhalvåret är som mest 650 GWh/vecka (i genomsnitt 3870 MW under en vecka, vilket motsvarar 41 % av kärnkraftens kapacitet i Sverige). En betydande andel av överskottet av vattnet under sommarhalvåret måste mest troligt spillas p.g.a. bristande efterfrågan och exportmöjlighet. Medelöverskottet under sommarhalvåret är på 410 GWh/vecka.
- Underskottet av elproduktion under vinterhalvåret är som mest 950 GWh/vecka (i genomsnitt 5650 MW under en vecka, vilket motsvarar 60 % av kärnkraftens totala kapacitet i Sverige). En betydande andel av

Sveriges elförbrukning måste därmed ersättas av import under vinterhalvåret. Alternativt måste ny planerbar produktion byggas.

- Det blir svårt att tillgodose behovet av korttidsreglering utan att spilla vatten vid en situation med överskott, respektive att täcka upp underskottet med annan reglerbar kraftproduktion. Förlusten av vattenkraften som resurs för korttidsregleringen måste ersättas med annan reglerbar elproduktion.

## 7. Slutsats

Rapporten redovisar hur vattenkraftens produktionskapacitet och reglerförmåga skulle kunna reduceras om de åtgärder som anges som aktuella för att uppnå god ekologisk potential i Vattenverksamhetsutredningen skulle genomföras. Både bidraget av förnybar elproduktion och möjligheten att korttidsreglera reduceras kraftigt. Kravet på spill i torrfårar med MLQ minskar den storskaliga produktionskapaciteten med 12.8 TWh, cirka 20 % av den storskaliga vattenkraftens produktionskapacitet under ett normalår. En reduktion av vattenkraftens korttidsreglering genom begränsning av flödesförändringar innebär att vattenkraften inte kan tillgodose behovet av flexibel planerbar produktion. Dygnsplaneringen av vattenkraft medför att vattenkraften kontinuerligt anpassar produktionen efter skillnaden mellan förbrukning och övrig elproduktion. Som mest varierar vattenkraftens produktion med hela 6000 MW inom cirka 4 timmar. Den pågående energiomställningen med en ökande andel vindkraft medför att förutsättningarna för vattenkraftens dygnsplanering förändras. Vattenkraften ska dygnsplaneras för att möta nettoförbrukningens variation (den totala variationen av förbrukning-vindkraft) istället för som tidigare i princip endast möta förbrukningens variation. Behovet av vattenkraftens dygnsplanering kommer att förändras och öka när andelen vindkraft ökar. Reduceras vattenkraftens korttidsregleringen i stor utsträckning reduceras i sin tur förutsättningarna för att interagera vindkraft på ett effektivt sätt.

Åtgärder som minskar vattenkraftens säsongreglering förändrar förutsättningarna helt för den svenska vattenkraften. Normalt producerar vattenkraften mindre under sommarhalvåret och mer under vinterhalvåret och åtgärder som reducerar säsongregleringen innebär det motsatta. Den aggregerade produktionen som flyttas från vinterhalvåret till sommarhalvåret uppgår till cirka 9-10 TWh jämfört med produktionen under 2011. Åtgärder som reducerar säsongregleringen medför att en betydande andel av vattenkraftens produktion måste exporteras, alternativt spillas, under sommarhalvåret. Under vinterhalvåret uppstår sannolikt ett importbehov, alternativt behovet av att bygga ny inhemsk elproduktionskapacitet för att kunna möta elförbrukningens efterfrågan.

De aktuella åtgärderna för att uppnå GEP i KMV medför att vattenkraftens produktionskapacitet kan minskas med hela 20 %. Om dessa åtgärder skulle genomföras blir konsekvenserna för samhället sannolikt betydande. Enligt ramdirektivet för vatten och dess införande i svensk lagstiftning gäller att åtgärder som ska genomföras för att uppnå GEP ska vara rimliga. Konsekvenserna av de analyserade åtgärderna i denna rapport är så pass stora att det är ytterst tveksamt om dessa åtgärder kan anses uppfylla kravet på rimlighet enligt ramdirektivet för vatten.

En konsekvensanalys med fokus på samhällsekonomi, behov av att bygga ny reglerbar elproduktion och påverkan på handelssystemet med utsläppsrätter måste därför genomföras. Genomförande av generella åtgärder som t ex minskad korttidsreglering och anläggning av fiskvägar innebär en begränsad miljönytta eftersom tidigare strömvattenområden numera har en sjöliknande karaktär.

