

Ärende nr: 2022/2489

Datum: 2023-12-15

Modellering av effektiv tillgång till vattenkraftsel

Gullspångsälven

Svenska kraftnät

Svenska kraftnät är systemansvarig myndighet, med uppgift att på ett affärsmässigt sätt förvalta, driva och utveckla ett kostnadseffektivt, driftsäkert och miljöanpassat kraftöverföringssystem. Det omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Svenska kraftnät utvecklar transmissionsnätet och elmarknaden för att möta samhällets behov av en säker, hållbar och ekonomisk elförsörjning. Därmed har Svenska kraftnät också en viktig roll i klimatomställningen.

Version 1

Org. Nr 202 100-4284

Svenska kraftnät
Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

Tel: 010-475 80 00
Fax: 010-475 89 50
www.svk.se

Innehåll

Sammanfattning	5
Inledning.....	7
Bakgrund.....	7
Gullspångsälvens avrinningsområde.....	8
Syfte.....	10
Avgränsningar	10
Modellering.....	10
Vattenkraftens förmågor	12
Elproduktion	12
Reglerförmåga.....	12
Metod.....	18
Scenarier	18
Basscenario	18
Miljöåtgärdsscenarier.....	18
Modellen	19
Verktyg	20
Hydrologiska data.....	21
Kraftverks- och regleringsdata	23
Prioritering av vatten.....	27
Kalibrering	27
Indata	27
Datainsamling för kraftverk och regleringsdammar	28
Verkningsgrad.....	29
Hydrologiska data.....	30
Residuallast.....	32
Beskrivning av mått som beskriver påverkan på vattenkraftens förmågor	33
Elproduktionsminskning.....	33
Påverkan på reglerförmågan i form av nyckeltal.....	34

Beskrivning av miljöåtgärder i modellen	35
Representation i modellen av scenario 1a och 1b	35
Representation i modellen av scenario 2a och 2b	36
Representation i modellen av scenario 3	36
Krav i modellen	36
Resultat	38
Påverkan på reglerförmågan	40
Skillnad från påverkan på produktion	44
Kalibrering	45
Uppfyllelse av krav i modellen	49
Diskussion	52
Antaganden	53
Fortsatt arbete	54
Bilaga 1. Deltagarlista referensgrupp	55
Bilaga 2. Miljöåtgärder – indata för modellering	56
Bilaga 3. Frågeformulär datainsamling	69
Bilaga 4. Kalibreringsresultat	73
Bilaga 5. Beräknad avvikelse +/-15 % mot naturlig vattenföring för scenario 1a och 2a	77
Bilaga 6. Synpunkter från referensgruppen	79

Sammanfattning

Enligt den nationella planen för omprövning av vattenkraft ska alla Sveriges vattenkraftverk försees med moderna miljövillkor. Detta kommer att innebära miljöåtgärder som påverkar vattenkraftens produktion och reglerförmåga. I det här projektet har Sweco modellerat miljöåtgärder i Gullspångsälven för att prova en metod som beskriver effekten av hydrologiska av miljöåtgärder på vattenkraftens produktion och reglerförmåga.

Resultatet presenteras i form av påverkan på fyra nyckeltal: reglereffekt, energilager, baseffekt samt produktion. Påverkan på energilager, regleringseffekt och baseffekt har beräknats för tre tidsspann: dygn, månad och år. Produktionsförlusten har beräknats för helår.

Tre miljöåtgärdersscenarioer har modellerats och i Scenario 3 har utgångspunkten för de modellerade åtgärderna varit de normer som föreslogs i samrådet 2022, för de kraftverk som ingick där. Det innefattar alltså förslag på åtgärder till följd av undantag i vissa kraftverk. Resultatet från modelleringen av Scenario 3 visar på ett produktionsbortfall på 13–21 %. Påverkan på energilager är ett bortfall på 15–36 GWh på årsbasis; 0,6–1,0 GWh på månadsbasis respektive 0,02–0,03 GWh på dygnsbasis. Påverkan på reglereffekten är en minskning med 27–60 MW på årsbasis, 18–26 MW på månadsbasis samt 5–9 MW på dygnsbasis. Påverkan på baseffekten är en minskning med 8–10 MW på årsbasis, 12–21 MW på månadsbasis samt 15–26 MW på dygnsbasis.

De åtgärdsscenarioer som har modellerats har tagits fram av vattenmyndigheterna. De tre scenarioer som har tagits fram innefattar förenklade tolkningar av normer och åtgärder till följd av bevarandeplaner för Natura 2000-områden. För att få fram ett mått på påverkan har ett basscenario modellerats där kraftverken utifrån nuvarande villkor fått följa residuallasten (nettoanvändningen av el vilket i denna rapport definieras som differensen mellan elanvändning och elproduktion från vind- och solkraft) så bra som möjligt. Resultatet visar sedan en jämförelse mellan hur väl basscenariot följer residuallasten och hur väl miljöåtgärdsscenarioerna gör det. Scenario 1 och Scenario 2 har delats in i ett a-scenario och ett b-scenario. Det beror på att det i den här modelleringen inte var möjligt att uppfylla ett av åtgärdskraven samtidigt som optimering görs mot residuallasten.

Modelleringen har genomförts med verktyget Mike Hydro Basin. Det kan beräkna vattennivå och volymförändringar i noderna (inlagda magasin). Det inkluderar även reservoarsimuleringar och kraftproduktionskomponenter så att produktionen kan modelleras. Verktyget optimerar inte produktionen utifrån framtida flödesdata utan för att få till en sådan optimering har en manuell iterering fått göras.

Tre olika hydrologiska historiska väderår med olika karaktär har modellerats. Det handlar om 2010–2011 som är ett ”torrare år”, 2012–2013 som är ett ”medelår” och 2014–2015 som är ett ”våtare år”. Modelleringen har gjorts för varje år enskilt år och vattenytorna har startat och slutat på samma nivåer mellan scenarierna och åren för att de ska vara jämförbara. Flödesdata har hämtats från SMHIs S-HYPE modell. Övriga data till modellen har hämtats in från en befintlig BPU-modell, samlats in från verksamhetsutövarna (som deltagit i en referensgrupp) samt hämtats från några övriga öppna källor. Ett antal schablonmässiga uppskattningar har också gjorts där data saknats.

De beräknade måtten har utgångspunkt i en metod som tagits fram av Svenska kraftnät. Produktionsminskningen beräknas som en förlust för hela året. Baseffekten (på årsbasis) motsvarar den minskade produktionen. Det innebär att om en produktionskälla med konstant produktion med den minskade baseffekten producerar under ett år så motsvarar detta produktionsminskningen. Minskning i reglereffekt anger den upp- och urladdningseffekt som ett energilager skulle behöva för att kompensera för bortfallet av reglerförmåga. Måttet energilager anger lagrets storlek.

Beräkningen av nyckeltalen visar att följden av de föreslagna miljöåtgärderna blir en minskning av reglerförmåga (och produktion). På grund av antaganden och begränsningar i modellen kan resultaten inte användas för att se exakt hur stort bortfallet skulle bli men det visar storleksordningen av påverkan som åtgärderna skulle medföra.

För ett förbättrat resultat skulle modellen kunna utvecklas genom att ta in nya funktioner och exempelvis utveckla funktionen för optimering av produktion. Detta skulle kunna göras genom att kombinera Mike Basin med ett annat verktyg som tar fram en optimerad kurva. För att utveckla metoden vidare behövs också modellering av fler avrinningsområden och då skulle fler än tre år kunna köras. Ett vidare arbete för att få en bild av påverkan på elsystemet kan också vara att modellera åtgärdsförslag från domstolsprocesserna och åtgärder i nya tillstånd.

Inledning

Detta är en underlagsrapport framtagen av Sweco på uppdrag av Svenska kraftnät. Uppdraget har genomförts av Sweco genom Jennie Molin, Pelle Bågesund, Daniel Sjöberg, Lisa Orrheim och Karen Kemling med expertstöd från Håkan Persson och Non Okumura.

Bakgrund

Grunden till uppdraget var regeringsuppdraget *Uppdrag att utreda vattenkraftens lokala och regionala nyttor för kraftsystemet* (Diarienummer I2022/01296), som sedan ersattes av regeringsuppdraget *Uppdrag att kartlägga de konsekvenser för elsystemet som omprövning av vattenkraften kan medföra m.m. samt att utreda lokala och regionala nyttor för elsystemet* (Diarienummer KN2023/02319).

Enligt *Nationell plan för omprövning av vattenkraften för moderna miljövillkor* (den nationella planen) ska alla tillstånden för alla Sveriges vattenkraftverk omprövas enligt miljöbalken (undantaget de kraftverk som redan har moderna miljövillkor). Omprövningarna kommer att innebära hydrologiska miljöåtgärder så som fiskvägar och minimitappning vilket har en påverkan på vattenkraften. I form av en fallstudie (på Gullspångsälven) har tre scenarier med hydrologiska miljöåtgärder modellerats och påverkan på ett antal nyckeltal har analyserats. Metoden för analys av reglerförmåga har arbetats fram tillsammans Svenska kraftnät. Påverkansanalysen innefattar påverkan på kraftproduktionen och reglerförmågan.

I samband med projektet har fyra referensgruppsmöten hållits där bland annat kraftverksägarna i Gullspångsälvens avrinningsområde har varit inbjudna (för fullständig deltagarlista se Bilaga 1 - Deltagarlista referensgrupp). Referensgruppens deltagare har muntlig och skriftligt haft möjlighet att komma med synpunkter på projektets genomförande. Kraftverksägarna har dessutom bidraget med indata till modelleringen vad gäller kraftverken.

Beslut om projektet har tagits i en arbetsgrupp där, förutom Svenska kraftnät, representanter från Vattenmyndigheterna och Energimyndigheten har deltagit. Besluten har tagits i samråd med Sweco.

För att underlätta förståelse för projektet och dess analyser kommer här en kort beskrivning av Gullspångsälvens avrinningsområden. Därefter följer en något mer ingående beskrivning av vattenkraftens förmågor i allmänhet och reglerförmåga i synnerhet. Vid modelleringen optimeras produktionen i kraftverken mot residuallasten och därför beskrivs även denna.

Gullspångsälvens avrinningsområde

Gullspångsälvens avrinningsområde är en del av Göta älvs huvudavrinningsområde. Kraftverk och regleringsdammar i Gullspångs avrinningsområde finns i fyra olika Län: Västra Götalands län, Dalarnas län, Örebro län och Värmlands län.

Totalt har 56 kraftverk identifierats i Gullspångsälvens avrinningsområde. Därutöver finns det en mängd regleringsdammar. Kraftverken har 18 olika ägare.

Gullspångsälvens avrinningsområde har kraftverk i många olika delavrinningsområden och biflöden (se Figur 1), vilket innebär att systemet är relativt komplext att modellera. Avrinningsområdet innefattar bland annat biflödena Timsälven, Letälven, Svartälven, och Valån, se Figur 1. Inom Svartälven och Timsälven flera mindre biflöden.



Figur 1. Kartan över Gullspångsälvens avrinningsområde visar att kraftverken ligger i olika större biflöden samt till dessa mindre biflöden.

Syfte

Syftet med utredningen som beskrivs i den här rapporten är att prova en metod för att beskriva effekter av olika omfattningar av hydrologiska miljöåtgärder på vattenkraftens produktion och reglerförmåga i Gullspångsälvens avrinningsområde. Effekten på produktion och reglerförmåga beskrivs med beräknade nyckeltal.

Avgränsningar

Elmarknaden används till hjälp för att styra elsystemet och prissätta elen som produkt. Detta inte inkluderats i modellen utan den styrs utifrån residuallasten och inte alls mot pris. Inte heller stödtjänsterna eller någon reglering inom timmen inkluderas då det legat utanför uppdraget.

Påverkan eller anpassningar till följd av klimatförändringar har inte inkluderats i modelleringen.

I rapporten presenteras resultatet av modelleringen och analysen av modelleringsresultatet. Den innefattar inga rekommendationer av vad som ska göras eller någon bedömning av miljönytta.

Påverkan på elberedskapen analyseras inte i detta projekt. Det är endast insamling av underlag som är samordnad med ett projekt som handlar om utredning av påverkan på elberedskapen.

På grund av tidsbegränsningen i uppdraget var det endast möjligt att modellera ett begränsat antal år (tre stycken).

Information om nuvarande tillstånd (dämningsgräns, sänkningsgräns, övriga reglerrestriktioner) har inhämtats från kraftverksägarna. Denna information har inte verifierats ytterligare.

Inga indata för de enskilda vattenkraftverken redovisas i den här rapporten.

Modellering

En modell är per definition en förenkling av verkligheten och därmed en avgränsning. I rapporten beskrivs vad som ingår i modellen. Det går inte att göra en fullständig beskrivning av vad som *inte* ingår i modellen. Avgränsningar och förenklingar som har gjorts i modellen beskrivs under avsnittet *Modellen*.

De miljöåtgärder som modelleras är inte framtagna utifrån platsspecifika utredningar utan de är schablonvärden.

Nuvarande villkor är de som tillhandahållits av kraftverksägarna (se beskrivning av Basscenariot under *Scenarier*).

Produktionen optimeras för att följa residuallasten¹ inom ramarna för de villkor (nuvarande) eller miljöåtgärder (förslag på nya krav) som angivits för kraftverken. Ingen hänsyn har tagits till om det är praktiskt möjligt att köra kraftverken enligt den optimeringen eller inte (exempelvis om alla de kraftverk som ska följa residuallasten är fjärrstyrda och därför kan regleras ofta).

Modelleringen innefattar endast påverkan från miljöåtgärder och innefattar inga förändringar i produktionen (renoveringar för att förbättra verkningsgraden, utbyggnad av kraftverken för högre effekt etc.).

¹ Förutom i de fall när produktionen optimeras för att följa naturlig vattenföring (se *Beskrivning av miljöåtgärder i modellen*).

Vattenkraftens förmågor

I denna utredning undersöks elproduktion och reglerförmåga. Dessa förmågor är inte oberoende av varandra men är separerade i exempelvis den nationella planen².

Elproduktion

Vattenkraften producerar ca 67 TWh (medel 2012–2021) vilket är omkring 40 % av Sveriges elproduktion. Produktionen har varierat mellan 61–79 TWh från 2012–2021. Produktionen i Gullspångsälven utger ca 0,7 % av vattenkraftsproduktionen (beräknad med insamlad medelårsproduktion).³

Den totala årsproduktionen minskar om mängden vatten som finns tillgänglig för produktion minskar. Produktionen kan också minska om kraftverken av någon orsak producerar på en sämre verkningsgrad än innan. Väldigt låg turbinverkningsgrad erhålls framför allt om produktion sker på flöden nära turbinens minflöde.

Reglerförmåga

Reglerförmåga är förmågan för ett kraftverk att anpassa sin produktion efter ett visst behov. Reglerförmågan finns på olika tidshorisonter. Från snabba förändringar ner på sekundnivå upp till reglering och energilagring på ett eller flera år.

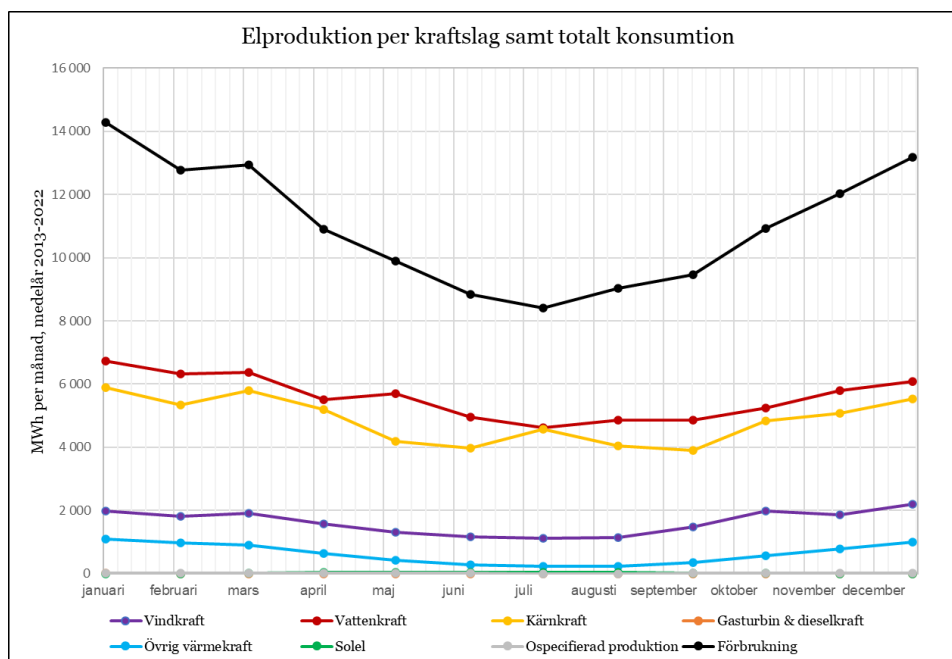
Att vattenkraften har reglerförmåga innebär att elproduktionen kan anpassas så att produktion sker när behovet finns. Förbrukning och produktion (tillsammans med import och export) måste alltid vara i balans. Den reglerbara produktionen behöver anpassas både efter förbrukningen och efter i vilken utsträckning andra kraftslag kan producera. Exempelvis är vindkraftsproduktionen beroende av vindens hastighet och solkraftsproduktion efter solens intensitet. Men även andra vattenkraftverk samt kraftvärmeverk eller kärnkraftverk kan falla bort ur systemet på grund både oförutsedda stopp

² Havs- och vattenmyndigheten, Energimyndigheten och Svenska kraftnät. 2019. *Förslag till nationell plan för omprövning av vattenkraft – Med beskrivning av vattenmiljö och effektiv tillgång till vattenkraftsel samt identifierade behov för fortsatt arbete*. <https://www.havochvatten.se/arbete-i-vatten-och-energiproduktion/vattenkraftverk-och-dammar/nationella-planen-nap/regeringens-beslut-och-provningsgrupper.html> Hämtad: [2023-05-17]

³ Statistiska centralbyrån. 2022. *Statistikdatabasen – Eltillförsel i Sverige efter produktionsslag. År 1986-2021*. https://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START_EN_EN0105_EN0105A/EIProdAr/ Hämtad [2023-04-18]

och planerade renoveringar eller underhåll. På grund av detta har inga kraftverk eller kraftslag 100 % tillgänglighet.

Eftersom förbrukningen varierar måste även produktionen variera. I diagrammet i Figur 2 går det att se hur månadsmedlet för produktionen varierar med månadsmedlet för förbrukningen. De flesta kraftslag följer med säsongsvariationen av förbrukningen. Undantaget är solproduktionen som är högre på sommaren.

