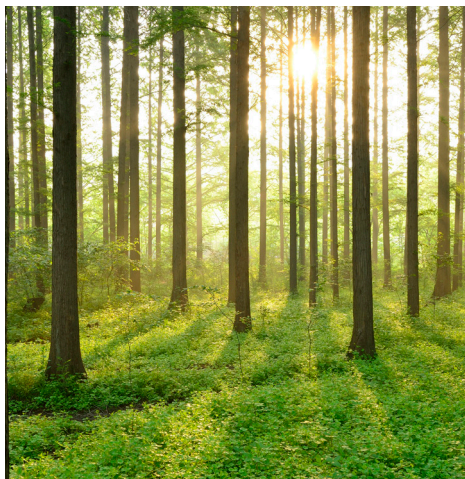


KLIMATFÖRÄNDRINGARNAS INVERKAN PÅ VATTENKRAFTENS PRODUKTIONS- OCH REGLERFÖRMÅGA

RAPPORT 2023:924



Klimatförändringarnas inverkan på vattenkraftens produktions- och reglerförmåga

Slutrapport från KLIVA-projektet

**RICHARD SCHARFF, LISA GÖRANSSON, VIKTOR WALTER,
PETER BERG, YESHEWATESFA HUNDECHA, EBBA LÖFBLAD,
JOHAN HOLM, THOMAS UNGER, EVELIN BLOM,
LENNART SÖDER OCH MIKAEL AMELIN**

ISBN 978-91-7673-924-2 | © Energiforsk februari 2023

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

De globala utsläppen av växthusgaser fortsätter att öka och vi rör oss mot en global temperaturökning på över tre grader mot slutet av seklet, såvida vi inte lyckas bryta utvecklingen. Förändringen av jordens medeltemperatur har stor påverkan på Sveriges klimat, med förändrade klimatzoner, ändrade nederbördsmonster, påverkan på snöförhållanden och avsmältning, högre vattentemperaturer, ökad avdunstning, etc. Det påverkar i sin tur energisystemet på flera sätt. Energisystemets sårbarhet ökar samtidigt som produktionsförutsättningarna för olika energislag kan komma att förändras.

Syftet med detta projekt har varit att öka kunskapen om hur klimatiförändringarna påverkar den svenska vattenkraftens produktions- och reglerförmåga samt att visa hur vattenkraften vid ett förändrat klimat kan fortsätta att vara en reglerande, säker och effektiv energiresurs.

I projektet har Energiforsk samlat ett 10-tal forskare och analytiker från Chalmers, KTH, SMHI och Profu för att fördjupa kunskapen om klimatiförändringarnas påverkan på den svenska vattenkraften. Deltagande forskare har varit: Richard Scharff (Chalmers och Vattenfall), Lisa Göransson (Chalmers), Viktor Walter (Chalmers), Peter Berg (SMHI), Yeshewatesfa Hundecha (SMHI), Ebba Löfblad (Profu), Johan Holm (Profu), Thomas Unger (Profu), Evelin Blom (KTH), Lennart Söder (KTH) och Mikael Amelin (KTH).

Energiforsk vill rikta ett stort tack till medverkande forskare och medverkande i projektets referensgrupp. Vidare vill Energiforsk tacka projektets finansiärer som har utgjorts av Vattenfall Vattenkraft, Fortum Sverige, Sydkraft Hydropower, Statkraft, Skellefteå kraft, Jämtkraft, Svenska kraftnät och Energimyndigheten.

Här redovisas resultat och slutsatser från ett projekt inom ett forskningsprogram som drivs av Energiforsk. Det är rapportförfattaren/-författarna som ansvarar för innehållet.

Sammanfattning

Syftet med detta projekt har varit att öka kunskapen om klimatförändringarnas inverkan på den svenska vattenkraften. I ett interdisciplinärt arbete har projektet analyserat hur tillrinningen förändras, hur det påverkar vattenkraftens produktions- och reglerförmåga samt hur det i sin tur kan komma att påverka den långsiktiga utformningen av elsystemet.

För att beskriva förändringar i klimatet har projektet analyserat den förändrade lokaltillrinningen till tio olika svenska älvar vid tre olika uppvärmningsnivåer, motsvarande 1,5, 2,0 och 3,0 graders global uppvärmning jämfört med förindustriella nivåer. Älvarna som har ingått i projektet är Luleälven, Skellefteälven, Umeälven, Ångermanälven, Indalsälven, Ljungan, Ljusnan, Dalälven, Göta älv och Lagan.

De pågående klimatförändringarna har en direkt påverkan på den svenska vattenkraften genom förändrad tillrinning, både i volym och över tid (både från dygn till dygn samt mellan åren). Specifika vattendrag påverkas på olika sätt och olika grad beroende på geografiskt läge och de huvudsakliga klimatologiska och hydrologiska processerna. De större älvarna i norr påverkas i stor utsträckning av mängden snö som ansamlas under vintern och tidpunkten för vårfloden, medan vattendrag i söder påverkas mer av förändringar i total nederbörd och avdunstning.

De hydrologiska analyserna i projektet visar att det sker en generell ökning av den totala tillrinningen för de snödominerade älvarna i ett varmare klimat, vilket innebär en ökad *potential* för vattenkraftsproduktion över året.

Klimatscenarioanalyserna visar också att klimatförändringarna leder till en minskad vårflodstopp (medelvärde av årsmaxima) samtidigt som vårfloden kommer tidigare under året jämfört med idag. Denna tendens, som indikerar en över året plattare tillrinningsprofil till älvarna, är tydlig redan vid de lägre uppvärmningsnivåerna och ökar för de högre uppvärmningsnivåerna.

Förändringen i lokaltillrinning i de tio älvarna vid olika uppvärmningsnivåer har använts för att undersöka klimatförändringens inverkan på vattenkraftens produktions- och balanseringsförmåga. Analyserna visar att den totala årsproduktionen stiger i de flesta snödominerande älvsystemen, medan den sjunker eller förbli konstant i de andra älvarna. Totalt indikerar analyserna att vattenkraftproduktionen förväntas stiga med mellan 2,8-4,5 TWh/år i de undersökta älvsystemen vid olika uppvärmningsnivåer. Vad gäller balanseringsförmågan indikerar analyserna att den inte minskar i ett framtida varmare klimat.

Samtidigt som de pågående klimatförändringarna påverkar vattenkraftens förutsättningar är även elsystemet i förändring, både vad gäller mixen av produktionsslag och variationer i systemet liksom ett bedömt förändrat och ökat elbehov de kommande decennierna. När vattenkraftens produktions- och balanseringsförmåga förändras, förändras även bidraget som vattenkraften kan ge

till elsystemet. Utifrån de energisystemanalyser som har gjorts i projektet, med en ökad potential till vattenkraftsproduktion i ett varmare klimat, kan vi konstatera att vattenkraften under de kommande decennierna kan ta en viktig roll för att balansera energisystemet och som komplement till framför allt vindkraften under perioder av låg vindkraftsproduktion. En ökad vattenkraftspotential leder till ett minskat behov av investeringar i sol- och vindkraftsproduktion i hela det nordeuropeiska elsystemet. Med en ökad tillrinning till följd av ett varmare klimat ökar också antalet timmar som vattenkraften producerar på maximal effekt, och i södra Norrland sker produktionen framförallt på högsta och lägsta tillåtna nivå. Samtidigt förväntas vattenmagasinen hålla en jämnare vattennivå över året på grund av en jämnare tillrinning i ett varmare klimat.

Troligen kan energisystemets utveckling de kommande decennierna, tillsammans med kommande miljöanpassningskrav, potentiellt ha en större påverkan på vattenkraftens förutsättningar och förmågor än de direkta konsekvenserna av klimatiförändringarna. Med det sagt betyder detta inte att klimatiförändringarnas påverkan på vattenkraften är obetydlig, det är en viktig parameter att beakta i den långsiktiga utvecklingen och driften av vattenkraften samt dess roll i elsystemet.

Nyckelord

Klimatförändring, hydrologi, klimatscenarier, vattenkraft, elsystem, energisystem

Summary

The aim of this project was to gain insights into the impact of global warming on the Swedish hydropower system. Both its effects on local inflows, hydropower production, the capability of hydropower to balance variations in the electric power system, as well as the combined effects on the long-term development of the electric power system have been examined from various angles.

To quantify the effects of global warming, local inflows have been modelled and analysed for three different levels of global warming: +1.5 °C, +2.0 °C, and +3.0 °C as compared to pre-industrial levels. The examined river systems are: Luleälven, Skellefteälven, Umeälven, Ångermanälven, Indalsälven, Ljungan, Ljusnan, Dalälven, Göta älv and Lagan.

Climate change has a direct impact on the Swedish hydropower system because it affects local inflows, both their volume and their distribution over time. The impact on the river systems differs, mainly depending on the geographic region and the hydrological processes that are affected. The larger river systems in the north of Sweden are strongly affected by changes in the amount of snow that accumulates during winter, and the extent of the spring flood (which occurs when the snow melts). In southern Sweden, inflows are mainly affected by changing precipitation patterns as well as increased evaporation.

The hydrological analyses executed in this project show a general increase of total inflow for the snow dominated river systems which increases the *potential* of hydropower production. The analyses also reveal that – on average – the peak during spring flood will decrease at the same time as spring flood will start earlier during the year. This implies that inflow patterns will become smoother; this trend is already visible at the lowest analysed level of global warming and increases with higher levels.

In a next step, the new climate-affected inflow patterns have been used to assess the impact on yearly production and flexibility of hydropower systems. The results show that the yearly production increases in most of the snow-dominated river systems while it remains constant or slightly decreasing in the other river systems. The total increase is assumed to amount to 2.8 – 4.5 TWh/year for all analysed river systems together. Regarding flexibility on longer time horizons (above hours), the results show that this flexibility is not affected negatively.

At the same time as global warming affects hydropower systems, the electric power system is changing, too. The dominant drivers are the transition towards more renewable energy sources, different variations that must be balanced, and significant changes on the demand side due to electrification. If the capability of hydropower plants to produce electricity and to provide medium- and long-term balancing services changes, this will have an impact on the whole electric power system. Based on energy-system analyses, we could show that hydropower will play an important role as a complement to other power sources, especially wind power, during the coming decades. Its increasing production due to climate

change will reduce necessary investments in solar PV and wind power in Northern Europe. But it will also increase the time during which hydropower stations runs at their highest possible production level. Especially in southern Norrland, hydropower will be operated mainly at highest or lowest possible production according to the results. At the same time, reservoirs levels will vary less strongly due to more smoothed inflow patterns.

Both the energy transition and adjustments of water regulation rules will most likely have a stronger impact on hydropower systems than the direct effects of global warming. However, that does not imply that the impact is not relevant. Climate change is an important factor that must be considered in the long-term development and operation of hydropower systems, and the role which they can play in the electric power system.

Innehåll

1	Inledning	10
1.1	Bakgrund och genomförande	11
1.1.1	Projektets arbetspaket och syften	11
1.1.2	Mer om de modeller som har använts i projektet	13
2	Hydrologiska konsekvenser av ett förändrat klimat	17
2.1	Inledning	17
2.2	Metodik	18
2.2.1	Globala uppvärmningsnivåer (GWL)	18
2.2.2	Klimatmodellensemble	18
2.2.3	Den hydrologiska modellen S-HYPE	19
2.2.4	Klimatfaktorer	20
2.2.5	Klimatfaktorer i Norge	21
2.3	Resultat	23
2.3.1	Utvärdering av S-HYPE tillrinningsdata	23
2.3.2	Globala uppvärmningsnivåer	25
2.3.3	Klimat effekter på årscykeln och klimatfaktorer	26
2.3.4	Klimatförändringar i årstillrinning och vårfloedstoppar	28
2.4	Slutsatser	30
3	Klimatförändringarnas konsekvenser för den svenska vattenkraften	32
3.1	Frågeställning & scope	32
3.2	Lokaltillrinning	34
3.2.1	Datakälla	34
3.2.2	HBV-modellen	37
3.2.3	Enhetlig områdesindelning för modeller i AP1 och AP2	40
3.2.4	Resultater lokaltillrinningar med klimatskalning	43
3.3	Indata till el- och energisystemmodellerna	45
3.3.1	Beräkning av tillrunnen energi	45
3.3.2	Val av referensår	49
3.4	Modell	53
3.4.1	HydroProdPlan	53
3.4.2	Modellutveckling optimering på signal från elsystemmodellen	57
3.4.3	Datauppsättning	60
3.5	Begränsningarna	60
3.6	Resultat	62
3.6.1	Produktionsförmåga	63
3.6.2	Balanseringsförmåga	66
3.7	Slutsatser	71
4	Konsekvenser på elsystemnivå av klimatförändringarnas påverkan på vattenkraften	74

4.1	Inledning	74
4.2	Metod	75
4.3	Resultat	78
4.4	Diskussion	82
4.5	Slutsatser	83
5	Klimatförändringarnas påverkan på energisystemets långsiktiga utveckling	84
5.1	Inledning	84
5.2	Allmänt om TIMES-metodiken	84
5.3	TIMES-NORDIC-modellen	86
5.3.1	Viktiga beräkningsförutsättningar	86
5.3.2	Typiska beräkningsresultat	87
5.3.3	Vattenkraftens beskrivning i TIMES-NORDIC	87
5.4	Modellbeskrivning av klimatförändringar och förändrade miljötillstånd i TIMES-NORDIC	88
5.4.1	Beräkningsfall	90
5.5	Resultat	90
5.6	Elpriseffekter	93
5.7	Kort reflektion om skillnaderna mellan resultaten i kap 4 och kap 5	95
5.8	Slutsatser	96
6	Klimatförändringarnas inverkan på vattenkraftens produktions- och balanseringsförmåga	99
6.1	Förändrade tillrinningar	100
6.2	Klimatförändringarnas påverkan på Vattenkraftens Produktions- och balanseringsförmåga	100
6.3	Klimatförändringarnas påverkan på vattenkraften får konsekvenser på El- och energisystemnivå	101
6.4	Avslutande diskussion om Vattenkraftens förändrade förutsättningar i ett systemperspektiv	102
7	Behov av fortsatt forskning	104
7.1	Miljöanpassningsåtgärder i vattenkraften	104
7.2	Klimatprojektioner	104
7.3	Reglerrutiner i S-HYPE	105
7.4	Extremväderhändelser	105
7.5	Klimatförändringarnas påverkan på den norska vattenkraften	106
7.6	Beskrivning av vattenkraften med hjälp av ekvivalenter	106
8	Referenslista	108
Bilaga A	Resultat från vattenkraftsmodellen	112
Bilaga B	Kostnader och indata till el- och energisystemmodellerna	113
Bilaga C	Resultat med kärnkraft i södra Sverige	116

1 Inledning

De pågående klimatförändringarna kommer på sikt att ha en stor påverkan på Sveriges klimat med bland annat förändrade klimatzoner, förändrade nederbördsmönster, påverkan på snöförhållanden och avsmältning, påverkan på isläggning, högre vattentemperaturer och ökad avdunstning. Det är därför viktigt att få en samlad bild av klimatförändringarnas påverkan på vattenkraftens förmåga att balansera elsystemet beaktat hur energisystemet i övrigt förändras och vilka nya behov som uppstår i det framtida energisystemet.

Detta projekt – *Klimatförändringarnas inverkan på vattenkraftens produktions- och reglerförmåga (KLIVA)* – har syftat till att öka kunskapen om hur vattenkraften vid ett förändrat klimat kan fortsätta att vara en reglerande, säker och effektiv energiresurs. Ett övergripande mål har varit att undersöka hur klimatförändringarna vid 1,5, 2,0 och 3,0 graders global höjning av jordens medeltemperatur påverkar den svenska vattenkraftens produktions- och balanseringsförmåga¹. Vidare har ingått i projektet att analysera hur förändrade förutsättningar för vattenkraften, i form av förändrad produktions- och balanseringsförmåga, kan komma att påverka den långsiktiga utvecklingen av Sveriges el- och energisystem, och hur detta i sin tur ställer nya krav på vattenkraften.

Projektets delmål har varit att:

- Beskriva förändrade hydrologiska förutsättningar för vattenkraften.
- Beskriva hur vattenkraften och produktionspotentialen från vattenkraft på stationsnivå påverkas av klimatförändringar.
- Beskriva hur körmönstren för vattenkraften kan komma att förändras på grund av klimatförändringarna i kombination med omställningen av energisystemet.
- Utveckla vattenkraftmodellerna och energisystemmodellerna för att bl.a. möjliggöra att klimatförändringarna på sikt kan inkluderas i framtida långtidsscenarier för energisystemets utveckling.

Projektet hade även inledningsvis en ambition att ge kompletterande underlag för framtida analyser av klimatförändringarnas påverkan på dammsäkerhet och den kommande omprövningen av svensk vattenkraft. Några analyser av dammsäkerhetspåverkan har dock ej varit möjliga på grund av ansatsens begränsningar vad gäller möjligheten att även inkludera extremväderhändelser. Vad gäller konsekvenserna av de kommande miljöanpassningskraven kommer

¹ På svenska använda begreppet *reglering* ibland synonymt med engelska *balancing*, ibland dock specifikt för flexibilitet och systemtjänster som används under tidsperioder kortare än ett antal timmar, t.ex. frekvensreglering. I vattenkraftsammanhang spelar även mer långvariga variationer en stor roll, som på svenska oftast beskrivs med begreppet *balansering*. I KLIVA-projektet tittar vi på variationer mellan timmar och uppåt samt hur vattenkraftens flexibilitet kan användas för att balansera dem. Därför använder vi begreppet *balanseringsförmåga* i rapporten.

frågeställningen och mer detaljerade analyser göras inom ramen för ett nyligen (hösten 2022) startat Energiforsksprojekt *Hållbar vattenkraft i framtidens energisystem (HÅVEN)* som beskrivs i avsnitt 7.1.

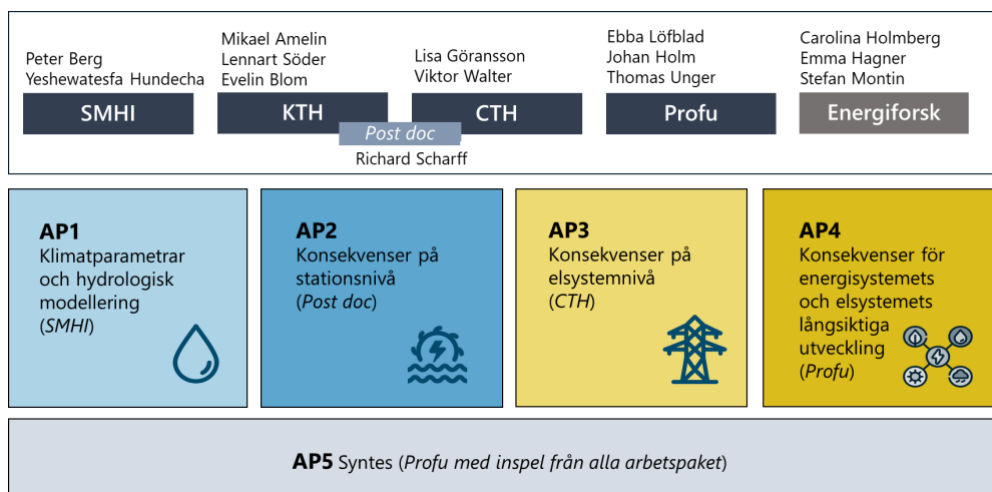
1.1 BAKGRUND OCH GENOMFÖRANDE

Inom ramen för Energiforsksprojektet *Klimatförändringarnas inverkan på energisystemet (Klimpen)* som pågick mellan 2019-2021 identifierades, i delprojektet om vattenkraften, ett behov av att mer fördjupat kunna beskriva vattenkraftens förutsättningar och förmåga att i ett förändrat klimat kunna balansera det framtida energisystemet. För att kunna beskriva dessa förändringar lyftes behovet av modellutveckling och iterativ modellering mellan el- och energisystemmodeller och vattenkraftsmodeller, utöver input av klimatfaktorer från hydrologiska modeller. I detta syfte initierades därför projektet *Klimatförändringarnas inverkan på vattenkraftens produktions- och reglerförmåga (KLIVA)*.

Projektet har pågått under drygt två år mellan hösten 2020 och januari 2023 med forskare från SMHI, KTH, Chalmers och Profu. Projektets referensgrupp har bestått av representanter från vattenkraftsföretagen och myndigheter. Projektet har även haft viss samverkan med norska vattenkraftsaktörer. Projektgruppen vill här passa på att rikta ett stort tack för de inspel som vi har fått från referensgruppen under projektets gång, det har varit mycket värdefullt.

1.1.1 Projektets arbetspaket och syften

Analysarbetet har varit indelat i fem arbetspaket. Rapportens upplägg följer i stort arbetspaketens indelning. En översikt av arbetspaketen och projektgruppen ges i Figur 1.



Figur 1. Översikt över deltagande forskare och arbetspaket i KLIVA. Richard Scharff och Lisa Göransson har koordinerat forskningen och de olika forskarna, Ebba Löfblad har varit projektkoordinator tillsammans med Energiforsk.

AP1. Klimatparametrar och hydrologisk modellering. Detta arbetspaket har letts av SMHI och har syftat till att visa på klimatförändringarnas påverkan på

lokaltillrinningen. Utifrån hydrologiska klimatscenarier från en klimatmodellensemble har klimatfaktorer tagits fram som beskriver skillnaden mellan en framtid med stigande global uppvärmning jämfört med referensperioden 1971-2000. Dessa klimatfaktorer används sedan i de andra arbetspaketen.

Arbetet inom AP1 beskrivs huvudsakligen i kapitel 2.

AP2. Konsekvenser på stationsnivå. Detta arbetspaket har letts av post doc Richard Scharff, Chalmers Energiteknik (tjänstledig från Vattenfall) tillsammans med Lisa Göransson, Chalmers och Mikael Amelin, KTH. Arbetspaketet har syftat till att undersöka klimatförändringarnas påverkan på vattenkraftens produktions- och balanseringsförmåga utifrån förändrade lokaltillrinningar. Vattenkraften beskrivs på stationsnivå, och hydrologiska data samt klimatfaktorer från AP1 har ingått som indata till modellerna av det svenska vattenkraftssystemet. För varje älvsystem undersöks hur produktionsplaner påverkas av klimatförändringarna jämfört med hur det har sett ut historiskt.

Arbetet inom AP2 beskrivs huvudsakligen i kapitel 3.

AP3. Konsekvenser på elsystemnivå. Detta arbetspaket har letts av Chalmers och syftat till att, med hjälp av en elsystemmodell, undersöka hur den förändrade elsystemsammansättningen på grund av en förändrad vattenkraftsproduktion är förenlig med vattenkraftens förutsättningar i ett varmare klimat.

Ett till syfte med detta arbetspaket har varit att utvärdera de resulterande körplaner från elsystemmodellen i en detaljerad vattenkraftmodell, t.ex. för att identifiera situationer där produktionsplanen inte kan uppnås, analysera likheter mellan dessa situationer och att återföra insikterna till att justera beskrivningen av vattenkraften i elsystemmodellen. Här stötte vi dock på hinder i optimeringsmiljön som vattenkraftmodellen använder samt att det behövs data om minproduktion per kraftstation, se avsnitt 3.4.2.

Arbetspaketet omfattar jämfört med AP1 och AP2 ett större geografiskt område varför vattenkraften beskrivs på ett aggregerat sätt med hjälp av en ekvivalent² per område. Tillrinningsdata har i AP2 räknats om till tillrunnen energi och använts som indata till AP3. I arbetet undersöks och jämförs hur elsystemet i norra Europa skulle kunna se ut år 2050 i ett fall med och ett fall utan klimatförändringar i form av förändrad tillrinning.

Arbetet inom AP3 beskrivs huvudsakligen i kapitel 4.

AP4. Konsekvenser för energisystemets långsiktiga utveckling. Detta arbetspaket har letts av Profu, som med hjälp av en modell över hela det nordeuropeiska energisystemet har analyserat hur klimatpåverkan tillsammans med andra förändrade förutsättningar kan komma att påverka den långsiktiga utvecklingen över tid av Sveriges energisystem.

² Ekvivalenter utvecklas för att beskriva vattenkraftens samtliga stationer och magasin inom ett geografiskt område. Med hjälp av dessa aggregerade "enheter" minskas komplexiteten som är en nödvändig förutsättning för att kunna analysera stora geografiska områden som t.ex. hela norra Europa.

Energisystemmodellen som har använts inom detta arbetspaket skiljer sig i vissa avgörande delar från den som används i AP3. AP4 – som ska ses som ett delvis fristående arbetspaket från övriga – tillkom som ett önskemål från Energimyndigheten att inkludera klimatförändringarna i den energisystemmodell hos Profu som används i arbetet med Energimyndighetens långsiktiga scenarier. Arbetet i AP4 har därmed också kommit till användning i Energimyndighetens pågående studie *”Långsiktiga scenarier över Sveriges energisystem 2022”* (tänkt att publiceras en bit in på 2023).

Inom detta arbetspaket har det även gjorts en mycket övergripande analys av konsekvenserna av miljöanpassningskrav på den svenska vattenkraften utifrån ett antagande om en nationell produktionsförlust på 1,5 TWh i kombination med en ökad produktionspotential för den svenska vattenkraften i ett varmare klimat.

Det är viktigt att lyfta fram att en delvis annan klimatscenariokontext har nyttjats i detta arbetspaket jämfört med AP1-AP3. Skälet till detta är att Energimyndigheten i sina analyser av den långsiktiga utvecklingen för Sveriges energisystem följer klimatscenario RCP4.5. Även syftet med AP3 och AP4 skiljer sig åt och man kan och ska därför inte heller jämföra resultaten från de olika modelleringarna. I avsnitt 5.7 beskrivs de huvudsakliga och viktigaste skillnaderna mellan modellerna och analysresultaten.

Arbetet inom AP4 beskrivs huvudsakligen i kapitel 5.

AP5. Syntes och sammanfattande slutsatser från projektets analyser. Detta arbetspaket har hållits samman av Profu med stöd av alla deltagande forskare och har utgått från slutsatserna från respektive arbetspaket (AP1-AP4).

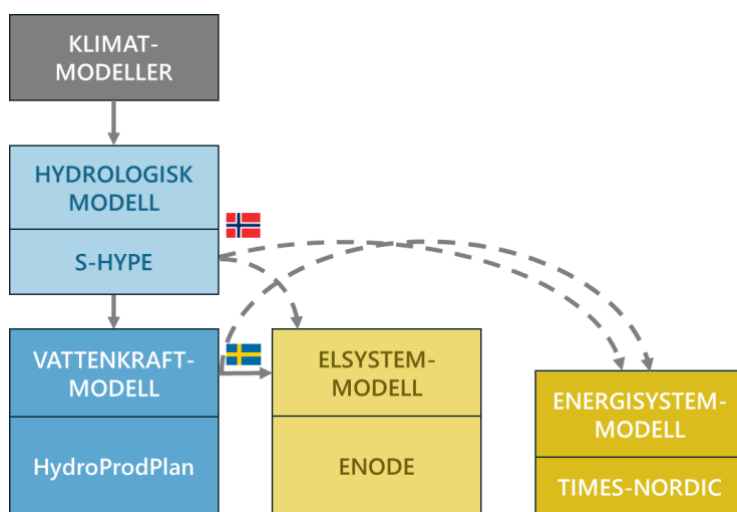
De övergripande slutsatserna och syntesen framgår av kapitel 6.

Slutligen, i kapitel 7, ges en kortare beskrivning av identifierat fortsatt forskningsbehov och kommande arbete.