Vattenfall anser att lokala miljövinster som uppnås genom att minska vattenkraftens reglerförmåga måste ställas i relation till de globala miljövinster som uppnås när vattenkraft nyttjas till reglering istället för fossilbaserad elproduktion.

## 8. Referenser

- [1] Statens offentliga utredningar. *Ny tid ny prövning – Förslag till ändrade vattenrättsliga regler*, Rapport, 2013-09. Sveriges Riksdag.
- [2] <http://energyexemplar.com/software/plexos-desktop-edition/>, 2013-12-29.
- [3] Svenska Kraftnät. *Integrering av vindkraft*. Rapport 2013-03-13. Svenska Kraftnät AB.
- [4] "Databas 200st vattenkraftverk större än 10 MW" Excelmatris upprättad av Bergsten P och Nicolin S, 2014-02-08. ÅF-Industry AB.
- [5] Bergsten, P. och Nicolin, S. *Sammanställning av uppskattade anläggningskostnader för fiskvägar samt vattenföringsdata för storskaliga vattenkraftverk Sverige*, Rapport 2013-12-17. ÅF-Industry AB. Finns även bifogad till denna rapport.
- [6] Sparrevik, E. Viklands, H., Bergsten, P. och Harju, L.. *Ekologiska effekter och verksamhetspåverkan av förändrade produktionsvillkor i Vattenfalls storskaliga vattenkraftverk*, Rapport 2011-09-27. Vattenfall Power Consultant AB.
- [7] <http://www.nordpoolspot.com/About-us/>, 2014-01-30.
- [8] <http://www.svk.se/Energimarknaden/EI/Statistik/EIstatistik-for-hela-Sverige/>, 2013-12-29. Kommentar: Datakvaliten som avser året 2002 och 2003 är bristfällig för vad som avser vattenkraftens produktion. Anledningen är att en stor del av vattenkraftens produktion har klassificerats som ospecificerad produktion. Med hjälp av statistik för vattenkraftens veckoproduktion från Svensk Energi har statistiken för timproduktion från Svenska Kraftnät justerats.
- [9] *Guidelines for implementation of transitional peak load arrangements*, Nordel, rapport 2009-03.
- [10] Söder, L., *IEA TASK 25 – Design and Operation of Power Systems with large amounts of Wind Power*. Elforsk rapport 09:07, April 2009.



Handläggare  
Peter Bergsten

Tel +46 10 505 03 47  
Mobil +46 72 562 36 70  
Fax +46 10 505 00 10  
peter.bergsten@afconsult.com

Datum  
2014-02-10

Uppdragsnr  
231327

**Vattenfall Vattenkraft AB**

## **Sammanställning av uppskattade anläggningskostnader för fiskvägar samt vattenföringsdata för storskaliga vattenkraftverk Sverige**

ÅF-Industry AB  
Vattenkraft

Peter Bergsten  
Stéphanie Nicolin

## Innehåll

1.	INTRODUKTION .....	2
2.	METODBESKRIVNING .....	2
2.1.	Datainsamling .....	2
2.2.	Tillvägagångssätt och antaganden .....	2
3.	RESULTAT .....	3

## 1. Introduktion

Som underlag till Vattenfalls remissvar till Vattenverksamhetsutredningen har en sammanställning av data gjorts för att kunna bedöma kostnader och påverkan på produktion av olika miljöförbättrande åtgärder vid storskaliga vattenkraftverk i Sverige. Sammanställningen levereras i excel-format och i följande rapport beskrivs tillvägagångssätt, inklusive datakällor, samt en sammanfattning av resultat.

Uppdraget har omfattat:

- Uppskattning av anläggningskostnader för installation av fiskvägar, för upp- och nedströms vandring.
- Sammanställning av vattenföringsdata, att användas som indata i Vattenfalls regleringsmodell.

## 2. Metodbeskrivning

### 2.1. Datainsamling

Information som samlats in för vattenkraftverken omfattar teknisk data (fallhöjd, dammhöjd, effekt, årsproduktion, utbyggnadsvattenföring, etc) och vattenföringsdata. Teknisk data har i första hand hämtats direkt från kraftbolagen, och i andra hand från dammregistret i boken Hydropower in Sweden (Svenska Kraftverksföreningen, 1987) samt från Kuhlins hemsida om svensk vattenkraft (<http://www.vattenkraft.info>) och från övriga internet-källor.

Vattenföringsdata har i första hand inhämtats från kraftbolagen, och i andra hand från SMHIs Vattenweb, bestående av tidsserier simulerade med SMHIs modell S-HYPE (SMHI Vattenweb, 2013).