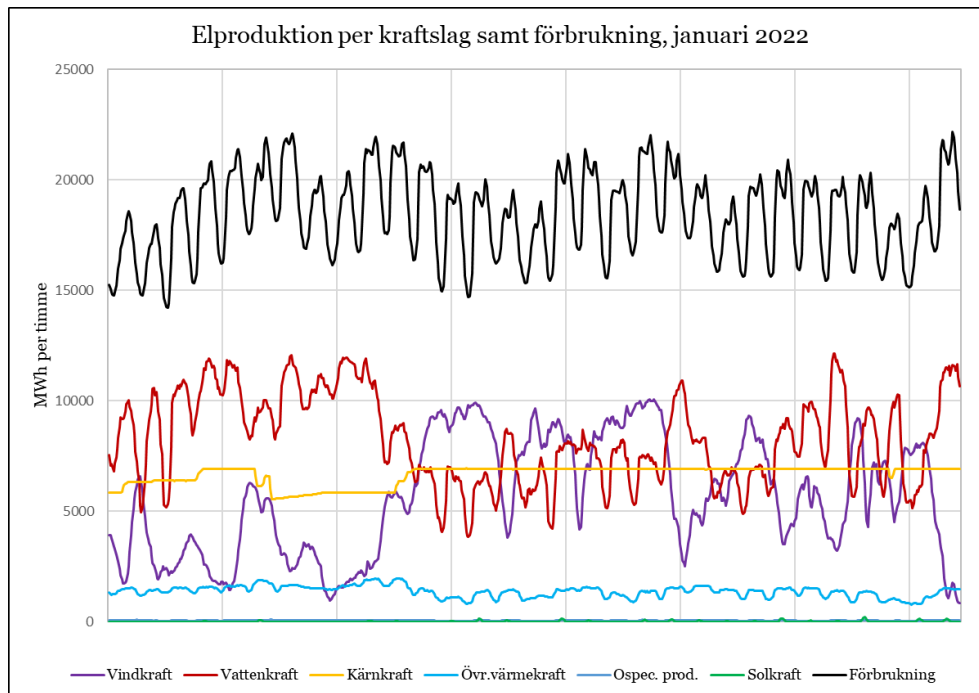


Figur 2. Månadsmedel för 10 år (2013–2022) för förbrukning och elproduktion från olika kraftslag.

Studerar man i stället tim- och dygnsvariationen ser det annorlunda ut. I Figur 3 jämförs förbrukningen och produktionen för de olika kraftslagen under en enskild månad (januari, 2022). Produktionen av kärnkraft varierar inte med efterfrågan (förbrukningen) över den plottade månaden.

Vindkraftsproduktionen kan inte variera med lasten. Övrig värmekraft har en dygnsvariation där produktionen är högre på dagen än på natten.

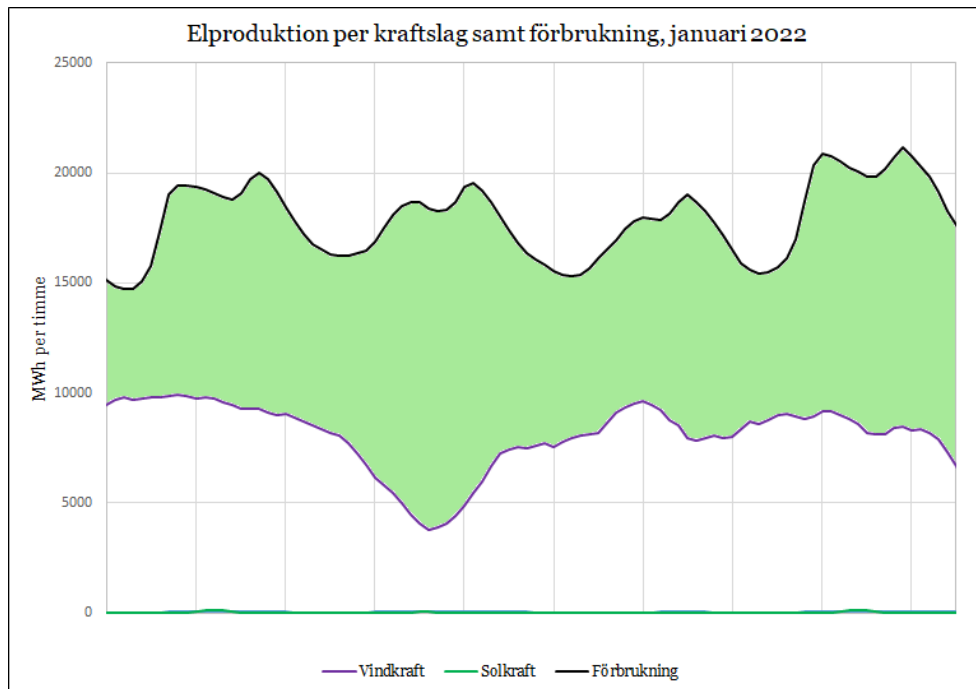
Vattenkraften varierar både med förbrukningen och kompenserar för vindkraftsproduktionens förändring.



Figur 3. Timmedel för förbrukning och elproduktion för en enskild månad (januari, 2022).

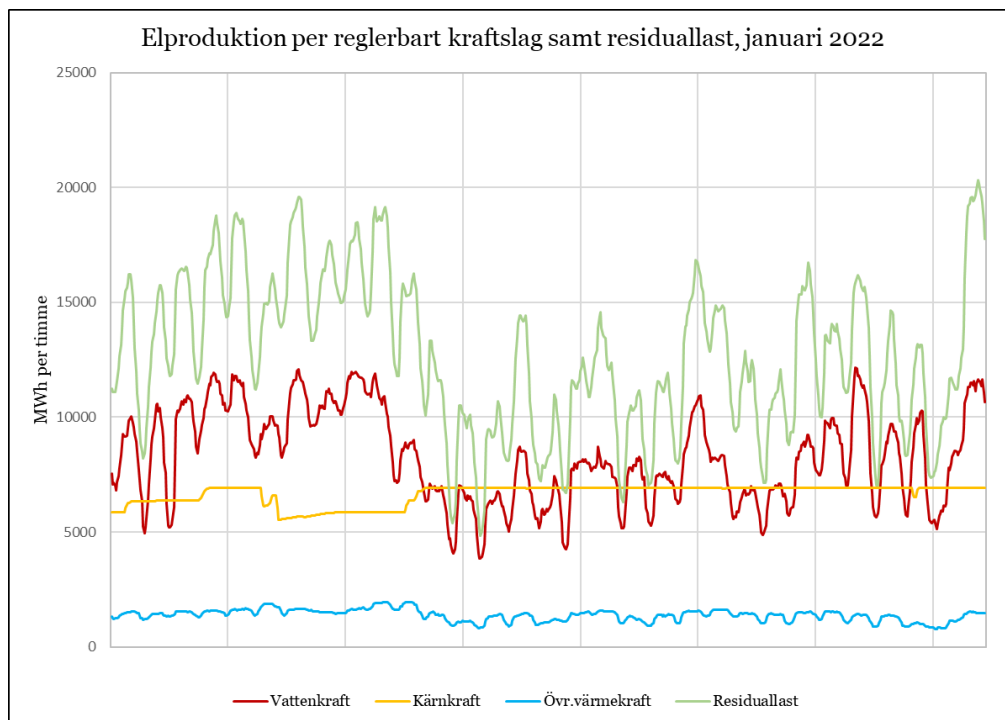
Residuallast

Residuallasten definieras här som skillnaden mellan elbehovet (förbrukningen) och den ej reglerbara produktionen (sol- och vindkraft). Det är differensen mellan dessa som behöver fyllas ut med reglerbar elproduktion. I Figur 4 syns vindkraftsproduktionen, solesproduktionen och förbrukningen. Eftersom solesproduktionen är relativt liten i det här fallet kan man i Figur 4 förenklat säga att det är skillnaden mellan vindkraftsproduktionen och förbrukningen som måste regleras. Den grönmarkerade skillnaden i figuren är residuallasten.



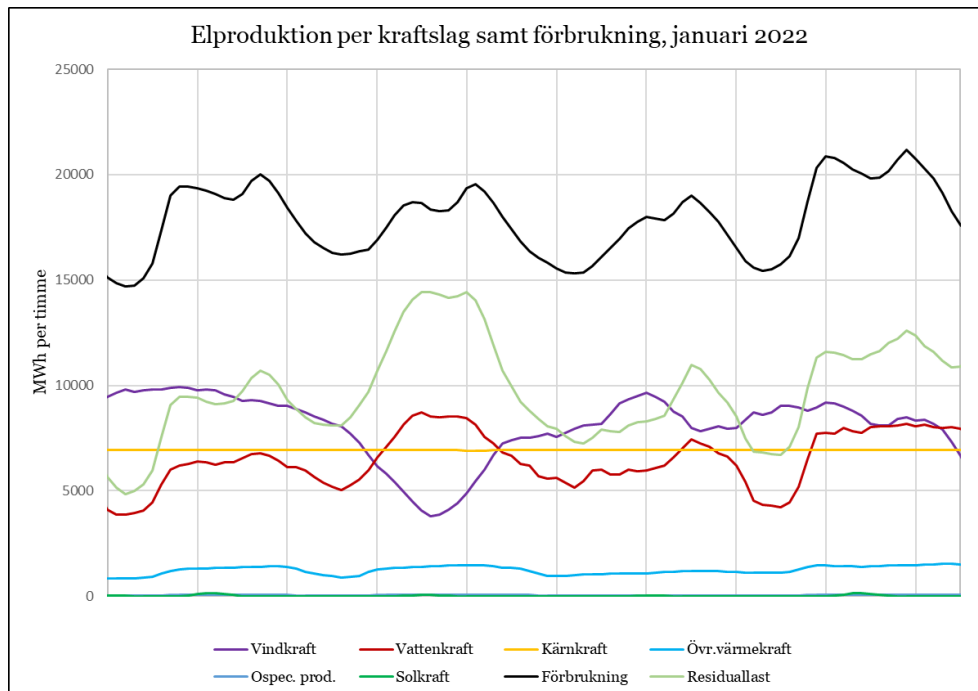
Figur 4. Fyra dygn (januari 2022) som visar förbrukningen och vindkraften (samt solkraften). Skillnaden mellan dess. De gröna fältet är residuallasten. Det är den mängden som måste produceras av reglerbar produktion.

I Figur 5 går det tydligt se hur vattenkraften reglerar efter residuallasten. Där jämförs residuallasten med de (i någon mån) reglerbara kraftslagen. Det är tydligt att det är vattenkraften som står för den största delen av regleringen i det svenska elsystemet. I andra länders system måste andra kraftslag utföra den regleringen, då oftast fossila kraftslag.



Figur 5. Residuallasten (grön) samt de reglerbara kraftslagen i det svenska elsystemet (januari 2022).

I Figur 6 går det att se ett tydligt exempel på hur residuallasten beror på vindkraftsproduktionen, och att vattenkraften lika tydligt reglerar efter residuallasten. Figuren visar fyra dygn med likartad behovskurva. Under det andra dygnet sticker residuallasten i väg uppåt när vindkraftproduktionen går ner. Då syns också att vattenkraftsproduktionen samtidigt får en högre topp trots att förbrukningen är ungefär densamma.



Figur 6. Fyra dygn (under januari 2022) som visar hur vattenkraftsproduktionen följer residuallasten uppåt när vindkraftsproduktionen går ner.

Påverkan på reglerförmågan

Den faktiska minskningen av reglerförmågan sker om

- > den mängd vatten som finns tillgänglig för elproduktion begränsas,
- > möjligheten att anpassa vattenkraftverkets produktion över tid begränsas,
- > vattenkraftverkets fallhöjd minskar,

eller genom en kombination av ovanstående.

Mängden vatten som finns tillgänglig för elkraftproduktion kan minskas exempelvis till följd av vatten som tappas i fiskvägar och tidigare torrlagda ursprungsflöden.

Möjligheten att anpassa vattenkraftverkets produktion över tid begränsas exempelvis om regleringsamplituden minskar eller tillåten hastighet för förändring av vattenståndet i magasinet eller i vattnet nedströms begränsas.

Fallhöjden kan minska om nedströmsvattenytan höjs exempelvis på grund av ökade fallförluster till följd av restaureringsåtgärder.

Det är viktigt att komma ihåg att reglerförmågan kan minskas även om produktionen inte gör det.

Metod

Fallstudien jämför tre miljöåtgärdsscenarioer med ett basscenario och analyserar påverkan utifrån ett antal nyckeltal. De tre miljöåtgärdsscenarioerna är modellerade med hydrologiska miljöåtgärder.

Scenarier

Basscenario

Basscenarioet är det scenario som de modellerade miljöåtgärdsscenarioerna jämförs mot. I basscenarioet har kraftverkens produktion fått följa residuallasten så bra som möjligt. Basscenarioet utgår från nuvarande villkor⁴ för de 25 kraftverk⁵ som representerar majoriteten av kraftproduktionen. Villkoren har tillhandahållits av respektive kraftverksägare.

Miljöåtgärdsscenarioer

Miljöåtgärdsscenarioerna är originalversion framtagna av Vattenmyndigheterna. De har sedan anpassats i samråd med Sweco för att de ska vara möjliga att representeras i modellen. All numerär indata i form av flöden i fiskväg och minimitappningar har Vattenmyndigheterna tillhandahållit och Sweco har inte granskat dessa värden.

Data för de modellerade miljöåtgärdsscenarioerna innebär flöden i fiskväg och ursprungsfåra. Det är alltså vattenflöden som inte kan användas i kraftverket till elproduktion. Det finns även krav på minimitappning⁶ som får släppas genom kraftverket. Dessutom handlar det om avvikelse i flödet från olika referensflöden.

Fullständiga indata över miljöåtgärderna för de tre scenarierna presenteras i *Bilaga 2 – Miljöåtgärder*.

⁴ De villkor som ingår är de som har tillhandahållits av verksamhetsutövarna. Det finns en risk att samtliga villkor inte har beskrivits i svaret på det formulär som skickats ut. Villkoren har därmed inte varit kända och inte heller kunnat inkluderas i modelleringen. Det är framför allt uppgifter om DG och SG som angivits av verksamhetsutövarna.

⁵ Orsaken till att endast 25 kraftverk har residuallasten som målvärde är för att förenkla och tidseffektivera modelleringsarbetet.

⁶ Minsta flöde som enligt tillstånd alltid måste släppas genom fiskväg, torrfåra eller turbin.

Scenario 1

Scenario 1 utgår från en förenklad tolkning av vad God ekologisk status (GES) kan innebära. Det vill säga att inga särskilda krav eller mindre stränga krav finns med. En förenklad tolkning har gjorts av förbättringsbehovet och åtgärder vad gäller hydrologi och konnektivitet. Schabloniserade flöden har specificerats för flöde i fiskväg och naturfåra samt för flöde nedströms kraftverk.

Scenario 2

Scenario 2 utgår från Scenario 1 men med strängare krav utifrån bevarandeplanerna för till Natura 2000-områden. Det innebär att för de flesta anläggningarna gäller samma åtgärder som för Scenario 1. För enskilda kraftverk (Gullspång och Degerfors) blir åtgärdskraven högre än i Scenario 1.

Scenario 3

I Scenario 3 har utgångspunkten varit de åtgärder för normer som föreslogs i samrådet 2022 för de kraftverk där detta genomförts. För övriga kraftverk gäller samma åtgärder som i Scenario 1. Beroende på normförslag betyder det schablonmässig eller uppskattad åtgärdsomfattning för flöde förbi eller nedströms kraftverk för att uppnå GES, GEP (God ekologisk potential) eller normer med mindre stränga krav samt särskilda krav till följd av bevarandeplaner för Natura 2000-områden.

Modellen

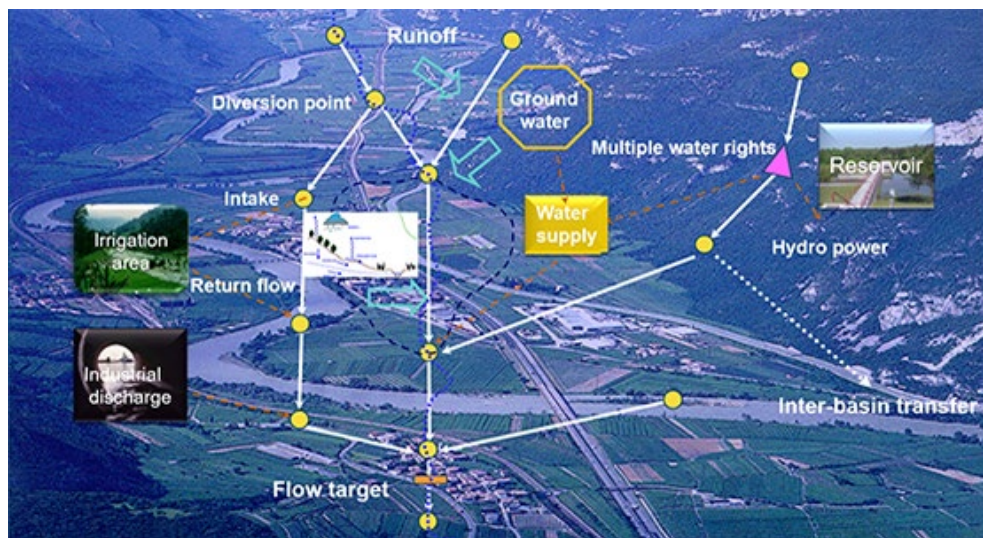
Vid uppbyggnad av en digital modell som ska representera ett områdes egenskaper så krävs det oftast ett antal förenklingar. Att beskriva ett områdes fullständiga fysiska egenskaper i en modell skulle vara väldigt tidskrävande, svårt och närmast omöjligt i somliga fall. Hur detaljerad modellen kan vara beror på mängden tillgängliga data och hur detaljerat beskrivet olika fysiska egenskaper är inom det område som ska beskrivas. Målet är därmed att bygga upp en modell som representerar verkligheten tillräckligt bra för att kunna använda resultaten till önskat ändamål. För uppbyggnaden av en regleringsmodell för Gullspångsälven så har i stora drag följande data samlats in.

- > Hydrologiska data – hur nederbörd, avdunstning och magasinering sjöar påverkar den resulterande tillrinningen inom älvens delavrinningsområden samt i hela Gullspångsälvens avrinningsområde i stort.

- > Anläggningsdata – de olika kraftverkens och regleringsdammarnas förutsättningar för reglering, kraftproduktion samt övriga begränsningar (till exempel dämmningsgräns (DG) och sänkningsgräns (SG)).

Verktyg

Mike Basin är ett mångsidigt och flexibelt kommersiellt verktyg utvecklat av det danska hydrologiska institutet (DHI⁷) med stort utbud av applikationer avseende förvaltning och planering av vattenresurser i ett flodområde. Exempel på sådana applikationer är integrerad vattenresursförvaltning (Integrated Water Resources Management – IWRM), fördelning av begränsade vattenresurser vid vattenbrist eller vid miljömässig hänsyn och reservoar- och vattenkraftdriftoptimering. Mike Hydro Basin använder sig av själva älvnätet och tillhörande delavrinningsområden som grundmodelldata och sedan läggs ytterligare komponenter på utifrån behov i modelleringsarbetet såsom vattenanvändare, vattenkraft, regleringsdammar, reservoarsedimentering eller vattenkvalitet etc. (se exempelbild i Figur 7).



Figur 7. Generell bild över tillgängliga funktioner i Mike Hydro Basin.

Mike Hydro Basin kan beräkna vattennivå och volymförändringar i noderna (vilka är varje magasin som lagts in i modellen), fördröjningar och förändringar av flödet som sker längs med vattendragssträckorna mellan olika magasin

⁷ DHI. 2023. *MIKE powered by DHI*. <https://www.mikepoweredbydhi.com/products/mike-hydro-basin> [Hämtad 2023-06-15].

hanteras genom så kallade routing-funktioner (se vidare beskrivning under *Kraftverks- och regleringsdata*).