I kapitel 2-6 samt bilagorna använder vi beteckningar **GWL1,5°C**, **GWL2,0°C**, och **GWL3,0°C** för att hänvisa till tre undersökta utfall av ett varmare klimat. Refererar vi till dem i sin helhet, används **GWLer** eller **GWLerna**. Detta beskrivs i detalj i avsnitt 2.1.

1.1.2 Mer om de modeller som har använts i projektet

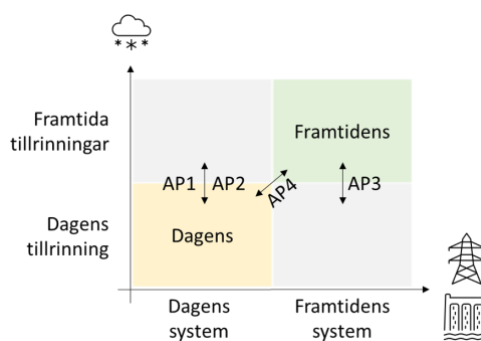
KLIVA har haft ett stort fokus på att använda och utveckla samt länka samman olika typer av modeller. Kopplingarna mellan projektets olika delar samt de huvudsakliga modellerna som har använts visas övergripande i Figur 2. Den hydrologiska modellen utvärderas för flera olika klimatprojektioner, resultaten skickas vidare till vattenkraftmodellen. I vattenkraftmodellen beräknas den tillrunna energin för varje älvsystem i Sverige som är indata till el- och energisystemmodellen. För norsk vattenkraft används en förenklad ansats där vi inte använder vattenkraftmodellen. Energisystemmodellen sätter frågeställningen i en ännu större kontext för att komplettera bilden.



Figur 2. En översikt över arbetspaketen och de modeller som har använts. Flaggorna syftar på varifrån de svenska respektive norska tillrinningarna (och därmed produktionspotentialerna) härstammar ifrån, mer om det i kapitel 2.2.

Modellerna har olika funktioner: Klimatmodeller beskriver för klimatet (och klimatförändringarna) relevanta processer. Hydrologiska modeller beskriver processer som påverkar vattenföring i ytvatten, mark, grundvatten och snö. Vattenkraftmodellen beräknar hur vattenresursen kan användas optimalt. El- och energisystemmodellerna är investeringsmodeller som beskriver hur det befintliga el- respektive energisystem kan utvecklas till kostnadsoptimala framtida system.

Varje arbetspaket intar olika perspektiv som illustreras i Figur 3 där vi skiljer mellan två dimensioner: Hur vattenresursen förändras (från dagens till framtida lokaltillrinningar) samt hur vattenkraftsystem och elsystemet förändras. Vattenkraftsystemet förändras från dagens system till ett framtida system exempelvis genom miljöåtgärder eller effekthöjningar i befintliga vattenkraftstationer; elsystemet t.ex. genom fortskridande elektrifiering och omställning till högre andelar vind- och solkraft.



Figur 3. Fokus i arbetspaketen.

- AP1 beskriver klimatförändringarnas påverkan på tillrinningarna
- AP2 beskriver påverkan av de förändrade tillrinningarna på vattenkraften
- AP3 beskriver skillnader i ett framtida elsystem med och utan förändrade tillrinningar m.m.
- AP4 beskriver vägen från dagens energisystem till ett framtida system som har påverkas av klimatförändringarna, miljöanpassningar för vattenkraften m.m.

Bortsett från syftet skiljer sig modellerna från varandra i den modellerade detaljnivån och den geografiska täckningen, se Tabell 1. Ju större geografiskt område som täcks av modellerna, desto lägre geografisk upplösning har de.

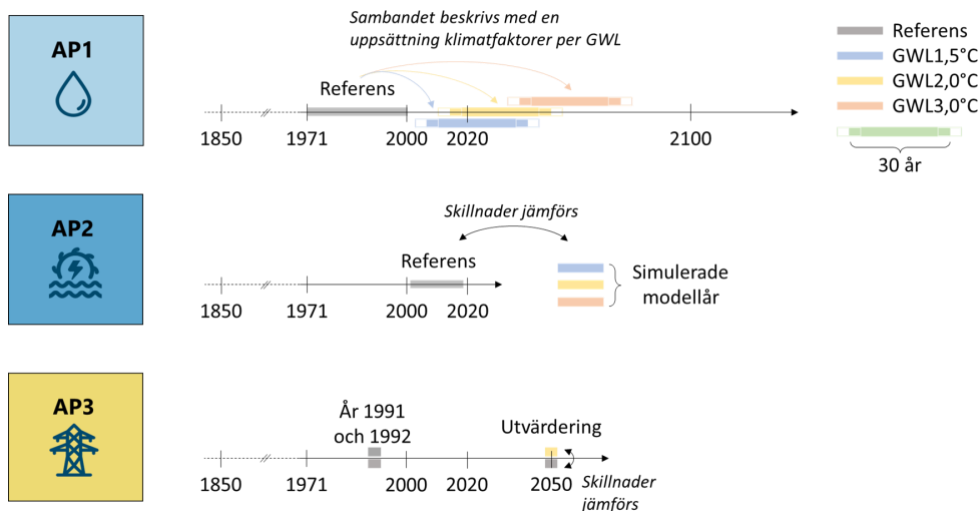
Tabell 1. Geografisk upplösning och täckning per modell. Områdesbegreppen för vattenkraftssystem förklaras i avsnitt 3.2.3.

Modellnamn (AP)	Geografisk upplösning	Geografisk täckning
Ett flertal globala och regionala klimatmodeller (indata till AP1)	Ett antal längd-/breddgrader per cell respektive ett fåtal kvadratkilometer	Världen respektive delar av t.ex. Europa
S-HYPE (AP1)	Delavrinningsområde	Delavrinningsområde
HydroProdPlan (AP2)	Kraftstation & magasin	Älvsystem
HBV (indata till AP2)	Delområde	Prognosområde
ENODE (AP3)	Elområde	Nordeuropa
TIMES-NORDIC (AP4)	Elområde	Nordeuropa

I KLIVA-projektet används modellerna för att beskriva vattenkraften i tio älvsystem³ i Sverige: Luleälven, Skellefteälven, Umeälven, Ångermanälven, Indalsälven, Ljungan, Ljusnan, Dalälven, Göta älv och Lagan.

I samband med klimatiförändringar är det även relevant vilka tidsperioder som utgör en modells referensperiod. Medan klimatiförändringarna alltid beskriver förändringen utifrån temperaturnivån under förindustriell tid, används referensperioden för att kalibrera modellen. Sedan är det viktigt att veta för vilken tidsperiod som modellkörningarna har gjorts, i och med att klimatiförändringarna pågår över tid, alternativt att specificera den uppnådda globala uppvärmningen (GWL). Detta illustreras i Figur 4 för AP1 – AP3. AP4 ska ses som ett mestadels fristående arbete, och ingår därför inte i Figur 4.

³ Begreppet *älvsystem* används för att tydliggöra att samtliga biflöden samt konstgjorda kanaler, tunnlar etc. (som leder vatten från ett ställe i älvsystemet till ett annat ställe) ingår. Ångermanälvens älvsystem omfattar t.ex. även Faxälven och Fjällsjöälven.



Figur 4. Översikt av de olika referensperioderna och modellåren som har använts i AP1, AP2 och AP3 arbetspaketet. Som nämns ovan skiljer sig AP4 från övriga AP i sin ansats och kontext, vilket beskrivs mer i kapitel 5.

Samtliga modeller sammanfattas i Tabell 2. Fler detaljer om varje modell beskrivs i respektive kapitel.

Tabell 2. Relevanta tidsperioder för de använda modellerna. Ett streck betyder att val av perioden antingen inte är relevant för KLIVA-projektet, t.ex. eftersom modellen beskriver en statisk situation.

Modellnamn (AP)	Referensperiod	Utvärderingsperiod
Ett flertal globala och regionala klimatmodeller (indata till AP1)	1971-2000	Där den globala medeltemperaturen har höjts med 1,5, 2,0, och 3,0 °C jämfört med förindustriell tid över hela ensemblen
S-HYPE (AP1)	--	--
HydroProdPlan (AP2)	2001-2019	GWL1,5°C, GWL2,0°C, GWL3,0°C
HBV (indata till AP2)	--	--
ENODE (AP3)	1991-1992	GWL2,0°C år 2050
TIMES-NORDIC (AP4)	--	Följer klimatscenario RCP4,5 för 2005-2050 ⁴

⁴ Som beskrivs i kapitel 4: Det innebär enligt IPCC (2021) grovt räknat att vi når +1,5 grader runt 2030-2040 och knappt +2 grader runt 2050.⁴ Som underlag för TIMES-NORDIC-modellen har vi därför utnyttjat klimatsignalen för vattenkraften motsvarande +1,5 grader till modellår 2035 och +1,8 grader ("knappt +2 grader") till modellår 2050. RCP står för "Representative Concentration Pathways" och är de scenarier som används i IPCC:s arbete.

2 Hydrologiska konsekvenser av ett förändrat klimat



Frågeställningen i den här kapitlen handlar om klimatförändringarnas påverkan på lokaltillrinningen. Med hjälp av klimatmodeller drivs den hydrologiska modellen S-HYPE för att beräkna lokaltillrinning per ålvsträcka. Älvsträckorna identifieras utifrån ett vattenkraftperspektiv där hela älven delas in i sträckor som avgränsas av två angränsande magasin eller kraftstationer. Arbetet resulterar i så kallade klimatkfaktorer som beskriver skillnaden mellan en framtid med stigande global uppvärmning jämfört med referensperioden 1971–2000. Dessa klimatkfaktorer används sedan i de andra arbetspaketen.

2.1 INLEDNING

Detta avsnitt beskriver hur klimatpåverkan på tillrinningen till vattenkraften har beräknats och vilka de huvudsakliga förändringarna är för de svenska älvar som ingår i projektet. Utgångspunkten är att beskriva klimatförändringar under så kallade globala uppvärmningsnivåer som kan jämföras med politiska mål under Parisavtalet.

De pågående klimatförändringarna har direkt påverkan på vattenkraftsindustrin genom förändrade totala mängder tillgängligt vatten och fördelningen av tillrinning till vattenmagasinen under året. Specifika vattendrag kan påverkas olika beroende på geografiskt läge och de huvudsakliga klimatologiska och hydrologiska processerna. De större älvarna i norr påverkas i stor utsträckning av mängden snö som ansamlas under vintern och tidpunkten för vårfloden, medan vattendrag i söder påverkas mer av förändringar i total nederbörd och avdunstning.

För att beskriva förändringar i klimatet har projektet använt olika globala uppvärmningsnivåer (GWL - *Global Warming Levels*) för en period där världen har värmts upp med 1,5, 2,0 eller 3,0°C över förindustriella nivåer. Detta kan jämföras med de politiska målen i Parisavtalet med att begränsa den globala uppvärmningen till under 2,0 och helst 1,5°C. Hittills har jorden värmts upp med drygt en grad över förindustriell nivå. I Sverige sker ökningen snabbare och har sedan förindustriell tid ökat med ca 1,7°C⁵.

⁵ <https://www.smhi.se/kunskapsbanken/klimat/sveriges-klimat/temperaturens-okning-i-sverige-sedan-1800-talet-1.158913> (datum: 2022-08-30).

Data från SMHI:s nyutvecklade klimatscenariotjänst⁶ med den hydrologiska modellen S-HYPE (Lindström m.fl., 2010) har utgjort grunden för att ta fram scenarier för förändrad tillrinning till vattenkraftsmagasin i tio svenska älvar. För att driva projektets modeller för elsystemet beräknas klimatologiska förändringsfaktorer för varje vattenkraftsmagasin som sedan kan appliceras på utvalda referensår inför modellering i vattenkraftsmodellen.

Det här kapitlet beskriver metodiken för att beräkna klimatiförändringar i tillrinningen, samt analys och utvärdering av de olika processtegen och slutsatser kring klimatiförändringarnas konsekvenser.

2.2 METODIK

2.2.1 Globala uppvärmningsnivåer (GWL)

IPCC (2021) definierar GWL som den 20-årsperiod som först överstiger ett givet gradtal, TGWL, över en förindustriell tid som är satt till 1850-1900. Här frångår vi IPCCs definition och följer istället (Nikulin 2018) som utgår från 30-årsperioder och en definition av förindustriell tid satt till 1861-1890. Detta motiveras av flera anledningar: (i) en tidigare Energiforskrapport (Kjellström m.fl., 2021) om klimatiförändringar har använt samma definition, (ii) en 30 års klimatologisk period beskriver klimatet bättre, (iii) vi definierar förindustriell tid som perioden 1861-1890 eftersom en av modellerna som används inte är tillgänglig längre tillbaka än 1861.

Ingen av de regionala klimatmodellerna har simulerat den förindustriella perioden, och klimatiförändringar kommer därför analyseras för den framtida GWL-perioden jämfört med en referensperiod som är satt till 1971-2000.

2.2.2 Klimatmodellensemble

Ensemblen av klimatmodeller valdes ut inför de hydrologiska effektstudierna i SMHI:s klimatscenariotjänst⁷, se Tabell 3., för att inkludera all modeller som simulerat alla tre utsläppsscenarierna (RCP2,6, RCP4,5 och RCP8,5) vid tillfället för utvecklingen av tjänsten. Eftersom det endast är det högre utsläppsscenario RCP8,5⁸ som uppnår 3,0°C global uppvärmning innan år 2100 har endast detta scenario använts för alla analyser i det här projektet. Observera att nivåerna för 1,5 och 2,0 grader infaller i ungefär vid samma framtida tidsperioder för alla tre utsläppsscenarioer och påverkas därför inte märkbart av det valet.

⁶ <https://www.smhi.se/klimat/framtidens-klimat/fordjupade-klimatscenarier/hyd/-/nederbord/rcp45/2071-2100/year> (datum: 2022-08-30).

⁷ <https://www.smhi.se/klimat/framtidens-klimat/fordjupade-klimatscenarier/hyd/-/nederbord/rcp45/2071-2100/year> (datum: 2022-08-30).

⁸ RCP8,5 beskriver en framtid där vi människor fortsätter att öka utsläppen mycket kraftigt. Utsläppen av koldioxid är år 2100 tre gånger högre än 2020. RCP8,5 innebär mycket högre utsläpp än vad Parisavtalet medger.

Tabell 3. Globala och regionala klimatsimuleringar som analyserats inom ramen för KLIVA-projektet. Detaljerade beskrivningar av respektive modeller finns i Taylor et al. (2012) för de globala modellerna i Vautard et al. (2020) för de regionala modellerna.

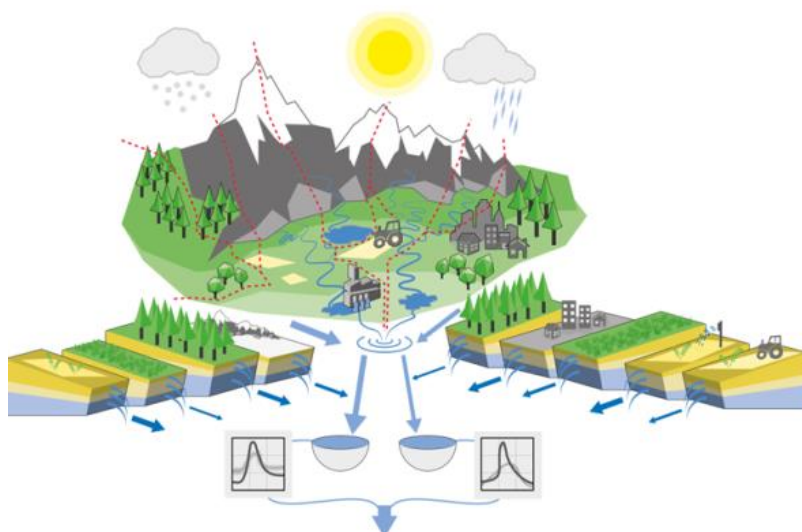
Global modell	Experiment	Regional(a) modell(er)
CNRM-CM5	r1i1p1	ALADIN63, RACMO22E
EC-EARTH	r3i1p1	HIRHAM5
	r12i1p1	CCLM4-8-17, REMO2015, RACMO22E, RCA4
MPI-ESM-LR	r1i1p1	CCLM4-8-17, REMO2009, RCA4
	r2i1p1	REMO2009
HadGEM2-ES	r1i1p1	HIRHAM5, REMO2015, RACMO22E, RCA4
NorESM1-M	r1i1p1	REMO2015, RCA4

2.2.3 Den hydrologiska modellen S-HYPE

S-HYPE (*Sverige – Hydrological Predictions of the Environment*; Lindström m.fl., 2010) beräknar vattenföring och andra hydrologiska parametrar baserat på matematiska representationer av lagrings- och flödesprocesser i och på marken samt i sjöar och vattendrag (Figur 5). Modellen används operationellt av SMHI för att beskriva nuläge och att ställa prognoser på dagar till månader framåt. Här används modellen för att beräkna hur klimatförändringar påverkar hydrologin.

Den rumsliga indelningen i S-HYPE följer vattendragens avrinningsområden, och modellen beräknar vattenbalansen i cirka 40 000 delavrinningsområden i Sverige samt angränsande uppströmsområden.

Modelleringen omfattar också sjöarnas och dammarnas påverkan på flödesdynamiken, vilket beskrivs i detalj av Arheimer och Lindström (2014). I stora drag har reglering (vattenkraftens omfördelning av vatten under året) av vattenföring under året utförts för över 500 sjöar och magasin, samt ett tjugotal diversioner, det vill säga överkopplingar mellan vattendrag. Denna omfördelning av vattenföringen mellan sommar och vinter har kalibrerats explicit där det finns mätstationer och konceptuellt för mindre magasin. Regleringsrutinen antas tidsinvariant under hela perioden som simuleras.



Figur 5. Konceptuell figur av HYPE med ingående processer och beskrivning av landskapet.

Eftersom många av Sveriges vattendrag är utbyggda är flertalet regleringar modellerade som säsongsberoende nyckelvärden av till exempel magasinstorlek, produktionsflöden med mera. Magasinsnätverk inkluderar överledningar mellan avrinningsområden, även de finns parametriserade i modellen.

Regleringsantaganden är oförändrade under effektmodelleringen.

S-HYPE beskriver i nuläget inte den lokala tillrinningen, Q , till vattenkraftsmagasinen. Därför har tillrinningen uppskattats genom att från den totala tillrinningen subtrahera vattenföring från alla uppströms liggande magasin. Ansatsen bortser från fördröjning i vattnets gång från det uppströms området och kan ge missvisande och till och med negativ tillrinning i vissa fall. Detta åtgärdas genom att applicera ett löpande medelvärde med ett 10-dagars fönster, vilket effektivt tar bort effekten av fördröjningar som typiskt kan vara upp till en vecka. Passande delavrinningsområden i S-HYPE identifierades för varje enskilt magasin i vattenkraftmodellen, med fokus på att få en bra överensstämmelse med flödesdynamiken och magnituden på flödet, i jämförelse med vattenkraftsföretagens operationella data från den hydrologiska HBV-modellen⁹. Lokaltillrinning för delavrinningsområden som inte ingick i HBV-modellen på samma detaljnivå som i vattenkraftmodellen aggregerades i respektive nedströmsmagasin.

2.2.4 Klimatfaktorer

Inom projektet har olika modeller använts för att räkna på energiproduktion från vattenkraft och hur detta passar in i elsystemet och framtida förändrade behov (se kapitel 4). Då modellerna är beräkningstunga kan de endast simulera kortare perioder, vilket i det här projektet innebär ett par representativa år från observerade tidsserier. För att säkra robusta signaler för klimatförändringar används en *delta-change-metod* (Gleick, 1986). Det innebär att faktorer som beskriver

⁹ Förkortningen står för dåvarande *Hydrografiska Byråns Vattenavdelning* (Bergström, 1976).

klimatförändringarna beräknas från medianen av de hydrologiska beräkningarna med hela ensemblen av klimatmodeller, vilka sedan appliceras på historiska tidsserier för att transformera dem till ett givet framtida scenario. Metoden har använts i olika former och här definieras klimatkfaktorerna från en klimatologisk tillrinningsserie $Q(t)$ med dygnsupplösning för en historisk och en framtida global uppvärmningsnivå ($GWL_{x,x}$):

$$\Delta(t) = \frac{Q_{GWL_{x,x}}(t)}{Q_{hist}(t)}$$

Där t anger dag under året ($t \in [1,365]$ med start den 1:a januari). $\Delta(t)$ multipliceras sedan med det utvalda referensåret för att transformera det till den angivna globala uppvärmningsnivån. Vid skottår upprepas faktorn för $t = 365$.

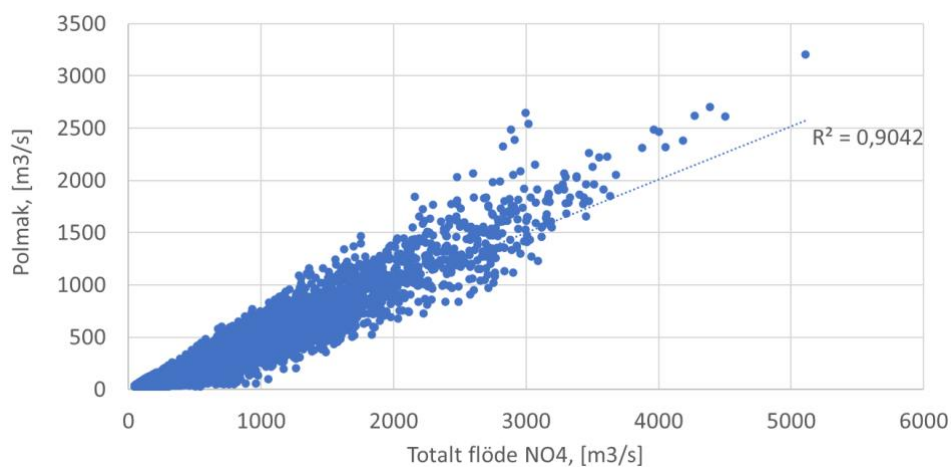
Eftersom metoden fokuserar på medianförändringar och i påföljande steg appliceras på observerade tidsserier kommer förändringar i extremer inte att fångas direkt, utan endast genom att modulera extremer som redan finns i de observerade tidsserierna. Det kan därför ske att en historisk extrem skaleras ner (om klimatsignalen för det datumet anger en minskning i tillrinning) eller vice versa.

2.2.5 Klimatkfaktorer i Norge

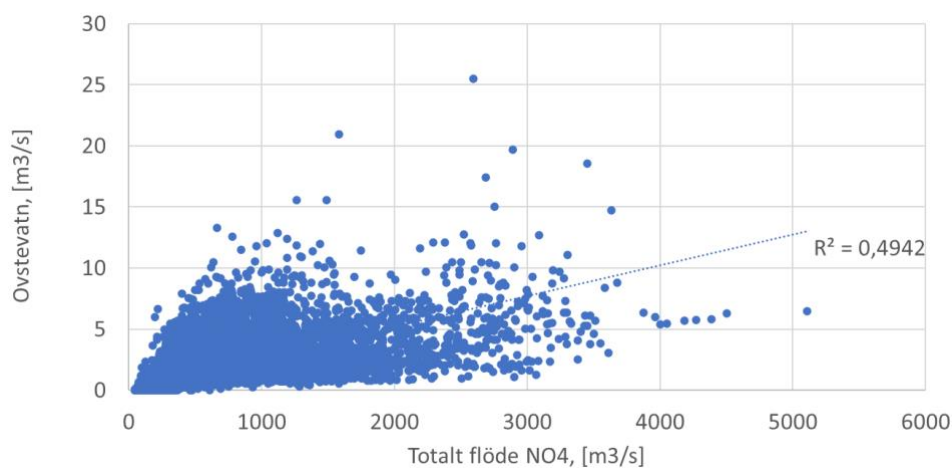
I Nordens energisystem kommer en stor andel av elproduktionen från vattenkraft och Norge tillgodoser den absoluta majoriteten av sin elkonsumtion med vattenkraft. Inom projektet är Sverige fokusområdet men en enklare ansats har använts för att i energisystemmodellerna fånga att även norsk vattenkraft påverkas av ett varmare klimat.

För Norge har en geografisk plats (med tillhörande avrinningsområde) per elområde använts vid beräkning av klimatkfaktorer och detta är jämfört med Sverige en förenkling, där hela älvsträckor med tillhörande avrinningsområden studerats. Den plats som bestämmer hela elområdets förändrade tillrinning har tagits fram genom att använda historiska vattenföringsdata för produktionsplanering i Norge¹⁰ och beräkna vilket vattendrag/mätstationsflöde som uppvisar god korrelation med hela elområdets flödesbild. I datasetet finns cirka 80 vattendrag representerade och dessa har härletts till respektive elområde. Vattenföringsdata sträcker sig hela vägen tillbaka till 1958 och tidsupplösningen är ett dygn. Figur 6 och Figur 7 visar två exempel på enskilda vattendrag i NO4 (elområde 4 i Norge) som för hela tidsserien uppvisar stark (Polmak) respektive svag (Ovstevatn) korrelation jämfört med total vattenföring i NO4.

¹⁰ <https://www.nve.no/vann-og-vassdrag/hydrologiske-data/historiske-data/historiske-vannforingsdata-til-produksjonsplanlegging/>.



Figur 6. Flöde genom mätstation i Polmak (y-axel) och flöde genom hela NO4 (x-axel). God korrelation.



Figur 7. Flöde genom mätstation i Ovstevatn (y-axel) och flöde genom hela NO4 (x-axel). Svag korrelation.

Tabell 4. visar vattendrag med tillhörande avrinningsområde som har representerat respektive elområde i Norge.

Tabell 4. Överblick över mätstationer i vattendrag som har använts för att representera tillrinning i de norska elområden.

Prisområde	Vattendrag	Decimalgrader (mätstation)
NO1	Knappom	60,641134°N, 12,047104°E
NO2	Stordalsv	59,700250°N, 6,084829°E
NO3	Rinna	62,984958°N, 9,407086°E
NO4	Polmak	70,072286°N, 28,056620°E
NO5	Bulken	60,628665°N, 6,292542°E

För att beräkna klimatfaktorerna hämtades data från en Copernicustjänst¹¹ utvecklad av SMHI med samma definition av GWL, men med en mindre

¹¹ <https://doi.org/10.24381/cds.73237ad6>.

klimatmodellensemble (fem modeller) och med en mer grovupplöst hydrologisk modell (E-HYPE). Förändringen i vattenföring plockades ut för de identifierade avrinningsområdena i Norge för att beräkna klimatfaktorer för de tre GWLerna i vardera området. Eftersom tjänsten endast erbjuder månadsupplösning applicerades sedan en splineanpassning med 365 knutar till de tolv månadsvärdena för att beskriva förändringen under hela året med samma upplösning som den motsvarande svenska analysen.

I Tabell 5 visas hur den genomsnittliga vattenföringen förändras för två GWLer sett över perioden 1991-1992. Resultaten kommer sedan användas för att ta fram tillrunnen energi som indata till elsystemmodellen för Norge, se avsnitt 3.3.1.

Tabell 5. Medelförändring av vattenföring under åren 1991 och 1992 per elområde i Norge.