### 2.2. Tillvägagångssätt och antaganden

Sammanställningen inkluderar samtliga svenska vattenkraftverk med en installerad effekt större än 10 MW, vilket omfattar totalt 200 kraftverk och 205 dammar. I några fall hör flera dammar och magasin till ett och samma kraftverk. I dessa fall inkluderas de dammarna som har direkt anslutning till kraftproduktionen vid aktuellt kraftverk. I t.ex. Vietas, i Luleälven, inkluderas både dammen i Satsjaure och Suorva.

Anläggningskostnad för fiskvägar har uppskattats genom en schablon per fallhöjdsmeter och dammhöjd vid respektive kraftverk. Dammhöjden har hämtats från boken Hydropower in Sweden (Svenska Kraftverksföreningen, 1978). Vid kraftverk med spillfåra är dammhöjden lägre än den totala fallhöjden, eftersom ytterligare fallhöjd nås genom att vattnet leds om i tunnlar och/eller kanaler. Under förutsättning att tillräckligt mycket vatten spills i fåran för att möjliggöra uppvandring, behöver bara dammens höjd byggas förbi med en fiskväg.

Vid vissa kraftverk är uppgiften om dammhöjd begränsad till formen  $<15$  m, i dessa fall har ett antagande om 10 m använts som ett genomsnitt. För de kraftverk där totala fallhöjden understiger 10 m har den totala fallhöjden använts som dammhöjd.

Dammhöjd redovisas i källmaterialet enligt "Maximum height above lowest foundation". I enstaka fall överstiger dammhöjden den totala fallhöjden, då kan hela dammhöjden inte utnyttjas för kraftproduktion p.g.a. dammens och kraftverkets utformning. I dessa fall har fallhöjden använts för antal fallmeter som fiskväg måste byggas, för att undvika att kostnader för fiskväg överskattas.

Anläggningskostnader varierar mycket, bl.a. beroende på typ av fiskväg och förutsättningar vid respektive kraftverk. Ett spann på 0,5 – 2 MSEK per fallhöjdsmeter har därför redovisats (se Sparrevik et. al. 2011).

Erfarenheter från installation av avledningsanordningar för nedströmspassage (låg lutande fingaller) finns i mycket begränsad utsträckning från större anläggningar. I samband med domstolsförhandlingen för Granö vattenkraftverk gjordes en sammanställning av genomförda projekt som gav riktvärde 150 kSEK per  $\text{m}^3/\text{s}$  utbyggnadsvattenföring. Denna inkluderade fingallren i Herting samt Finsjö Övre och Nedre, vilka är relativt små kraftverk. Ett spann på 150- 200 kSEK per  $\text{m}^3/\text{s}$  har använts i beräkningar nedan.



Vattenföringsparametrar har definierats på följande sätt:

<b>MQ:</b>	Medelvattenföring.
<b>MLQ:</b>	Medellågvattenföring, medel av varje års lägsta dygnsmedelvattenföring under dataperioden.
<b>LLQ:</b>	Lägsta lågvattenföring, lägsta dygnsmedelvattenföring under dataperioden.
<b>MLQ<sub>sommar</sub></b>	MLQ för sommarhalvåret, april – september.
<b>MLQ<sub>vinter</sub></b>	MLQ för vinterhalvåret, oktober – mars.
<b>LLQ<sub>sommar</sub></b>	LLQ för sommarhalvåret, april – september.
<b>LLQ<sub>vinter</sub></b>	LLQ för vinterhalvåret, oktober – mars.
<b>MQ<sub>månad</sub></b>	Medelvattenföring för respektive månad under dataperioden.
<b>MLQ<sub>månad</sub></b>	MLQ för respektive månad under dataperioden.

Naturlig, oreglerad vattenföring har inhämtats för samtliga vattenförekomster. Värdena för parametrarna ovan är beroende av vilken tidsperiod som ligger till underlag. Eftersom data inhämtats från flera källor skiljer sig tidsserien/dataperioden något åt i vissa fall, vilket kan påverka resultatet. Som minst har en tidsserie på 14 år använts, vilket är den datamängd som kan hämtas ur SMHIs modell S-HYPE.

Felkällan som uppstår av att något olika tidsserier ligger till underlag bedöms vara ringa i sammanhanget, t.ex. ger osäkerheten kring anläggningskostnader för fiskvandringvägar större utslag på det slutliga resultatet.