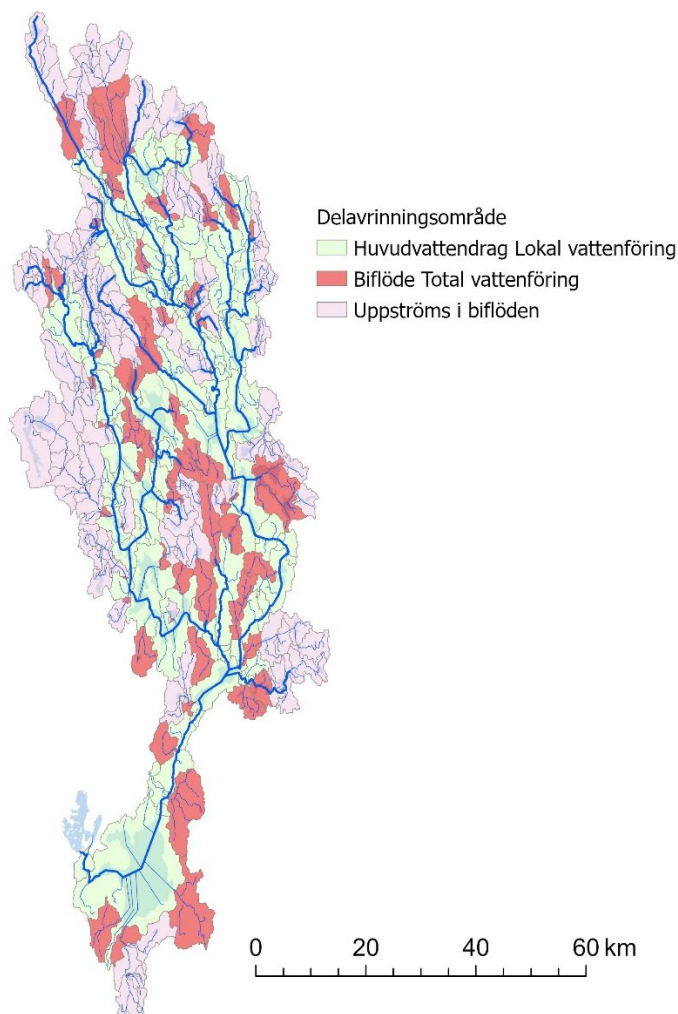
Det är viktigt att notera att Mike Hydro Basin inte är en hydraulisk modell, vilket innebär att den inte (genom inlagda tvärsektioner längs med hela vattendraget) kan beräkna exakta vattennivåförändringar längs med älvens fulla sträckning. För en sådan tillämpning hade det behövts en annan programvara (exempelvis Mike Hydro River) men då hade grundläggande funktioner såsom reservoarsimulering och kraftproduktionskomponenter tappats. Mike Hydro Basin valdes för att den är bättre för den uppgiften som angavs i uppdragsbeskrivningen. De begränsningar för tolkningar av resultatet som detta val av programvara innebär beskrivs mer i detalj under *Krav i modellen*.

Hydrologiska data

För att skapa de hydrologiska grundförutsättningarna för Gullspångsälvens avrinningsområde, har tillrinningsdata för samtliga delavrinningsområden från SMHI:s S-HYPE modell använts⁸. Detta innebär Swecos modell i så stor utsträckning som möjligt använder sig av oreglerade vattenflöden (lokal vattenföring – gröna områden i Figur 8) för att själva regleringen ska genomföras i Mike Hydro Basin. I framtagandet av hydrologiska data delades därför Gullspångsälvens delavrinningsområden upp i två kategorier: områden som beskriver huvudvattendraget och biflöden, se Figur 8. I delavrinningsområden där det inte finns några anläggningar uppströms har total vattenföring använts (total stationskorrigerad vattenföring – röda områden i Figur 8, rosa områden representerar uppströmsliggande avrinningsområden i biflöden vars flöden är inkluderade i total stationskorrigerad vattenföring i nedströmsliggande röda områden). Påverkan av reglering uppströms kan ske ifall det finns anläggningar uppströms som inte har lagts in i modellen, dock bedöms denna påverkan vara relativt begränsad då projektet har försökt ta ett helhetsgrepp genom inbjudan till samtliga verksamhetsutövare i avrinningsområdet (totalt 50 av 56 identifierade kraftverk med tillhörande regleringsmagasin har lagts in i modellen).

Lokal påverkan på det totala flödet på grund av nederbörd och avdunstning över sjöar har korrigerats i de fall där sjöytan är större än 15 % än det lokala delavrinningsområdet (detta eftersom nederbörd och avdunstning saknas i det modellerade lokala tillrinningsvärdet, ref SMHI).

⁸ <https://www.smhi.se/data/hydrologi/vattenwebb>.



Figur 8. Indelning av delavrinningsområden längs Gullspångsälven.

I en älv med många stora sjöar sker det en fördröjning av flödet och det tar längre tid för vattnet att passera hela älven än om den bara bestod av strömsträckor. En analys av höga flöden under våren och hösten 2011, där man jämför naturlig vattenföring, visar på att det kan vara förskjutning på några dygn. Det märks tydligast för total naturlig vattenföring eftersom man då inte har, genom aktiv reglering, omfördelat vattnet för att minska toppen av flödet. För att ta hänsyn till fördröjningarna har modellen i MIKE Hydro Basin uppdaterats med en routing-funktion (se vidare beskrivning nedan under *Kraftverks- och regleringsdata*) över vissa sträckor som återspeglar dämpningen av flödet som sker naturligt i vattendraget på grund av sjöar.

Kraftverks- och regleringsdata

Kraftverksdata från de större kraftverksägarna har erhållits i form av produktionsdata på timnivå för samtliga Fortums, Karlskoga Energi- och Miljös samt Unipers anläggningar för åren 2010–2013. Detta gäller även för perioden 2014–2015 för Fortums och Unipers kraftstationer. När det gäller Karlskoga Energi- och Miljös kraftstationer för denna period finns endast produktionsdata på dygnsbasis, vilket ger en något lägre kvalitet på data, men som ändå tillåter att kalibrera modellen. För de övriga 25 kraftstationerna i Gullspångsälven har tillgången till data varit varierande för generella anläggningsdata (såsom effekt eller nivåer för dammkrön, DG, SG eller liknande) medan tillgången på data för kraftproduktion har varit väldigt begränsad för samtliga anläggningar. Det enda som har kunnat inhämtas är normalårsproduktion vilket ger en bild av kraftproduktionen men som inte går att använda för någon detaljerad kalibrering.

Majoriteten av den kraftverksdata som har lagts in i modellen är baserad på svar på utskick till kraftverksägarna som skedde i mars 2023 (se avsnittet om *Datainsamling för kraftverk och regleringsdammar*). Det kan därmed förekomma avvikelser i modellen på grund av fel i indata (exempelvis begränsningar i tillstånd som inte redovisats).

I modelleringen inom ramen för detta projekt har det inte varit möjligt att ta hänsyn till att tillrinningen är tillräckligt hög för en minimitappning. Det vill säga minimitappningen kommer att släppas genom fiskvägar och kraftverk till sänkningsgränsen nås (kraftverken har även fått producera enligt samma princip så länge det funnits vatten i magasinet). Magasinsnivåerna har dock börjat och slutat på samma nivå så det påverkar inte produktionen över året.

Med ovan beskrivna indata som grund har modellen etablerats i Mike Hydro Basin (Figur 9). Nedan följer en detaljerad beskrivning av hantering och antagna förenklingar av hydrologiska data samt kraftverks- och regleringsdata i modellen.

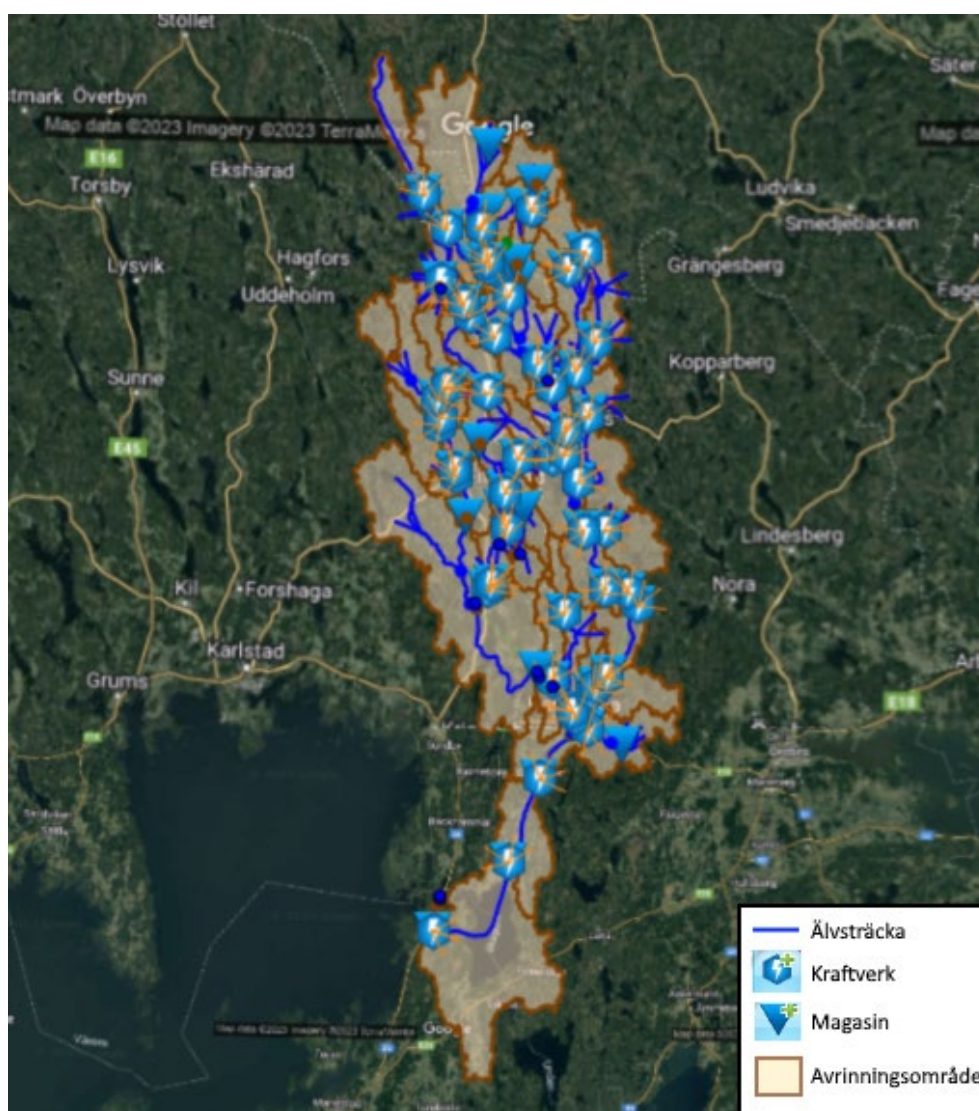


Figure 9. Översikt över modellens uppbyggnad i Mike Hydro Basin.

För att kunna lägga in ett kraftverk eller ett regleringsmagasin i modellen så krävs det vissa grundläggande data såsom SG, DG, dammkrön (DK), volym- och areakurvor för magasinerna. Denna information har funnits tillgänglig för majoriteten av kraftverken och magasinerna i Gullspångsälvens avrinningsområde. De kraftverk eller regleringsdammar som har eller ska rivas ut har inte inkluderats i modellen.

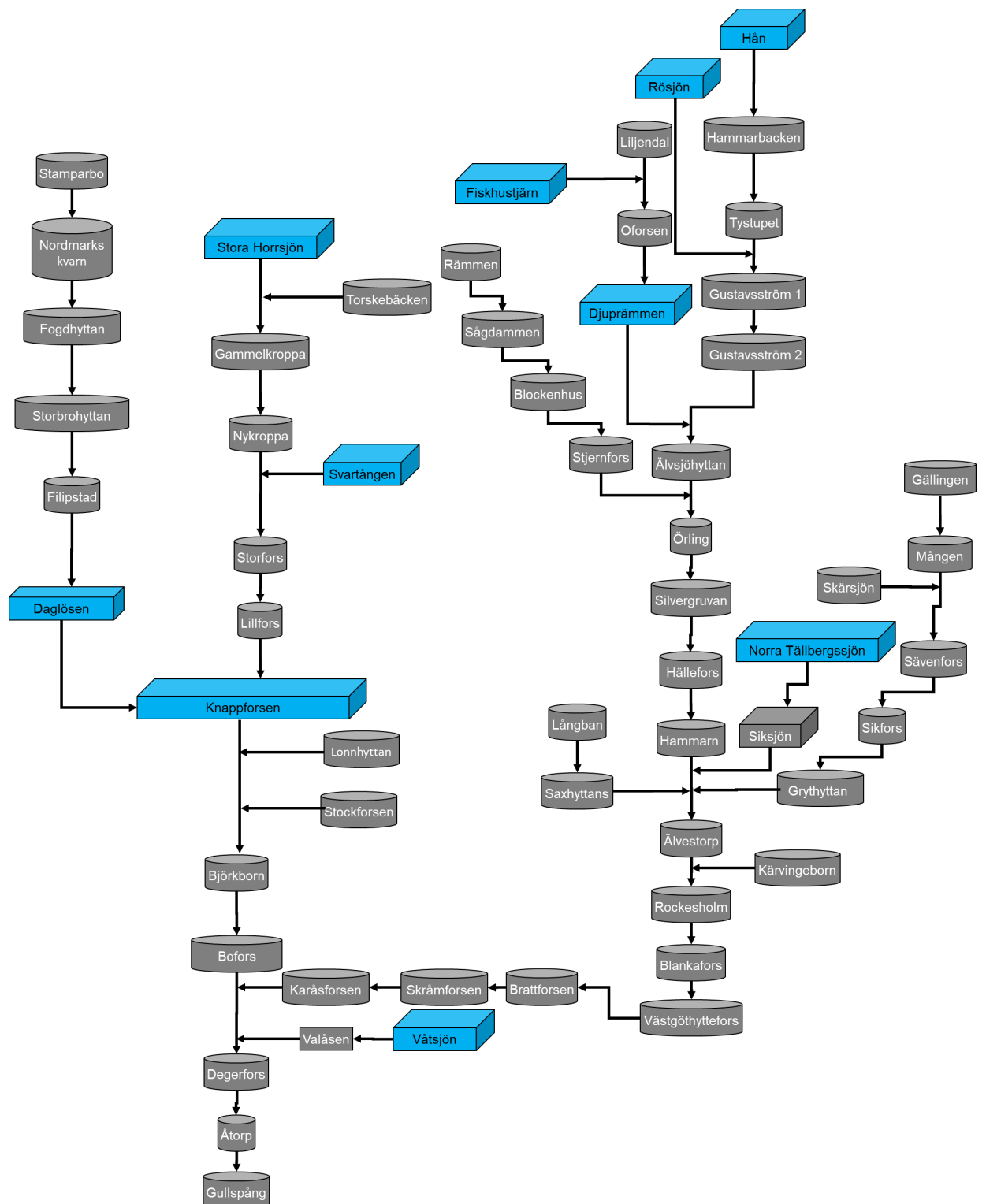
Totalt har 62 "magasin" lagts in i modellen. En del av dessa är endast en representation av älvsträckan uppströms kraftverket (det har gjorts när kraftverken saknar magasin). Det ska också påpekas att modellen inte innehåller samtliga regleringsdammar eller sjöar i Gullspångsälvens avrinningsområde. För Stamparbo har sju mindre regleringsdammar som alla

tillför vatten till kraftverket slagits ihop till ett magasin. Naturliga oreglerade sjöar har inte lagts in i modellen. Dessa representeras istället med en så kallad routing-funktion, vilket är en matematisk funktion som räknar ut fördröjningen i gångtid (hur fort en flödestopp transporteras i systemet) på grund av magasinering i sjöarna från en punkt i vattendraget uppströms ett sjösystem till en punkt nedströms densamma. Förutsättningarna för denna beräkning är baserade på hydrologiska analyser från olika punkter i vattendraget (se *Hydrologiska data*).

Modellen är uppbyggd med totalt 50 kraftverk med varierande effekt (från Silverhyttans 21 kW till Gullspångs 41,1 MW). För alla kraftverk behövs, förutom redan ovan nämnda information för uppströms magasin, information om fallhöjd, effekt samt ett målvärde⁹⁹ för kraftproduktion i varje tidssteg. Detaljerad information kring målvärde är viktigt för att kunna göra en detaljerad kalibrering av modellen, sådan information har erhållits för alla Fortums, Karlskoga Energi och Miljö och Unipers anläggningar vilket har gett ett bra underlag för kalibrering av modellen. Det är totalt 25 av anläggningarna i avrinningsområdet som står för ca 95 % av kraftproduktionen. Övriga 25 anläggningar har fått producera så mycket som är möjligt utifrån på rådande tillrinning.

I Figur 10 finns schematisk bild som visar kraftverken och de separata regleringsdammar som är inkluderade i modellen och hur de hänger ihop med varandra.

⁹⁹ Målvärdet är ett värde som anges i modellen för valt tidssteg, i det här fallet timme. Målvärdet är det som modellen ska kraftverket att producera. Det kan antingen anges i effekt eller i flöde.



Figur 10. Schematisk bild över kraftverk och regleringsdammar i modellen. Kraftverkens tillhörande magasin är inte utritade utan endast de som är separata regleringsdammar.

Prioritering av vatten

Som utgångspunkt är modellen uppbyggd så att den gör följande prioriteringar av vattnet.

1. Minimitappningar förbi kraftverket genom fiskvägar eller torrfåra (det görs ingen skillnad på dessa två).
2. Produktion i kraftverket i enlighet med målvärdet (det förutsätter att flödet utöver minimitappningen är minst drivvattenföringen).
3. Om vattennivån framför kraftverket når dämningssgräns så spills den återstående tillrinningen.

När målvärdet är residuallasten (för 25 av kraftverken) och inflödet är högt och vattnet inte går att spara i ett magasin så spills vattnet förbi istället för att användas till produktion. Detta för att det är en högre prioritet att följa residuallasten.

Kalibrering

Kalibrering har genomförts mot de två hydrologiska åren 2010–2011 och 2012–2013. Sedan har en validering genomförts mot 2014–2015 för att se att modellen beter sig tillfredställande mot ett annat år än de som kalibreringen genomförts mot.

Processen har genomförts i två steg, först mot hydrologiska data för att se att gångtider och oregerade flöden hanteras på ett tillfredsställande sätt i modellen. I kalibreringsskedet har modellen körts utan någon reglering och sedan har dessa två serier jämförts för att se hur den naturliga vattenföringen i Swecos modell ser ut i jämförelse med SMHIs naturliga vattenföring.

Det andra steget i kalibreringsprocessen har varit att köra modellen mot de historiska produktionsserier som verksamhetsutövarna har tillhandahållit för att se hur kraftproduktionen i modellen stämmer gentemot historiska data. Kalibrering har skett steg för steg där ingående parametrar har kontrollerats och verkningsgraden har lagts in.

Indata

Som utgångspunkt användes en befintlig modell som tidigare använts för BPU-modellering (BPU står för beredskapsplaneringsunderlag och en sådan modell används för dammhaveriutredningar). Modellen innehöll några av kraftverken i Gullspångsälven samt några ytterligare regleringsdammar. Informationen om kraftverken och dammarna innefattade dämningssgräns, sänkningsgräns,

dammkrön och tröskelnivå. BPU-modelleringen omfattade inte direkt produktionsrelaterad data så som max- och minflöde genom turbinerna, verkningsgrad etc. Utöver det har modellen byggts ut med fler kraftverk, hydrologiska data etc. För kalibrering och körning av basscenario samt miljöåtgärdsscenarierna har dessutom residuallast och minflöden med mera lagts till i modellen.