Prisområde	GWL1,5°C	GWL2,0°C
NO1	+3 %	+9 %
NO2	+20 %	+26 %
NO3	±0 %	+6 %
NO4	+1 %	+8 %
NO5	+5 %	+6 %
Viktat genomsnitt	+9 %	+12 %

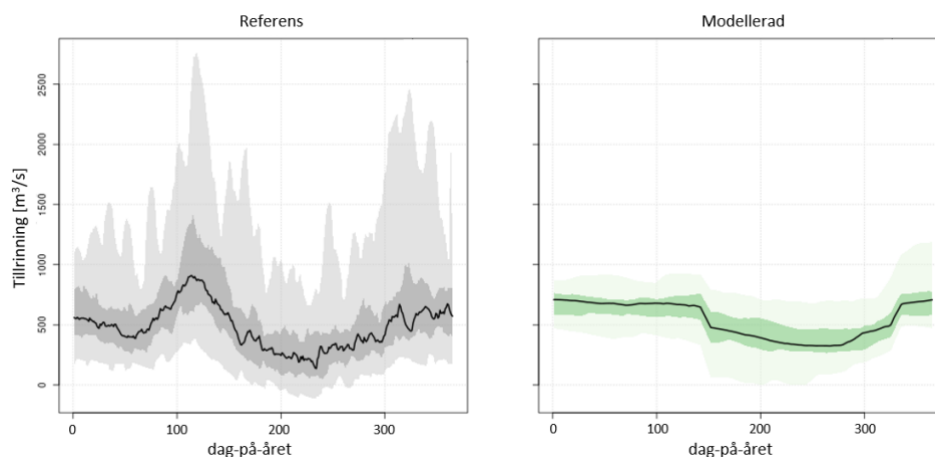
2.3 RESULTAT

2.3.1 Utvärdering av S-HYPE tillrinningsdata

Tillrinningsserier för S-HYPE i de utvalda avrinningsområdena jämfördes manuellt med referensdata i form av HBV-simuleringar som används operationellt av vattenkraftsindustrin. Data levererades från Energiföretagen Sverige och beskrivs närmare i avsnitt 3.2 och 3.4.3. Utvärderingen sker främst genom att manuellt gå igenom plottar med årscykeln av tillrinning för alla år mellan 1971-2000 för vardera av de 255 magasinerna. Fokus är att modellen ska beskriva en liknande fördelning av tillrinning över året och med liknande spridning för de olika åren under perioden. Det ger bra förutsättningar för att väl kunna beskriva klimatförändringar.

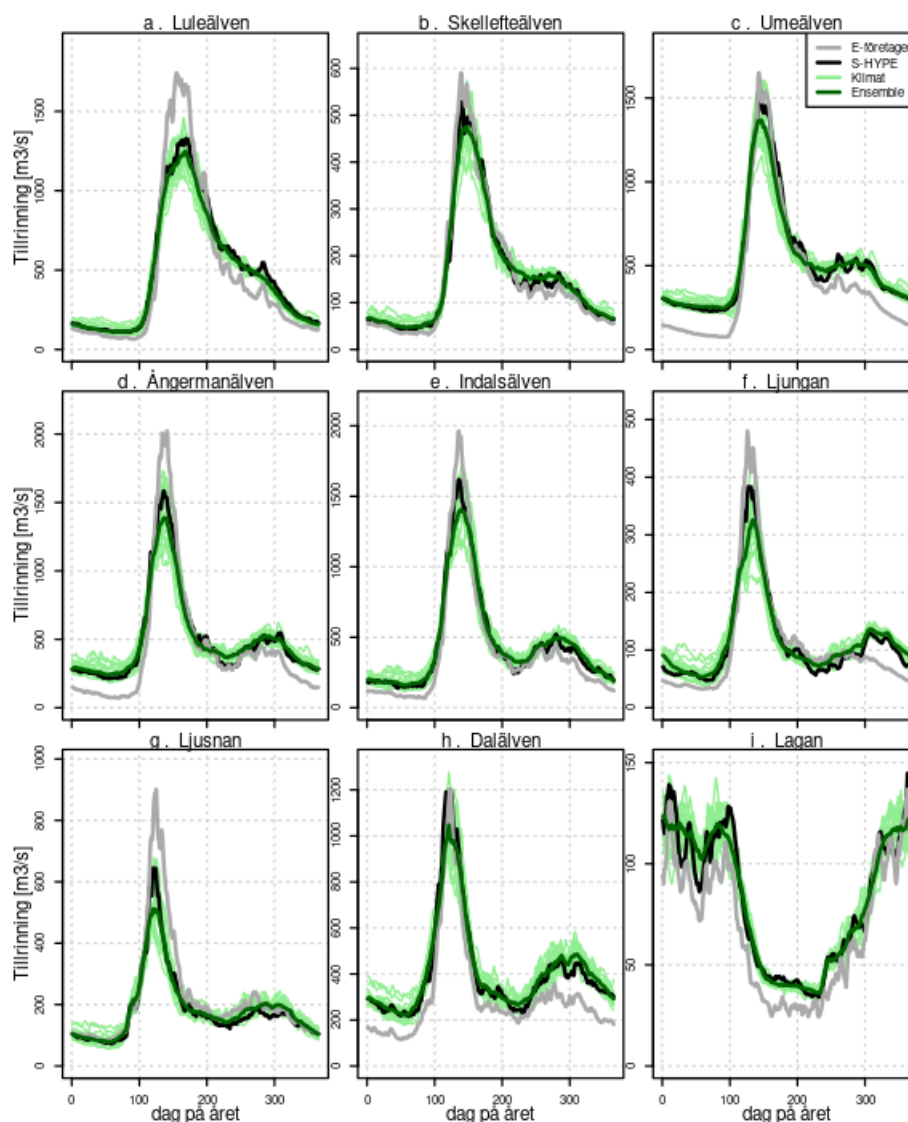
Nio magasin uppvisade stora avvikelser från referensdata, men kunde åtgärdas genom att välja andra delavrinningsområden från S-HYPE för att bäst beskriva magasinerna i fråga. Merparten av de av S-HYPE simulerade tidsserierna för de olika magasinerna stämmer väl överens med HBV-data. Endast 21 magasin uppvisade kraftigare avvikelser, och de flesta avvikelserna gällde mycket små magasin med försumbar påverkan på det totala flödet i älven och påverkar därför inte några slutsatser i projektet. Några enstaka magasin med större flödesvolymmer påverkades av regleringar i modellen och kunde inte åtgärdas utan större ändringar i S-HYPE-modellens uppsättning (något som inte rymts inom ramen för föreliggande projektet). Simuleringarna för dessa magasin accepteras därför under antagandet att deras avvikelser är likadana i referens och framtida perioder och därmed inte märkbart påverkar den totala klimatsignalen.

Ett av de svåråtgärdade magasinen rör Göta älv, som uppvisar mycket stora avvikelser på grund av kraftig reglering för avrinningsområdet i S-HYPE, se Figur 8. Endast ett magasin används i studien och därför presenteras inte den älven i materialet nedan. Klimatförändringar har studerats, men uppvisar endast ringa påverkan på älven, troligtvis på grund av regleringen.



Figur 8. Tillrinning för Göta älv enligt Energiföretagen Sveriges data (vänster) och modellerad i S-HYPE (höger) för perioden 1971-2000. Linjen anger medianen av alla år och de skuggade fälten anger 25:e och 75:e percentilerna (mörkare) och min och max (ljusare) över alla år.

Figur 9 visar en sammanfattning av den klimatologiska tillrinningen summerat för alla magasin i vardera av de nio av de tio älvarna (Göta Älv har exkluderats utifrån vad som beskrivs i diskussionen i föregående stycke.). Generellt beskrivs årssynamiken i tillrinningen mycket bra av S-HYPE, men modellen har vissa systematiska tendenser att underskatta den klimatologiska vårfloedstoppen (det vill säga toppen av kurvan för det klimatologiska medelåret) och överskatta tillrinningen under vintern i några älvar. De historiska perioderna simulerade med klimatmodeller visar på liknande resultat, fast flera modeller visar på en större underskattning av den klimatologiska vårfloedstoppen. Ingen enskild modell sticker märkbart ut, utan alla kan ses som rimliga simuleringar av den historiska perioden, vilket visas av de enskilda ljusgröna linjerna i Figur 9. Allt sammantaget är resultaten mycket bra och ger goda förutsättningar för att beskriva medelförändringar under klimatscenerierna eftersom det främst är modellernas förmåga att beskriva *dynamiken* i tillrinning under året som är viktigt att fånga i klimatmodelleringen medan magnituden är av sekundär betydelse.



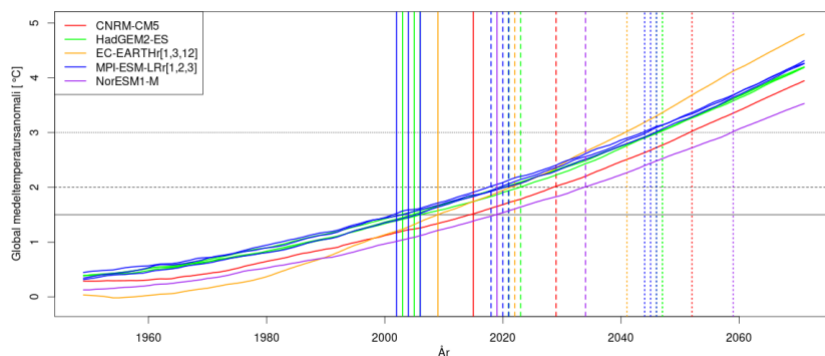
Figur 9. Utvärdering av S-HYPE driven med referensdata (svart), samt olika klimatmodeller för den historiska perioden (ljusgrön) och medianen för klimatmodellensembeln (mörkgrön). Referensdatasetet från Energiföretagen Sverige är markerat i grått.

2.3.2 Globala uppvärmningsnivåer

Figur 10 visar anomalier för den globala medeltemperaturen med ett 30-års löpande medelvärde, för alla klimatmodellerna i ensemblen. Det löpande medelvärdet appliceras ledande, till exempel 1861 anger medelvärdet för 1861-1890, vilket gör att alla modeller är lika för just år 1861 som utgör referensperioden för anomalierna, det som i detta projekt avser "förindustriell tid" (visas ej i figuren).

De tre studerade uppvärmningsnivåerna är markerade som horisontella linjer i Figur 10. Skärningspunkten mellan en temperaturkurva och en horisontell linje anger starten på det 30-årsintervall för den valda uppvärmningsnivån, vilket också markerats med vertikala färgade linjer för vardera global klimatmodell i ensemblen. EC-EARTH och MPI-ESM-LR simuleringarna är först med att nå

$T_{GWL}=1,5^{\circ}\text{C}$ och HadGEM2-ES och CNRM-CM5 är sist. Ordningen bibehålls i stort sett för alla modeller utom HadGEM2-ES, som har en mycket brantare temperaturökningstakt och är första modellen att nå $T_{GWL}=3,0^{\circ}\text{C}$. Vi noterar också att HadGEM2-ES dessutom har en mycket lägre temperatur under andra halvan av 1900-talet jämfört med de andra modellerna. Det kommer sannolikt påverka klimatförändringssignalerna när vi senare jämför den framtida GWL-perioden med en historisk period (1971-2000).



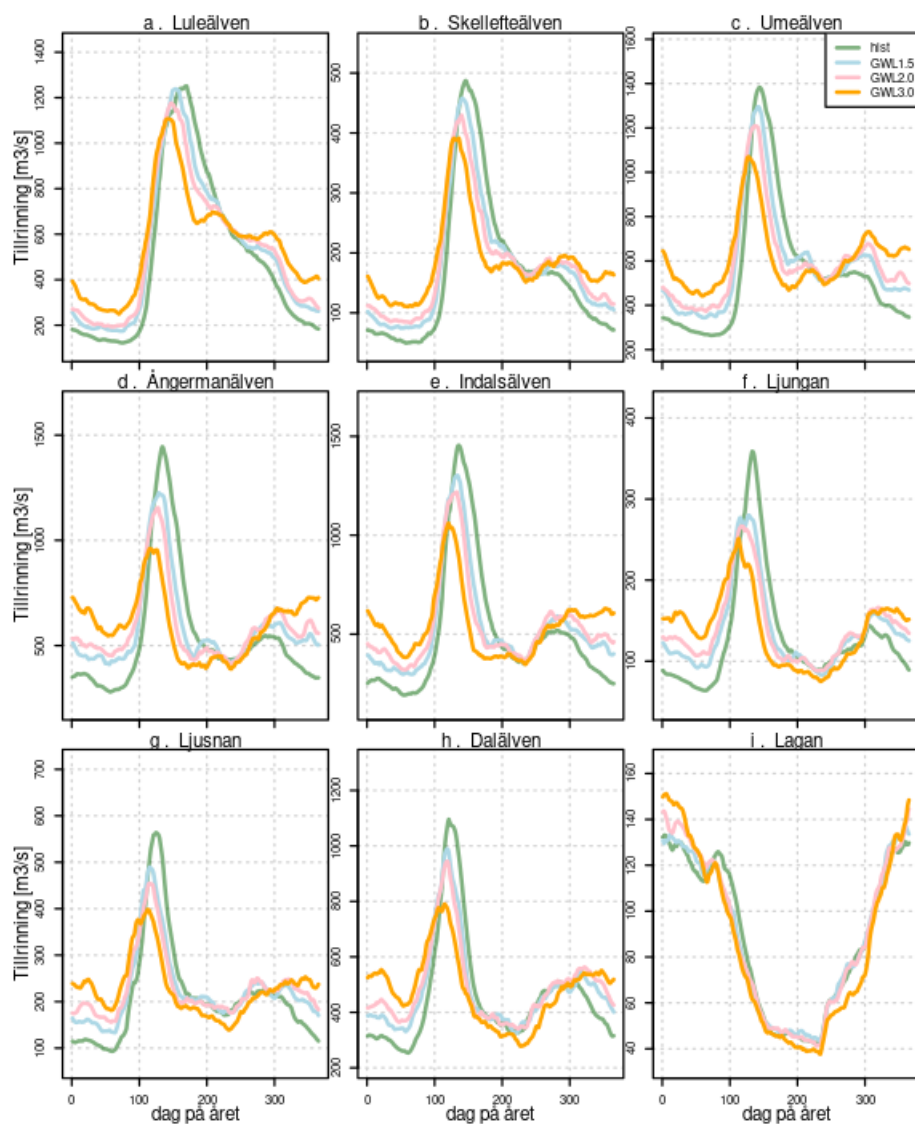
Figur 10. Utveckling av den globala medeltemperaturen till slutet av 21:a århundradet enligt RCP8,5 för klimatmodellerna i ensemblen. Horisontella linjer anger de tre GWL-nivåerna och vertikala färgade linjer anger starten för respektive GWL-period för de olika klimatmodellerna i projektet.

2.3.3 Klimateffekter på årscykeln och klimatfaktorer

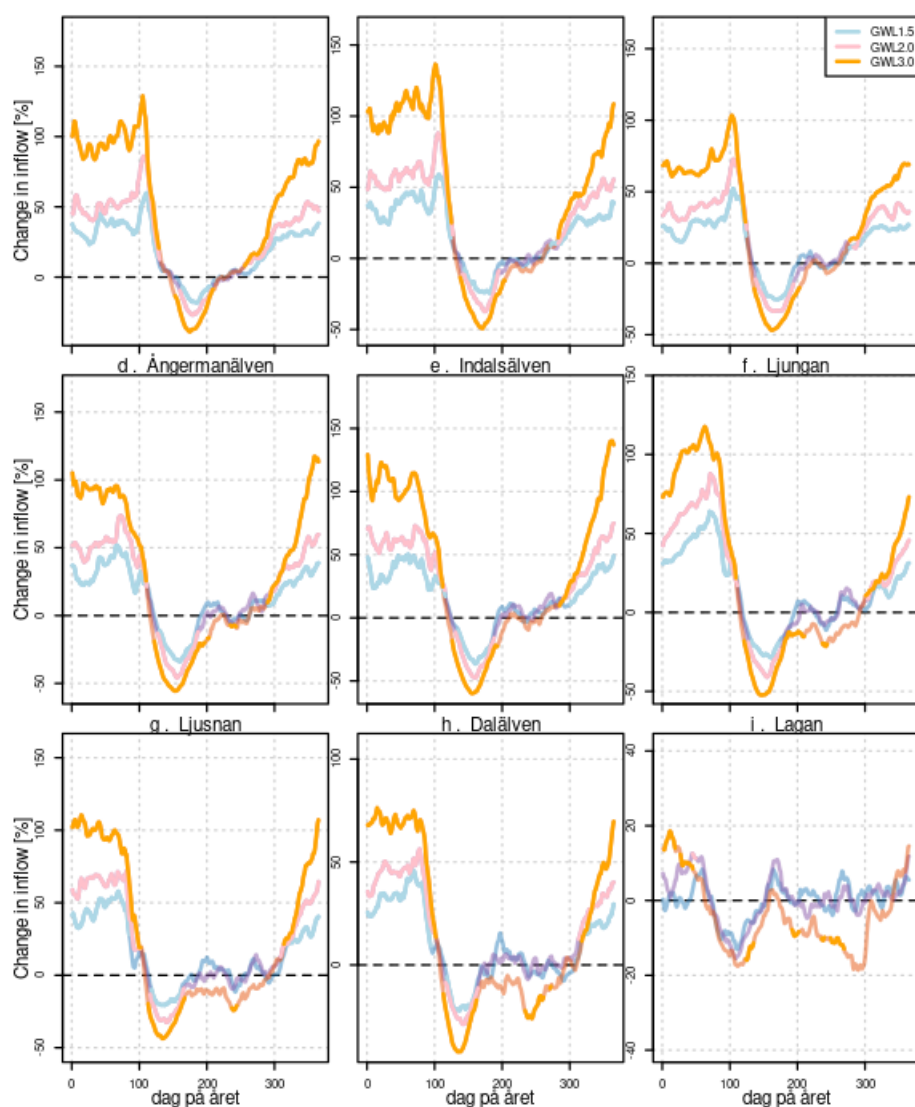
De per älv summerade tillrinningarna i Figur 11 och Figur 12 uppvisar en tydlig och väl överensstämmande bild för de älvar som har stor påverkan av snöansamling och smältning, med en minskad magnitud av tillrinningen under vårflodsperioden och en tidigare start av vårfloden. Effekten är tydlig redan för $T_{GWL}=1,5^{\circ}\text{C}$ och blir mer och mer markerad för de högre uppvärmningsnivåerna. Lagan är mindre påverkad av snö och har istället en tillrinningstopp under vintern. Klimatförändringarna som beskrivs här är inte robusta, det vill säga att de inte uppvisar samstämmighet mellan olika modeller vad gäller ökning eller minskning. Liknande analyser har utförts för varje enskilt magasin i de nio älvarna, med en stor överensstämmelse i de förändringar som uppvisas, vilket framgår i figurerna.

Notera att de klimatfaktorer som används inom projektet bygger på enskilda magasin som inte visas här. De uppvisar dock alla liknande mönster som de som visas i Figur 12.

Skaleringsmetoden utvärderades genom att applicera klimatfaktorerna på varje enskilt år i referensdata och beräkna klimatförändringsstatistik, liknande Figur 12. Huvuddragen i klimatförändringarna stämmer i stora drag (visas ej) och metoden anses vara fullt tillräcklig för ändamålet att kunna användas i elsystemmodellerna.



Figur 11. Medelårets tillrinning summerad för magasinerna i respektive älv under historisk period (grön linje) och de tre GWL-perioderna.



Figur 12. Relativa klimatförändringssignaler (beräknade som (scenario – historisk)/historisk*100) summerade för alla magasin i vardera älven.

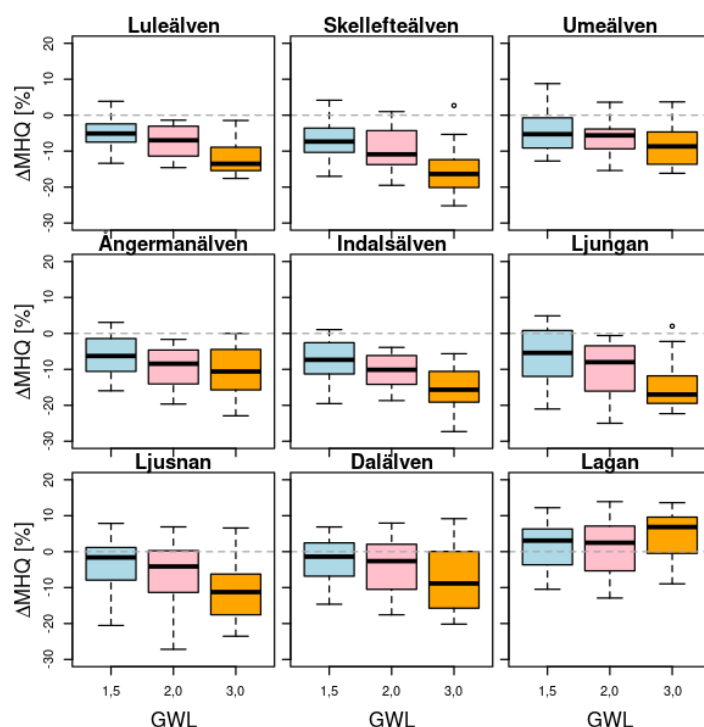
2.3.4 Klimatförändringar i årstillrinning och vårfloedstoppar

Summan av förändring i total tillrinning för varje period presenteras i Tabell 6. Överlag syns en ökning av tillrinningen, vilket är en direkt konsekvens av ökad nederbörd i de framtida scenarierna. Älvarna i den norra halvan av Sverige (från Indalsälven och norrut) uppvisar en ökning av tillrinningen vid ökade uppvärmningsnivåer. Älvarna i södra halvan uppvisar en ökning i tillrinningen vid GWL2,0°C jämfört med GWL1,5°C, men en minskning i tillrinningen mellan GWL2,0°C och GWL3,0°C. För Lagan syns till och med en minskad tillrinning vid GWL3,0°C, vilket sannolikt är en effekt av en ökad avdunstning som minskar (eller för Lagan vänder på) utvecklingen i tillrinning.

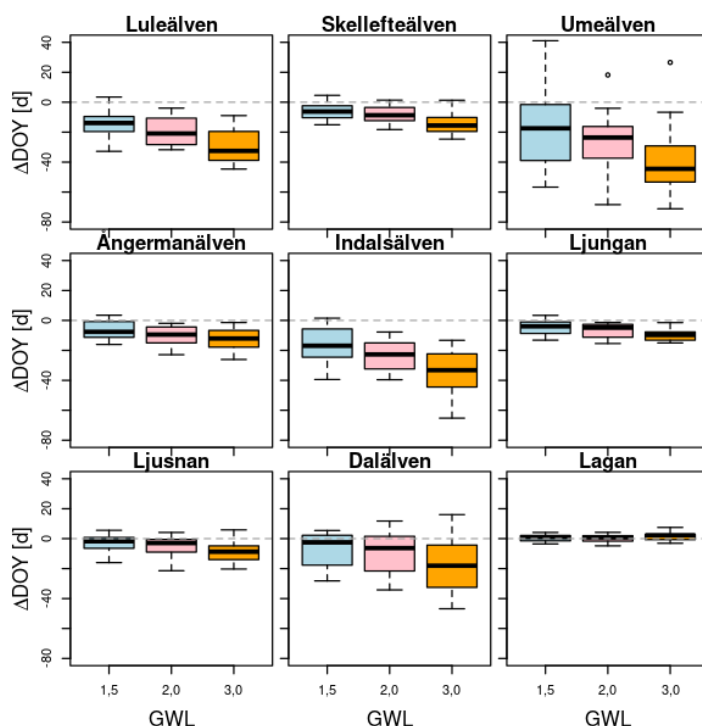
Tabell 6. Förändring i total tillrinning summerat per älv för de olika uppvärmningsnivåerna. Uttryckt i % för $(Q_{GWL} - Q_{hist})/Q_{hist} * 100$ och beräknat på ensemblemedianen.

Vattendrag	GWL1,0°C	GWL2,0°C	GWL3,0°C
Luleälven	+6,7	+8,9	+13,9
Skellefteälven	+2,8	+6,8	+9,4
Umeälven	+5,6	+7,8	+11,2
Ångermanälven	+4,7	+6,8	+9,4
Indalsälven	+4,5	+6,5	+8,1
Ljungan	+5,3	+7,3	+7,2
Ljusnan	+6,2	+8,5	+7,8
Dalälven	+4,7	+6,9	+5,1
Lagan	+0,5	+0,8	-1,9

Vårflodstoppar beräknas enligt det hydrologiska standardmättet medelårsmax (MHQ) av tillrinningen, alltså ett medelvärde av varje års maximala dygnstillrinning. MHQ beräknas för varje enskilt magasin och summeras över älven medan förändringen av tidpunkten för MHQ beräknas som ett viktat medel för magasinerna baserat på deras bidrag till den totala avrinningen under den historiska referensperioden. Resultaten presenteras som boxplottar över ensemblen av klimatmodeller för varje GWL. Figur 13 och Figur 14 visar tydligt att MHQ får en lägre magnitud och inträffar tidigare på året för alla älvar utom Lagan. Den senare har mindre tydlig förändringssignal, men tenderar mot en ökning av MHQ utan tydligt skifte i tidpunkten för MHQ.



Figur 13. Förändring i medelårsmax tillrinning (MHQ %) summerat per älv. Boxplotten anger spridningen inom klimatensemblen (min, q25, median, q75, max). Färgerna förtydligar vilken GWL som avses, det vill säga samma som position på x-axeln.



Figur 14. Förändring i tidpunkten (DOY, day of year) för medelårsmax i viktat medel per älv (se text). Boxplotten anger spridningen inom klimatensemblen (min, q25, median, q75, max).

2.4 SLUTSATSER

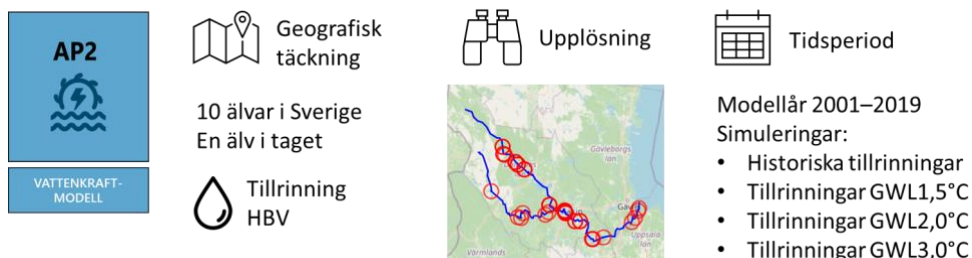
Studierna av den hydrologiska modellen för tillrinning (S-HYPE) och klimatprojektioner har studerats för GWL1,5°C, GWL2°C samt GWL3°C. Klimatförändringar studeras sedan mellan perioden då uppvärmningsnivån uppnås med en historisk period 1971-2000. Studien kan sammanfattas i följande huvudresultat:

- S-HYPE-modellen beskriver tillrinningen till de olika studerade magasinen väl i jämförelse med data från Energiföretagen. Ett fåtal magasin uppvisar avvikelser, men alla utom ett har en liten kapacitet och därmed föga påverkan på resultaten i helhet. Det magasin som ensamt beskriver Göta Älv uppvisar stor påverkan från den hydrologiska modellens reglering och resultat för den älven bör därför tolkas med försiktighet.
- Den **totala tillrinningen** ökar generellt för alla snödominerade älvar och ger därmed en ökad potential för vattenkraftsproduktion.
- Klimatprojektionerna visar på samstämmiga resultat för älvarna beroende på om de är snödominerade eller inte. I den klimatologiska tillrinningens årscykel leder klimatförändringarna till ett skifte av den klimatologiska cykelns **vårflod** till **tidigare** på året **och med en minskad total volym**. Tendensen är tydlig redan för GWL1,5°C och ökar för de högre GWLerna.
- **Vårflodstoppen** beskrivs som medelvärde av alla årsmaxima (MHQ) och uppvisar liknande förändringar i alla älvar vad gäller storleken på förändringen. Tidpunkten för vårflodstoppen tenderar att infalla tidigare

på året, med störst förändring i Skellefteälven och minst i Ljusnan. Lagan uppvisar inte några robusta förändringar i tillrinningen.