Som underlag för Vattenfalls egna beräkningar har en urskiljning av kraftverk med och utan torrfåror gjorts, utifrån tolkningar av flygbilder. En torrfåra definieras som en sträcka där en avledning av vattenflödet sker, vid kraftverk där turbinhuset ligger i anslutning till dammen anses det därmed inte finnas en torrfåra och heller inget behov av minimivattenföring. Av de inkluderade dammarna har utifrån detta ca 70 % torrfåror.

### 3. Resultat

En sammanställning av uppskattade anläggningskostnader för fiskvägar och för spill av flöde presenteras per älv i **Tabell 1** nedan. Resultat i form av vattenföringsdata finns redovisat i excelformat<sup>5</sup>. Nedan redovisas kostnadsuppskattningar för åtgärder (fiskväg, fingaller och tappning), sammanställda för samtliga älvar, dvs. för hela Sveriges storskaliga vattenkraft:

Anläggningskostnad fiskvägar:	2 000 - 8 200 MSEK
Anläggningskostnad fingaller	7 700 - 10 300 MSEK
Tappning i fiskväg, produktionsbortfall:	1100 - 2300 GWh/år

---

<sup>5</sup> "Databas 200st vattenkraftverk större än 10 MW" Excelmatris upprättad av Bergsten P och Nicolin S, 2014-02-08

- **Tabell 1. Resultatsammanställning av åtgärds kostnader per älv.**

Älv	Anläggningskostnad fiskvägar, 0,5 MSEK/fm (MSEK)	Anläggningskostnad fiskvägar, 2 MSEK /fm (MSEK)	Anläggningskostnad fingaller, 0,15 MSEK/m <sup>3</sup> /s (MSEK)	Anläggningskostnad fingaller, 0,2 MSEK/m <sup>3</sup> /s (MSEK)	Tappning i fiskväg 1,5 m <sup>3</sup> /s (GWh/år)	Tappning i fiskväg 3 m <sup>3</sup> /s (GWh/år) 2
Luleälven	317	1 266	929	1 238	127	253
Piteälven	0	0	38	50	2	0
Skellefteälven	176	704	409	545	63	127
Umeälven	203	810	806	1 075	102	203
Gideälven	35	138	30	40	17	34
Ångermanälven	337	1 346	1 401	1 868	191	382
Indalsälven	273	1 090	1 399	1 865	232	526
Ljungan	109	436	275	366	52	105
Ljusnan	160	640	549	732	60	119
Gimån	21	84	26	34	16	32
Dalälven	212	848	1 050	1 399	64	129
Södra Sverige	86	344	214	285	49	92
Göta älv	145	578	634	845	121	242
<b>TOTALT</b>	<b>2 071</b>	<b>8 284</b>	<b>7 757</b>	<b>10 342</b>	<b>1 096</b>	<b>2 243</b>

I de kraftverk där det finns en spillfåra är det en förutsättning att spilla vatten i fåran för att möjliggöra uppvandring av fisk. Om ett flöde redan spills i fåran medför det därför ingen extra kostnad att tappa vatten i fiskvägen. Av totalt 205 dammar finns spillfåror vid ca 70 % utifrån definitionen av spillfåra som sträcka där omledning av vatten sker. Om enbart de kraftverk som inte har spillfåra räknas med, innebär tappning av ett flöde i fiskvägarna (1,5 – 3 m<sup>3</sup>/s ett produktionsbortfall motsvarande 140 – 280 GWh.

Ytterligare beräkningar och sammanställning av påverkan på produktion från tappning av minimivattenföring, lockvatten och flöde i fiskvägar utförs internt inom Vattenfall.

Vid ett flertal kraftverk vore det möjligt att anlägga minikraftverk för att nyttja fallhöjden vid dammarna samt eventuell minimivattenföring eller lockvatten. Det går dock inte att med rimlig säkerhet uppskatta potentialen för minikraftverk enbart från uppgifter om dammhöjder och fallhöjder. För en uppskattning av potentialen för minikraftverk krävs ytterligare studier av lokala förhållanden vid respektive kraftstation.

## Referenser

SMHI Vattenweb, 2013. <http://vattenweb.smhi.se>

Svenska Kraftverksföreningen, 1978. Hydropower in Sweden. ISBN 91-7186-064-9.

Vattenkraft.info – Vattenkraften i Sverige. (<http://vattenkraft.info>).

Sparrevik, E. Viklands, H. Bergsten, P. Harju, L. 2011. Ekologiska effekter och verksamhetspåverkan av förändrade produktionsvillkor i Vattenfalls storskaliga vattenkraftverk.