Datainsamling för kraftverk och regleringsdammar

Efter en första intresseförfrågan skickades en förfrågan till 15 av ägarna av de 18 kraftverksägare som finns i Gullspångsälvens avrinningsområde (som tillsammans äger 52 av 56 identifierade kraftverken). En ägare hade inte svarat på intresseförfrågan, en ägare innehar ett litet kraftverk som redan har moderna miljövillkor och en ägare har ett litet kraftverk som inte godkändes att vara med i den nationella planen.

Svar har inkommit angående 47 av 52 kraftverk varav två är nedlagda och ett planeras att rivas ut. Utöver de nedlagda (eller planerat nedlagda) kraftverken har kompletterande information som inte kommer från ägarna gått att använda. Totalt innebär det att modellen innefattar 50 kraftverk samt 11 friliggande regleringsdammar (det vill säga att de inte finns i direkt anslutning till ett kraftverk). Information om dessa dammar fanns antingen i den befintliga modellen eller tillhandahölls av ägarna.

Frågeformulär

Indata samlades in från kraftverksägarna genom att ett frågeformulär skickades till verksamhetsutövarna (se *Bilaga 3 - Frågeformulär datainsamling*). Datainsamlingen gjordes samordnat för detta projekt och det separata projektet *Elberedskapspotentialen i vattenkraftverk*. Det innebär att vissa frågor endast är avsedda för elberedskapsutredningen.

Övrig datainhämtning

För några kraftverk (fem stycken) är data hämtad från vattenkraft.info¹⁰. Det handlar om fallhöjd, maxeffekt och antal aggregat och aggregattyp. Fallhöjd har även i ett fall hämtats från en bok om Svensk vattenkraft¹¹ samt tagits ut från höjdmodellen.

¹⁰ Kuhlins Webbdesign. 2023. *Gullspångsälven i Göta älvs avrinningsområde*.
<https://vattenkraft.info/?where=vattendrag&what=Gullsp%C3%A5ngs%C3%A4lven&bifl=on>
Hämtad: 2023-03-27]

¹¹ Kommerskollegium. 1931. *Sveriges utbyggda vattenkraft år 1930*. Stockholm: P. A. Norstedt & Söner.

När det gäller mineffekt så har den i många fall (16 stycken), enligt schablonmässiga principer, antagits vara 50 % av max för Francisaggregat och 25 % av max för kaplanaggregat. I några fall (fem stycken) har flödet räknats fram utifrån effekt, fallhöjd och uppskattad verkningsgrad (se nedan).

För 12 dammar har uppgifter om SG saknats där har 0,5 m under DG har antagits vara SG¹². I några fall då fallhöjd saknats har ett antagande utifrån mätningar i höjdmodellen gjorts.

Verkningsgrad

Eftersom verkningsgradskurvor inte var möjliga att få fram för de flesta kraftverk har typverkningsgradskurvor använts för samtliga kraftverk. Olika verkningsgradskurvor har använts för olika turbin typer.

För varje turbin typ har två verkningsgradskurvor från Swecos arkiv använts. Utifrån dessa har en medelkurva beräknats. Samma kurva och samma nivå på kurvorna har använts för samtliga aggregat med samma turbin typ. I de kraftverk som har fler än ett aggregat har en stationsverkningsgradskurva tagits fram. Toppturbinverkningsgraden för de olika turbinerna visas i Tabell 1.

Turbin	Toppturbinverkningsgrad
Kaplanturbiner	93,0 %
Bulbturbiner	93,0 %
Francisturbiner	92,0 %
Dubbelfrancisturbiner	86,0 %

Tabell 1. Toppturbinverkningsgraden för de olika turbin typerna.

Den elektriska verkningsgraden hos anläggningen (total för generator och transformator) har antagits vara 96 %.

För kraftverk med långa vattenvägar (definierat som minst två gånger fallhöjden) har en fallförlust inkluderats. Fallförlusten har antagits vara 3,5 % vid maximalt pådrag (maxeffekt) för att sedan avta kvadratisk med lasten.

¹² I de fall då magasin saknas är detta endast ett värde som modellen kräver och inte en faktisk sänkingsgräns, eftersom möjlighet till reglering saknas.

Hydrologiska data

SMHI har byggt upp en hydrologisk modell (S-HYPE) för hela Sverige där man har delat upp landet i delavrinningsområden. För varje delavrinningsområde finns det modellberäknade tidsserier med dygnsvärden för total vattenföring, lokal vattenföring och total naturlig vattenföring. Dessa tidsserier kan laddas ned från SMHI:s hemsida Vattenwebb¹³. Gullspångsälven är indelad i 376 delavrinningsområden. För modelleringar har data från samtliga 376 delavrinningsområden använts fördelat på sammanslagna delavrinningsområden som är inlagda i modellen. Dessa är totalt 63 stycken.

Projektet har valt tre hydrologiska år (från 1 oktober till sista september nästa år) att modellera scenarierna mot, dessa har valts för att representera ett torrare, ett medelår, samt ett våtare år i Gullspångsälven. Inför valet av dessa år så analyserades data från följande SMHI-stationer.

Gullspångs kraftverk

Stationsnummer: 1610

Dataperiod: 1950-01-01 – 2022-06-17

Brattforsens kraftverk

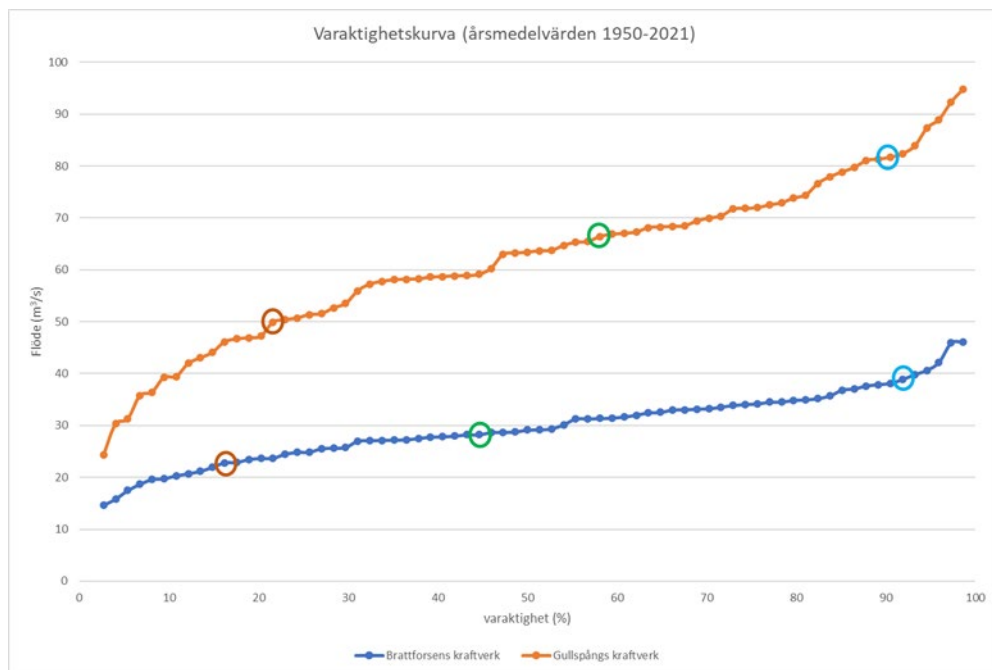
Stationsnummer: 2420

Dataperiod: 1950-01-01-2022-06-17

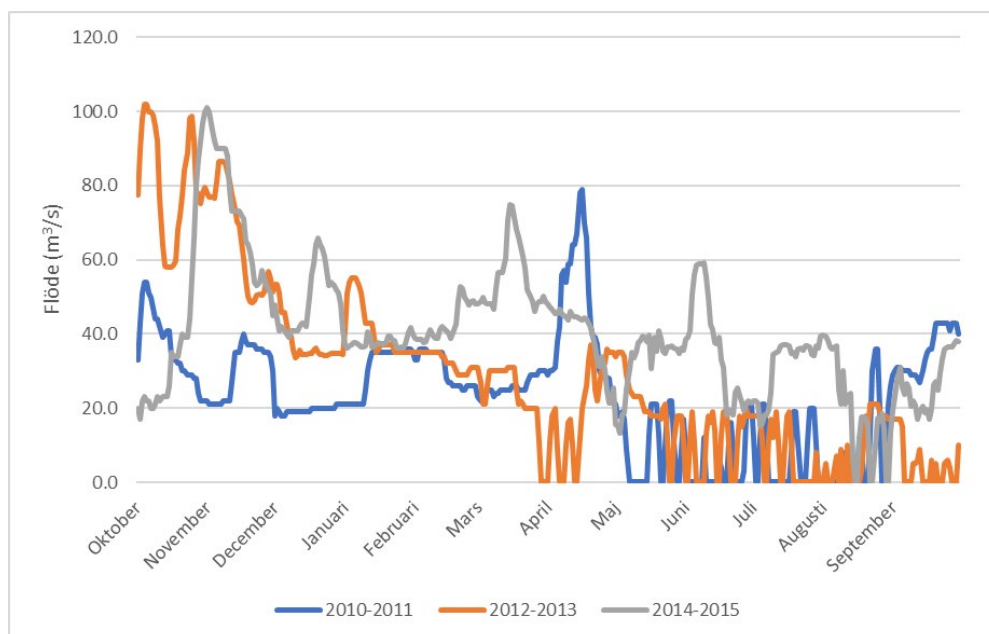
De år som har valts är 2010–2011 (torrare), 2012–2013 (medel) samt 2014–2015 (våtare), se Figur 11.¹⁴ För att illustrera flödet över åren visas i Figur 12 de tre hydrologiska åren i en enskild mätpunkt i Gullspångsälven (vid Brattforsens kraftverk). Tillrinningsserierna som används baseras på historisk data och dessa flöden är ej anpassade för framtida förändringar som kan ske på grund av klimatförändringarna. Påverkan på grund av klimatverkan inkluderas inte i denna rapport.

¹³ SMHI. 2023. Vattenwebb. <https://www.smhi.se/data/hydrologi/vattenwebb> [Hämtad 2023-03-08]

¹⁴ Eftersom syftet är att analysera påverkan på systemet vid olika flödesförhållanden men inte vid extrema situationer så har de mer nedtonade benämningarna "torrare" och "våtare" år används istället för "torrår" och "våtår" som är mer praxis men som för tankarna till mer extrema väderår.



Figur 11. Varaktighetskurva för årsmedelvärden vid två platser i Gullspångsälven, Gullspångs samt Brattforsens kraftverk, orange ring markerar det torrare året 2010–2011, grön ring markerar det mer normala medelåret 2012–2013 och blå ring markerar det våtare året 2014–2015.

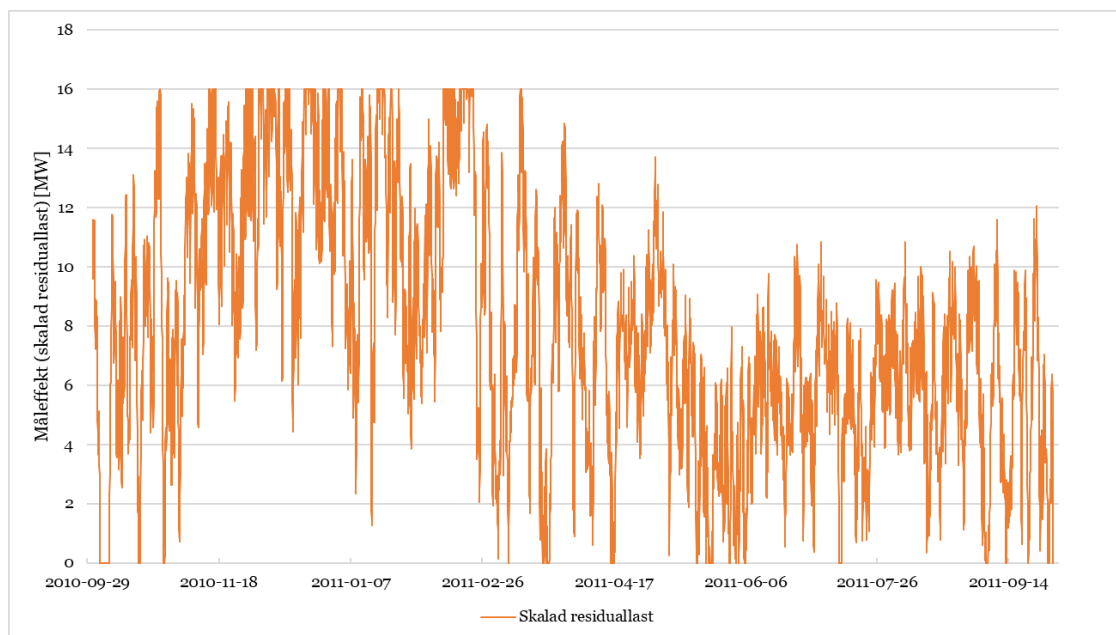


Figur 12. Flödesvariation över de valda åren vid SMHIs stationsnummer 2420 (vid Brattforsens kraftverk).

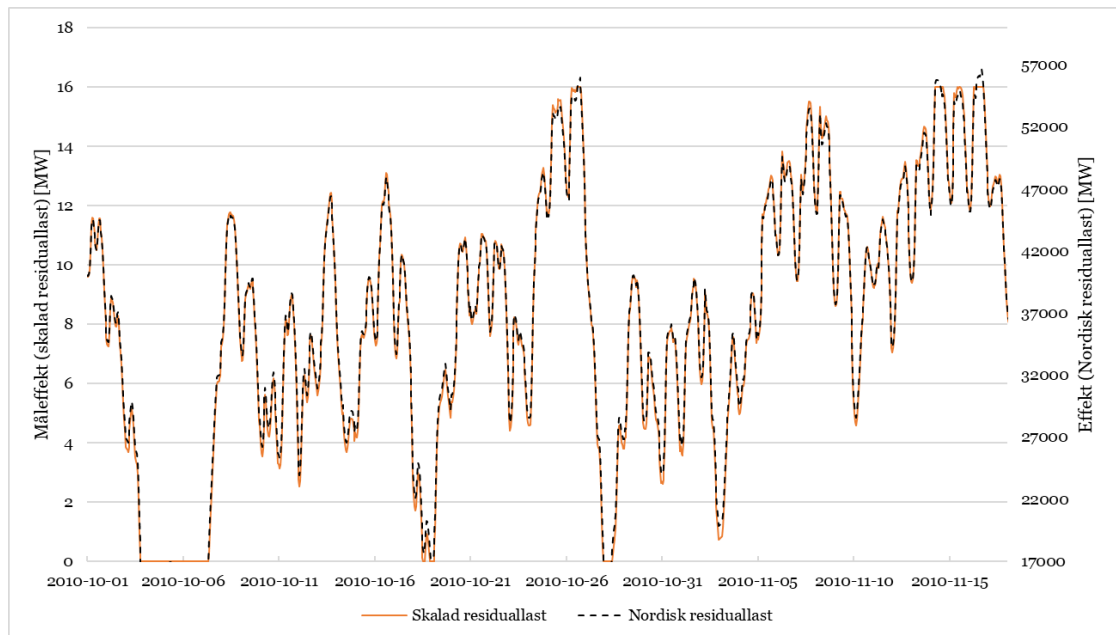
Residuallast

Residuallasten baseras på underlag från Svenska kraftnät. Svenska kraftnät tar fram residuallasten för väderåren som ingår i detta projekt och det som ingår i Svenska kraftnäts väderår är tillrinning, solinstrålning, vind- och temperaturserier. Elsystemet som residuallasten baseras på är för år 2027. År 2027 är valt då det är ett år Svenska kraftnät har god kännedom om elnätsinvesteringar, investeringar i elproduktion och elanvändning. Residuallasten avser hela det synkrona nordiska elsystemet (Sverige, Norge, Finland och halva Danmark).

För att använda residuallasten som målvärde i optimeringar har den behövt skalas ner till kraftverkens effekt. Residuallasten på nordisk nivå har alltså skalats ner till kraftverksnivå varje kraftverks driftområde (se Figur 13 och Figur 14). Det innebär att den skalade residuallastkurvan följer den ursprungliga (nordiska) residuallastkurvan men nivån är i anpassad efter kraftverkens max- och minimieffekt.



Figur 13. Diagrammet visar en målvärdesserie (i effekt) för ett exempelkraftverk med en effekt på 16 MW. Serien är en nedskalning av residuallasten för Norden. Skalningen är gjord för att passa in på kraftverkets förutsättningar (tex är målserien aldrig lägre än 0 eller högre än den maximala effekten för det specifika kraftverket – i detta fall 16 MW).



Figur 14. I diagrammet visas en jämförelse mellan den skalade residuallasten och den nordiska residuallasten för en kortare tidsperiod. Den streckade svarta linjen är den nordiska residuallasten (höger y-axelskala) och den orangea linjen är den skalade residuallasten (vänster y-axelskala).

Beskrivning av mått som beskriver påverkan på vattenkraftens förmågor

Modellen har, som beskrivs ovan, kalibrerats genom att köra mot historiska produktionsdata. Därefter har ett basscenario och tre scenarier (varav två på två olika sätt) med hydrologiska miljöåtgärder körts. Analys av påverkan innefattar endast basscenariot och de tre miljöåtgärdsscenarierna.

Elproduktionsminskning

För att bedöma påverkan på produktion har den totala produktionen för basscenariot jämförts med vart och ett av miljöåtgärdsscenarierna. Skillnaden i totalårsproduktion motsvarar den produktionsminskning som de modellerade scenarierna ger.

Påverkan på reglerförmågan i form av nyckeltal

Utgångspunkten för analysen av påverkan på reglerförmågan är en metod som utvecklas av Svenska kraftnät. Metoden beskrivs i redovisningen av regeringsuppdraget¹⁵.

Ett vattenkraftverks förmåga att reglera efter behovet (residuallasten) beror på dess flexibilitet. Flexibiliteten är beroende av förändringar i vattenflöden, möjlighet att låta vattenytan variera och hur regleringen sker i närliggande kraftverk. Utgångspunkten i analysen av påverkan på reglerförmågan är att bedöma hur möjligheten till lagring av energi och möjligheten till förändring av effekt på olika tidshorisonter påverkas. Alla storheter är beräknade som förändring från basscenariot.

Följande nyckeltal beräknas:

- > Baseffekt
- > Energilagervolym
- > Reglereffekt

Baseffekt

Detta nyckeltal beskriver den medeleffekt som den förlorade eller förändrade elproduktionen motsvarar. Baseffekten beror av vilken period som studeras. Medelvärde över en månad kan exempelvis vara högre eller lägre än medelvärdet över ett år.

Baseffekten för årsmedel förhåller sig till produktionsminskningen så att om en produktionskälla med konstant produktion med baseffekten (på årsbasis) producerar under ett år så motsvarar detta produktionsminskningen.