Begränsningar av studien är att vi främst studerat hur medeltillrinningen förändras, inklusive dess eventuella omfördelning under året. Utvidgade studier av mellanårsvariationer, längre torrperioder och extremer är av potentiellt intresse för vattenkraften, men har inte studerats inom det här projektet.

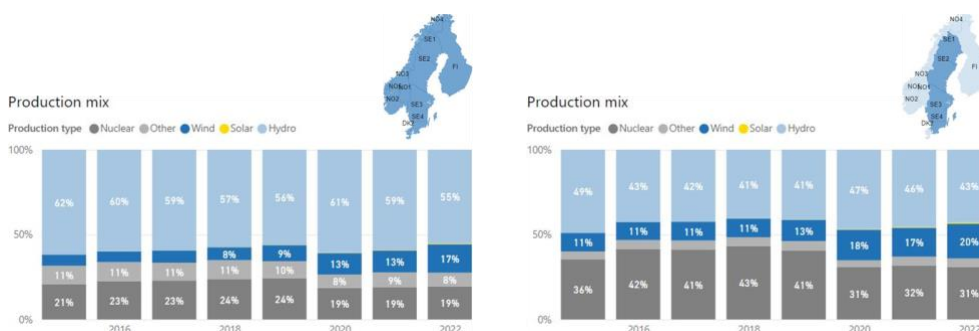
3 Klimatförändringarnas konsekvenser för den svenska vattenkraften



Frågeställningen i det här kapitlet handlar om klimatförändringarnas påverkan på vattenkraftens produktions- och balanseringsförmåga. Vattenkraften beskrivs på stationsnivå. Tillrinningsdata kommer från HBV-modellen och multipliceras med klimatfaktorerna från AP1. För varje älv undersöks hur produktionsplansoptimeringen påverkas av klimatförändringarna, i form av de förändrade lokaltillrinningarna vid de olika uppvärmningsnivåerna, jämfört med hur det har sett ut historiskt. Vattenkraften antas vara "price taker"; frågan huruvida de förändrade tillrinningarna påverkar prisbilden på elmarknaden undersöks först i AP3.

3.1 FRÅGESTÄLLNING & SCOPE

Vattenkraften är ett viktigt kraftslag i vårt elsystem, både i avseende till dess produktion och flexibilitet. Figur 15 visar vattenkraftens andel i produktionsmixen: För det nordiska synkrona elområdet varierar den de senaste åren mellan 55 och 62 %. Betraktar man Sverige isolerat varierade den mellan 41 och 49 %.



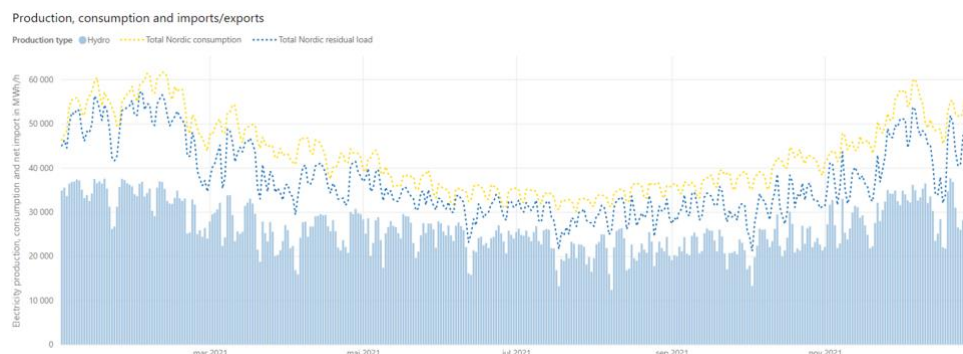
Figur 15. Vattenkraftens andel i den sammanlagda elproduktionen i det nordiska synkrona området av det europeiska elsystemet (till vänster) och i Sverige (till höger). Visualisering: Vattenfall¹², data: ENTSO-E¹³.

Vattenkraftens flexibilitet bidrar till att balansera variationer i elsystemet på ett flertal tidshorisonter, både snabba variationer (t.ex. frekvensreglering) och längre variationer som – utöver effekt – kräver större uthållighet (t.ex. flerdrygnsvariationer och säsongvariationer). Figur 16 visar vattenkraftens bidrag

¹² www.vattenfall.com/powersystem.

¹³ <https://transparency.entsoe.eu/>.

till att balansera variationer i residuallasten¹⁴ (mörkblå prickad linje) från dygn till dygn. Detta sker genom att produktionen optimeras på prissignalen från elmarknaden men kräver en hög flexibilitet som även kan tillhandahållas under tidsperioder som överskrider ett antal timmar, d.v.s. det behövs både tillgänglig effekt *och* energi.



Figur 16. Vattenkraftens dygnsproduktion (ljusblå) i förhållande till förbrukning (gul) och residuallast (mörkblå) under 2021. Residuallasten beräknas som förbrukning minus vind- och solelsproduktion, d.v.s. den delen av lasten som behöver täckas av andra kraftslag än vind och sol och genom utbyten med grannländer. Samtliga värden avser totalen för det nordiska synkrona området av det europeiska elsystemet. Visualisering: Vattenfall¹⁵, data: ENTSO-E¹⁶.

Vattenkraftens centrala roll i elsystem är en anledning att undersöka hur klimatförändringarna kommer påverka dess produktions- och balanseringsförmåga. Det som vi däremot inte kan undersöka med vår ansats är klimatförändringarnas påverkan på dammsäkerhet och hur extremväderehendelser kommer påverka vattenkraften. Vi har dessutom inte modellerat isläggningen som också påverkas av klimatförändringarna.

¹⁴ Residuallasten beräknas som förbrukning minus vind- och solelsproduktion, d.v.s. den delen av lasten som behöver täckas av andra kraftslag än vind och sol och genom utbyten med grannländer.

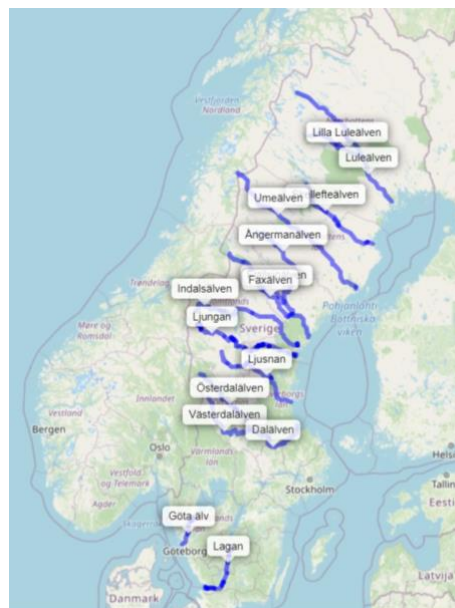
¹⁵ www.vattenfall.com/powersystem.

¹⁶ <https://transparency.entsoe.eu/>.

Frågeställningen utreds med hjälp av en detaljerad vattenkraftmodell som beskriver enskilda magasin och kraftstationer.

Analysen fokuserar på de stora älvsystemen i Sverige. Älvsystem som ingår i analysen är Luleälven, Skellefteälven, Umeälven, Ångermanälven, Indalsälven, Ljungan, Ljusnan, Dalälven, Göta älv och Lagan, se Figur 17. Tillsammans representerar dessa tio älvar ungefär 90 % av både den installerade effekten i den svenska vattenkraften samt dess bidrag till elproduktionen, Tabell 7.

Den norska vattenkraften har inte undersökts med den detaljerade vattenkraftmodellen i AP2.



Figur 17. Karta med de undersökta älvsystemen. Källa: OpenStreetMap genom <https://overpass-turbo.eu>.

Tabell 7. Jämförelse mellan de undersökta älvsystemen i KLIVA-projektet och hela Sveriges vattenkraftverk.

Vattenkraftstationer	KLIVA-projekt	Sverige ¹⁷
Antal	ca. 200	ca. 2000
Installerad effekt (slutet av 2020)	14 800 MW	16 300 MW
Energi (under 2020)	65 TWh	71 TWh

I de följande avsnitt behandlas lokaltillrinningar (som är viktiga indata), arbetet som har gjorts för att ta fram indata till el- och energisystemmodellerna, själva vattenkraftmodellen, de viktigaste begränsningarna, resultat och slutsatser.

3.2 LOKALTILLRINNING

3.2.1 Datakälla

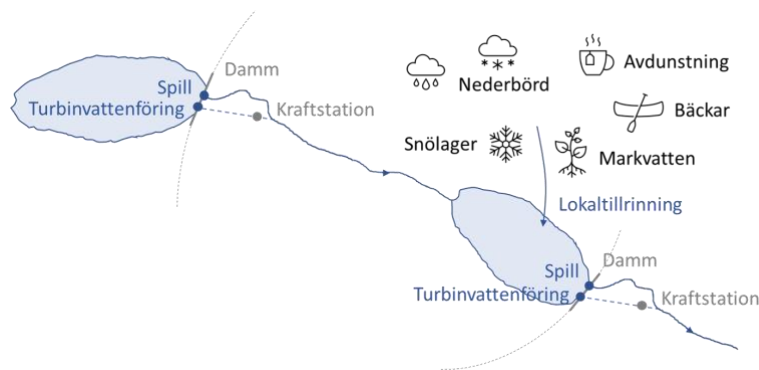
Ansatsen i KLIVA-projektet som beskrivs i avsnitt 2.2.4 bygger på att "skalera" de historiska tillrinningarna med klimatfaktorerna, d.v.s. att multiplicera dem med de framtagna klimatfaktorerna för att fånga klimatförändringar. En viktig uppgift för AP2 har därmed varit att undersöka vilka tillrinningsdata som är bäst lämpade för studien.

Definition lokaltillrinning

Lokaltillrinning avser nettotillrinningen som tillkommer ett avgränsat geografiskt område. Drivande faktorer är nederbörd, snölager, markvatten och inflöden från

¹⁷ https://www.energiforetagen.se/globalassets/energiforetagen/statistik/energiaret/2020/energiaret-2020_tabeller.pdf.

andra vattendrag. Även avdunstningen (som minskar netto-tillrinningen) behöver tas hänsyn till. Lokaltillrinningen är det vattnet som tillkommer ett vattendrag eller magasin. Antingen sparas vattnet i magasinerna eller så ökar vattenföringen i avrinningsområdets utloppspunkt, se Figur 18. Hydrologiska modeller som t.ex. S-HYPE (avsnitt 2.2.3) modellerar just det sambandet.



Figur 18. Lokaltillrinning och vattenföring för den relevanta älvsträckan utifrån ett vattenkraftperspektiv. I S-HYPE beräknas lokaltillrinningen för mycket mer högupplösta geografiska områden.

Från ett produktionsplaneringsperspektiv för vattenkraften är den sammanlagda lokaltillrinningen mellan två magasin den relevanta parametern. Hydrologiska modeller som S-HYPE har däremot många fler användningsområden och en väsentligt högre geografisk upplösning.

Ett ytterligare begrepp i detta sammanhang är *totaltillrinning* som kan syfta på det aggregerade värdet av alla lokaltillrinningar uppströms en geografisk punkt.

I vattenkraftsammanhang menar man vanligtvis lokaltillrinning när man talar om tillrinning. Adderar man lokaltillrinningar längs en älv behöver man vara medveten om att det finns en tidsfördröjning mellan tidpunkten där lokaltillrinningen tillkommer ett avsnitt i älven och tidpunkten där den når ett annat avsnitt i älven. Dessa så kallade gångtider kan variera mellan bråkdelar av en timme upp till ett fåtal dygn. Från ett produktionsplaneringsperspektiv är den sammanlagda lokaltillrinningen dock ej relevant i och med att uppgiften är att optimera användning av vattnet per kraftverk för hela älvsystemet.

I stort sett finns två olika typer av tillgängliga tillrinningsdata: Beräknade, observerade lokaltillrinningar och modellerade lokaltillrinningar. Dessa två belyses närmare i de följande avsnitten.

Beräknade, observerade lokaltillrinningar

Lokaltillrinningar mäts ej direkt utan beräknas med hjälp av observationer som vattenstånd, stationsvattenföring och spill. Därför kallas dessa värden för "beräknade observerade", d.v.s. värden som baseras på observationer. Lokaltillrinningar beräknas på dygnsbasis. För att öka medvetenhet om möjliga felkällor beskrivs processen i större detalj i de följande styckena.

Vattennivån i ett vattenkraftsmagasin är kopplat till vattendomen vilket även innebär att mätpunkten övervakas och kontrolleras kontinuerligt. Vattenstånd

klockas vid varje dygns sista timme och mäts med hjälp av en så kallad pegel¹⁸ som är en vattenståndsmätare. Vattenståndsmätningen sker oftast i en brunn förbunden med magasinet där vattenytan mäts med flottör, tryckgivare eller annan typ av mätsensor. För att jämnar ut vågor används ett medelvärde över 30 sekunder. Värden mäts i cm-noggrannhet och anges oftast¹⁹ i meter över havsytan (m.ö.h.). Beroende på magasinens geometri kan små fel vid vattenståndsmätning leda till stora fel när det gäller vattenvolym.

Vissa magasin består dessutom av flera delar: Vid lägre vattenstånd upplevs de som flera olika magasin medan de är "kopplade" till ett vid högre vattenstånd. Mattisudden/Letsi, Langas/Stora Lulevatten eller Rusfors är exempel på dessa så kallade *kopplade magasin*²⁰. För varje del av magasinet finns tabellerade värden som beskriver sambandet mellan vattenstånd och volymen och varje del har sin egen pegel. Lokaltillrinningen beräknas per del och summeras därefter.

Avbördningen genom dammluckorna samt stationsvattenföring beräknas som dygnsmedelvärde. De uppskattas med hjälp av tabellerade värden som utgår ifrån hur mycket en lucka har öppnats (spill), respektive pådrag, d.v.s. öppningsvinkeln på turbinens ledskenor (stationsvattenföring). I några anläggningar finns även en pegel i spillfåran för att få högre kvalitet på spillflöden.

Lokaltillrinningen L för dygn d mellan magasin j och uppströmsmagasin $j-1$ blir därmed:

$$\sum_{t \in d} L_j(t) = V_j(T_1) - V_j(T_0) + \sum_{t \in d} (q_j(t) + s_j(t) - q_{j-1}(t) - s_{j-1}(t)) \quad \forall j \in J$$

där tidpunkten T_0 och T_1 anger början respektive slutet av dygn d , V_j är vattenvolym i magasin j (vattenstånd har omräknats till volym) samt q_j och s_j stationsvattenföring respektive spill knuten till magasin j .

Ifall det upptäcks orimliga värden för vattenvolym, stationsvattenföring och spill, kan dessa korrigeras manuellt.

Fel i mätningar i ett magasin och den anslutna kraftstationen påverkar alltid även de beräknade observerade lokaltillrinningar i nästa magasin nedströms. Orsaker för fel är exempelvis:

- Fel i pegeln, t.ex. smuts
- Uppmätt vattenstånd påverkas av vind
- Uppmätt vattenstånd påverkas av att ett aggregat har startats/stoppats strax innan mätningen utfördes
- Spill genom en lucka beror på flera variabler utöver öppningsgraden, t.ex. vattenstånd och antalet öppnade luckor samt i vilken kombination dem

¹⁸ Det kan finnas flera peglar utöver den som är referenspunkten för gällande vattendomar (dompegel), t.ex. i intagskanalen eller vid utloppet. Dompegeln används för beräkning av lokaltillrinningarna.

¹⁹ Det finns några magasin där det fortfarande används en lokal skala men en annan nollpunkt.

²⁰ Delarna i ett kopplade magasin avgränsas av så kallade *bestämmande sektioner*.

öppnas. Spillet kan inte mätas exakt, därför använder man tabellerade värden som har tagits fram vid stationsmätningar.

- Vattenföring genom en turbin beror på flera variabler bortsett från ledskenornas öppningsvinkel, t.ex. fallhöjden, turbinens verkningsgrad samt hur vattnet fördelas mellan turbinerna vid fleraggregatsstationer. Turbinvattenföring kan inte mätas exakt, därför använder man tabellerade värden som har tagits fram vid stationsmätningar.

Ovanstående fel samt vissa naturliga faktorer som t.ex. avdunstning på stora magasin kan även resultera i negativa lokaltillrinningar²¹.

I forskningsanalyser som i detta projekt har datakvaliteten stor vikt i och med att vi tittar bakåt i tiden och använder tidsserierna för att simulera situationer baserat på historiska värden samt att vi saknar den operativa erfarenheten som krävs för att själv avgöra vilka lokaltillrinningar som kan felaktiga. Operativt (d.v.s. vid produktionsplanering hos vattenkraftsägarna) är dessa fel dock oftast mindre problematiska eftersom det är den prognostiserade magasinutvecklingen²² som spelar roll.

Modellerade tillrinningar

Svängningar och hopp i tillrinningsdata, exempelvis p.g.a. mätfel, kan orsaka orealistiska beteenden i vattenkraftmodellen. Det problemet kan lösas genom att använda modellerade data.

Modeller som t.ex. HBV-modellen jämförs regelbundet med beräknade, observerade lokaltillrinningar, både för att validera och kalibrera modellen men även för att kunna korrigera värden för enstaka dygn och enstaka magasin ifall modellen avviker ifrån de beräknade, observerade lokaltillrinningarna och den bedöms vara närmare verkligheten. Dessa aspekter beskrivs närmare utifrån HBV-modellen i följande avsnitt.

För KLIVA-projektet är slutsatsen att modellerade, korrigerade tillrinningar speglar verkligheten på bästa möjliga sätt och är att föredra före beräknade, observerade lokaltillrinningar i forskningssammanhang.

Fakta som sammanställdes i avsnitt 3.2.1 härstammar från diskussioner med experter, främst Susanne Nyström (Vattenfall) och Anna Hedström Ringvall (Vattenregleringsföretagen). Samtliga eventuella felaktigheter står författaren Richard Scharff för.

3.2.2 HBV-modellen

För de älvsystem som undersöks i KLIVA-projektet använder vattenkraftägarna HBV-modellen²³ för tillrinningsprognoserna. Modellkörningarna utförs av SMHI

²¹ Negativa lokaltillrinningar är mycket iögonfallande när man studerar tidsserier. Det är dock lika felaktigt när samma avvikelser leder till positiva värden. I det senare fallet är felet bara inte lika uppenbart.

²² Prognosen baseras på utvecklingen av de modellerade korrigerade lokaltillrinningarna (som beskrivs lite senare i det här avsnittet) och görs med hjälp av HBV-modellen (se avsnitt 3.2.2).

²³ Förkortningen står för dåvarande Hydrografiska Byråns Vattenavdelning (Bergström, 1976).

förutom i vissa fall där Finlands Miljöcentral SYKE kör modellen, t.ex. för Dalälven. Modellens beskrivs i detalj i (Bergström 1995). Stora delar av det kontinuerliga utvecklingsarbetet sker i nära samarbete mellan SMHI och kraftindustrin via programmet hydrologiskt utvecklingsarbete (HUVÅ)²⁴.

HBV-modellen används av vattenkraftsföretagen framför allt för att prognostisera lokaltillrinning i ett antal punkter/områden. Indata utgörs av nederbörd och temperatur. Vid beräkningen av lokaltillrinningarna tas även hänsyn till avdunstning som är en funktion av temperaturen. Modellen har fyra olika moduler, så kallade rutiner:

- Snörutin: Hur mycket snö stannar på markytan och hur mycket tränger ned i marken eller rinner av direkt till vattendrag.
- Markrutin: Hur mycket vatten finns i marken och hur är dess flöde till grundvattnet.
- Grundvattnet: Hur mycket vatten finns i grundvattenreservoarerna och hur är dess flöde till vattendragen.
- Vattendragen: Hur mycket vatten finns i vattendragen och hur är dess flöde till magasinet.

Kalibrering

HBV-modellen jämförs regelbundet mot beräknade, observerade tillrinningarna för ett flertal avsnitt per älvsystem. Föreligger förbättringspotential för en älvsträcka kan modellen kalibreras på nytt för den älvsträckan. På så sätt håller de modellerade resultaten en god kvalitet och minskar den ryckigheten som – åtminstone delvis – härstammar från de felen som beskrevs i avsnitt 3.2.1. Figur 19 visar två exempel där modellerade lokaltillrinningar jämförs med beräknade, observerade tidsserier.

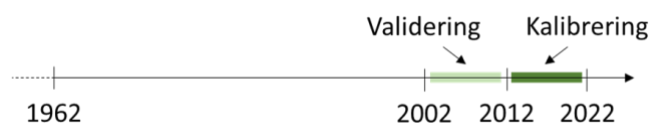
²⁴ <https://energiforsk.se/program/hydrologiskt-utvecklingsarbete/>.



Figur 19. Två exempel från Vattenregleringsföretagens dataportal (<https://login.vattenreglering.se/vhi/>) som visar beräknade observerade (grå) och modellerade (grön) lokaltillrinningar för de två magasinerna högst upp i Umeälven för 2021. Längst till höger syns prognosen (blå) för utvecklingen de kommande dyggen.

Den främsta anledningen till att förbättringspotential finns, är förändringarna i mätstationsnätet, t.ex. att mätstationer har tillkommit eller tagits bort samt att den använda mätmetoden eller mätutrustningen har förändrats.

Kalibreringen görs alltid för en längre historisk tidsperiod (tio år) för att fånga många hydrologiska faktorer som påverkar lokaltillrinningarna. Vid kalibreringen utvärderas själva justeringarna även på en till historisk tidsperiod på tio år. I och med att kalibreringen oftast görs för den närmast liggande tioårsperioden, ligger valideringsperioden tidigare, se Figur 20. Även om modellen har högsta prognoskvaliteten för kalibrerings- och valideringsperioden, anses datakvaliteten vara hög även för den tidigare perioden som sträcker sig tillbaka till 1962.



Figur 20. Samband mellan kalibrering och validering.

Områdesindelning

Modellerade data tillhandahålls som lokaltillrinning per prognosområde. Eftersom ett prognosområde kan innehålla flera magasin kan summan behöva delas upp mellan dessa. I praktiken används olika sätt för att fördela lokaltillrinningen inom ett prognosområde.

De senaste åren har flera prognosområden gjorts om för att täcka ytan med hjälp av flera, mindre prognosområden för att förbättra prognoskvaliteten. När det görs

en sådan förändring, körs HBV-modellen om för hela tidsperioden, d.v.s. dataläget förbättras inte bara framåt utan även tillbaka i tiden. Möjligheten att förfinas prognosområden har kommit till först på senare tid. Ju mindre ett prognosområde är, desto svårare är det att få till en bra kalibrering eftersom beräknad observerad tillrinning tenderar ha sämre kvalitet p.g.a. de mät- och uppskattningsfel som beskrivits i avsnitt 3.2.1.

Korrigerings

Resultat från HBV-modellen tillhandahålls i en korrigerad och okorrigerad version. Korrigerings går ut på att justera nederbörd, temperatur samt i vissa fall även snölagret för att beräkna lokaltillrinningarna på nytt så att de närmar sig den beräknade, observerade tillrinningen. Syftet är att öka kvalitén på tillrinningsprognosen. Korrigerings görs bara för enstaka dygn och magasin utifrån experternas kunskaper och erfarenheter samt hur komplex och relevant en älvsträcka är. Antingen görs de manuellt eller automatiskt. Kvalitén och ambitionsnivå kan alltså variera. Detta borde dock inte vara ett problem i ett forskningssammanhang.

Korrigerings ska inte förväxlas med kalibrerings, som är en permanent anpassning av modellen för att fånga förändrade beteenden i ett längre perspektiv.

En detalj som bör noteras vid användning av modellerade, korrigerade data är att modellkörningar och själva korrigeringsarna alltid utgår ifrån en fast startpunkt. Den startpunkten flyttas inte framåt i tiden varje gång man gör en ny körning utan bara efter ett större antal månader. Detta medför att korrigeringsarna baseras på olika startpunkter och därför kan det uppstå "hopp" i tidsserien mellan olika körningar. Man kan alltså inte sätta samman modellresultat från olika korrigerade körningar till en enda sammanhängande historisk tidsserie. Okorrigerade modellkörningar påverkas däremot inte av en "flytande" startpunkt eftersom inga korrigerings har gjorts.

Slutsatsen i KLIVA-projektet är att modellerade, korrigerade lokaltillrinningar från en komplett HBV-modellkörning motsvarar det bästa kunskapsläget och speglar verkligheten på bästa möjliga sätt.

Fakta som sammanställdes i avsnitt 3.2.2 härstammar från diskussioner med experter, främst Susanne Nyström (Vattenfall), Linnéa Gimbergson (SMHI) samt Anna Hedström Ringvall och Björn Norell (Vattenregleringsföretagen). Samtliga eventuella felaktigheter står författaren Richard Scharff för.

3.2.3 Enhetlig områdesindelning för modeller i AP1 och AP2

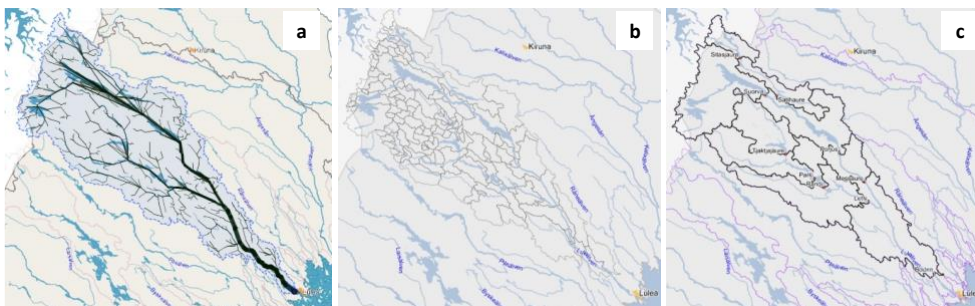
En utmaning i projektet har bestått i att S-HYPE, HBV-modellen samt vattenkraftmodellen har olika geografiska indelningar. De modeller som har använts för el- och energisystemanalyserna som beskrivs i kapitel 3 och 4 har ytterligare en annan geografisk indelning.

I S-HYPE och HBV-modellen finns både definierade huvudavrinningsområden, delavrinningsområden, delområden, summeringsområden och prognosområden. Till skillnad från huvudavrinningsområden, är samtliga andra områden indelade

utifrån specifika behov. Alla fem typer beskriver ett eller en del av ett avrinningsområde:

- Huvudavrinningsområdet är det område som innefattar hela älvsystemet. Området avgränsas av vattendelare. Det finns bara ett huvudavrinningsområde per älvsystem.
- Delavrinningsområden är mindre geografiska områden som följer indelningen i Svenskt Vattenarkiv (SVAR 2016) som används i S-HYPE och betecknas med ett unikt nummer, ett så kallat SUBID. I aktuell version av SVAR 2016- finns 55 715 definierade delavrinningsområden.²⁵
- Delområden, summeringsområden och prognosområden används i HBV-modellen.

Figur 21 visar några exempel för Luleälven.



Figur 21. Områdesindelningar för Luleälven. a) Luleälvens huvudavrinningsområde, b) dess delområden i HBV-modellen och c) HBV-modellens prognosområden. Delavrinningsområdena i S-HYPE är för detaljerade för att visa för hela älvsystemet; de finns på <http://vattenwebb.smhi.se/modelarea/>. Källa: <http://vattenwebb.smhi.se/modelarea/>, <https://hyfo.smhi.se/vattenfall>.

Medan huvudavrinningsområden är fasta (avrinningsområdet beror helt på topologin) kan delavrinningsområden och prognosområden definieras om. Utöver de ovan nämnda områdesindelningar tillkommer de indelningar som behövs för vattenkraft- och elsystemmodellerna:

- Vattenkraftmodellen behöver lokaltillrinning mellan två magasin/kraftstationer som indata.
- El- och energisystemmodellerna behöver den tillrunna energin per elområde som indata.

Identifikation av delområden i HBV-modellen enligt indelningen i vattenkraftmodellen

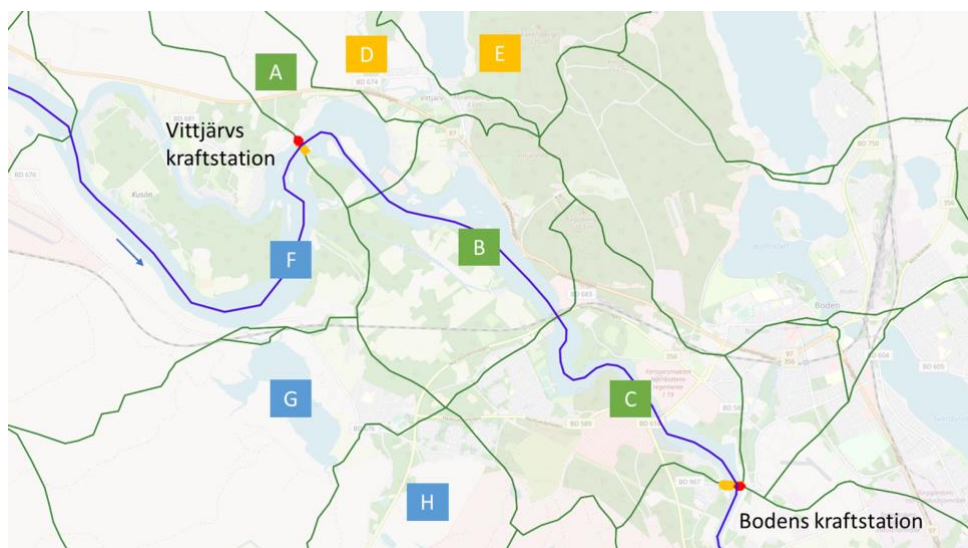
I de flesta älvar redovisas lokaltillrinningar för områden som sammanfaller med älvsträckor mellan två angränsande magasin/kraftstationer, d.v.s. samma indelning som i vattenkraftmodellen. I Luleälven och Lagan har vi i projektet fått aggregera tidsserierna manuellt med hjälp av kartor och shape-filer.

²⁵ Arbete med SVAR version 2016, Svenskt Vattenarkiv, en databas vid SMHI, Ylva Westman, Håkan Olsson, Ola Pettersson, Else-Marie Wingqvist, Daniel Björkert, https://www.smhi.se/polopoly_fs/1.1710351/Hydrologi_128%20Arbete%20med%20SVAR%20version%202016%2C%20Svenskt%20vattenarkiv%2C%20en%20databas%20vid%20SMHI.pdf

Lokaltillrinning per älvsträcka består då av summan av samtliga lokaltillrinningar för respektive delområden²⁶. För Vänern i Göta älv användes prognosområdets totaltillrinning för Vargöns kraftstation²⁷.

Identifikation av delavrinningsområden i S-HYPE enligt indelningen i vattenkraftmodellen

Klimatfaktorerna från AP1 beräknades för varje älvsträcka som modelleras i vattenkraftmodellen. Områdesindelningen mellan S-HYPE och vattenkraftmodellen behövde därför stämma överens. Målet var att identifiera det delavrinningsområde som rinner ut vid inloppet till kraftstationen. Ett exempel visas i Figur 22, där inloppet vid Bodens kraftstation ligger vid utloppet av delavrinningsområde C och inloppet till Vittjärvs kraftstation vid utloppet av delavrinningsområde F. Lokaltillrinningen för älvsträckan Vittjärv–Boden består av summan av lokaltillrinningar i samtliga delavrinningsområden som avbördar till Luleälven mellan Vittjärv och Boden. Även klimatfaktorn behöver beräknas för exakt samma område.



Figur 22. Exempel på områdesindelning i S-HYPE (delavrinningsområden avgränsas med mörkgröna linjer) samt två vattenkraftstationer (röd) med respektive damm (orange). Älvsträckans lokaltillrinning består av tillrinning från de tre delavrinningsområden längs älven (A, B, C) samt de angränsande delavrinningsområden som bidra med lokaltillrinning till just de tre områden (t.ex. delavrinningsområden D och E). Delavrinningsområden G och H däremot leder vatten till delavrinningsområde F som är del av älvsträckan uppströms Vittjärvs kraftstation. Åt vilket håll vattnet leds kan t.ex. undersökas med webbtjänsten <http://vattenwebb.smhi.se/modelarea/>. Bakgrundskarta från OpenStreetMap, delområden från SVAR/SMHI.

Ibland ligger gränsen mellan två delavrinningsområden uppströms eller nedströms inloppet till en kraftstation och inloppet hamnar i mitten av ett delavrinningsområde. Utifrån projektets perspektiv är det inte optimalt i och med att vi behöver förhålla oss till de fördefinierade delavrinningsområdena i S-HYPE för att kunna beräkna rätt klimatfaktor. I dessa fall har uppströms, nedströms eller

²⁶ $qcloc_locmean(k)$ betecknar lokaltillrinning i delområde k i HBV-modellen.

²⁷ $qcinfl_totmean(k)$ betecknar totaltillrinning för prognosområdets k i HBV-modellen. För Vargöns kraftstation fångar $qcinfl_totmean$ hela lokaltillrinningen uppströms Vänerns utlopp.

det aktuella området valts manuellt utifrån en visuell bedömning av geografin för att uppskatta den huvudsakliga avrinningen.

I några få fall har vi fått använda ett annat delavrinningsområde p.g.a. de problem som beskrivs i avsnitt 2.3.1.

Varför HBV och inte S-HYPE?

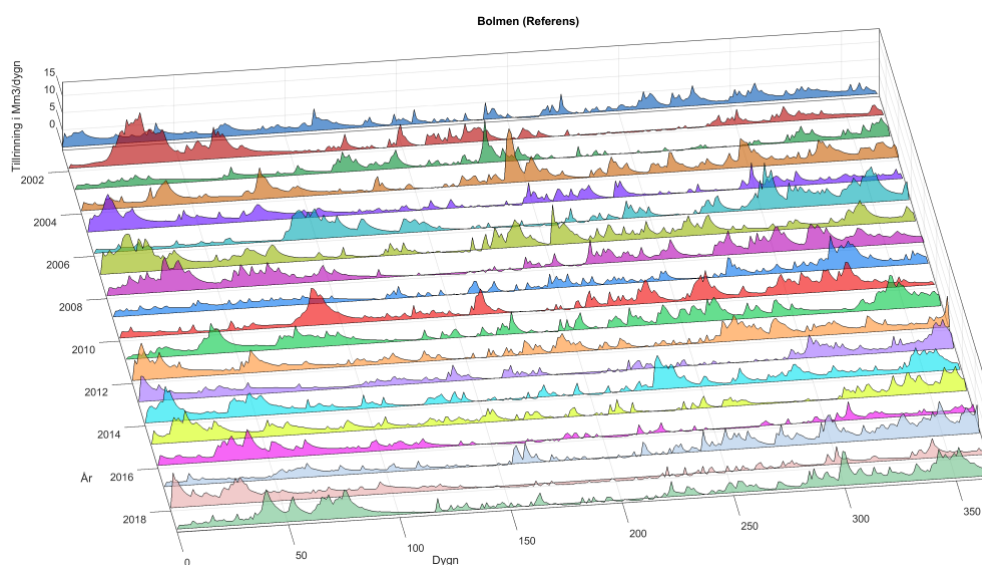
Givet arbetet med att få till en enhetlig områdesbeskrivning kan man ställa sig frågan varför vi inte har kört vattenkraftmodellen direkt med lokaltillrinningarna från S-HYPE. Anledning är att de resulterande lokaltillrinningarna skiljer sig mellan S-HYPE och HBV-modellen, se 2.3.1. Medan skillnader i nästan alla fall är försumbara för att beräkna klimatkfaktorer (klimatkfaktorerna beskriver dynamiken), spelar de en stor roll när produktionsplaner ska tas fram i vattenkraftsmodellen (för produktionsplanering är både dynamiken och nivåerna avgörande).

Huvudorsaken till varför vi inte kan använda S-HYPE är att S-HYPE har en inlagd rutin för att representera vattenkraftens reglering av de naturliga flödena. Att använda lokaltillrinningarna från en hydrologisk modell som har egna inbyggda antaganden om hur vattenkraften körs skulle innebära att det tillåtna lösningsutrymmet i vattenkraftmodellen blir mycket mindre och lösningen därmed sämre, kanske till och med olösbar. En vattenkraftmodell optimerar vattenkraftssystemet i sin helhet (den optimala produktionsplanen för en station/magasin är alltid beroende av planen för de andra stationerna/magasinen både uppströms och nedströms) precis hur vattenkraften körs är alltså en variabel i detta optimeringsproblem.

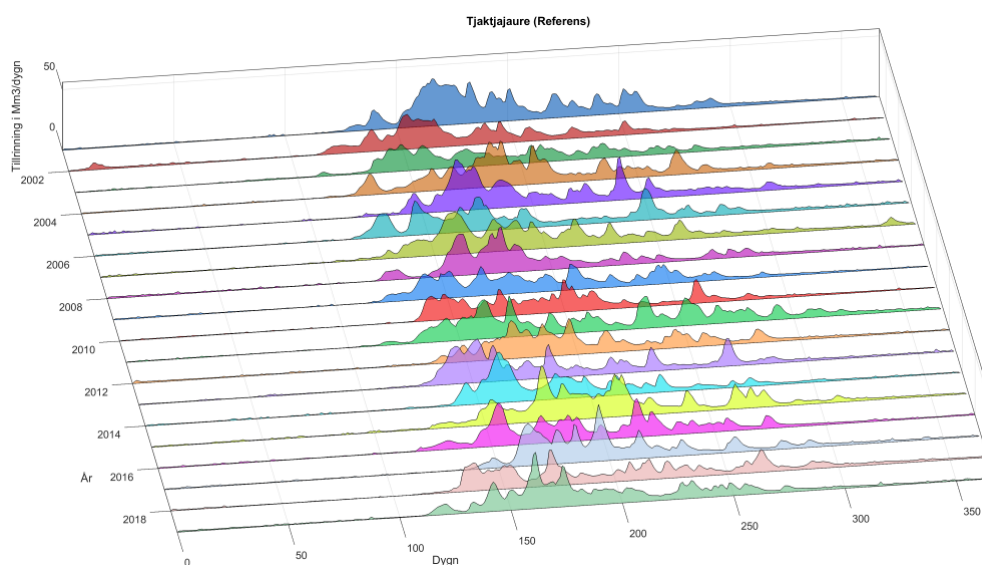
I kapitel 7 tar vi upp förslaget att undersöka alternativa uppsättningar av S-HYPE, utan reglerschema skulle det finnas potential att koppla modellerna och på så sätt öppna för att utvärdera klimatprojektioner direkt i vattenkraftmodellen, d.v.s. utan omväg via *delta-change-metoden*.

3.2.4 Resultaterande lokaltillrinningar med klimatskalning

Lokaltillrinningar skiljer sig både geografiskt och mellan åren. Som ett exempel visar Figur 23 ett magasin i södra Sverige (Bolmen i Lagan) och Figur 24 ett magasin i fjällkedjan (Tjaktjajaure i Luleälven). Båda magasinerna är stora för respektive älvsystem och lokaltillrinningarna visar helt olika mönster p.g.a. snölagret som byggs upp i fjällen och som avger det bundna vattnet först under sommaren.

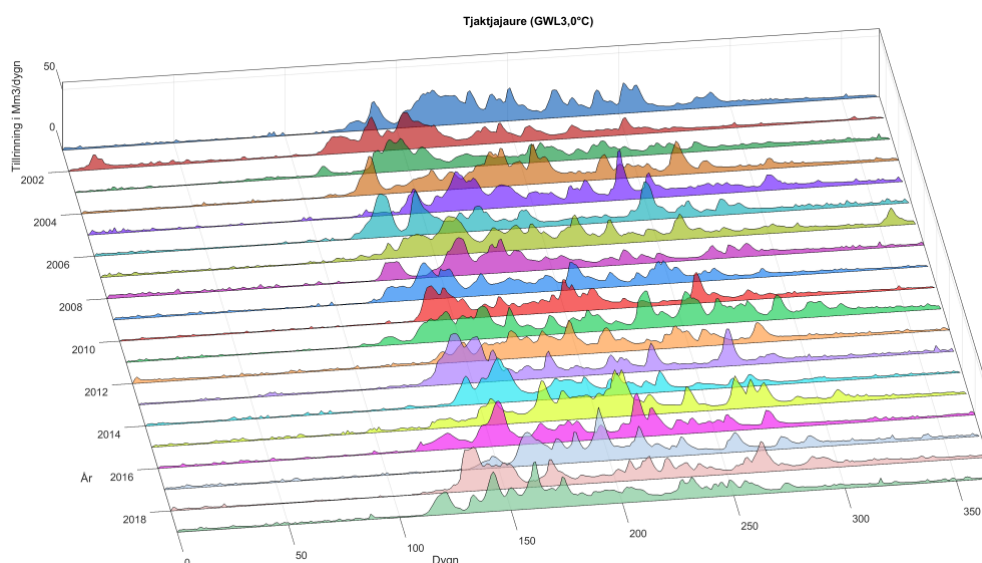


Figur 23. Historiska lokaltillrinning (i miljon m³ per dygn) för Bolmen i Luleälven. Indata är dygnsupplösta.



Figur 24. Historiska lokaltillrinning (i miljon m³ per dygn) för Tjaktjajaure i Luleälven. Indata är dygnsupplösta.

Medan Bolmens lokaltillrinningar förändras bara lite i de tre GWLerna, är skillnaderna tydliga för Tjaktjajaure och ökar i varje GWL, se Figur 25. Båda figurer har samma skala och jämförelsen visar att snösmältningen börjar tidigare i GWL3,0°C, att tillrinningstoppen mellan dag 150 och 200 minskar och att tillrinningen ökar under hösten. Jämförelsen visar även hur vår ansats med klimatfaktorer (*delta-change-metoden* beskrivs i avsnitt 20) fungerar, i synnerhet hur klimatfaktorerna förändrar tidsserien (jämnar ut och spetsar till) medan de ursprungliga toppar finns kvar i den klimatskalerade tidsserien.



Figur 25. Skalerade lokaltillrinning (i miljon m³ per dygn) enligt GWL3,0°C för Tjaktjajaure i Luleälven.

3.3 INDATA TILL EL- OCH ENERGISYSTEMMODELLERNA

3.3.1 Beräkning av tillrunnen energi

El- och energisystemmodellen i AP3 och AP4 beskriver vattenkraften på ett aggregerat sätt med hjälp av stations- och magasinsekvivalenter. För den modellen behöver tillrinningen omräknas till tillrunnen energi samtidigt som den behöver aggregeras per elområde. För de svenska älvarna görs det med en detaljerad vattenkraftmodell, för Norge används en förenklad metod, båda presenteras i detta avsnitt.

Norge

Utgångspunkten för beräkning av den tillrunna energin för varje norskt elområde är öppna data om vattenföring samt prognoser på framtida tillrinningar.

I det arbetet som har gjorts av Profu och som beskrivs i avsnitt 2.2.5 har oreglerade avrinningsområden identifierats som är representativa för den totala vattenföringen i respektive elområde. För dessa har SMHI beräknat klimatkfaktorer som sedan har applicerats på vattenföring i de representativa avrinningsområdena.

De resulterande tidsserierna är dygnsupplösta och visar hur vattenförändringen förändras i de olika GWLerna. Eftersom områden är oreglerade, är vattenföringen i utloppspunkten lika med lokaltillrinning till respektive område. Resultat som presenterades i Tabell 5 visar en förväntad genomsnittlig ökning i de norska elområden på 12 % för GWL2,0°C och perioden 1991-1992. Tidsserien skalades sedan upp för att på årsnivå stämma överens med dagens årsproduktion per elområde. Utifrån att dagens årsproduktion i Norge som varierar runt 140 TWh/år

motsvarar det en ökning på ca 14 TWh/år som är i linje med resultat från Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) som beskrivs i (Koestler m.fl. 2019)²⁸.

Sammanfattningsvis används alltså vattenföring och klimatkfaktorer för representativa områden som grunden till den dygnsupplösta tidsserien medan nivån på tidsserien anpassas till årsproduktionen på prisområdesnivå.

Sverige

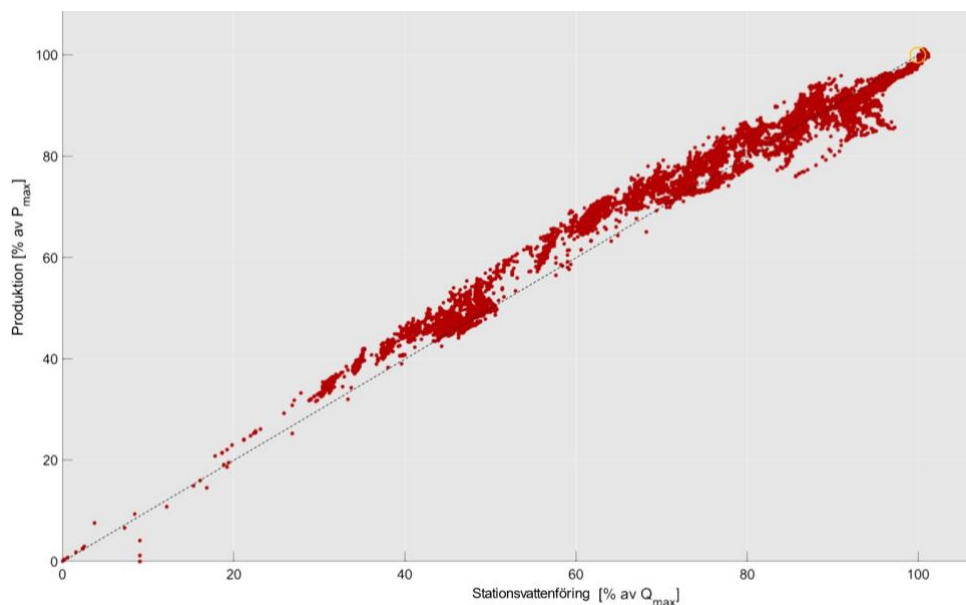
För de svenska älvarna görs beräkningen med vattenkraftmodellen som beskrivs i avsnitt 3.4. Indata är lokaltillrinningar från HBV-modellen, utdata energiproduktionen som den tillrinningen motsvarar.

I och med att den producerade energin är en icke-linjär funktion av turbinvattenföringen, uppskattas produktionen genom så kallade produktionsekvivalenter som bygger på driftpunkten där varje station uppnår högst elproduktion. Vid den punkten är även stationsvattenföring som högst. Produktionsekvivalenten beskriver alltså ett linjärt samband där elproduktionen (P) ökar ju mer vatten (Q) som körs genom turbinerna.

Driftpunkten med högst *verkningsgrad* sammanfaller dock inte med driftpunkten som beskrivs av högst turbinvattenföring ($Q_{\max}$) och högst effekt ($P_{\max}$) utan den ligger vid lite lägre turbinvattenföring.

Figur 26 visar en uppmätt P-Q-kurva av en vattenkraftstation med flera aggregat. Varje punkt motsvarar en driftpunkt (genomsnittlig effekt och stationsvattenföring under en timme). Sedan visas även det linjära sambandet $P(Q) = \frac{P_{\max}}{Q_{\max}} Q$ som den streckade linjen.

²⁸ I (Koestler m.fl. 2019) anges en uppmätt ökning av tillrunnen energi av 30-årsmedlet från perioden 1961-1990 till perioden 1989-2018 på ca. 10 TWh/år (sidorna 7 och 16 i deras rapport) och en förväntad ökning av 30-årsmedlet från 1989-2018 till 2031-2060 för RCP 8,5 på ca. 4 % (sidan 12 i deras rapport).



Figur 26: Exempel på en P-Q-kurva för en vattenkraftstation med flera aggregat och ett mindre magasin (förhållandet mellan fri reglervolym och dimensionerade stationsvattenföring ligger på c:a ett halvt dygn). Både stationsvattenföringen och produktionen anges i förhållande till de nominella värden. Driftpunkterna (i rött) markerar timvisa medelvärden och data sträcker sig över en period på ett år. Den nominella maximalpunkten (inringad i gult) kan avvika från driftpunkterna med den högsta observerade stationsvattenföringen eller den högsta observerade produktionen. Diagram: Vattenfall.

I det här fallet ligger de flesta driftpunkterna lite högre än den streckade linjen mellan (0, 0) och den gulmarkerade punkten ($Q_{\max}$, $P_{\max}$). Detta betyder att kraftstationen har producerat mer energi än vad som beskrevs av det linjära sambandet med produktionsekvivalenten. Tekniskt möjligt är det i och med att optimeringen flyttar produktionen närmast driftpunkten med högsta verkningsgrad:

$$P(Q^*) > \frac{P_{\max}}{Q_{\max}} Q^*$$

där Q^* är stationsvattenföring vid stationens högsta verkningsgrad. Driftpunkten med högsta verkningsgrad ligger alltid över den streckade linjen i Figur 26.

Samma sak sker när vi beräknar den tillrunna energin med hjälp av produktionsekvivalenter. Detta leder till att den beräknade tillrunna energin underskattar vattenkraftens produktionsförmåga. För att korrigera detta i el- och energisystemsmodellerna har tidsserien med den tillrunna energi i AP3 och AP4 skalerats så att den tillrunna energin under året matchar den historiska årsproduktionen. På så sätt tas det även hänsyn till att AP1 och AP2 inte fångar hela den svenska vattenkraften utan bara ungefär 90 % av både installerad effekt och producerad energi.

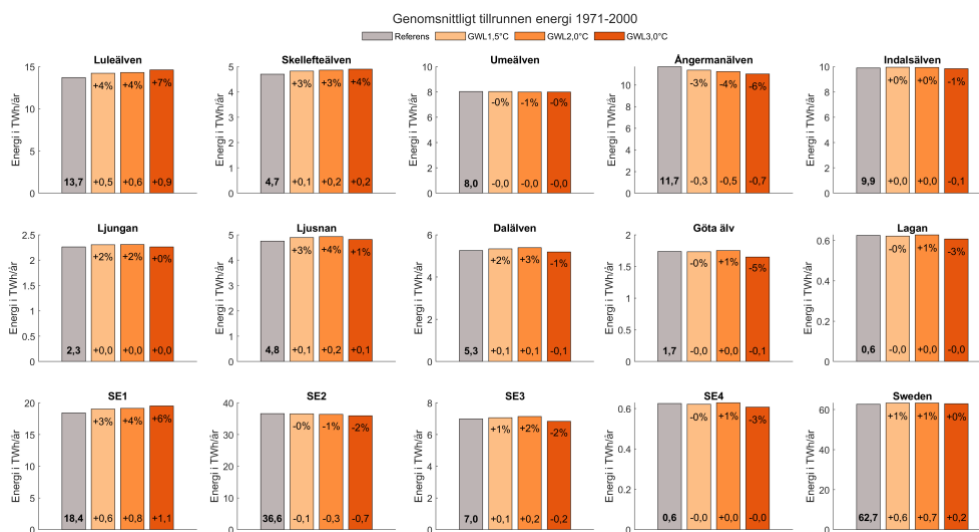
Sedan kan det konstateras att inte alla driftpunkter ligger på omslutningen av kurvan, därmed lyckas man inte alltid att få ut maximal effekt för en given stationsvattenföring. Detta motverkar den ovan beskrivna underskattningen i viss utsträckning.

Orsaken till att inte alla driftpunkter ligger på omslutningen är bl.a. att fallhöjden varierar, att man kör olika aggregatkombinationer och att man reserverar produktion för att kunna leverera systemtjänster. Fallhöjden på vissa stationer påverkas även direkt av den nedre vattenytan på stationen uppströms eller den övre vattenytan på stationen nedströms. Ett exempel är Ritsems kraftstation där utloppet mynnar direkt i magasinen Suorva som har en fri reglerhöjd på 30 m, d.v.s. vattenståndet kan variera med 30 m. Vattnet används sedan direkt i Vietas kraftstation som kan leverera högst effekt när Suorva-magasinet har högst vattenstånd. I den situationen kan Ritsems kraftstation dock inte leverera maximal effekt i och med att dess fallhöjd är som högst när Suorva-magasinet inte har högsta vattenstånd.

En annan förenkling som har gjorts i beräkningarna av den tillrunna energin är att vi har valt att försumma gångtiderna, d.v.s. tiden det tar för vattnet att rinna från ett magasin till nästa magasin nedströms. Detta medför att den beräknade tillrunna energin kan uppvisa större variationer vilka annars skulle ha dämpats av gångtiderna. I det sammanhanget ska nämnas att tidsserierna för tillrinningarna är dygnsupplösta vilket minskar relevans av gångtiderna.

Att ta med gångtiderna vore tekniskt möjligt, men ansågs inte nödvändigt (jämför avsnitt 2.2.3 och 2.2.4). Skulle man däremot vilja undersöka extremvädereffekter skulle gångtiderna spela större roll i och med att de dämpar flödesvariationerna.

För de tre undersökta GWLerna har lokaltillrinningen skalerats med klimatfaktorerna från AP1 före aggregering från magasin till elområde. Översikten i Figur 27 visar hur den genomsnittliga tillrunna energin förändras för varje GWL under samma tidsperiod som utgör referensperioden i klimatmodellerna (avsnitt 2.2.1). Den genomsnittliga tillrunna energin för samtliga undersökta älvsystem ökar med 0,2 – 0,7 TWh/år för de olika GWLerna. Observera att förändringarna inte alltid är "linjära" utan att riktningen och omfattningen kan skilja sig mellan GWLerna, t.ex. för samtliga undersökta älvsystem där den tillrunna energin ökar från Referens till GWL1,0°C till GWL2,0°C för att sedan minskar om igen.



Figur 27. Genomsnittligt tillrunnen energi i de undersökta älvsystemen för den perioden som ligger till grund för beräkning av klimatfaktorerna i AP1 (avsnitt 2.2.1). Områdesbetäckningar SE1 – SE4 samt Sweden avser aggregerade värden för de undersökta älvsystemen. Värden för Göta älv ingår i SE3 och Sweden.