Energilagervolym

Detta mått representerar den storlek som ett energilager behöver ha för att kompensera bortfall eller restriktioner i användandet av magasin i avrinningsområdet. Energivolymen är beräknad på tre tidshorisonter och vid en ersättning av lagringsförmågan kan olika tekniker vara aktuella på de olika tidshorisonterna. Dock går det inte att direkt räkna av energivolymerna från

¹⁵ Svenska kraftnät. 2023. Uppdrag att kartlägga de konsekvenser för elsystemet som omprövningen av vattenkraften kan medföra m.m. <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2023/slutrapport-20230926-nap-vattenkraft.pdf> [Hämtad 2023-11-10]

varandra. Årslagret måste ha samma storlek även om det kompletteras med ett dygns- eller månadslager, lagren kan däremot ha olika effekt.

Ett lager med lagringskapacitet motsvarande årslagret men med effekt motsvarande det högsta värdet (månad eller dygn) skulle kunna fylla hela behovet på alla tre tidshorisonter.

Reglereffekt

Reglereffekten beskriver förändringen av den effekt med vilken avrinningsområdet kan följa residuallasten. Förändringen i reglereffekt beskriver också den upp- och urladdningseffekt som skulle krävas av ett energilager som ersätter förlorad förmåga i avrinningsområdet.

Den representerar den effekt som är störst, upp eller ner. Följaktligen antas att ett lager med en viss effekt som ska ersätta en minskning har samma ur- och uppladdningseffekt.

Beskrivning av miljöåtgärder i modellen

Representation i modellen av scenario 1a och 1b

Minimitappningarna förbi anläggningen är inlagda som ett flöde för varje månad för varje enskilt kraftverk i enlighet med angivet värde. För Gullspångs kraftverk, finns det ett särskilt krav på mintappning som får gå genom turbin samtidigt som en viss mintappning måste gå i fiskväg och torrfåra. Eftersom den inställningen inte är möjlig att göra i modellen har resultat justerats med den produktionsminskningen i efterhand. Justeringen har gjorts för varje enskild timme.

De förenklade hydrologikrav som angivits (se *Bilaga 2 – Miljöåtgärder*) har kontrollerats i efterhand. Inom ramarna för modellen var det inte möjligt att uppnå kravet om avvikelse från månadsmedelvärde naturlig vattenföring (för varje enskilt år) $\leq 15\%$ samtidigt som optimering av produktionen mot residuallast gjordes. För att uppnå kravet gjordes därför två olika modellkörningar för Scenario 1. En körning mot residuallast med angivna minimitappningar (Scenario 1a) och en körning med dygnsmedelvärde av den naturliga vattenföringen som målvärde (Scenario 1b). Precis som för residuallasten gäller detta för 25 av kraftverken medan de övriga producerar efter tillrinningen.

Representation i modellen av scenario 2a och 2b

Minimitappningarna är inlagda för varje enskilt kraftverk i enlighet med angivet värde. För Gullspångs och Degerfors kraftverk finns det ett särskilt krav på mintappning som får gå genom turbin samtidigt som en viss mintappning måste gå i fiskväg och torrfåra. Eftersom den inställningen inte är möjlig att göra i modellen har resultat justerats med den produktionsminskningen i efterhand. Justeringen har gjorts för varje enskild timme.

Precis som för Scenario 1 har två modellkörningar gjorts, en mot residuallast och mot dygnsmedelvärde av naturlig vattenföringen.

Representation i modellen av scenario 3

Minimitappningarna har hanterats på samma sätt som i Scenario 2.

Vad gäller hydrologikraven så skiljer dessa sig för kraftverken med reglerbidragsklass¹⁶ 1 (samt ett kraftverk med reglerbidragsklass 2), vilket framgår av *Bilaga 2 – Miljöåtgärder*. För dessa gäller inte kravet om avvikelse från månadsmedelvärde naturlig vattenföring (för varje enskilt år) $\leq 15\%$ utan i stället gäller ingen försämring i avvikelse från naturlig månadsmedelvattenföring. Det sistnämnda innebär att avvikelsen från naturlig månadsmedelvattenföring måste vara som nuläget eller bättre (vilket har antagits vara resultatet från basscenariot). I modelleringarna i detta projekt har basscenariot likställts med nuläge. Därmed har dessa kraftverk körts mot residuallast i Scenario 3 samtidigt som övriga kraftverk har körts mot naturlig vattenföring.

Krav i modellen

Flödesåtgärder för hydrologi nedströms kraftverk utgår från förenklade antaganden. Vattenmyndigheten har bedömt vilka hydrologiska grundkrav som bör uppfyllas för att kunna uppnå god ekologisk status. Det ska dock noteras att samtliga av dessa krav ej går att uppfylla i modellen. Det beror på att Mike Hydro Basin är en regleringsmodell, inte en hydraulisk modell där detaljerade vattennivåer beräknas i tvärsektioner på olika platser längs med älvsträckorna. Föreslagna krav är listade nedan. De krav som ej går att beakta i modellen är kommenterade.

¹⁶ Energimyndigheten, Svenska kraftnät och Havs- och vattenmyndigheten. 2016. *Vattenkraftens värde för elsystemet*. <https://energimyndigheten.a-w2m.se/Home.mvc?resourceId=104670> [Hämtad 2023-06-15].

En förenklad tolkning av krav för att uppnå god hydrologi i vattendrag:

- > Vattenståndets förändringstakt i vattendrag ska vara ≤ 10 cm/timme (*ej beaktat i modellen*).
- > Det finns alltid ett basflöde $\geq Q_{95}$ eller 5 percentil av vattenflöde (beräknad på de senaste 10 åren).
- > Avvikelse från det naturliga månadsmedelflödet ≤ 15 % (beräknad för de senaste 20 år – *på grund av valet att modellera tre enskilda år så är detta beräknat på månadsmedel för varje enskilt år (dygnsdata för naturlig vattenföring från SMHI) i överenskommelse med vattenmyndigheten*).

En förenklad tolkning av krav för att uppnå god hydrologi i sjöar:

- > Vattenståndets förändringstakt i sjön ska vara ≤ 1 cm/timme vid sänkning och ≤ 2 cm/timme vid höjning.
- > Avvikelse från naturliga vinter-/sommarvattenstånd (20 år) < 15 cm (*beaktas ej i modellen då vi inte kör modellen över 20 år*).
- > Maximal regleringsamplitud ska vara < 3 m om det inte finns underlag att amplituden i referensförhållanden var större.

För hydrologisk regim som motsvarar en förenklad GEP regim råder tre grundkrav:

1. Basflöde nedströms kraftverk ska vara minst $Q_{95}/5$ percentil (beräknad på de senaste 10 åren).
2. Ingen försämring i avvikelse från naturlig månadsmedelvattenföring eller vattenstånd.
3. Mjuka övergångar mellan flödesförändringar nedströms kraftverk, som schabloniseras till vattenståndets förändringstakt i vattendraget < 10 cm/timme (*ej beaktat i modellen*).

Ovan uppställda krav gäller för majoriteten av anläggningarna i scenario 3, men de undantas de kraftverk med klass 1 enligt reglerbidragsrapporten¹⁷ (samt en med reglerbidrag 2). Detta specificeras i *Bilaga 2 – Miljöåtgärder*.

¹⁷ Energimyndigheten, Svenska kraftnät och Havs- och vattenmyndigheten. 2016.

Resultat

Total kraftproduktion för de enskilda scenarierna (basscenariot och Scenario 1–3) presenteras i Tabell 2. Resultaten kan jämföras med den totala medelårsproduktionen (enligt insamlad data) för kraftverken i modellen. Den uppgår till 440 GWh, detta är dock medelårsproduktion som inte direkt motsvarar de tre år som använts i modellen.

Nedan följer en kort sammanfattande beskrivning av Scenarierna i resultat:

- > Basscenario: Nuvarande villkor, följer residuallast.
- > Scenario 1a: Miljöåtgärder enligt förenklad GES, följer residuallast.
- > Scenario 1b: Miljöåtgärder enligt förenklad GES, följer naturligt vattenföring.
- > Scenario 2a: Miljöåtgärder enligt förenklad GES samt Natura 2000, följer residuallast.
- > Scenario 2b: Miljöåtgärder enligt förenklad GES samt Natura 2000, följer naturlig vattenföring.
- > Scenario 3: Miljöåtgärder enligt förenklad GES, undantag samt Natura 2000, residuallast (klass 1) + naturlig vattenföring.

De hydrologiska åren är:

- > 2010–2011: ”torrare år”
- > 2012–2013: ”medelår”
- > 2014–2015: ”våtare år”

Produktionsminskning	Scenario 1a	Scenario 1b	Scenario 2a	Scenario 2b	Scenario 3
Medel					
Produktionsminskning GWh	46,5	25,1	79,3	58,8	79,9
Produktionsminskning %	10,3	5,3	17,0	12,2	17,2
Max					
Produktionsminskning GWh	52,9	36,7	87,4	76,7	90,4
Produktionsminskning %	13,3	9,2	20,7	12,3	21,4
Min					
Produktionsminskning GWh	37,0	7,6	66,3	48,4	69,0
Produktionsminskning %	5,9	1,8	13,5	12,2	12,9

Tabell 2. Produktionsminskning angivet i GWh samt procent.

Skillnaden mellan basscenariot och scenario 1a, 2a och 3 är miljöåtgärder som innebär att mindre vatten finns tillgänglig för elproduktion, minskad regleramplitud etc. som minskar elproduktionen. Därmed är totalårsproduktionen mellan dessa scenarier jämförbara. Dock uppfyller inte scenario 1a och 2a åtgärdskravet om att flödet inte ska avvika mer än +/- 15 % från månadsmedelvärdet av naturlig vattenföring.

Scenario 1a och 1b respektive Scenario 2a och 2b kan ses som två extremer för varje enskilt scenario. I a-scenarierna följs residuallasten så bra som möjligt vilket även inkluderar att vatten spills istället att användas till produktion. I b-scenarierna följs i princip tillrinning vilket innebär att ingen reglering alls tillåts. Resultatet för 1a och 1b respektive 2a och 2b visar därmed ett spann på produktionsminskningen utifrån de modellerade hydrologiska miljöåtgärderna.

Scenario 3 får generellt en högre produktionsminskning än de övriga scenarierna eftersom kraftverken högre upp i systemet följer naturlig vattenföring medan de större kraftverken längst ner i systemet ska följa residuallasten. Kraftverken längst ner får därför vatten vid fel tillfälle och spiller därmed mer (än de gör i scenario 1a och scenario 2a).

Påverkan på reglerförmågan

I Tabell 3, Tabell 4 och Tabell 5 presenteras energilager, reglereffekt och baseffekt för de tre olika tidshorisonterna; år, månad och dygn.

Förlorad reglerförmåga - Månad	Scenario 1a	Scenario 1b	Scenario 2a	Scenario 2b	Scenario 3
Medel					
Baseffekt (MW)	5,3	2,9	9,1	6,8	9,2
Reglereffekt (MW)	24,7	77,7	31,1	77,6	42,8
Energilager (GWh)	9,5	33,0	12,2	30,6	22,5
Max					
Baseffekt (MW)	6,1	4,4	10,0	8,8	10,3
Reglereffekt (MW)	48,5	108,4	49,9	110,1	59,6
Energilager (GWh)	14,2	72,9	17,2	72,1	35,7
Min					
Baseffekt (MW)	4,2	0,9	7,6	5,7	7,9
Reglereffekt (MW)	12,1	47,2	19,1	46,2	26,6
Energilager (GWh)	5,4	4,0	7,3	1,2	14,6

Tabell 3. Energilager, reglereffekt och baseffekt på årsbasis.

Förlorad reglerförmåga - Månad	Scenario 1a	Scenario 1b	Scenario 2a	Scenario 2b	Scenario 3
Medel					
Baseffekt (MW)	5,1	21,9	11,4	24,9	15,5
Reglereffekt (MW)	7,1	59,4	10,3	59,9	22,4
Energilager (GWh)	0,3	2,3	0,3	2,3	0,9
Max					
Baseffekt (MW)	8,4	29,7	17,5	31,3	21,3
Reglereffekt (MW)	9,7	63,4	13,4	63,5	26,1
Energilager (GWh)	0,4	2,5	0,5	2,4	1,0
Min					
Baseffekt (MW)	2,5	9,2	5,4	12,5	12,4
Reglereffekt (MW)	3,6	53,0	6,4	53,9	17,9
Energilager (GWh)	0,2	2,0	0,03	2,1	0,6

Tabell 4. Energilager, reglereffekt och baseffekt på månadsbasis.

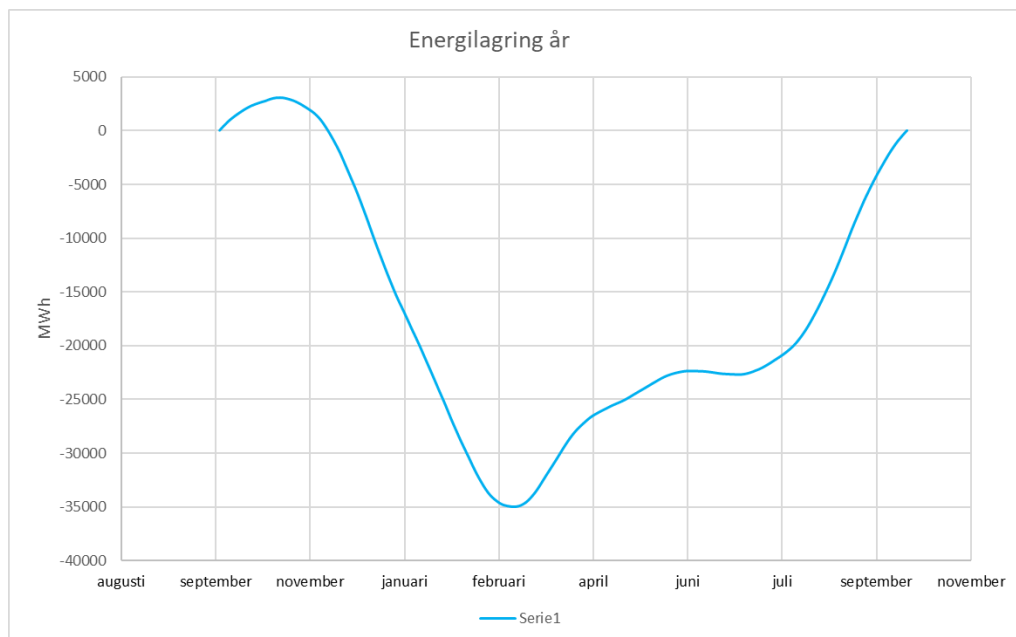
Förlorad reglerförmåga - Dygn	Scenario 1a	Scenario 1b	Scenario 2a	Scenario 2b	Scenario 3
Medel					
Baseffekt (MW)	7,7	32,1	14,1	35,3	22,1
Reglereffekt (MW)	2,2	18,9	3,9	18,9	7,1
Energilager (GWh)	0,006	0,06	0,01	0,06	0,02
Max					
Baseffekt (MW)	16,3	38,4	18,1	44,7	26,1
Reglereffekt (MW)	2,5	20,6	5,8	20,6	9,3
Energilager (GWh)	0,008	0,07	0,02	0,07	0,03
Min					
Baseffekt (MW)	1,1	28,4	7,0	29,2	15,3
Reglereffekt (MW)	1,7	16,4	2,7	16,4	5,2
Energilager (GWh)	0,005	0,05	0,008	0,05	0,02

Tabell 5. Energilager, reglereffekt och baseffekt på dygnsbasis.

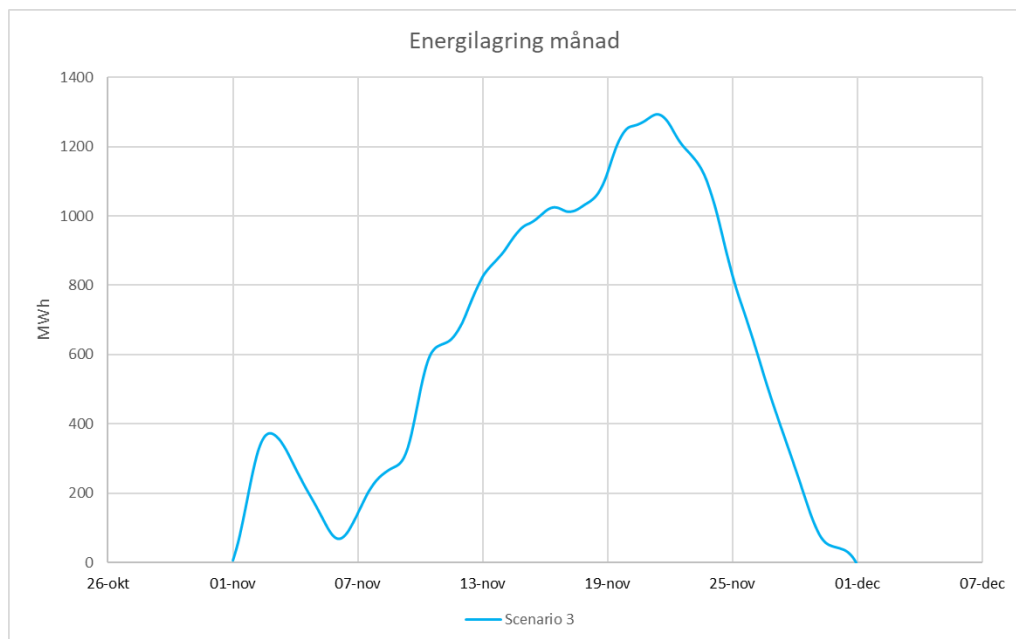
I basscenariot, Scenario 1a och Scenario 2a när produktionen optimeras för att följa residuallasten blir regleringen i modellen så bra som möjligt. Skillnaden i energilager och reglereffekt beror alltså på miljöåtgärderna. I Scenario 1b och Scenario 2b begränsas kraftverkens möjligheter till reglering helt. Då blir naturligtvis skillnaden mot basscenariot större än det skulle behöva vara om utrymmet på $\pm 15\%$ gentemot den naturliga vattenföringen kunde utnyttjas. Även i dessa scenarier skulle regleringen kunna följa residuallasten genom att spilla istället för att producera och på så sätt nå liknande nivå som a-scenarierna, men då skulle istället produktionspåverkan bli väldigt hög.

För Scenario 3 påverkas även där resultaten något av det faktum att de kraftverk som följer naturlig vattenföring inte har utrymmet på $\pm 15\%$. Det omfattar alltså de kraftverk som inte följer residuallasten eller tillrinningen vilka omfattar 21 % den totala produktionen (kraftverken som följer residuallasten omfattar därmed 74 % av produktionen). Den stora orsaken till skillnaden i påverkan på reglerförmågan (mellan a-scenarierna och Scenario 3) beror på att vattnet från kraftverken uppströms kommer vid fel tillfälle. Även om residuallasten kan följas genom spill när det kommer för mycket vatten, så kan den inte följas när det kommer för lite vatten.