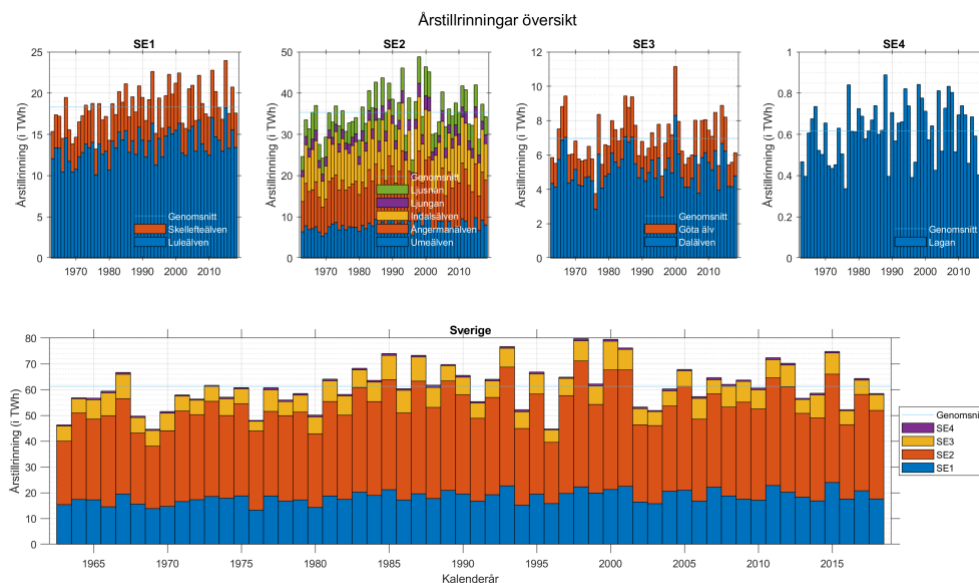
En till viktig input till elsystemmodellen är valet av lämplig referensperiod för elsystemmodellen, tidsserien för tillrunnen energi kommer därmed bara innehålla en delmängd av åren som medelvärdet beskrevs i Figur 27, mer om det i nästa avsnitt.

3.3.2 Val av referensår

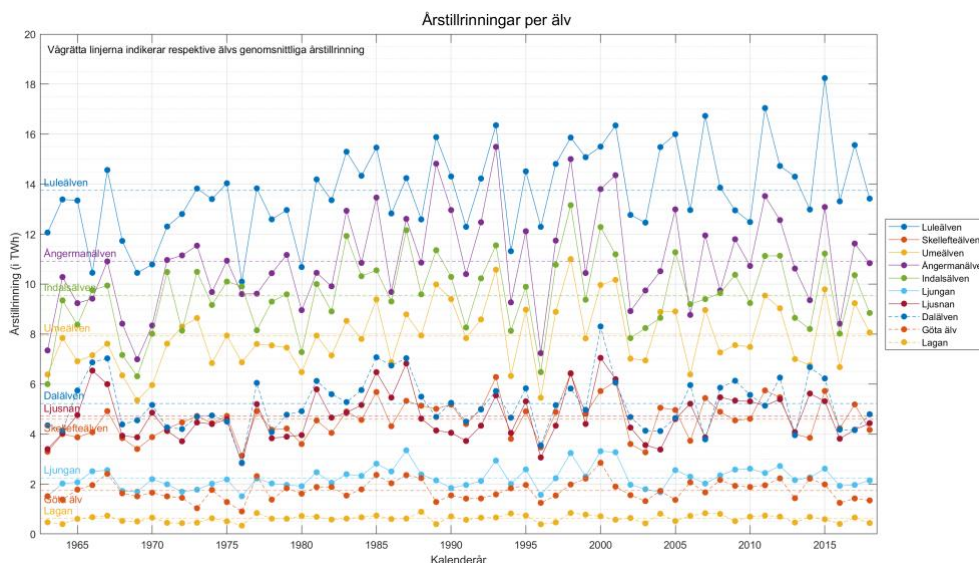
I elsystemmodellen i AP3 optimeras elsystemets sammansättning utifrån en underliggande situationsbeskrivning – vattenkraftens förmåga, tillrunnen energi, vindförhållanden, temperaturvariationer m.m. – samt antaganden om framtiden, t.ex. kostnadsutvecklingen på olika fossilfria kraftslag, elektrifiering m.m., se kapitel 4. Eftersom elsystemmodellen är beräkningstung och eftersom resultaten kräver grundlig analys, kan modellkörningar inte upprepas för många olika referensperioder. Det är inte heller lämpligt att modellera ett framtida elsystem utifrån en referensperiod som innehåller extrem av olika slag, exempelvis årstillrinningar som sticker ut som absolut högsta eller lägsta värden i ett längre tidsperspektiv. Därför var uppgiften att – utifrån ett vattenkraftperspektiv – välja ut en referensperiod som är representativ för vattenkraftens produktionsförmåga.

I och med att valet av referensperioden påverkar resultaten i elsystemmodellen är det viktigt att perioden väljs med omsorg. Efter att har samlat in historiska tillrinningsdata för en lång tidsperiod, analyserades tillrinningar.

Tillrinningarna skiljer sig både mellan år och mellan geografiskt område. I Figur 28 jämförs årstillrinningar. Ofta betecknar man år som *våtår* eller *torrår* för att kategorisera deras årstillrinning. Medan det är lämpligt för individuella älvsystem, kan det finnas regionala skillnader mellan olika älvar. Till exempel var 1988 det historiskt våtaste år när det gäller Lagan, medan det var ett genomsnittligt år i Luleälven. Dessutom är det viktigt att konstatera att årstillrinningarna för varje älvsystem varierar starkt i ett bredare band runt dess medelvärde, se Figur 29.

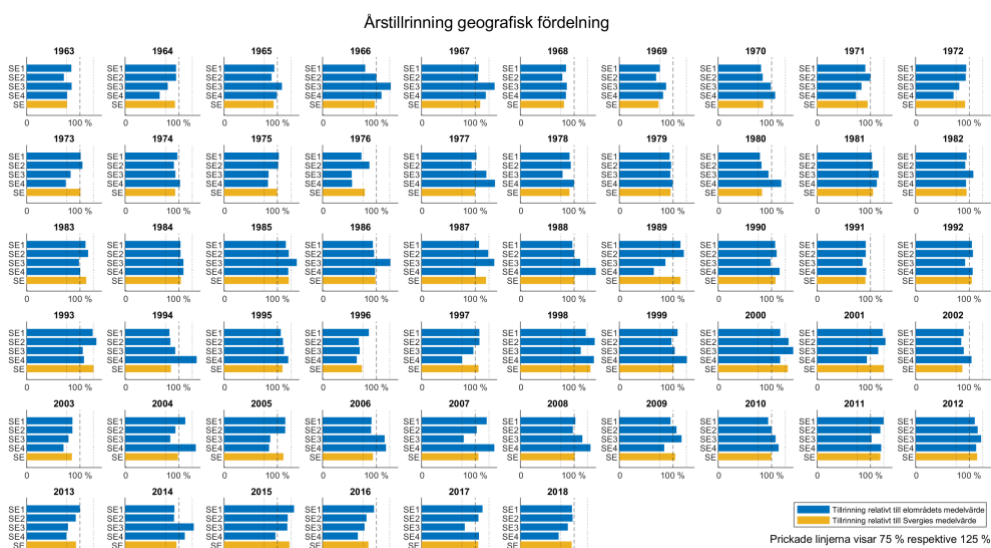


Figur 28. Årstillrinningar för kalenderår 1963-2018 i de undersökta älvarna, omräknat till tillrunnen energi (se avsnitt 3.3.1). De övre fyra diagram visar årstillrinning per elområde, den nedre diagrammen summan för samtliga undersökta älvsystem. Den ljusblå linjen visar medelvärdet för respektive område.



Figur 29. Årstillsningar för kalenderår 1963-2018 i de undersökta älvorna, omräknat till tillrunnen energi (se avsnitt 3.3.1). De streckade linjerna visar medelvärdet för respektive älvsystem.

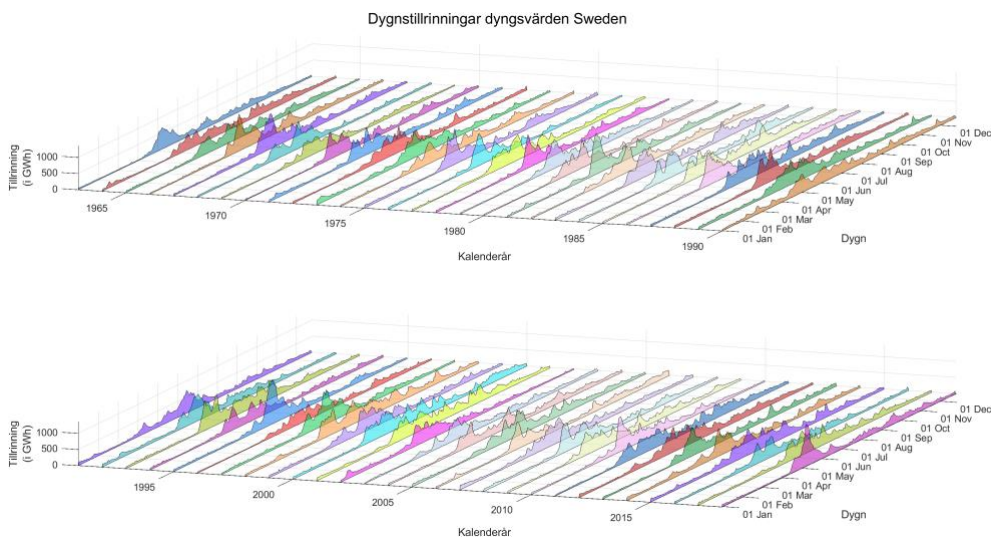
För jämförelser per elområde summeras tillrinningarna för de undersökta älvsystemen och normeras sedan mot respektive områdets medelvärde, Figur 30.



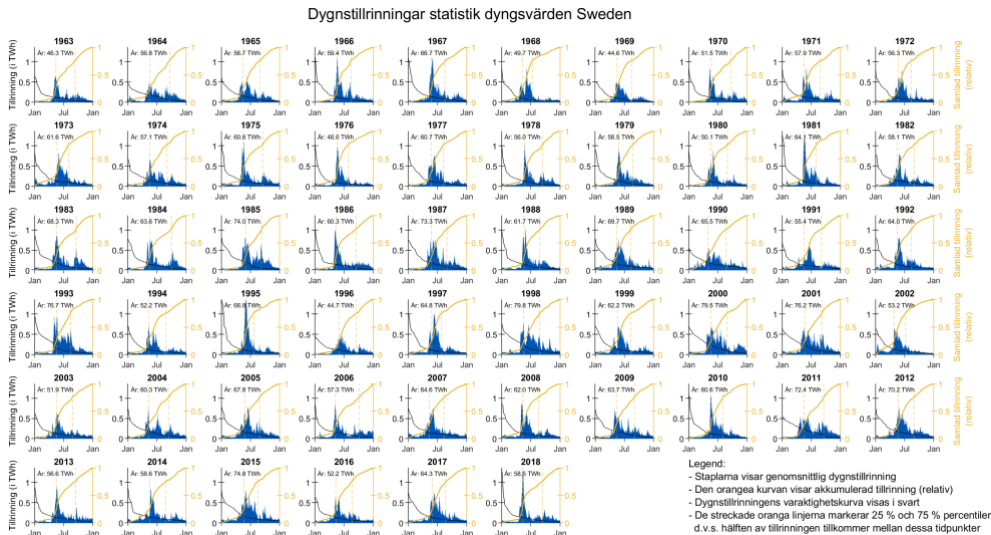
Figur 30. Årstillsningar för kalenderår 1963-2018 i de undersökta älvorna, omräknat till tillrunnen energi (se avsnitt 3.3.1) per elområde (blå) samt summan (gul). De streckade linjerna markera intervallet $\pm 25\%$ runt respektive medelvärde.

Tillrinningarna skiljer sig dock inte bara med hänsyn till årstillrinningen utan även när det gäller dygnstillrinningarnas variationer och mönster. Variationerna syns i Figur 31 som visar den tillrunna energin per dygn för samtliga undersökta älvsystem. Det syns att tillrunnen energi koncentreras mer under vissa år (t.ex. 1995) och mindre under andra (t.ex. 1993). Samma slutsatser kan dras genom att analysera utveckling av den ackumulerade tillrinningen per dygn, se Figur 32. Ju

brantare den kurvan stiger, desto mer koncentrerade är tillrinningen till enskilda perioder. Just "spetsigheten" på vårfloden och utjämning under de olika säsongerna är viktiga aspekter i och med att vattenkraftssystem kan tillvarata tillrinningen på bättre sätt ju mer utjämnat den är.



Figur 31. Summerade dygnstillrinningar i de undersökta älvarna för kalenderår 1963-2018, omräknat till tillrunnen energi (se avsnitt 3.3.1).



Figur 32. Summerade dygnstillrinningar (blå) i de undersökta älvarna för kalenderår 1963-2018, omräknat till tillrunnen energi (se avsnitt 3.3.1). Dessutom visas de ackumulerade värden (gul), varaktighetskurvan (svart) samt 25 % och 75 % percentilen (gula streckade linjerna) som markerar delar upp året i tre områden där det första och det sista innehåller 25 % av årstillrinningen var samt det mellersta som innefattar den resterande hälften.

En lämplig referensperiod för elsystemmodellen ska tillgodose följande krav:

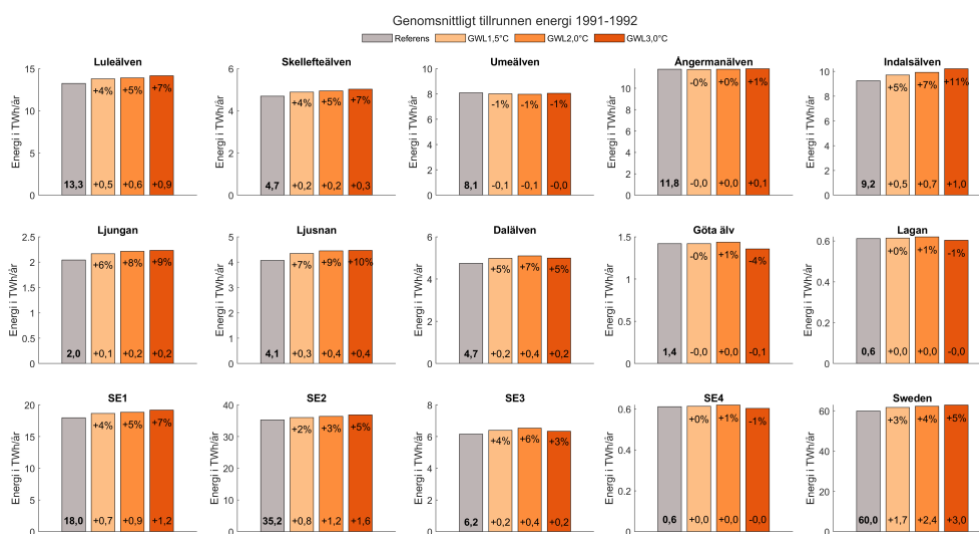
- Ligga inom klimatmodellens referensperiod

- Sticker ej ut som extrem utan är vanligt förekommande, både för den aggregerade tillrinningen per elområde samt för summan av samtliga undersökta älvsystem
- Omfattar ett kalenderår (i elsystemmodellen används kalenderår, ej hydrologiska år)
- Data för den valda perioden finns tillgängliga (avser indata till elsystemmodellen)

Kraven ska i bästa möjliga mån uppfyllas både på nationell nivå, på elområdesnivå samt för varje älvsystem.

I och med att årstillrinningarna varierar signifikant från år till år valde vi längden på referensperioden för att täcka två kalenderår. På så sätt kan vi fånga ett år som är med lägre och ett med högre årstillrinning som visade sig vara mer vanligt än ett ett genomsnittligt år.

Referensperioden valdes utifrån en visuell bedömning av de presenterade diagrammen (Figur 28 – Figur 32) och de ställda kraven till att omfatta kalenderåren 1991-1992. Den tillrunna energin för dessa år i genomsnitt på 60 TWh/år för de undersökta älvarna. I GWL2,0°C ökar den med 2,4 TWh/år som motsvarar en ökning på 4 %, det är dessa värden som är input till elsystemmodellen i AP3. Medelvärde för samtliga GWLer visas i Figur 33.



Figur 33. Genomsnittlig tillrinning energi i de undersökta älvsystemen för den valda referensperioden som ligger till grund för el- och energisystemmodellen. Områdesbetäckningar SE1 – SE4 samt Sweden avser aggregerade värden för de undersökta älvsystemen. Värden för Göta älv ingår i SE3 och Sweden.

Ursprungligen var tanken att härleda klimatkriterier för tre olika typer av år: Ett våtår, ett medianår och ett torrår, vilket syftar på utgångssituationen för vattenkraften och om den – i genomsnitt – antingen var präglad av hög, genomsnittlig eller låg tillrinning. Referensperioden i klimatmodelleringen skulle därmed anpassas till en delmängd av alla år, t.ex. bara sådana som var präglade av låg tillrinning oavsett om det exempelvis handlar om en älv i norra eller södra

Sverige. Eftersom ansatsen skulle kräva att förhållanden vore homogena för alla älvar i Sverige, vilket de de facto inte är, har vi förkastat den idén.

3.4 MODELL

I början av projektet jobbade vi med Spine²⁹, ett nyutvecklat optimeringsverktyg för produktionsplanering i el- och energisystem. Spine har många fördelar i och med att modellens källkod är öppen³⁰ och att den kan vidareutvecklas av en bredare community. Utmaningen för oss var att de tio älvarna vi jobbade med i KLIVA-projektet inte var modellerade än och att vattendomar – än så länge – inte är implementerat. Den vidareutvecklingen skulle överstiga resurserna i KLIVA-projektet. KTH har redan påbörjat utvecklingsarbetet parallellt med KLIVA-projektet.

I KLIVA-projektet har vi i stället fått använda *HydroProdPlan*. Det är en produktionsplaneringsmodell för den svenska vattenkraften som har utvecklats på Vattenfall och som har använts i flera likadana studier, t.ex. i (Bladh & Funkquist 2021) för att simulera miljöåtgärders inverkan på vattenkraftens produktions- och balanseringsförmåga.

Modellen beskrivs i detalj i (Funkquist 2023). I de följande avsnitt förklarar vi användningen i KLIVA-projektet.

3.4.1 HydroProdPlan

Produktionsplanering

Produktionsplaneringen är en process. Oavsett kraftslag syftar den till att optimera produktionen med hänsyn till exempelvis intäkter (i avreglerade elmarknader) eller behov (i system med *central dispatch*). Produktionen avser dessutom flera ”produkter”, t.ex. produktionen som handlas på day-ahead marknaden, på intraday-handeln eller regler- och systemtjänster. Planerings- och beslutsprocessen för dessa produkter beskrivs i (Scharff & Egerer 2014) utifrån elproducenternas perspektiv. Att samoptimering dessa produkter är för komplext, därför sker optimeringar vanligtvis i flera sekventiella steg där resultat av det ena lägger grunden för den användbara flexibiliteten i det nästa, t.ex. att optimera bud till reglermarknaden utifrån resultat på day-ahead-marknaden. I *HydroProdPlan* ligger fokus på att optimera produktionen utifrån prissignalen på day-ahead-marknaden.

Produktionsplanering för vattenkraft inkludera både elproduktion och användning av magasinerna, deras samspel möjliggör att ”förflytta” vatten från tidperioder med låga elpriser till tidperioder med höga elpriser. Det innebär att optimeringsperioden behöver sträcka sig minst lika långt som det är möjligt att förflytta vatten i tid. Beroende på älvsystem kan det handla om upp till två år i Sverige och Norge. Tiden skiljer sig mellan magasinerna och bestäms av deras användbara magasinens volym i förhållande till kraftstationens slukförmåga som är det flödet som behövs för att producera med full effekt.

²⁹ <http://www.spine-model.org/index.htm>.

³⁰ <https://github.com/Spine-project>.

I och med att produktionsplaneringen behöver ta hänsyn till den egna vattenkraftsportföljen som en helhet, blir optimeringsproblemen snabbt mycket stora. I *HydroProdPlan* – som har utvecklats för forskningsfrågor – undersöks vanligtvis ett älvsystem i taget.

Den viktigaste skillnaden mellan arbetet med vattenkraftmodellen i KLIVA-projektet gentemot den operativa produktionsplaneringsprocessen är att vi tittar bakåt och undersöker körningar med olika indata medan den operativa processen tittar framåt och jobbar med pris- och tillrinningsprognoserna. I *HydroProdPlan* bortse från dessa osäkerheter, modellen är deterministisk.

Att modellen är deterministisk och att den används för att optimera ett älvsystem i taget, innebär å andra sidan att vi kan optimera med hög detaljnivå (stations- eller aggregatsupplöst) och samtidigt med hög tidsupplösning (en timme). Timmupplösning är viktigt för att kunna ta hänsyn till dygnsreglering (begreppet syftar till prisvariationer inom dygnet) som vattenkraften bidrar med.

Val av modellåren för att undersöka produktions- och balanseringsförmågan

Vattenkraftens tillrinningar skiljer sig väsentligt mellan åren, samma gäller elpriserna på day-ahead-marknaden. För att fånga variationerna vill vi utvärdera så många år som möjligt. För att vara konsistent med AP1 där klimatfaktorerna beräknades på tidsperioden 1971-2000 som referens, skulle modellåren för att undersöka produktions- och balanseringsförmågan också vara del av den tidsperioden (samma argument som tidigare i avsnitt 3.3.2). I och med att elpriser spelar en central roll i produktionsplaneringen, behöver vi även ta hänsyn till perioden som vi har elpriser för.³¹ Därför föll valet på åren 2001-2019. Fram till 2011-11-01 används priserna för hela Sverige eftersom landet då bestod av ett enda prisområde. Sedan används prisserierna för respektive elområde.

Konsekvensen av att vi applicera klimatfaktorerna från AP1 på modellåren 2001-2019 är att vi överskattar klimatförändringarna något. Resultaten i kapitel 3 angående produktions- och balanseringsförmåga beskriver därmed GWLer som är, grovt uppskattat, ca 0,4°C³² högre än GWL1,5°C, GWL2,0°C och GWL3,0°C.

Indata

Indata till modellkörningarna som gjordes i KLIVA-projektet sammanställs i följande översikt. Parametrar som uppskattades är markerat med en asterisk:

- Kraftverksdata: Installerad effekt, maximal stationsvattenföring, driftpunkten med bästa verkningsgrad* antagen till 80 % av maximal stationsvattenföring samt 90 % av installerad effekt, lägsta effekt = 0*, högsta spill nästan obegränsad (5000 m³/s)*
- Magasinsdata: Sänkningsgräns, dämningssgräns, magasinsformen (tabellerad för större magasin), användbara magasinvolymen mellan sänkings- och dämningssgräns

³¹ Tyvärr tillgängliggör elbörsen Nord Pool inte längre marknadsdata avgiftsfritt. ENTSO-E:s transparensplattform <https://transparency.entsoe.eu/> är väldigt värdefullt för forskningsprojekt.

³² Enligt IPCC-AR6 har den globala medeltemperaturen ökat med ca 0,18 °C sedan 1980-talet.

- Topologi: Beskriver koppling mellan magasin och kraftstation samt gångtider. Älvsträckor består av antingen magasin – kraftstation – nästa magasin nedströms eller magasin – spillväg – nästa magasin nedströms (andra älvsträckor som t.ex. strömsträckor eller trösklar används inte)
- Lokaltillrinningar per magasin som illustrerat i avsnitt 3.2.4 (med hjälp klimatfaktorer från AP1) – Till skillnad från avsnitt 3.3 där vi beräknade den *tillrunna energin* som indata till el- och energisystemmodellerna, handlar det nu om *tillrinning*, d.v.s. ett vattenflöde (m³/s).
- Historiska elpriser för day-ahead-marknaden *Elspot* enligt föregående stycke "Val av modellåren för att undersöka produktions- och balanseringsförmågan"
- Vattendomar

Att i praktiken inte begränsa spill beror på att vi inte hade data för alla älvar samt att vi bedömde värden för några stationer som ej pålitliga.

Vattendomar beskriver hur vattnet får nyttjas och kan reglera körplanerna på olika sätt, t.ex. genom att ange magasinens högsta eller lägsta vattenstånd (värden kan vara fastställda för hela året eller delar av året), minsta flöde i en spillfåra, högsta eller lägsta tillåtna flöde i älven nedströms stationen samt förändringar på vattenstånd eller flöden. Medan några sorter vattendomar är ganska enkelt att hantera i den matematiska optimeringen (de begränsar en optimeringsvariabel, t.ex. magasinets vattenstånd) ökar andra beräkningstiden signifikant eftersom det krävs ytterligare variabler för att modellera dem (t.ex. att en viss storlek inte får bara förändras i ett visst spann). Därför fick vi väga av vilka vattendomar vi tar med i arbetet. Tabell 8 visar samtliga vattendomar som finns i indata, listat i fallande ordning. I KLIVA-projektet tas hänsyn till de första tre som avser vattenstånd i magasinerna ("WaterLevel"), det lägsta tillåtna spillet ("MinSpill") och det lägsta tillåtna flödet nedströms kraftstationen ("MinFlow"). Tillsammans utgör dessa tre sorter 95 % av samtliga 1734 individuella vattendomar i indata.

Tabell 8. Antal vattendomar för de undersökta vattenkraftsystemen i Sverige. I KLIVA-projektet togs hänsyn till samtliga vattendomar av typen "WaterLevel", "MinSpill" och "MinFlow".

Type	Luleälven	Skellefteälv	Umeälven	Ängermanäl	Indalsälven	Ljungan	Ljusnan	Dalälven	Göta älv	Lagan	Summa
WaterLevel	30	29	30	112	524	32	120	7	106	376	1366
MinSpill	0	27	15	28	48	30	28	13	0	0	189
MinFlow	4	14	5	7	40	2	4	9	0	5	90
MaxChangeWeek	2	0	0	16	10	0	0	0	0	0	28
MaxChangeDay	2	0	0	15	9	0	0	0	0	0	26
LevelAboveRamp	0	0	7	0	0	0	0	0	0	0	7
LevelBelowRamp	0	0	7	0	0	0	0	0	0	0	7
DailyLevelChangeLimit	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	5
SpillChangeTimeInterval	0	0	0	0	0	3	0	0	0	0	3
MinDailyFlow	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0	2
WeeklyLevelChangeLimit	0	0	0	0	0	2	0	0	0	0	2
DailyLevelChangeLimitMean	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
HQ	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1
MaxFlowTwoSegments	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
MaxSpill_ResLevel	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1
MaxSpillChange_Day	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
MinWeeklyFlow	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1
MovingMinWeeklyFlow	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1
Spill_ResLevel	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
WeeklyLevelChangeLimitMean	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1

Bivillkor

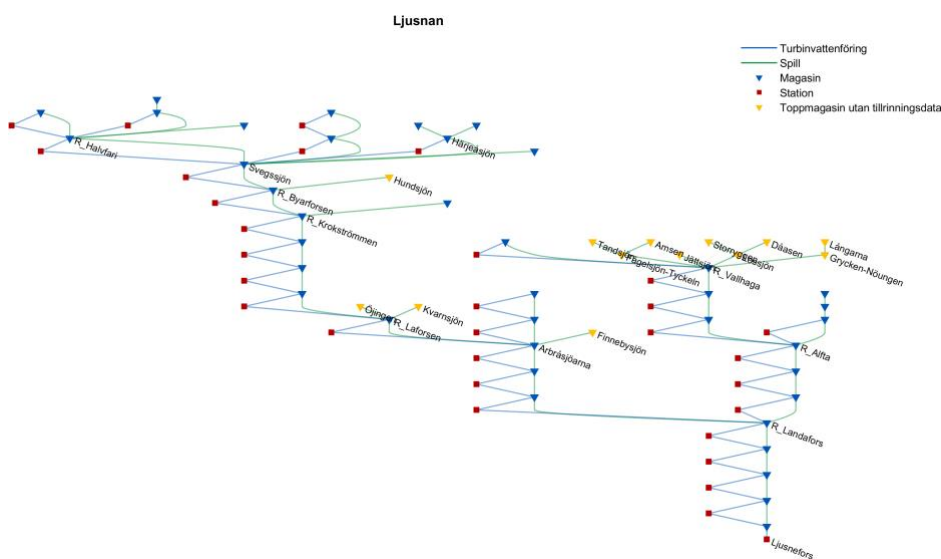
I modellkörningarna för KLIVA-projektet använder vi "hårda" och "mjuka" bivillkor. Hårda bivillkor måste uppfyllas exakt, medan mjuka går att över- eller

underskrida till kostnad av en straff som tillkommer målfunktionen.

HydroProdPlan tillåter olika valmöjligheter, följande val gjordes för beräkningarna i KLIVA-projektet.

Som hårda bivillkor valdes:

- Randvillkoret att magasininsnehåll/vattenstånd måste vara lika i början och slutet av optimeringsperioden samt inom bandet mellan sänkings- och dämningssgräns.
- Samtliga vattendomar knutna till vattenstånd måste följas. Detta gäller dock ej för toppmagasin för vilka det saknas data om lokaltillrinning (se exemplet i Figur 34) i och med att dessa vattendomar i modellen inte skulle kunna uppfyllas i modellen ifall de föreskriver vattenståndsförändringar som kräver lokaltillrinning.
- Samtliga vattendomar som specificerar ett lägsta tillåtet spill måste följas. Detta gäller dock ej för toppmagasin för vilka det saknas data om lokaltillrinning, t.ex. Hundsjön och Öjingen i Ljusnan (se Figur 34), i och med att dessa vattendomar inte skulle kunna uppfyllas i modellen då de kräver lokaltillrinning.



Figur 34. Exempel på Ljusnans topologin med magasin (blå/gul triangel), kraftstationer (röd kvadrat), stationsvattenföring (blå linje) och spillvägar (grön linje) samt toppmagasin utan tillrinningsdata (gul triangel).

Som mjuka bivillkor valdes:

- Det maximala spillet satts i början av arbetet i KLIVA-projektet av praktiska skäl till ett mycket högt värde (5000 m³/s) och får överskridas mot en straff i målfunktionen.
- Vattendomarna av "MinFlow" får underskridas mot en straff i målfunktionen.

Målfunktion & optimering

Målfunktionen är att maximera intäkterna, d.v.s. produkten av elpris $p(t)$ och produktion $P_j(t)$ för samtliga stationer j sett över hela optimeringsperioden T :

$$\max_{P_j} \sum_{t \in T} \sum_{j \in J} p(t) P_j(t)$$

Sedan tillkommer termer för straffarna knutna till bivillkoren som minskar målfunktionsvärdet.

I optimeringen tas hänsyn till gångtider. Produktionen och stationsvattenförning är *inte* begränsade till ett lägsta värde > 0 . Kraftstationernas bästa verkningsgrad antas ligga vid 80 % av stationsvattenförning och uppgår till 90 % av den installerade effekten.

Magasinsinnehållen/vattenstånden i början och slutet av optimeringsperioden är *inte* knutna historiska värden utan får optimeras av modellen. Detta för att undvika orimliga begränsningar i och med att modellen är deterministisk samt att optimeringsperioden i modellen avviker från optimeringsperioden i verkligheten både i längd och i avseende till att den har en konkret början och slut i modellen medan den fortlöper i praktiken.

Optimeringsproblemet formuleras i *Matlab*³³ som ett linjärt matematiskt problem, sedan använder vi i KLIVA-projektet använt *GAMS*³⁴ för att lösa det. Som lösaren används *CPLEX*³⁵. Beräkningstiden för tio älvar, fyra tillrinningsscenario (referens samt tre GWL) samt 19 modellår var (Dalälven bara 18) uppgick till drygt två dygn.

Utdata

Resultat från optimeringen är en produktionsplan med högst möjligt målfunktionsvärde givet de beskrivna indata och med hänsyn till de beskrivna bivillkoren. Beroende på om optimeringsproblemet har ett brett optimum eller ett mycket smalt, kan närliggande lösningarna ha ett nästan lika bra målfunktionsvärde eller ett väsentligt mindre.

Produktionsplanen beskriver elproduktion, stationsvattenförning, spill och utveckling av vattenstånd/magasinsvolym för samtliga kraftstationer respektive vattenmagasin. Exempel på dessa finns Bilaga A.

3.4.2 Modellutveckling optimering på signal från elsystemmodellen

Som en del i projektet har vi kopplat vattenkraftmodellen till elsystemmodellen för att undersöker om den detaljerade vattenkraftmodellen kan identifiera körplaner som uppfyller det behovet som elsystemmodellen har beräknat. När elsystemmodellen har tagit fram en optimal sammansättning av elsystemet, beskrivs rollen av varje kraftslag (och på samma sätt även för olika förbrukning och importer/exporter) som en timupplöst tidsserie som respektive kraftslag

³³ <https://www.mathworks.com/products/matlab.html>.

³⁴ <https://www.gams.com/>.

³⁵ <https://en.wikipedia.org/wiki/CPLEX>.

behöver bidra med. I och med att elsystemmodellen täcker ett mycket stort geografiskt område, beskrivs samtliga kraftslag m.m. aggregerat för större områden. För de svenska delarna användes områden som matchar SE1, SE2 och ett sammanlagt område som beskriver SE3 och SE4 tillsammans. För att utreda om vattenkraften *per område* kan leverera den beräknade produktionen per område, behövde målfunktionen i vattenkraftmodellen ändras till att minimera avvikelsen mellan den aggregerade vattenkraftproduktionen i elsystemmodellen och motsvarande områdets vattenkraftproduktion $\sum_{j \in J} P_j(t)$ enligt vattenkraftmodellen där mängden J innehåller samtliga kraftstationer j inom området. Sett ur vattenkraftmodellens perspektiv blir den aggregerade vattenkraftproduktionen i elsystemmodellen ett behov $B(t)$ som behöver uppnås så nära som möjligt.

Det finns flera sätt att formulera målfunktionen, vi har testat två:

- Att minimera summan av de *kvadratiske* avvikelserna tidssteg för tidssteg. Större avvikelser påverkar målfunktionsvärdet därmed starkare än små avvikelser som är fördelaktig i och med att optimeringen kommer försöka följa behovet så nära som möjligt med hänsyn till samtliga bivillkor och indata beskriven i avsnitt 3.4.1. Det matematiska optimeringsproblemet blir dock kvadratisk. Målfunktionen över hela optimeringsperioden T är:

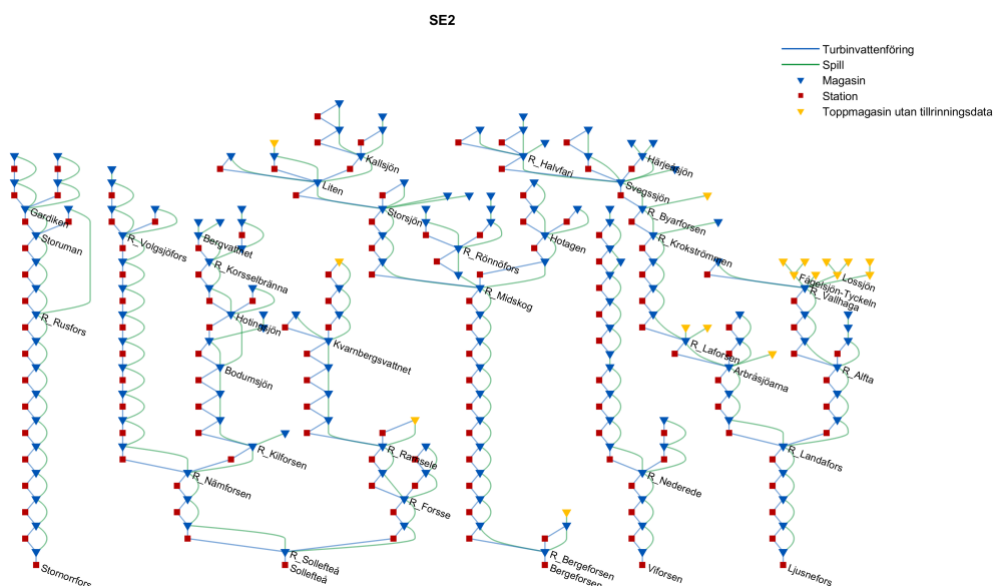
$$\min_{P_j} \sum_{t \in T} \left(\sum_{j \in J} P_j(t) - B(t) \right)^2$$

- Att minimera summan av de *absoluta* avvikelserna tidssteg för tidssteg. Här viktas avvikelserna likadana, en stor avvikelse påverkar målfunktionsvärdet på samma sätt som två halvt så stora avvikelser. Fördelen är dock att optimeringsproblemet fortfarande är ett linjärt problem. Målfunktionen över hela optimeringsperioden T är:

$$\min_{P_j} \sum_{t \in T} \left(\sum_{j \in J} P_j(t) - B(t) \right)$$

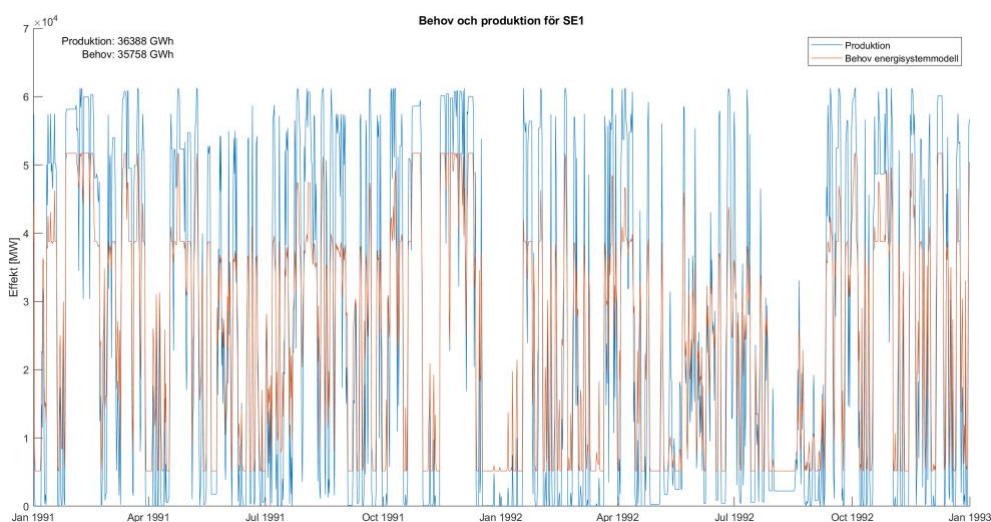
I båda fall tillkommer sedan termer för straffarna knutna till bivillkoren som ökar målfunktionsvärdet.

En stor utmaning ligger i att optimeringsproblemet växer ju fler älvsystem som behöver optimeras tillsammans. Figur 35 visar det svenska elområdet SE2 där störst antal kraftstationer och magasin ingår i de älvsystem som vi undersöker i KLIVA-projektet.



Figur 35. De sammanlagda älvsystem som optimeras tillsammans för SE2. Individuella älvsystem från vänster till höger: Umeälven, Ångermanälven, Indalsälven, Ljungan och Ljusnan.

En annan utmaning är längre beräkningstider i och med att kvadratiska optimeringsproblem. Vi stegade oss fram genom att anpassa tidsupplösning och längden på optimeringsperioden. Figur 36 visar den sammanlagda vattenkraftproduktionen $\sum_{j \in J} P_j(t)$ i SE1 för en körning där vi minimerade de kvadratiska avvikelserna på 12 timmars tidsupplösning. Exemplet visar redan en viktig insikt: Det är viktigt att modellera de lägsta och högsta produktionsnivåer på ett sätt som kommer nära verkligheten. Den bästa lösningen vore att jobba med flera driftpunkter för att beskriva P-Q-kurvan (avsnitt 3.3.1) per station. Särskilt viktigt är data på de lägsta produktionsnivåer per station för att undvika resultat med orimligt låga produktion under ett antal tidssteg.



Figur 36. Exempel på en körning under utvecklingsarbetet. Diagrammet visar den sammanlagda vattenkraftproduktionen i SE1 (blå) och behovet från elsystemmodellen (röd). Optimeringen baserar på historiska lokaltillrinningar (d.v.s. utan klimatfaktorer), 12 timmars tidupplösning, två års optimeringsperiod och en målfunktion som minimerar den kvadratiska avvikelser.

Sist finns en specifik utmaning i *HydroProdPlan* i och med att den använder *Matlab* (se avsnitt 3.4.1) för att formulera optimeringsproblemet: *Matlab* överskrider minnesbegränsningen temporärt i ett av stegen i den interna processen. Här skulle det behövas justeringar för att även kunna formulera on/off-variabler som beskriver kraftstationernas lägsta produktionsnivåer innan de stängs av i det kvadratiske problemet som då blir ett kvadratiskt problem med heltalsvariabler.

3.4.3 Datauppsättning

Energiföretagen Sverige tillhandahåller en datauppsättning för forskare som beskriver vattenkraften i de största älvarna i Sverige. Den innehåller:

- Parametrar för kraftstationer, t.ex. installerad effekt och maximal stationsvattenföring
- Parametrar för magasin, t.ex. sänknings- och dämningssgräns samt magasinsvolymen
- Topologin i älven, d.v.s. vilka stationer som ligger uppströms/nedströms en kraftstation samt vilket magasin som är knuten till kraftstationen
- Vattendomar (ej nödvändigtvis fullständiga)
- Historiska lokaltillrinningar
- Historiska vattenstånd

I KLIVA-projektet har vi utgått ifrån denna datauppsättning och även bidragit till att den förbättrats, främst genom att utreda lämpliga källor för lokaltillrinningarna (se avsnitt 3.2) samt genom att utöka tidsperioden för datauppsättningen med hjälp av Vattenregleringsföretagen och vattenkraftsägarna. Även några korrigeringar och uppdateringar har gjorts angående systembeskrivningen.

3.5 BEGRÄNSNINGARNA

Innan en presentation av resultaten ges sammanfattas i detta avsnitt ett antal viktiga begränsningar och deras innebörd:

- Modelleringen i vattenkraftmodellen gjordes på stationsnivå. Många stationer består av flera aggregat (en uppsättning av turbin och generator). Anledningen till detta är att vi inte har tillgång till data på aggregatsnivå. → Konsekvensen är att vi inte kan modellera produktionsplanerna med samma detaljnivå.
- Vi saknar uppmätta PQ-kurvor för stationerna. → Konsekvensen är att vi inte kan beräkna produktionsplanerna med hänsyn till denna viktiga detalj. Vi antar att den optimala verkningsgraden ligger vid samma punkt för alla stationer.
- Vi saknar de lägsta produktionsnivåer $P_{\min}$ som inträffar vid den lägsta turbinvattenföringen $Q_{\min}$. → Konsekvensen är att vi inte kan beräkna produktionsplanerna med hänsyn till denna viktiga detalj.

Produktionsplaner innehåller tillfällen där en eller flera stationer producerar på en låg nivå som inte vore möjligt i verkligheten.

- Vi saknar högsta möjliga spill $S_{\max}$ per station. → Konsekvensen är att modellen tillåts spilla mer än vad som är möjligt i verkligheten. Från erfarenhet i andra projekt leder det främst till att spillet koncentreras på kortare tidsperioder medan det annars hade jämnats ut vid samma tidpunkt på en längre period. Produktionsplanerna antas därför inte påverkas i större utsträckning.
- Produktionsplanerna beräknas för en optimeringsperiod på ett år som vi har valt följa kalenderår. Från ett produktionsplaneringsperspektiv skulle man helst börja och avsluta optimeringsperioden när magasinens volymerna tenderar vara som högst eller lägst, t.ex. strax inför vårfloden. Denna tidpunkt skiljer sig dock mellan älvarna. Dessutom skulle längden på optimeringsperioden helst motsvara älvsystemets möjlighet till att förflytta vatten i tid. Även denna lagringsförmåga skiljer sig mellan älvarna. → Konsekvensen är att produktionsplanerna och särskilt de modellerade vattenstånden kan skilja sig från de historiska observerade.
- Vi undersökte tio välutbyggda vattenkraftssystem i Sverige som allesammans har magasin med nämnvärd storlek i förhållande till kraftstationens slukförmåga. → Även om vi fångar stora delar av vattenkraftens elproduktion och installerade effekt i Sverige så ingår inga älvsystem som bara består av strömkraftverk eller småskalig vattenkraft.
- Även om vi har modellerat merparten av aktuella vattendomar (ca 95 %), har inte samtliga sorter kunnat betraktas. → Detta leder till en viss överskattning av vattenkraftens flexibilitet.
- Vi har inte modellerat nya miljövillkor som utvecklas i samband med omprövning av vattenkraften. Miljöåtgärder har en direkt påverkan på vattenkraftens produktions- och balanseringsförmåga. → Detta leder till en viss överskattning av vattenkraftens *framtida* produktions- och balanseringsförmåga och kommer analyseras i ett nytt forskningsprojekt (se avsnitt 7.1).
- För Göta älv lyckades vi inte beräkna robusta tillrinningar i S-HYPE som matchade HBV-modellen med lämplig detaljnivå (se avsnitt 2.3.1). → Resultaten för Göta älv är inte robusta och har därför utelämnats i de vidare analyserna i kapitel 2 och 3. Problematiken skulle kunna angripas med ett av förslagen till fortsatt arbete (kapitel 7). Den tillrunna energin för Göta älv ingår dock i indata till el- och energisystemmodellen för elområdet SE3 (kapitel 4 och 5).
- För Lagan bortser vi i analysen från år 2018 på grund av att optimeringen inte kunde hitta en tillåten lösning för just detta år. → Resultaten grundar sig ändå på 18 simulerade år, konsekvenserna av att utesluta 2018 antas vara försumbara.

- I och med att produktionen optimeras mot elpriser behövs tillgång till historiska elpriser. Detta begränsar valet av åren som vi använder för att undersöka förändringar mellan lokaltillrinningar för de tre GWLerna jämfört med historiska värden. Fr.o.m. 2001 har vi tillgång till elpriser, samtliga år ligger dock efter referensperioden i AP1 (1971-2000, se avsnitt 2.2.1). → Konsekvensen är att resultaten i kapitel 3 angående produktions- och balanseringsförmåga beskriver GWLer som uppskattas vara ungefär 0,4°C högre än GWL1,5°C, GWL2,0°C och GWL3,0°C. Annat än så har det dock ingen påverkan.
- Klimatfaktorer beskriver klimatförändringar men fångar inte kortvariga extremväderhändelser. → Resultaten från vattenkraftmodellen kan inte ta hänsyn till kortvariga extremväderhändelser heller.
- Vattenkraften antas i vattenkraftmodellen att vara "price taker", d.v.s. att produktionsplanerna inte har en effekt på elprisernas nivå, mönster och variation. → Vi förbiser verkligheten där tillrinningarna påverka elpriser i och med att vattenkraften står för en hög andel i den nordiska produktionsmixen.

3.6 RESULTAT

I den här kapitlen har klimatförändringarnas inverkan på vattenkraftens produktions- och balanseringsförmåga undersökts. Utöver det påverkar klimatförändringarna vattenkraften på ytterligare ett antal sätt:

- Extremväderhändelser: Tidsperioder med intensivt regn eller torka påverkar genom att höga flöden behöver kunna hanteras i vattenkraftsystem (dammsäkerhet), genom att det kan leda till lokala översvämning och problem i samhällen, genom att det ökar osäkerheterna i tillrinningsprognoserna samt genom att det begränsar produktionsförmåga under torra perioder. Extremväderhändelser förväntas både bli starkare och mer frekventa (IPCC 2021, German et al. 2020). Påverkan på just dammsäkerhet har undersökts i (Brandsten 2022).
- Isläggning: Stabila istäcken på älvarna är viktiga för vattenkraften i och med att det reducerar risken för istillväxt vid strukturer i intagskanalen, exempelvis galler vid intagsluckan. Dessutom minskar risken för ispropp i älven som kan ha stora konsekvenser på vattenkraftproduktionen i hela älvsystem. Problematiken och vidtagna åtgärder beskrivs i (Casselgren 2015, Löfblad et al., 2021). Klimatförändringarna förväntas leda till att lufttemperaturen växlar oftare mellan plus- och minusgrader som försvårar isläggningen (IPCC 2021).
- Skogsbränder: I Sverige ligger många vattenkraftanläggningar i skogsområden. Detta ställer höga krav på att kraftstationen och framför allt dammarna kan styras autarkt ifall en större skogsbrand skulle medföra att personal inte kan ryka ut samt att anslutningen till elnätet och kommunikationssystem skadas. Problematiken – som inom Europa nästan

är unik för Norden – samt vidtagna säkerhetsåtgärder beskrivs i (Jenvald & Morin 2019).

- Ytterligare effekter som t.ex. ökad vattentemperatur, blixtnedslag och storm beskrivs i (Löfblad et al. 2021).

Allt detta påverkar vattenkraftens och elsystemets resiliens (Eurelectric 2022) och måste beaktas även om det inte ligger inom ramen för KLIVA-projektet.

I resultatkapitlet beskrivs de sammanställda resultaten samt utvalda exempel för enskilda älvar. Underlag för samtliga älvsystem finns sammanställt i en separat bilaga som går att laddas ned på Energiforsks hemsida.

3.6.1 Produktionsförmåga

Begreppet produktionsförmåga syftar till vattenkraftens förväntade årsproduktion. Samtidigt undersöks även hur spillet kan komma att förändras på grund av ett varmare klimat. På så sätt får vi en bild av i vilken utsträckning vattenkraftssystemet kan tillvarata den förändrade årstillrinningen vid de olika uppvärmningsnivåerna.

Resultaten visar hur årsproduktionen och den spillda energin per år skulle förändras om de historiska åren 2001-2019 skulle inträffa i en framtid där lokaltillrinningarna har skalerats med klimatfaktorerna från AP2.

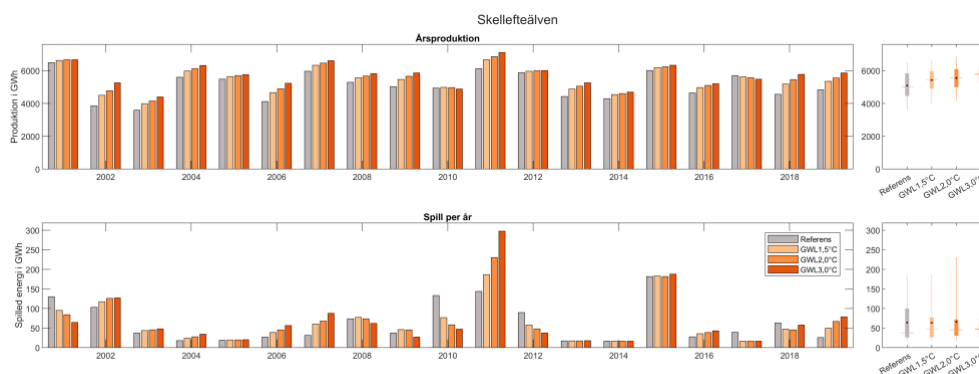
Produktionsplanen optimeras därmed på samma historiska elpriser.

Vattenkraftens egenskaper och parametrar, t.ex. kraftstationens installerade effekt, motsvarar dagens system år 2022.

Resultaten bygger på simulerade optimala produktionsplanerna. De har beräknats för ett kalenderår i taget. Produktionsplanerna kan skilja sig väsentligt mellan åren i och med att både lokaltillrinning och elpriser skiljer sig åt. Som ett exempel visas årsvärden för Skellefteälven i Figur 37. Referensen utgörs alltid av en körning med de historiska lokaltillrinningarna, d.v.s. utan klimatfaktorer. Som framgår av figuren visar den övre delen att årsproduktionen stiger i de flesta simuleringar som en konsekvens av klimatförändringarna och ökningarna är större desto högre uppvärmningsnivå vi simulerar.

År 2017 följer dock den omvända trenden (årsproduktionen sjunker). I det här fallet beror det på att vårfloden inträffar sent och större delar av vårfloden sammanfaller med tidsperioden där klimatfaktorer är under 1 för många magasin, därför minskar lokaltillrinningarna. För att sådana fall inte slår genom orimligt starkt är det viktigt att undersöka många år vilket ger ett större och mer robust sammanhang.

För år 2010 är årsproduktionen vid GWL3,0°C lägre än referensen och de andra två GWLerna. Dessa skillnader är dock små som kan bero på att den beräknade produktionsplanen har ett brett optimum.



Figur 37 Resultat för Skellefteälv: Årsproduktion och spill per år uttryckt i energi. Låddiagrammen till höger visar medianen (horisontellt streck), medelvärde (punkt), avståndet mellan 25 % och 75 % percentilen (låda) samt minimum och maximum (morrhår). De har samma skala som respektive stapeldiagram bredvid.

Nedre delen i Figur 37 beskriver förändringen av spillet uttryckt i GWh/år. Observera att skalan på y-axeln för det nedre diagrammet har en mycket högre upplösning än diagrammet som visar årsproduktion. Trenden för spill är mindre tydlig i och med att den varierar från år till år. Tittar man på statistiken som presenteras i låddiagrammet till höger, kan man dock konstatera att medelvärdet på den spillda energin endast ökar i mindre grad. Observera att analysen baserar på höga flöden i dagens klimat, med en klimatfaktor, men inte inkluderar förändringar i förekomsten av extremer eller när på året de inträffar i ett framtida klimat. Särskilt resultat angående spill antas påverkas av extremväderhändelser i älvsträckor där magasinen har låg lagringsförmåga i förhållande till stationens slukförmåga.

Resultaten för hur medelvärden på årsproduktionen förändras per älv sammanfattas i Tabell 9. Tabellen visar att den generella trenden som beskrivits tidigare i Tabell 6 även gäller för de andra älvarna, bortsett från Ångermanälven och Lagan som inte uppvisar någon större förändring i årsproduktion. Lagans årsproduktion minskar till och med vid GWL3,0°C i och med att den Lagans totala tillrinning minskar vilket anses bero på högre avdunstning (se avsnitt 2.3.4). Totalt sett förväntas produktionen öka med 2,8 till 4,5 TWh/år som motsvarar 4 till 7 %.

Förändringarna i årsproduktion kan jämföras med förändringarna i den summerade årstillrinningen per älv som beräknades i AP1, se Tabell 6. För de flesta älvsystem är förändringarna i samma storleksordning. Två älvar som sticker ut är Umeälven och Ångermanälven: I Umeälven lyckas dagens vattenkraftssystem i årsmedel att tillvarata bara hälften av den ökande summerade årstillrinningen. Och i Ångermanälven förblir årsproduktionen till och med konstant trots den ökande årstillrinningen. Anledningar kan vara mångfaldiga och avser både dagens system (dimensionering av magasin och kraftverk, bivillkor som t.ex. vattendomar) samt att dynamiken präglas av lokaltillrinningarnas mönster och amplitud, som gör det mer komplext än att bara titta på årstillrinningarna.

Tabell 9. Genomsnittlig årsproduktion 2001-2019 för de historiska referensfallen samt förändringen mot referensfallen för de tre simulerade GWLerna. För Lagan exkluderades år 2018 p.g.a. begränsningarna i optimeringsresultaten och för Dalälven sträcker sig perioden bara fram till 2018 i och med att vi inte hade tillgång till tillrinningsdata för 2019.