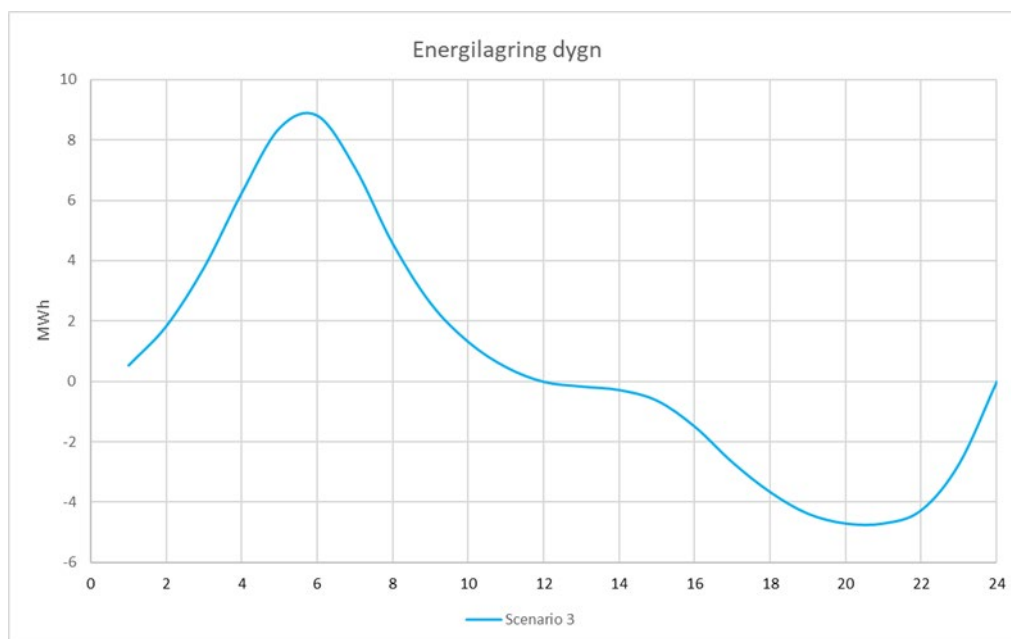
I Scenario 1b och Scenario 2b är målvärdet för optimeringen som sagt dygnsmedelvärdet för den naturliga vattenföringen. Det sker alltså ingen reglering på dygnsbasis. Det gäller även en del av kraftverken i Scenario 3. Resultaten visar dock påverkan på reglerförmågan för dygn utifrån de förutsättningar som givits i modellen. Scenario 3 visar storleksordningen på skillnaden mellan den förmåga som finns i systemet idag och den som skulle finnas om kraftverken som inte är klass 1 (högt upp i systemet) begränsades kraftigt. Figur 15, Figur 16 och Figur 17 visar exempel på energilagringsskurvor på de tre tidshorisonterna. Kurvorna representerar den lagringscykel som ett energilager skulle behöva hantera för att kompensera förlorad lagringsförmåga i avrinningsområdet vid åtgärder.



Figur 15. Illustration av energilagerminskning på årsbasis.



Figur 16. Illustration av energilagerminskning på månadsbasis.



Figur 17. Illustration av energilagerminskning på dygnsbasis.

Skillnad från påverkan på produktion

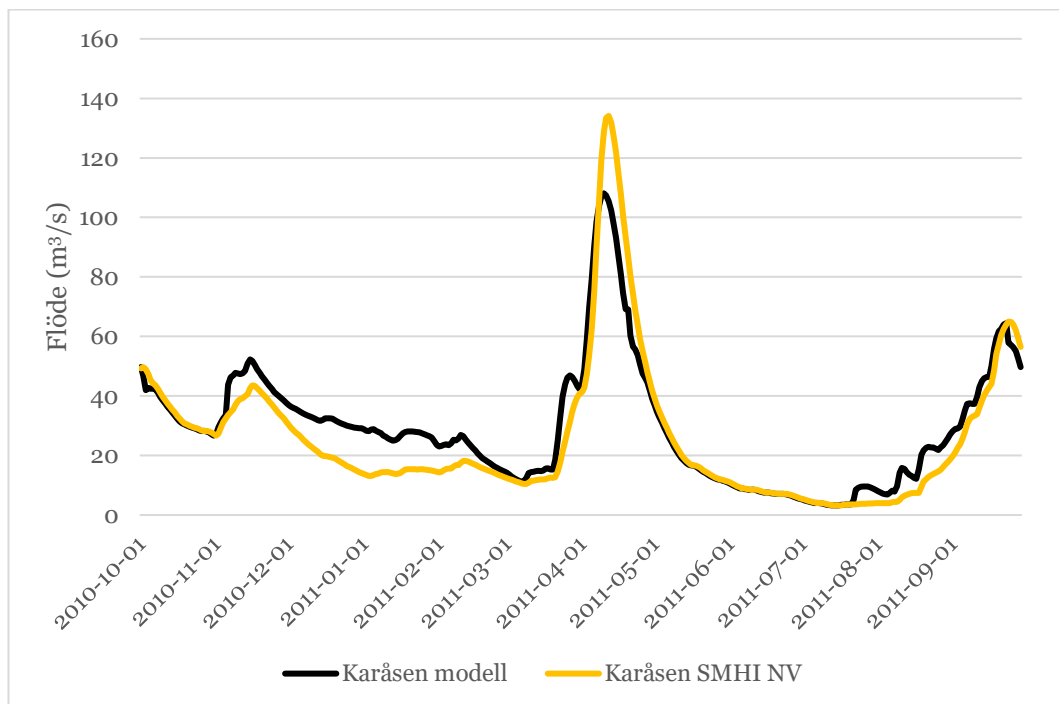
Till skillnad från påverkan på produktionen så blir påverkan på reglerförmågan högre för de scenarier som följer naturlig vattenföring än de som följer residuallasten. Scenario 1b och Scenario 2b följer helt naturlig vattenföring och får därför högst påverkan på reglering, men minst påverkan på produktion (se Tabell 1 samt beskrivning under tabellen). I Scenario 3 följer endast klass 1-kraftverken samt ett klass 2-kraftverk residuallasten medan övriga följer naturlig vattenföring. Scenario 3 har därför högre påverkan på reglerförmågan än a-scenarierna (som följer residuallasten), men lägre påverkan än b-scenarierna (som följer naturlig vattenföring). Scenario 3 har även högst påverkan på produktionen (se beskrivning under Tabell 2).

Kalibrering

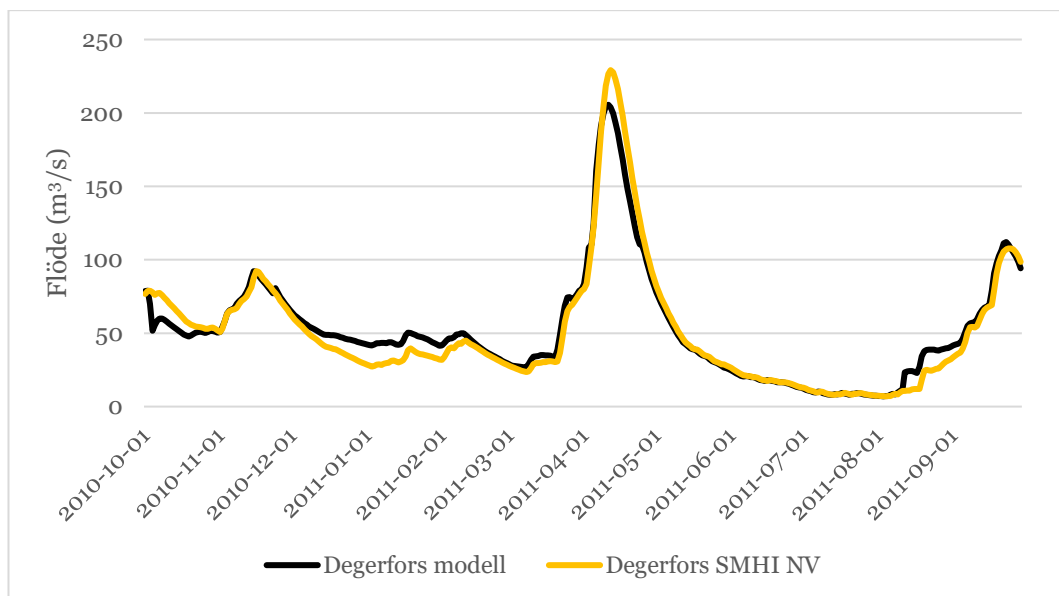
Kalibreringsresultaten där modellen körs oreglerad visar viss avvikelse mot SMHIs naturliga vattenföring men att den generella flödesbilden är tillfredsställande (se två exempel från 2010–2011 och 2012–2013 i Figur 18-Figur 21). Notera att modellen inte är baserad på de avbördningsuppgifter som SMHI har använt i S-HYPEs modellering av naturlig vattenföring utan på de uppgifter som har samlats in inom ramen för detta uppdrag varför avvikelser kan förekomma (såsom kan observeras i Figur 18-Figur 21). Det var heller inte något mål i sig att nå SMHIs naturliga flöde exakt utan en avstämning för att se att modellen beter sig något så när liknande. Detta är något att ha i åtanke vid analys av avvikelse +/- 15 % mot naturlig vattenföring (se resultat nedan) där enskilda månader kan uppvisa större avvikelse än vad som egentligen är rimligt mot modellens ”naturliga vattenföring” eftersom jämförelsen sker mot SMHIs naturliga vattenföring.

Modellen producerar 97 % av totala kraftproduktionen för de två kalibreringsåren 2010–2011 och 2012–2013 och 95 % för valideringsåret 2014–2015 vilket är ett tillfredsställande resultat (se exempel på två kraftverk i Figur 22 och Figur 23). Avvikelser i produktionen kan bero på flera olika faktorer exempelvis omräkningsförluster från produktionsdata till flödesdata och fallhöjdsvariationer (som har använts som indata för kraftverken). Det skulle även kunna bero på att verkningsgraden är uppskattad, men eftersom 100 % tillgänglighet¹⁸ har antagits för kraftverken så är det inte rimligt att tro att det totalt skulle vara högre verkningsgrader än de antagna. Enskilda kalibreringsresultat för de 25 kraftverken med detaljerade kraftproduktionsdata kan ses i *Bilaga 4 – Kalibreringsresultat*.

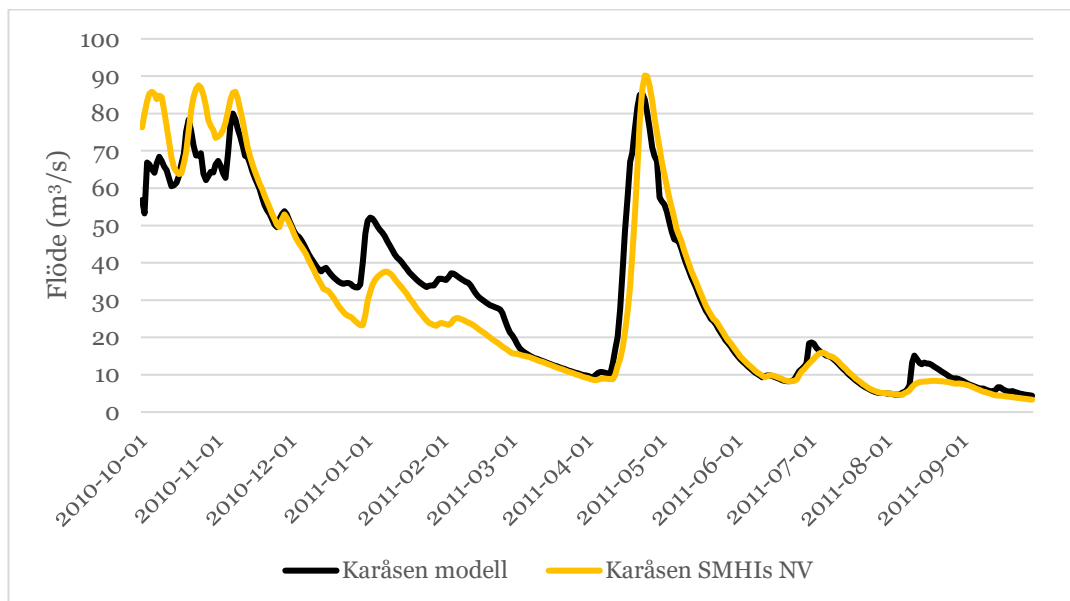
¹⁸ Hänsyn har alltså inte tagits till planerade underhållsstopp eller tillfälliga oplanerade stopp på grund av fel.



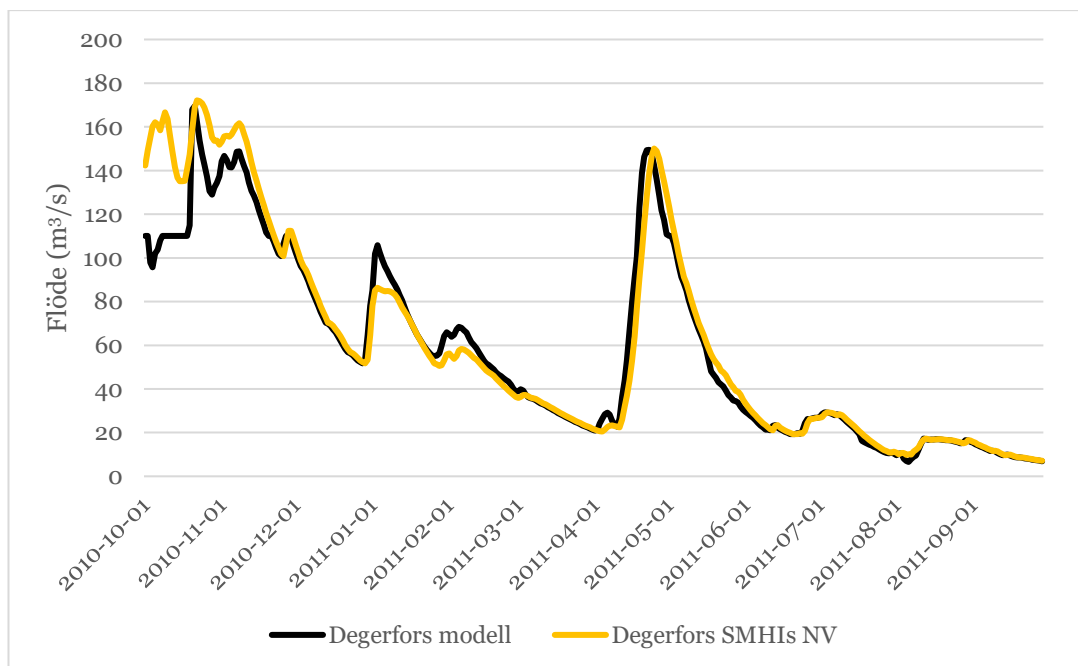
Figur 18. Modellens resulterande reglering av naturligt flöde som mål i jämförelse med SMHIs modellerade naturliga vattenföring (Karåsen 2010-2011).



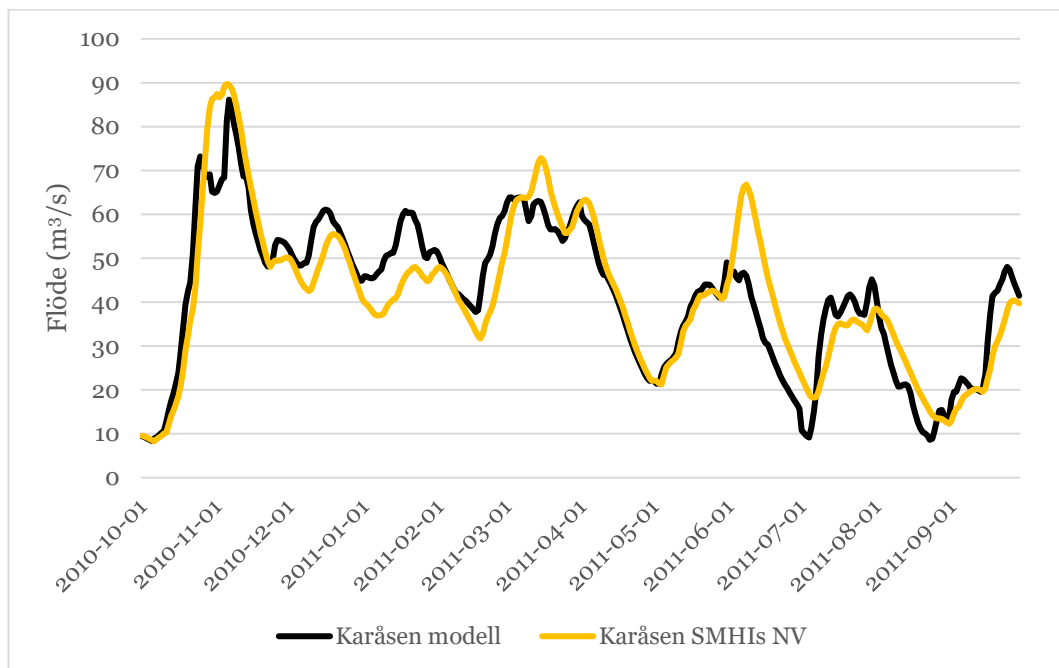
Figur 19. Modellens resulterande reglering av naturligt flöde som mål i jämförelse med SMHIs modellerade naturliga vattenföring (Degerfors 2010-2011).



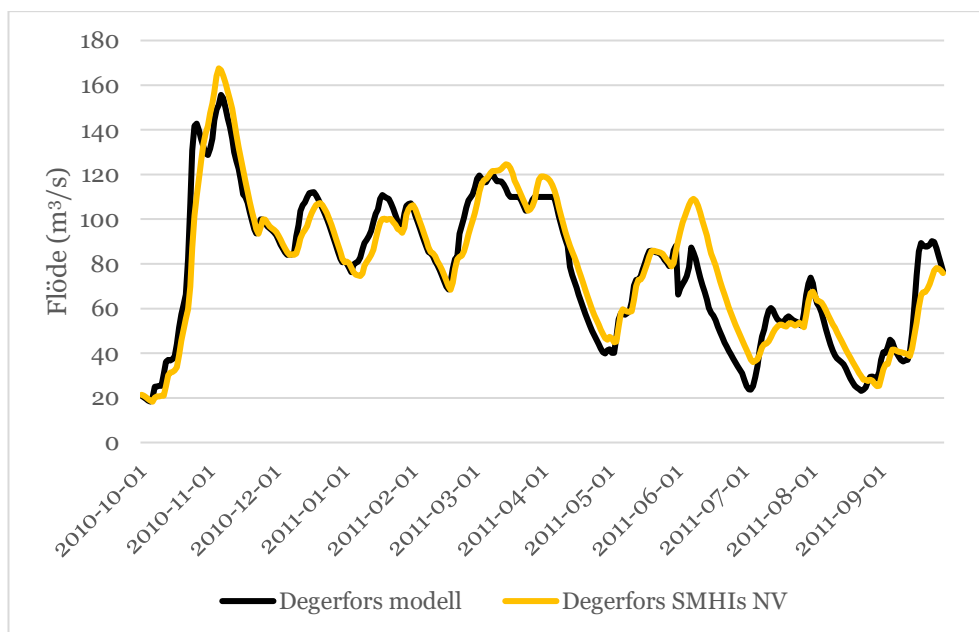
Figur 20. Modellens resulterande reglering av naturligt flöde som mål i jämförelse med SMHIs modellerade naturliga vattenföring (Karåsen 2012-2013).



Figur 21. Modellens resulterande reglering av naturligt flöde som mål i jämförelse med SMHIs modellerade naturliga vattenföring (Degerfors 2012-2013).



Figur 22. Modellens resulterande reglering av naturligt flöde som mål i jämförelse med SMHIs modellerade naturliga vattenföring (Validering Karåsen 2014-2015).



Figur 23. Modellens resulterande reglering av naturligt flöde som mål i jämförelse med SMHIs modellerade naturliga vattenföring (Validering Degerfors 2014-2015).

Uppfyllelse av krav i modellen

Som nämnt ovan har kravet att optimera mot residuallasten och kravet att inte avvika mer än $\pm 15\%$ mot månadsmedelvärdet av SMHIs naturliga vattenföring varit svårförenligt (inom ramen för modellen). Detta resulterade i uppdelningen av Scenario 1–2 i ett a och ett b fall där b-fallet möter kravet medan a-fallen inte gör det. Som exempel på kontrollarbetet så visas resultatet av avvikelsekontrollen från 2010–2011, avvikelsen mot månadsmedelvärden representeras, i Tabell 6 och Tabell 7. I *Bilaga 5 – Beräknad avvikelse $\pm 15\%$ mot naturlig vattenföring för scenario 1a och 2a* visas resultaten för Scenario 1a och 2a som jämförelse.

Avvikelse månadsmedel	Gullspång	Åtorp	Degerfors	Bofors	Björkborn	Karåsen	Älvestorp
Oktober	133 %	138 %	140 %	124 %	125 %	160 %	185 %
November	115 %	124 %	128 %	113 %	113 %	141 %	175 %
December	139 %	143 %	143 %	130 %	130 %	151 %	168 %
Januari	111 %	89 %	89 %	96 %	96 %	85 %	81 %
Februari	96 %	93 %	96 %	75 %	75 %	99 %	151 %
Mars	98 %	99 %	105 %	124 %	124 %	106 %	124 %
April	97 %	132 %	137 %	114 %	114 %	198 %	191 %
Maj	89 %	139 %	133 %	162 %	162 %	183 %	92 %
Juni	102 %	99 %	97 %	106 %	106 %	106 %	88 %
Juli	116 %	106 %	107 %	78 %	78 %	124 %	127 %
Augusti	124 %	118 %	118 %	104 %	104 %	146 %	141 %
September	100 %	121 %	124 %	98 %	98 %	156 %	176 %
Årsmedel	112 %	109 %	109 %	103 %	103 %	120 %	121 %

Tabell 6. Vattenföring i jämförelse med månadsmedel av SMHIs naturliga vattenföring för 2010-2011, Scenario 1b. Vid exakt följsamhet är värdet 100 %.

Avvikelse månadsmedel	Gullspång	Åtorp	Degerfors	Bofors	Björkborn	Karåsen	Älvestorp
Oktober	130 %	135 %	136 %	124 %	125 %	160 %	185 %
November	113 %	119 %	120 %	113 %	113 %	141 %	175 %
December	127 %	131 %	133 %	130 %	130 %	151 %	168 %
Januari	111 %	93 %	92 %	96 %	96 %	85 %	81 %
Februari	96 %	84 %	86 %	75 %	75 %	99 %	151 %
Mars	98 %	85 %	86 %	124 %	124 %	106 %	124 %
April	140 %	125 %	132 %	114 %	114 %	198 %	191 %
Maj	115 %	170 %	168 %	162 %	162 %	183 %	92 %
Juni	100 %	108 %	106 %	106 %	106 %	106 %	88 %
Juli	110 %	100 %	101 %	78 %	78 %	124 %	127 %
Augusti	129 %	123 %	124 %	104 %	104 %	146 %	141 %
September	100 %	120 %	124 %	98 %	98 %	156 %	176 %
Årsmedel	112 %	109 %	109 %	103 %	103 %	120 %	121 %

Tabell 7. Avvikelse mot månadsmedel av SMHIs naturliga vattenföring för 2010-2011, scenario 2b.

Inte heller kravet för maximal vattennivåförändring om mindre än 1 cm/timme stigande och 2 cm/timme sjunkande för sjöar möts i a-scenarierna för alla magasin. Detta beror på att residuallasten svänger mycket på korta tidshorisonter vilket gör att skiftningarna blir väldigt kraftiga. Detta sker däremot i b-scenarierna, med körning mot naturlig vattenföring, förutom i enstaka fall (se Tabell 8).

Anläggning	Gullspång	Åtorp	Degerfors	Bofors	Björkborn	Karåsen	Älvestorp
Antal avvikelser Scenario 1b	0	22	0	0	0	28	0
Antal avvikelser Scenario 2b	0	22	0	0	0	28	0

Tabell 8. Antal timmar med mer än två (2) cm stigande eller sjunkande vattennivåer i magasinen 2010–2011 (siffrorna är giltiga för både scenario 1b och 2b).

Kravet om att alltid ha basflöde Q95 uppnås i samtliga fall (se Tabell 9 och Tabell 10).

Scenario 1b	Gullspång	Åtorp	Degerfors	Bofors	Björkborn	Karåsen	Älvestorp
Q95 [m ³ /s]	7.86	8.15	7.89	2.84	2.81	3.91	3.56
Timmar under Q95	0	0	0	0	0	0	0
Dygn under Q95	0	0	0	0	0	0	0

Tabell 9. Avvikelser mot kravet att alltid släppa minst basflöde Q95 för scenario 1b 2010–2011.

Scenario 2b	Gullspång	Åtorp	Degerfors	Bofors	Björkborn	Karåsen	Älvestorp
Q95 [m ³ /s]	7,86	8,15	7,89	2,84	2,81	3,91	3,56
Timmar under Q95	0	0	0	0	0	0	0
Dygn under Q95	0	0	0	0	0	0	0

Tabell 10. Avvikelser mot kravet att alltid släppa minst basflöde Q95 för scenario 2b 2010–2011.

Diskussion

Det bästa för elsystemet är om vattenkraftverken kan producera el när elbehovet är som störst (när residuallasten är som högst). Variationerna i residuallasten är ett faktum och i dagsläget är det vattenkraftens reglering som hanterar de svängningar som finns. Minskar vattenkraftens förmåga att följa residuallasten kommer den att behöva ersättas med någonting annat.

Denna rapport fokuserar framför allt på hur avrinningsområdets förmåga att balansera elsystemet kan komma att förändras till följd av hydrologiska miljöåtgärder. Beräkningarna av nyckeltalen (mått) visar på minskning av reglerförmåga. Eftersom modellen och modelleringarna har antaganden och begränsningar så går det inte att säga att det är exakt de minskningar som resultatet visar här som kommer att ske, men det visar ändå storleksordningen på konsekvenserna.

Att använda vattenkraft för att balansera elsystemet kan ibland vara i konflikt med att maximera elproduktionen på årsbasis. Det är dock så att alla energikällor bidrar med energi på årsbasis. Vattenkraftens främsta förtjänst framför andra energikällor är dess förmåga att reglera effekten och lagra energi. Vattenkraftens roll som reglerkraft kommer att bli allt viktigare och hög reglerförmåga är viktigare än att maximera elproduktionen i ett energisystem med mycket intermittent (väderberoende) elproduktion.

För att kunna sätta ett numerärt värde på förändringen av balanseringsförmågan (reglerförmågan) har vi låtit modellen optimera driften av avrinningsområdet så att den ger bästa möjliga bidrag till residuallasten. I basscenariot har vi låtit modellen göra detta med nuvarande villkor. I scenarierna 1a, 2a och 3 har modellen maximerat bidraget till residuallasten med de förslag på hydrologiska miljöåtgärder som beskrivs tidigare i rapporten. I scenario 1b och 2b som får följa naturlig vattenföring används istället så mycket som möjligt av vattenflödet till elproduktion oberoende av residuallasten (en optimering för produktion skulle innebära en viss magasinering som inte nödvändigtvis sker när den naturliga vattenföringen följs).

När driften optimeras mot residuallasten kan situationer uppstå där residuallasten sjunker samtidigt som vattenföringen är (måste vara) hög. I denna rapport betraktas det som att det då inte finns avsättning för energin och spill uppstår. Att ha hög produktion, för att tillrinningen är hög, trots att residuallasten är låg, ger negativt bidrag till residuallasten (och bidrag till balanseringen av elsystemet) och måste då kompenseras genom nedreglering hos någon annan kraftkälla. Det är i realiteten inte alltid nödvändigt att

vattenkraften står för denna nedreglering, den skulle ibland också kunna göras med nedreglering av till exempel vindkraft, men på grund av den komplexitet det skulle medföra för modelleringen har det alternativet inte inkluderats. Det är också så att även om produktionsminskningen för vattenkraften då blir lägre uppstår den någon annanstans, till exempel hos vindkraften (görs den exempelvis istället i ett gaskraftverk så kan dock gasen istället sparas).

Antaganden

Det är som sagt endast 25 av kraftverken som har fått följa residuallasten medan de övriga har producerat enligt tillrinning. Dessa kraftverk står för 95 % av produktionen (samt 95 % av den installerade effekten). De är dessutom sannolikt att dessa skulle ha svårare möjlighet att följa residuallastens svängningar med tanke på att det kräver mycket reglering. Det bedöms därför vara en rimlig förenkling att göra som, om något ger ett mer realistiskt resultat.

Modellen innehåller som sagt inte samtliga regleringsdammar och regleringsmagasin. Den totala reglervolymen i modellen uppgår till 725 Mm³. Enligt uppgifter från SMHI som är sammanställda av Vattenmyndigheterna innehåller avrinningsområdet 791 Mm³. Det innebär alltså att 92 % av den totala reglervolymen har inkluderats.

När det gäller verkningsgrad samt i viss mån fallhöjd och minflöde genom turbin har antaganden gjorts utifrån kraftverkens utformning, ålder turbintyp etc. Uppskattningen av verkningsgraden har för den stora majoriteten av produktionen kunnat göras utifrån turbintyp. En sådan uppskattning är tillräcklig bra så att det har en minimal inverkan på resultatet för hela avrinningsområdet. För minflöde genom turbin gäller detsamma. Om vissa kraftverk eventuellt körs på lägre flöden innebär det dessutom en väldigt låg verkningsgrad varför den eventuellt tillkommande produktionen blir liten. Övriga uppskattningar har gjorts i så få fall relaterat till avrinningsområdets totala produktion att dessa också är bra nog.

Modelleringen inkluderar 50 av 56 (identifierade) kraftverk. Två av dessa producerar inte längre. Ett av kraftverken ska rivas ut. Tillsammans med två av de övriga är den samlade effekten 153 kW. För det fjärde kraftverket finns ingen information, men baserat på flödet i ån och potentiell fallhöjd skulle effekten kunna vara kring 10 kW. Det ger en total effekt på 163 kW vilken är 0,1 % av det totala avrinningsområdet. Det påverkar således inte totalresultatet.

Ingen hänsyn har som sagt tagits till om kraftverken praktiskt kan köras på det sätt som blir utfallet av modellkörningarna. Utöver det så innefattar också resultatet körningar där kraftverken får följa residuallasten så bra som möjligt. Dessa optimeringar innefattar att residuallasten för hela året är känd i förväg,

vilket ju inte är fallet när kraftverkens körs i verkligheten. Detta innebär att följsamheten med residuallasten inte kan vara lika god i verkligheten, men detta är dock fallet i både basscenariot och de scenarier som jämförs med basscenariot (miljöåtgärdsscenarierna). Jämförelsen blir alltså mellan optimerade scenarier.

Inga övriga reglerbegränsningar har antagits utöver den information som tillhandahållits av kraftverksägarna. Finns reglerrestriktioner utöver dessa exempelvis begränsad korttidsreglering så innebär det rimligtvis att reglerförmågan i basscenariot har överskattats. Hur stor påverkan det har på resultatet beror helt på hur många sådana eventuella begränsningar som finns i nuläget som Sweco inte har fått information om. Storleksordningen på den eventuella påverkan går det därför inte att säga något om. Om man antar att dessa begränsningar skulle inkluderas även i nya åtgärder (och därmed i Scenario 1 och Scenario 2) så bör påverkan på förändrad reglerförmåga vara liten.

Fortsatt arbete

För ett förbättrat resultat skulle modellen kunna utvecklas genom att ta in nya funktioner (detta kräver samråd med modellverktygsägaren). Först och främst är det rimligt att kunna välja att en del av en minimitappning måste släppas förbi kraftverk och att en del kan gå igenom kraftverk. En annan utveckling som vore bra att göra är om målvärdet skulle kunna utvecklas till att vara flexibelt (så att en variation som $\pm 15\%$ är tillåten).

En annan förbättring skulle vara att utveckla funktionen för optimering av produktion. Detta skulle kunna göras genom att kombinera Mike Basin med ett annat verktyg som tar fram en optimerad kurva för målvärde så att detta inte behöver göras manuellt som skett i detta projekt.

Att modellera fler avrinningsområden på liknade (eller förbättrade) sätt ger också en förbättrad kunskap om hur hydrologiska miljöåtgärder kan påverka vattenkraftens reglerförmåga på nationell nivå. Att göra modellkörningar för fler än tre år skulle även det öka kunskapen om påverkan. Körningar skulle även kunnat göras på flera år sammanhängande istället för att, som här, åren har modellerat separat.

Ett vidare arbete för att få en bild av påverkan på elsystemet kan också vara att modellera åtgärdsförslag som lämnas av verksamhetsutövare och myndigheter till domstolsprocesserna eller att modellera villkor i nya tillstånd.

Bilaga 1. Deltagarlista referensgrupp

Referensgruppen har deltagit representanter från kraftbolag:

- > Karlskoga Vattenkraft AB
- > Gravendals kraftverk AB
- > Fortum Sverige AB
- > Lesjöfors kraft AB
- > Karlsons kraft
- > Uniper Sverige
- > Hättsjöns förvaltning
- > Silverhyttans gård
- > Minikraft A & O AB
- > Motjärns kraft

Även två privatpersoner som äger kraftverk har deltagit.

Utöver detta har även Gullspångsälvens vattenvårdsförbund och vattenråd deltagit.

Representanter från följande myndigheter har deltagit:

- > Länsstyrelsen i Dalarnas län
- > Länsstyrelsen i Örebro län
- > Länsstyrelsen i Värmlands län
- > SMHI
- > Havs- och vattenmyndigheten

Bilaga 2. Miljöåtgärder – indata för modellering

I Tabell 11, Tabell 12 och Tabell 13 visas indata per kraftverk för miljöåtgärder för Scenario 1, Scenario 2 respektive Scenario 3. De generella hydrologiska kraven för alla kraftverk i Scenario 1, Scenario 2 och majoriteten i Scenario 3 omfattar:

- > avvikelse från månadsmedelvärde (20 år) $\leq 15 \%$
- > alltid ha basflöde $Q_{95} = 5$ percentil (20 år)
- > vattenståndets förändringstakt < 10 cm/timme

För sjöar gäller följande:

- > avvikelse från naturliga vinter-/sommarvattenstånd (20 år)
- > max. regleringsamplitud < 3 m,
- > vattenståndets förändringstakt < 1 cm/timme vid sänkande

I Scenario 3 gäller följande hydrologiska krav för klass 1-kraftverken och Björkborn (klass-2-kraftverk)

- > Basflöde nedströms kraftverk minst ($Q_{95}/5$ percentil - 20 år) alltid ha basflöde $Q_{95} = 5$ percentil (20 år)
- > Ingen försämring i avvikelse från naturlig månadsmedelvattenföring
- > Mjuka övergångar mellan flödesförändringar nedströms kraftverk (vattendragets vattenståndets förändringstakt < 10 cm/timme)

Älvenstorps kraftverk är undantaget ovanstående villkor och för detta kraftverk gäller ingen försämring i avvikelse från naturlig månadsmedelvattenföring eller vattenstånd.

Kraftverk/damm	Tidsperiod	Mintappning fiskväg [m ³ /s]
Gullspång (samma som nuvarande tillstånd)	helår	3 genom fiskväg 6 genom turbin
Åtorp	helår	1,00
Degerfors	helår	1,00
Bofors	helår	3,31
Björkborn	helår	3,30
Lonnhyttan	dec-mars	0,10
	april	0,70
	maj	0,68
	juni-sep	0,10
	okt-nov	0,70
Silverhyttan		
Karåsforsten	helår	4,24
Skråmforsten	helår	4,24
Brattforsten	helår	4,21
Västgöthyttfors	helår	3,95
Blankafors	helår	3,95
Rockesholm (Halvarsnoren)	helår	0,70
Kärvingeborn	jan	1,69
	feb	1,57
	mar	1,50
	apr	1,44
	maj	1,07
	jun	0,59
	jul	0,41
	aug	0,32
	sep	0,37
	okt	0,66
	nov	1,20
	dec	1,62
Älvestorp	helår	3,64

Kraftverk/damm	Tidsperiod	Mintappning fiskväg [m ³ /s]
Filipstad (Laxöringen)	helår	0,70
Storbrohyttan (Storbrodammen)	helår	0,70
Stockforsen	jan	0,15
	feb	0,15
Stockforsen	mar	0,15
	apr	0,40
	maj	0,40
	jun	0,15
	jul	0,15
	aug	0,15
	sep	0,15
	okt	0,70
	nov	0,70
	dec	0,15
Fogdhyttan	nov-mar	0,50
	apr-maj	0,70
	jun-sep	0,50
	okt	0,70
Nordmarks kvarn	helår	inga åtgärder
Stamparbo	jan	1,16
	feb	0,96
	mar	1,18
	apr	1,75
	maj	1,11
	jun	0,60
	jul	0,58
	aug	0,51
	sep	0,62
	okt	0,90
	nov	1,34

Kraftverk/damm	Tidsperiod	Mintappning fiskväg [m ³ /s]
Stamparbo	dec	1,38
Lillfors	helår	0,70
Storfors	helår	0,70
Oforsen	jan	1,54
	feb	1,27
	mar	1,74
	apr	2,96
	maj	1,64
	jun	1,00
	jul	1,07
	aug	0,90
	sep	1,20
	okt	1,59
	nov	2,14
	dec	1,94
Liljendal	jan	1,54
	feb	1,27
	mar	1,74
	apr	2,96
	maj	1,64
	jun	1,00
	jul	1,07
	aug	0,90
	sep	1,20
	okt	1,59
	nov	2,14
	dec	1,94
Hammarn	helår	0,70
Hällefors	helår	0,70
Silvergruvan	helår	0,70
Örling	helår	0,70

Kraftverk/damm	Tidsperiod	Mintappning fiskväg [m ³ /s]
Älvsjöhyttan	helår	0,70
Gustavström 2 (nedre)	helår	0,70
Gustavström 1 (övre)	helår	0,70
Tystupet	jan	2,66
	feb	2,30
	mar	2,43
	apr	3,18
	maj	2,43
	jun	1,42
	jul	1,28
	aug	1,08
	sep	1,23
	okt	1,70
	nov	2,69
	dec	3,00
Hammarbacken (Säfsjön/Säfsen)	dec-jul	0,40
	aug-nov	0,70
Grythyttan	jan	10,35
	feb	8,77
	mar	9,24
	apr	11,34
	maj	7,52
	jun	3,52
	jul	3,71
	aug	3,17
	sep	3,98
	okt	6,27
	nov	10,55
	dec	11,74
Sikfors (Norr-älgen)	jan	5,60

Kraftverk/damm	Tidsperiod	Mintappning fiskväg [m ³ /s]
Sikfors (Norr-älgen)	feb	4,69
	mar	5,38
	apr	6,93
	maj	4,14
	jun	2,07
	jul	2,45
	aug	1,99
	sep	2,61
	okt	3,94
	nov	6,24
	dec	6,53
Nykroppa	jan	3,52
	feb	3,26
	mar	3,40
	apr	3,76
	maj	2,86
	jun	1,73
	jul	1,26
	aug	0,96
	sep	1,07
	okt	1,66
	nov	2,69
	dec	3,45
Gammelkroppa	jan	2,12
	feb	1,99
	mar	1,96
	apr	2,10
	maj	1,75
	jun	1,02
	jul	0,70
	aug	0,43

Kraftverk/damm	Tidsperiod	Mintappning fiskväg [m ³ /s]
Gammelkroppa	sep	0,46
	okt	0,78
	nov	1,41
	dec	1,97
Torskebäcken	jan	0,20
	feb	0,19
	mar	0,25
	apr	0,32
	maj	0,15
	jun-jul	0,10
	aug	0,09
	sep	0,11
	okt	0,18
	nov-dec	0,24
Saxhyttan	helår	0,48
Långban (Hyttsjön)	jan	0,89
	feb	0,76
	mar	0,82
	apr	0,96
	maj	0,64
	jun-jul	0,36
	aug	0,31
	sep	0,41
	okt	0,60
	nov	0,93
	dec	1,00
Stjernfors	nov-mar	0,30
	apr-maj	0,50
	juni-sep	0,30
	okt	0,50
Blockenhus	okt-jun	0,50

Kraftverk/damm	Tidsperiod	Mintappning fiskväg [m ³ /s]
Blockenhus	jul	0,45
	aug	0,38
	sep	0,49
Sågdammen (Lesjöfors)	okt-jun	0,50
	jul	0,45
Sågdammen (Lesjöfors)	aug	0,38
	sep	0,49
Rämmen	jan	0,35
	feb	0,30
	mar	0,31
	apr	0,36
	maj	0,25
	jun	0,14
	jul	0,11
	aug	0,10
	sep	0,12
	okt	0,19
	nov	0,33
	dec	0,38
Sävenfors	helår	0,70
Mången	jan	2,42
	feb	2,02
	mar	2,49
	apr	3,48
	maj	1,90
	jun	0,99
	jul	1,24
	aug	0,97
	sep	1,30
	okt	1,92
	nov	2,92

Kraftverk/damm	Tidsperiod	Mintappning fiskväg [m ³ /s]
Mången	dec	2,91
Gravdendal (Skärsjön)	jan	0,46
	feb	0,38
	mar	0,47
	apr	0,68
	maj	0,36
	jun	0,20
	jul	0,24
	aug	0,19
	sep	0,26
	okt	0,38
	nov	0,57
	dec	0,56
Gällingen	jan	0,85
	feb	0,69
	mar	0,91
	apr	1,39
	maj	0,73
	jun	0,42
	jul	0,53
	aug	0,42
	sep	0,56
	okt	0,78
	nov	1,10
	dec	1,04
Djuprämmen	helår	0,70
Fredriksberg	jan	0,46
	feb	0,38
	mar	0,47
	apr	0,68
	maj	0,36

Kraftverk/damm	Tidsperiod	Mintappning fiskväg [m ³ /s]
Fredriksberg	jun	0,20
	jul	0,24
	aug	0,19
	sep	0,26
	okt	0,38
	nov	0,57
	dec	0,56
Hån	okt-maj	0,70
	jun	0,64
	jul	0,61
	aug	0,51
	sep	0,59
Knappforsen (Alkvettern)	helår	1,00
Nedre Tällbergsjön	jan	0,44
	feb	0,37
	mar	0,48
	apr	0,57
	maj	0,28
	jun	0,17
	jul	0,21
	aug	0,17
	sep	0,23
	okt	0,34
	nov	0,52
	dec	0,51
Stora Horssjön	jan	0,65
	feb	0,56
	apr	0,69
	maj	0,53
	jun	0,27
	jul	0,19

Kraftverk/damm	Tidsperiod	Mintappning fiskväg [m ³ /s]
Stora Horssjön	aug	0,16
	sep	0,19
	okt	0,31
	nov	0,55
	dec	0,68
Rösjön	jan	0,18
	feb	0,16
	mar	0,16
	apr	0,20
	maj	0,19
	jun	0,14
	jul	0,11
	aug	0,09
	sep	0,10
	okt	0,12
	nov	0,16
	dec	0,18
Svartsången	dec-jan	0,70
	feb	0,68
	mar	0,69
	apr	0,77
	maj	0,64
	jun	0,41
	jul	0,31
	aug	0,26
	sep	0,27
	okt	0,36
Valåsen	nov	0,55
	helår	0,70
Våtsjön - regleringsdamm	helår	0,70
Siksjön	okt-apr	0,70

Kraftverk/damm	Tidsperiod	Mintappning fiskväg [m ³ /s]
Siksjön	maj	0,61
	jun	0,37
	jul	0,47
	aug	0,37
	sep	0,50
Fiskhustjärn		-
Daglösen		-

Tabell 11. Indata per kraftverk för scenario 1.

Kraftverk/damm	Tidsperiod	Mintappning fiskväg [m ³ /s]	Mintappning genom turbin [m ³ /s]
Gullspång*	dec-mar	6	9
	apr-maj	6	9/60**
	jun-sep	6	9
	okt-nov	6	9/60**
Åtorp	helår	9,5	-
Degerfors	helår	1	8,5

Tabell 12. Indata per kraftverk för scenario 2.

* För Gullspånga kraftverk har fel indata erhållits jämfört med normförslaget. I normförslaget är mintappning 9 m³/s genom fiskväg och 6 m³/s genom turbin.

**April-maj och okt-nov: två veckor under respektive period med flöden på 60 m³/s. Övrig tid 9 m³/s.

Kraftverk/damm	Tidsperiod	Mintappning fiskväg [m ³ /s]	Mintappning genom turbin [m ³ /s]
Gullspång**	dec-mar	6	9
	apr-maj	6	9/60*
	jun-sep	6	9
	okt-nov	6	9/60*
Åtorp	helår	9,5	-
Degerfors	helår	1	8,5
Bofors	helår	3,31	-
Björkborn	helår	3,3	-
Karåsforsen	helår	4,24	-
Skråmforsen	helår	4,24	-
Brattforsen	helår	4,21	-
Älvestorp**	helår	3,64	-

Tabell 13. Indata per kraftverk för scenario 3.

* För Gullspångs kraftverk har fel indata erhållits jämfört med normförslaget. I normförslaget är mintappning 9 m³/s genom fiskväg och 6 m³/s genom turbin.

**April-maj och okt-nov: två veckor under respektive period med flöden på 60 m³/s. Övrig tid 9 m³/s.

Bilaga 3. Frågeformulär datainsamling

Frågeformulär för insamling av mätdata som skickats till kraftverksägare.

Stationsdata		
Stationsnamn		
Ägare		
Parameter	Svar	Kommentar
Stationseffekt		Stationens totala effekt i kW
Driftområde		Från – till i kW
Antal aggregat		
Fallhöjd		m
Maxflöde (genom turbinerna)		m ³ /s
Minflöde (genom turbinerna)		m ³ /s
Normalårsproduktion		GWh
Lång vattenväg (Är den sammanlagda längden på tunnlar, tuber längre än 2 * fallhöjden?)		Ja/Nej Om Ja, hur lång
Magasin		Ja/nej

Dämningsgräns (DG)		Ange höjdsystem
Sänkingsgräns (SG)		Ange höjdsystem
Ev. övriga reglerrestriktioner		Skriv här eller bifoga beskrivning
Storlek på eventuellt magasin (aktiv volym, dvs vattenvolymen mellan DG och SG)		m ³

Har stationen sålt FCR på Svk:s balanstjänstmarknad.		Ja/Nej
Har stationen sålt FRR på Svk:s balanstjänstmarknad.		Ja/Nej
Finns möjlighet till husturbindrift?		Ja/nej
Finns möjlighet till dödnätstart?		Ja/nej
Vilket nät är stationen ansluten till?		Nätägare
Vilken spänningsnivå är stationen ansluten till?		kV

Aggregatdata					
	1	2	3	4	
Turbintyp och ålder					
Märkeffekt					
Pådragsreglering					Motviktsstängning/ dubbelverkande servo/ annan (vilken?)
Synkrongenerator					Ja/nej
Varvtal generator					rpm
Om asynkrongenerator, finns reaktiv kompensering?					Ja/nej
Kan aggregatet/aggregaten köras med frekvensreglering?					Ja/nej
Spänningsreglering					Ja/Nej

Om spänningsreglering ja:

Bidrar till spänningshållning – reaktiv effektkompensering på tidsskala >15 minuter					
Bidrar till spänningsreglering – automatisk spänningsreglering på tidsskala 0,01 s – 15 min					

Eventuella reglerdammar					
	1	2	3	4	Kommentar
Namn					
Dammens placering					Koordinater
DG					möh
SG					möh
Storlek på eventuellt magasin (aktiv volym, dvs vattenvolymen mellan DG och SG)					m ³

Övrig önskad data

- > Verkningsgradskurvor för samtliga aggregat
- > Flöde för turbiner och luckor (spill och tappning) samt vattennivåmätningar i magasin för år 2010, 2011, 2012, 2013
- > Produktion (timvärden i första hand dygnsvärden i andra hand) i samtliga kraftverk åren 2010, 2011, 2012 och 2013
- > Avbördningskurvor, utskov, luckor, överfall för kraftverksdammen och eventuella reglerdammar (se nedan)
- > Volymkurvor för samtliga magasin (gäller även alla regleringsdammar (se nedan) som inte har några kraftverk)

Bilaga 4. Kalibreringsresultat

I Tabell 11 och Tabell 12 visas kalibreringsresultat per kraftverk och totalt för 2010–2011 respektive 2012–2013 och i Tabell 13 visas valideringsresultat för 2014–2015.

Kraftverk	Modellresultat produktion (MWh)	Verklig produktion (MWh)	Differens mellan modellresultat och verklig produktion (%)
Karåsen	37 225	37 443	99
Skråmforsen	18 143	19 633	92
Brattforsen	33 056	36 289	91
Gullspång	80 107	80 844	99
Åtorp	35 039	32 686	107
Degerfors	25 517	28 066	91
Bofors	15 511	16 379	95
Björkborn	9 088	10 079	90
Blankafors	6 806	7 621	89
Rockesholm	7 749	6 850	113
Älvestorp	12 939	13 406	97
Hammarn	1944	2 489	78
Hällefors	5 269	5 495	96
Silvergruvan	2 872	2 835	101
Örling	8 106	8 592	94
Älvsjöhyttan	2 270	2 034	112
Gustavsström Nedre	2 646	2 117	125
Gustavsström Övre	2 045	1 715	119
Tystupet	3 547	3 901	91
Oforsen	2 875	3 588	80
Mången	2 269	2 384	95
Gällingen	835	730	114
Sävenfors	2 451	2 833	87

Kraftverk	Modellresultat produktion (MWh)	Verklig produktion (MWh)	Differens mellan modellresultat och verklig produktion (%)
Nykroppa	6 547	7 556	87
Västgöthyttfors	9 013	9 030	100
Summa	333 867	344 593	97

Tabell 14. Kalibreringsresultat för 2010–2011. Produktion i MWh.

Kraftverk	Modellresultat produktion (MWh)	Verklig produktion (MWh)	Differens mellan modellresultat och verklig produktion (%)
Karåsen	39 525	43 589	91
Skråmforsen	19 441	20 972	93
Brattforsen	35 742	38 191	94
Gullspång	105 876	109 032	97
Åtorp	40 201	36 039	112
Degerfors	28 430	30 188	94
Bofors	16 684	18 340	91
Björkborn	9 604	10 811	89
Blankafors	7 096	7 989	89
Rockesholm	7 845	7 257	108
Älvestorp	16 087	15 825	102
Hammarn	1 786	1 631	110
Hällefors	5 975	6 278	95
Silvergruvan	2 944	2 777	106
Örling	9 034	9 389	96
Älvsjöhyttan	2 030	1 852	110
Gustavsström Nedre	3 370	2 830	119
Gustavsström Övre	4 880	5 860	83
Tystupet	1 165	1 218	96
Oforsen	4 416	4 247	104
Mången	1 785	1 642	109
Gällingen	3 931	4 364	90
Sävenfors	3 027	2 406	126
Nykroppa	7 763	8 950	87
Västgöthyttfors	8 300	8 307	100
Summa	386 934	399 984	97

Tabell 15. Kalibreringsresultat för 2012-2013. Produktion i MWh.

Kraftverk	Modellresultat produktion (MWh)	Verklig produktion (MWh)	Differens mellan modellresultat och verklig produktion (%)
Karåsen	62 021	65 382	95
Skråmforsen	27 677	29 234	95
Brattforsen	46 111	51 739	89
Gullspång	131 891	134 329	98
Åtorp	56 760	52 959	107
Degerfors	40 202	42 866	94
Bofors	20 651	21 574	96
Björkborn	15 571	16 252	96
Blankafors	9 160	10 001	92
Rockesholm	10 093	11 883	85
Älvestorp	21 233	22 273	95
Hammarn	3 627	3 801	95
Hällefors	8 683	9 055	96
Silvergruvan	3 993	4 139	96
Örling	13 098	14 398	91
Älvsjöhyttan	2 673	2 740	98
Gustavsström Nedre	4 670	5 051	92
Gustavsström Övre	4 259	4 542	94
Tystupet	6 552	7 618	86
Oforsen	4 790	7 292	66
Mången	5 026	5 533	91
Gällingen	1 970	2 198	90
Sävenfors	5 231	5 659	92
Nykroppa	9 784	12 635	77
Västgöthyttfors	17 331	17 326	100
Summa	533 057	560 477	95

Tabell 16. Valideringsresultat 2014–2015. Produktion i MWh.

Bilaga 5. Beräknad avvikelse +/-15 % mot naturlig vattenföring för scenario 1a och 2a

I Tabell 14 och Tabell 15 visas jämförelse respektive avvikelse med vattenföring med månadsmedel av SMHIs naturliga vattenföring 2010-2011 för scenario 1a respektive 2a.

Avvikelse månadsmedel	Gullspång	Åtorp	Degerfors	Bofors	Björkborn	Karåsen	Älvestorp
Oktober	166 %	145 %	124 %	124 %	142 %	183 %	191 %
November	114 %	136 %	113 %	113 %	132 %	181 %	129 %
December	104 %	103 %	126 %	126 %	104 %	111 %	108 %
Januari	36 %	74 %	96 %	96 %	75 %	59 %	65 %
Februari	91 %	109 %	76 %	76 %	106 %	154 %	167 %
Mars	142 %	154 %	124 %	124 %	154 %	168 %	140 %
April	262 %	192 %	121 %	121 %	185 %	302 %	165 %
Maj	185 %	51 %	164 %	163 %	51 %	10 %	85 %
Juni	82 %	90 %	104 %	104 %	93 %	85 %	83 %
Juli	113 %	104 %	78 %	78 %	103 %	131 %	122 %
Augusti	142 %	134 %	107 %	107 %	134 %	164 %	173 %
September	233 %	176 %	98 %	98 %	171 %	246 %	276 %
Årsmedel	112 %	109 %	103 %	103 %	109 %	122 %	121 %

Tabell 17. Vattenföring i jämförelse med månadsmedel av SMHIs naturliga vattenföring för 2010-2011, Scenario 1a. Vid exakt följsamhet är värdet 100 %.

Avvikelse månadsmedel	Gullspång	Åtorp	Degerfors	Bofors	Björkborn	Karåsen	Älvestorp
Oktober	139 %	145 %	124 %	124 %	142 %	183 %	191 %
November	114 %	137 %	113 %	113 %	133 %	184 %	133 %
December	106 %	104 %	126 %	126 %	106 %	112 %	108 %
Januari	40 %	79 %	96 %	96 %	78 %	67 %	75 %
Februari	80 %	94 %	76 %	76 %	93 %	118 %	121 %
Mars	142 %	156 %	124 %	124 %	153 %	171 %	134 %
April	284 %	187 %	121 %	121 %	180 %	290 %	165 %
Maj	204 %	54 %	164 %	164 %	54 %	20 %	114 %
Juni	73 %	90 %	104 %	104 %	92 %	82 %	75 %
Juli	125 %	115 %	78 %	78 %	114 %	152 %	147 %
Augusti	146 %	139 %	107 %	107 %	139 %	169 %	176 %
September	235 %	150 %	98 %	98 %	146 %	201 %	221 %
Årsmedel	113 %	109 %	103 %	103 %	109 %	122 %	121 %

Tabell 18. Avvikelse mot månadsmedel av SMHIs naturliga vattenförling för 2010-2011, scenario 2a.

Bilaga 6. Synpunkter från referensgruppen

I följande punkter har Svenska kraftnät sammanfattat inkomna synpunkter på denna rapport.

- > Avsaknad av lokala perspektiv
Rapporten saknar analyser kopplade till följande:

- Lokal elförsörjning
- Den lokala samhällsnyttan av lokal elproduktion
- Översvämningsrisker
- Elsäkerhet

Svenska kraftnäts kommentar: Det är viktiga perspektiv, men de täcks inte in i rapporten och ligger utanför syftet med projektet.

- > Vattenkraften utgör viktiga kulturmiljöer, vilket saknas i rapporten.

Svenska kraftnäts kommentar: Det är ett viktigt perspektiv, men täcks inte in i rapporten och ligger utanför syftet med projektet.

- > Vikten av utspridd kraftproduktion och lokal elförsörjning för elberedskap

Svenska kraftnäts kommentar: Detta täcks till viss del i promemorian som publiceras som en slutprodukt från detta projekt.

- > Det framgår inte hur resultaten tolkas av inblandade myndigheter och hur de kommer användas

Svenska kraftnäts kommentar: Detta täcks in av promemorian som publiceras som en slutprodukt från detta projekt.

- > Produktionsförluster och påverkan på vattenkraftens förmågor kopplade till byggnadsfasen av fiskvägar (att kraftverk kan behöva ställas av under längre tidsperioder vid byggnation.)

Svenska kraftnäts kommentar: Detta är ett perspektiv som är relevant för fortsatt arbete, men inget som vi har möjlighet att täcka in inom ramen för denna rapport.

- > Minimitappningarna vid Gullspångs kraftverk i scenario 3 är felaktiga

Svenska kraftnäts kommentar: Enligt föreslagna normer ska det vara 9 m³/s i fiskväg/naturfåra och 6 m³/s genom turbin. Det finns även tekniska begränsningar att öka flödet genom turbin till över 6 m³/s. Detta är omvänt i rapporten och i modelleringarna.

- > Här har det blivit fel med indata (från arbetsgruppen) till modelleringen, vilket leder till en underskattning av spilltappningen vid kraftverket.
- > Synpunkter kopplade till flöden i miljöåtgärdsscenarier
Synpunkter har lämnats avseende att vissa miljöåtgärder kan bli mer omfattande än vad som används i modelleringen och att effekten av GES-normsättning bedöms vara underskattad.

Svenska kraftnät är systemansvarig myndighet, med uppgift att på ett affärsmässigt sätt förvalta, driva och utveckla ett kostnadseffektivt, driftsäkert och miljöanpassat kraftöverförings-system. Det omfattar ledningar för 400 kV och 220 kV med stationer och utlandsförbindelser. Svenska kraftnät utvecklar transmissionsnätet och elmarknaden för att möta samhällets behov av en säker, hållbar och ekonomisk elförsörjning. Därmed har Svenska kraftnät också en viktig roll i klimatomställningen.

SVENSKA KRAFTNÄT
Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

Tel: 010-475 80 00
Fax: 010-475 89 50
www.svk.se