Älvsystem	Referens	GWL1,5°C	GWL2,0°C	GWL3,0°C
Luleälven	16 123 GWh/år	+6 %	+7 %	+11 %
Skellefteälven	5 100 GWh/år	+7 %	+9 %	+12 %
Umeälven	8 740 GWh/år	+3 %	+3 %	+5 %
Ångermanälven	12 492 GWh/år	±0 %	±0 %	-1 %
Indalsälven	10 480 GWh/år	+5 %	+7 %	+9 %
Ljungan	2 495 GWh/år	+5 %	+7 %	+6 %
Ljusnan	4 794 GWh/år	+6 %	+8 %	+7 %
Dalälven	5 402 GWh/år	+5 %	+7 %	+5 %
Lagan	688 GWh/år	±0 %	±0 %	-4 %
Totalt	66 314 GWh/år	+4 % (+2 773 GWh/år)	+6 % (+3 666 GWh/år)	+7 % (+4 456 GWh/år)

När det gäller spill, sammanfattas resultaten i Tabell 10. Observera att nivåerna är väsentligt lägre än i Tabell 9; det innebär att även förändringarna uttryckt i absoluta siffror är lägre. Medan spillet stiger i simuleringarna för Luleälven, Skellefteälven, Dalälven och Lagan, så minskar det för de andra fem älvsystemen som resultat av de förändrade produktionsplanerna. Bortsett från Lagan, där spillet är som högst för GWL2,0°C, syns ett samband mellan förändring och nivå på GWL: Ju högre GWL, desto starkare är den förväntade förändringen.

Tabell 10. Genomsnittligt spill 2001-2019 för de historiska referensfallen uttryckt i energi samt förändringen mot referensfallen för de tre simulerade GWLerna. Spillet är omräknat till energi. För Lagan exkluderades år 2018 p.g.a. begränsningarna i optimeringsresultat och för Dalälven sträcker sig perioden bara fram till 2018 i och med att vi inte hade tillrinning till tillrinningsdata för 2019.

Älvsystem	Referens	GWL1,5°C	GWL2,0°C	GWL3,0°C
Luleälven	35 GWh/år	+14 %	+20 %	+34 %
Skellefteälven	64 GWh/år	±0 %	+3 %	+9 %
Umeälven	177 GWh/år	-18 %	-21 %	-24 %
Ångermanälven	165 GWh/år	-10 %	-12 %	-13 %
Indalsälven	72 GWh/år	-21 %	-25 %	-26 %
Ljungan	109 GWh/år	-2 %	-3 %	-5 %
Ljusnan	370 GWh/år	-9 %	-12 %	-23 %
Dalälven	215 GWh/år	+2 %	+8 %	+10 %
Lagan	40 GWh/år	+3 %	+10 %	+8 %

Vad gäller spill bör det poängteras att optimeringen beräknar den kostnadsoptimala produktionsplanen – givet den tillgängliga vattenresursen och med hänsyn taget till många relevanta bivillkor. Modellkörningarna gjordes utan möjlighet för modellen att förändra vattenkraftsystemet, t.ex. genom att investera i effekthöjande åtgärder. Givet dagens vattenkraftsystem, beräknas den optimala kombinationen av spill och turbinvattenföring. Spill i sig behöver alltså inte vara

negativt i och med att det inte vore optimalt att (över-)dimensionera ett vattenkraftssystem för att tillvarata samtliga tillrinningar även under perioder med höga, dock kortvariga, flöden.

3.6.2 Balanseringsförmåga

Den nordiska vattenkraften bidrar i hög utsträckning till att både reglera och balansera variationer i elsystemet. Detta handlar om utjämning av varierande förbrukning, varierande produktion samt varierande utbyten med angränsande områden, t.ex. den kontinentala synkrona delen av det gemensamma europeiska elsystemet. Förmågan att hantera dessa variationer består av ett brett spann, där reglering och balansering behövs på tidsskalor från sekundnivå upp till säsongsnivå:

- Reglering, som betecknar utjämning av kortvariga variationer och där exempelvis frekvensreglering ingår.
- Balansering, som betecknar utjämning av medel- till långvariga variationer och som främst hanteras via day-ahead-marknaden, t.ex. balansering på dygns-, flerdygns- och säsongshorisont samt mellan åren.

Medan det behövs tillräckligt stor effekt (den så kallade flexibiliteten) för att hantera samtliga variationer, behöver uthålligheten, d.v.s. energin, vara större ju mer långvariga variationerna är. Det är anledning till att många fler teknologier kan bidra med att jämna ut kortvariga variationer i elsystemet än som behövs för att balansera långvariga variationer.

Vattenkraftens produktion optimeras vanligtvis på de förväntade elpriserna på day-ahead-marknaden. Att bidra med regler- och systemtjänster innebär ett visst avsteg från den beräknade produktionsplanen exempelvis i och med att en viss effekt behöver reserveras för reglertjänster. Den effekten antas dock vara liten i förhållande till den totala tillgängliga effekten i vattenkraftstationerna. Dessutom utgör vattenkraften ett kraftslag med låga koldioxidutsläpp som är både flexibel och uthållig. Att balansera mer långvariga variationer (som kräver även tillräckligt med energi) antas ha större påverkan på den optimala produktionsplanen. Därför fokusera vi i det här projektet på balanseringen, snarare än regleringen.

Som ett mått på balanseringsförmågan använder vi prissorterad produktion och värdefaktorer. Både är direkt knutna till vattenkraftens förmåga att anpassa sina produktionsnivåer till elpriserna. I och med att prissignalen beskriver det sammanlagda "läget" på elmarknaden, innebär en optimering på prissignalen även ett optimalt bidrag utifrån elsystemperspektivet.

Prissorterad produktion

För att beskriva balanseringsförmågan hos den svenska vattenkraften i de undersökta älvsystemen, analyserar vi vattenkraftens förmåga att maximera produktionen när elpriserna är som högst och förmågan att minimera den när priserna är som lägst. Genom att köra om optimeringen för varje GWL – dock mot samma elpriser som i referensfallet – kan vi jämföra förändringarna i förmågan

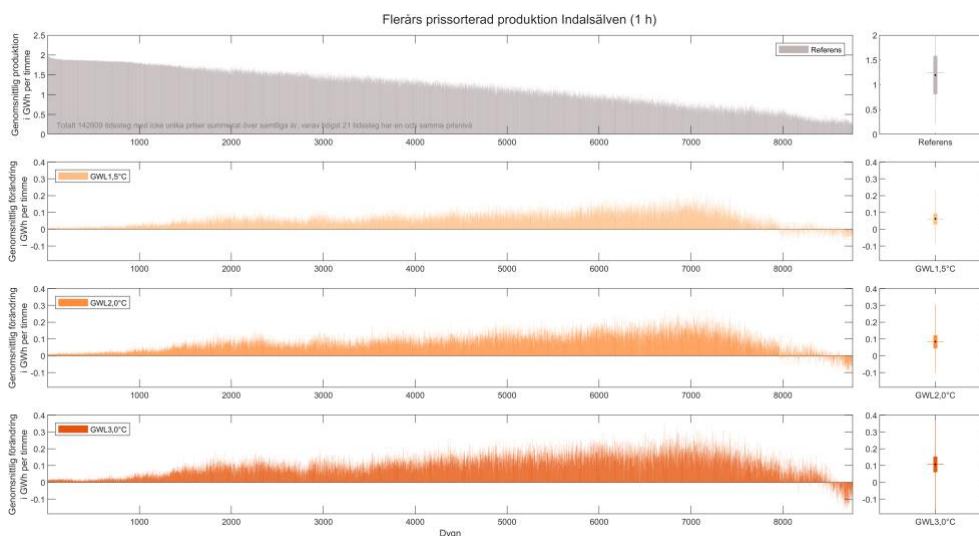
gentemot referensfallet. Referensfallet är det fall där produktionen optimeras mot historiska elpriser givet historiska tillrinningar.

Med vår ansats förbiser vi att en förändrad tillrinning även kommer att påverka elpriserna i och med att vattenkraften utgör en stor andel av den nordiska energimixen. Denna förenkling gör slutsatserna något mindre robusta. I och med att vi simulerar dagens vattenkraftssystem under förändrade tillrinningssituationer allt annat lika, ger resultaten en bild av den isolerade klimatpåverkan på vattenkraftens balanseringsförmåga.

Det ska poängteras att det är förändringarna vi kan kvantifiera, inte hur hög själva balanseringsförmågan är.

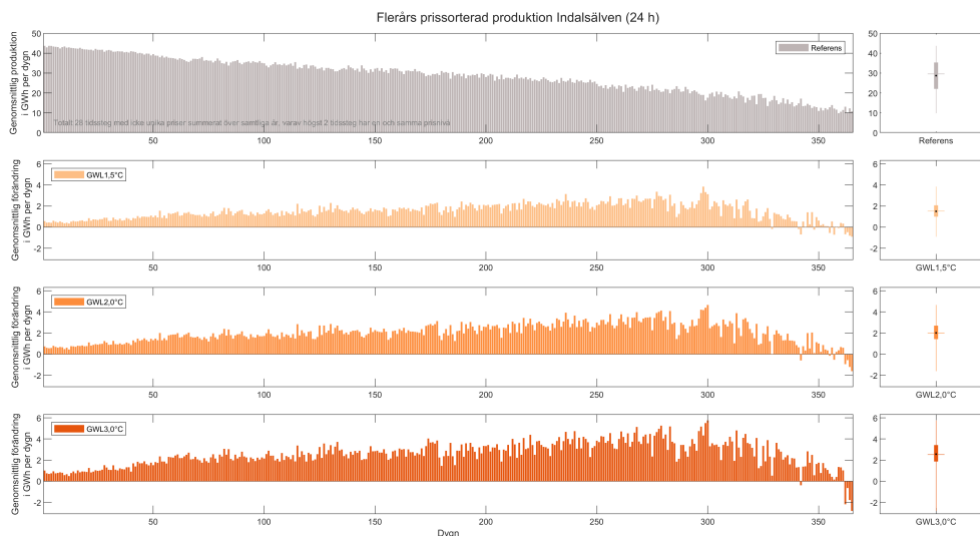
Undersökningar gjordes för åren 2001-2019 där optimeringshorisonten valdes för att motsvara ett kalenderår. Åren kan dock skilja sig väsentligt när det gäller lokaltillrinning och elpriser, och därmed skiljer sig även produktionsplanerna.

I och med att optimeringsproblemet försöker maximera produktionen under timmen med det högsta elpriset, därefter timmen med det näst högsta priset o.s.v. kan vi aggregera samtliga 19 timmar med det högsta elpriset (en sådan timme per kalenderår), samtliga med näst högsta o.s.v. Ansatsen kräver att samtliga år har lika många tidssteg, därför exkluderades den 29:e februari från samtliga skottår. Resultatet visar sedan den genomsnittliga elproduktionen under respektive timme per älv, Figur 38.



Figur 38. Prissorterad timvis produktion för Indalsälven 2001-2019. Diagrammet visar den prissorterade produktionen högst upp samt förändringarna gentemot den för varje uppvärmningsnivå (GWL). Låddiagrammen till höger visar median (horisontellt streck), medelvärde (punkt), avståndet mellan 25 % och 75 % percentilen (låda) samt minimum och maximum (morrhår). Y-axeln på de tre nedre diagram är densamma för att underlätta observation av magnituden på produktionen.

För att göra diagrammen enklare att läsa, undersöker vi istället produktionen per dygn. Budskapet förblir detsamma även om vi då sorterar genomsnittsproduktionen per dygn utifrån genomsnittspriset per dygn, se Figur 39.

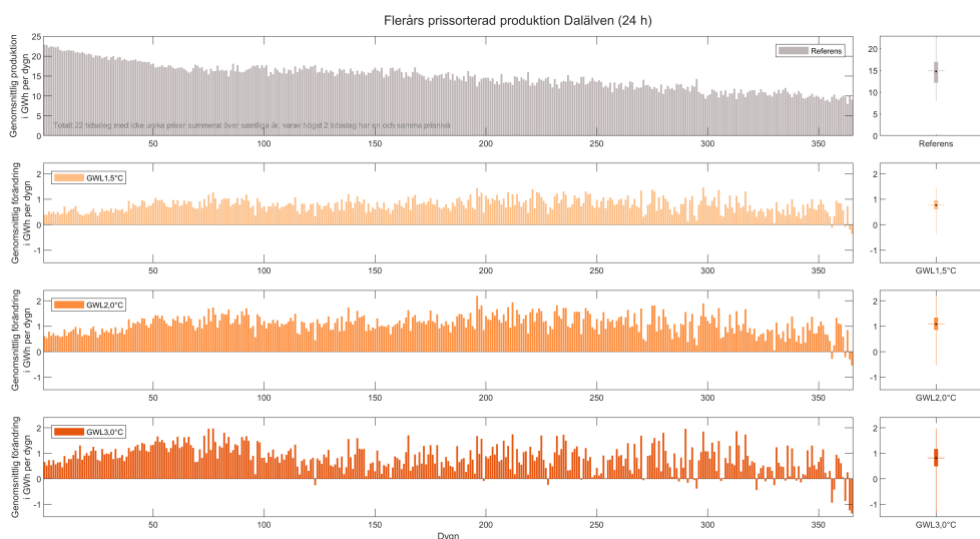


Figur 39. Prissorterad produktion för Indalsälven 2001-2019. Diagrammet visar den prissorterade dygnsproduktionen högst upp samt förändringarna gentemot den för varje uppvärmningsnivå (GWL). Låddiagrammen till höger visar median (horisontellt streck), medelvärde (punkt), avståndet mellan 25 % och 75 % percentilen (låda) samt minimum och maximum (morrhår). Y-axeln på de tre nedre diagrammen är densamma för att underlätta observation av magnituden på produktionen.

I Figur 39 visas den prissorterade dygnsproduktionen i det övre diagrammet samt förändringarna gentemot den för varje uppvärmningsnivå (GWL) i de tre nedre diagrammen. Låddiagrammen till höger visar genomsnittsvärde, avståndet mellan 25. och 75-percentilen samt minimum och maximum. Y-axeln på de tre nedre diagram är densamma för att underlätta observation av magnituden på produktionen. Mönstret som visas i Figur 39 för Indalsälven återspeglar även resultaten för Luleälven och Skellefteälven:

- Produktionen minskar *inte* under dygnen med de högsta genomsnittspriserna utan till och med ökar en aning.
- Den viktmasst största ökningen av produktion sker under mellanprisperioderna. Det innebär att vattenkraften inte kan utnyttja hela den förändrade tillrinningen för att öka produktionen bara under topprisperioderna.
- Under de dygnen med de allra lägsta genomsnittliga elpriserna sjunker produktionen. Detta i och med att den förändrade tillrinningen möjliggör förflyttning av produktion från dessa perioder till perioder med högre elpris.

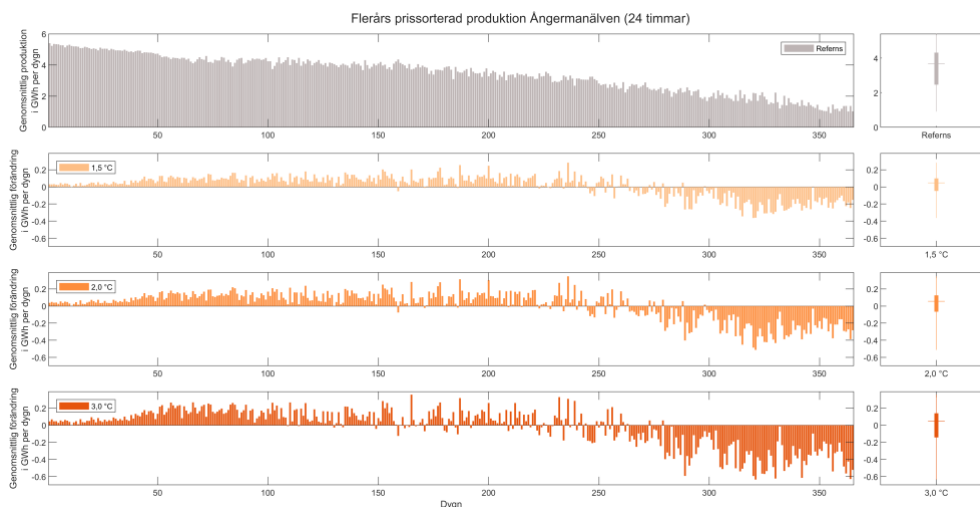
För Dalälven och Ljusnan är resultaten snarlika med den skillnaden att produktionsökningen sker viktmasst under perioder med högre elpriser jämfört med vad som är fallet för Luleälven, Skellefteälven och Indalsälven, se Figur 40.



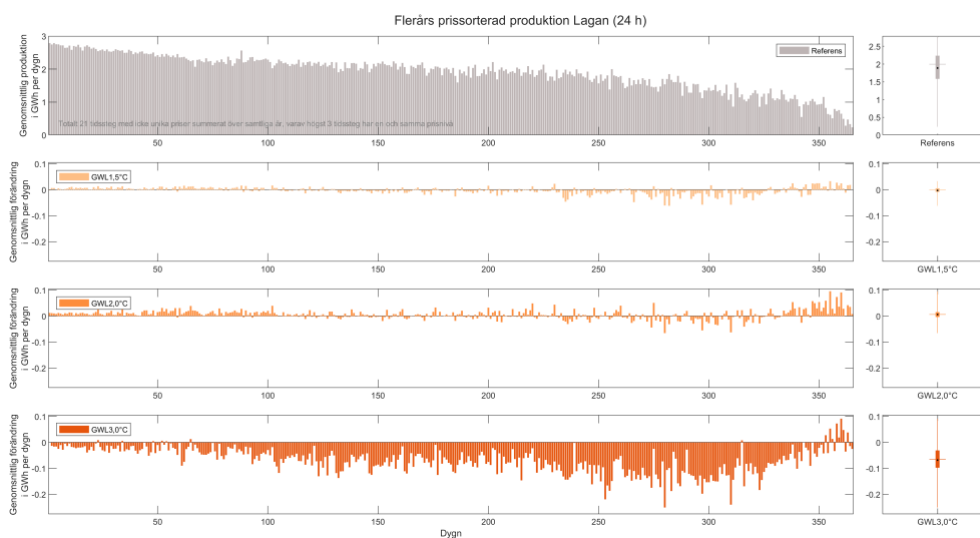
Figur 40. Prissorterad produktion för Dalälven 2001-2018. Diagrammet visar den prissorterade dygnsproduktionen högst upp samt förändringarna gentemot den för varje uppvärmningsnivå (GWL). Låddiagrammen till höger visar median (horisontellt streck), medelvärde (punkt), avståndet mellan 25. och 75-percentilen (låda) samt minimum och maximum (morrhår). Y-axeln på de tre nedre diagrammen är desamma för att underlätta observation av magnituden på produktionen.

Resultaten för Umeälven och Ljungan liknar i stort sett resultaten i Figur 40 med skillnaden att det sker en något större förflyttning av produktion från perioder med låga elpriser till perioder med mellanhöga priser.

Även Ångermanälven (Figur 41) och Lagan (Figur 42) är intressanta att titta närmare på i och med att deras genomsnittliga årsproduktion dels förblir konstant i de två lägre GWLerna, delsminskar vid GWL3,0°C (vilket beskrivs i avsnitt 3.6.1). Resultaten visar att de skalerade lokaltillrinningarna ändå möjliggör förflyttning av produktion från dygn med låga elpriser till dygn med medelhöga priser. För Lagan (Figur 42) där årsproduktionen i GWL3,0°C sjunker kraftigare i jämförelse med Ångermanälven minskar dessutom produktionen under samtliga perioder bortsett från de med de allra lägsta priserna.



Figur 41: Prissorterad produktion för Ångermanälven 2001-2019. Diagrammet visar den prissorterade dygnsproduktionen högst upp samt förändringarna gentemot den för varje uppvärmningsnivå (GWL). Låddiagrammen till höger visar median (horisontellt streck), medelvärde (punkt), avståndet mellan 25- och 75-percentilen (låda) samt minimum och maximum (morrhår). Y-axeln på de tre nedre diagrammen är densamma för att underlätta observation av magnituden på produktionen.



Figur 42: Prissorterad produktion för Lagan 2001-2017 samt 2019. Diagrammet visar den prissorterade dygnsproduktionen högst upp samt förändringarna gentemot den för varje GWL. Låddiagrammen till höger visar median (horisontellt streck), medelvärde (punkt), avståndet mellan 25- och 75-percentilen (låda) samt minimum och maximum (morrhår). Y-axeln på de tre nedre diagrammen är densamma för att underlätta observation av magnituden på produktionen.

Värdefaktorer

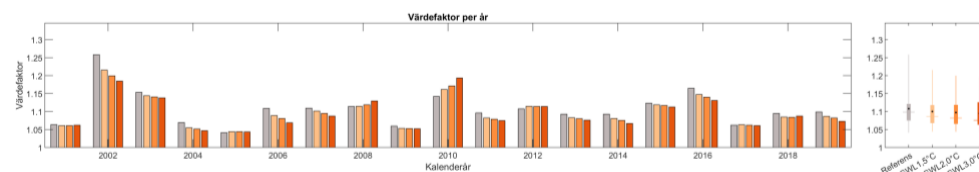
Som komplement till prissorterad produktion kan samma förändring beskrivas med hjälp av så kallade värdefaktorer (på engelska *relative market values*). Värdefaktorerna är ett mått som värdesätter produktionen med respektive elpris för varje timme. Måttet beskriver förmågan att producera flexibelt, d.v.s. när elpriserna (marknadssignalen) är höga:

$$\text{Värdefaktor} = \frac{\sum_{t \in T} (\text{produktion}(t) \cdot \text{elpris}(t)) / \sum_{t \in T} \text{produktion}(t)}{\frac{1}{T} \sum_{t \in T} \text{elpris}(t)}$$

där timmen t är en del av perioden T . Produktionsanläggningar som körs främst under högprisperioder har en värdefaktor > 1 , anläggningar som körs exakt jämt timme för timme har en värdefaktor $= 1$. Anläggningar utan lagringsförmåga och som påverkar elpriserna starkt nedåt, t.ex. vindkraft vid nämnvärda andelar vindkraft i energimixen, har en värdefaktor < 1 . I och med att vattenkraften i de undersökta älvarna är väldigt flexibel p.g.a. stora magasin i förhållande till den utbyggda effekten kan vattnet sparas från en tidsperiod till en annan och samtliga värdefaktorer förblir > 1 .

Även här gäller samma förenkling att vi inte har tagit hänsyn till att förändrade tillrinningar även kommer att påverka elpriserna, i och med att vattenkraften utgör en stor andel av den nordiska elmixen. Denna förenkling innebär att slutsatserna är något mindre robusta.

Figur 43 visar värdefaktorerna för Indalsälven. Resultaten visar att värdefaktorn minskar i de flesta älvsystem – bortsett från några enstaka år – samt att de minskar starkare desto högre GWL vi simulerar. Detta gäller även om produktionsförmågan ökar och balanseringsförmågan inte påverkas negativt. För att bibehålla värdefaktorn trots ökat årsproduktion skulle det kräva att lika mycket ”ny” produktion tillkommer timmarna med högt elpris som det tillkommer timmarna med lågt elpris. Eftersom detta inte är fallet, sjunker värdefaktorn. Slutsatsen är därmed att den förändrade tillrinningen inte kan nyttjas i lika hög grad som varit möjligt historiskt.



Figur 43: Utveckling av värdefaktorerna för Indalsälven 2001-2019 för varje GWL. Låddiagrammet till höger visar median (horisontellt streck), medelvärde (punkt), avståndet mellan 25- och 75-percentilen (låda) samt minimum och maximum (morrhår).

Ett resultat av klimatförändringarna är att vårflodstoppen kommer att inträffa tidigare jämfört med idag (se avsnitt 2.3.4). Skulle man göra att *tankeexperiment* och antar att detta vore den enda förändringen, kan det ge insikter i värdefaktorns beteende: I och med att vi optimerar mot samma elpriser, oavsett GWL, samt att elpriserna brukar vara mycket låga under vårfloden, skulle en förflyttning av vårfloden i simuleringarna innebära att produktionen förflyttades från lågpristimmar till prisnivåer som rädde (historiskt) innan vårfloden började i referensfallet. Som konsekvens därav skulle värdefaktorerna stiga. Att de ändå minskar betyder att den sammanlagda produktionen – trots en tidigarelagd vårflodstopp – ökar mer under lågpristimmar än vad den ökar under högpristimmar.

3.7 SLUTSATSER

Klimatförändringarna påverkar vattenkraftens produktions- och balanseringsförmåga. Med vattenkraftmodellen undersöks med hög detaljnivå

(stationsupplösning) hur de lokala tillrinningarna används i varje enskilt älvsystem. Tillrinningsdata för detta arbetspaket bygger på Energiföretagen Sveriges tillrinningsdata för åren 2001-2019 som skalas med klimatfaktorerna från AP1 för att beskriva tillrinningen för de tre uppvärmningsnivåerna (GWLerna). Produktionen har optimerats mot historiska elpriser för ett år i taget och varje körning har upprepats för GWL1,5°C, GWL2°C samt GWL3°C, varefter skillnaderna analyserats.

Vad gäller **produktionsförmågan** ser vi att:

- Den genomsnittliga årsproduktionen stiger mellan 3 och 12 % i alla älvsystem bortsett från Ångermanälven (där den förblir konstant) och Lagan (där den sjunker). Sett över samtliga nio älvsystem förväntas produktionen öka med 2,8 till 4,5 TWh/år som motsvarar en ökning på 4 till 7 %.
- Jämfört med årsproduktionen är den spillda energin liten. Spillet tenderar att stiga i Luleälven, Skellefteälven, Dalälven och Lagan medan den tenderar att sjunka i Umeälven, Ångermanälven, Indalsälven, Ljungan och Ljusnan.

Baserat på dessa två slutsatser kan vi konstatera att vattenkraftsystemen i de flesta snödominerade älvarna lyckas använda stora delar av den ökade årstillrinningen. I Lagan där årstillrinningarna minskar, minskar den genomsnittliga årsproduktionen först i GWL3,0°C.

För att bedöma påverkan på vattenkraftens **flexibilitet** och dess **förmåga att balansera variationer** i elsystemet på tim-, dygns-, flerdygns- och säsongsnivå har resultaten från vattenkraftsmodellen analyserats med fokus på fördelning av älvens totala elproduktion vid de olika prisnivåerna samt hur fördelningen förändras för GWL1,5°C, GWL2°C samt GWL3°C. Bortsett från Göta älv och Lagan syns följande:

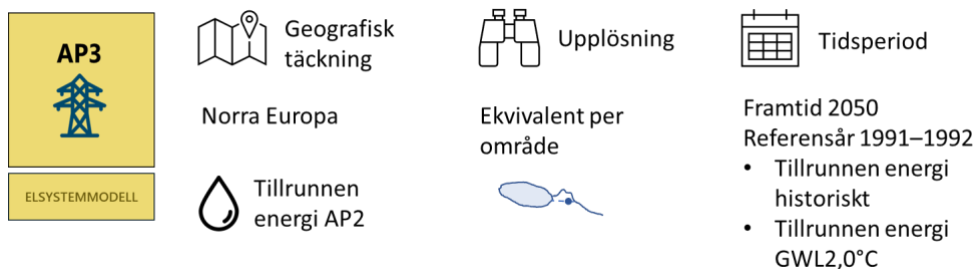
- Produktionsförmågan under högprisperioder påverkas *inte* negativt utan ökar till och med en aning.
- Produktionsförmågan stiger under perioder med medelhöga priser.
- Produktionsförmågan under lågprisperioder stiger i de flesta fall, men kan även sjunka, vilket – tillsammans med ökande produktionsförmåga under mellanpristimmarna – är ett tecken på att den förändrade tillrinningen möjliggör att förflyttning av vatten från låg- till mellanpristimmar.

Vad gäller balanseringsförmågan kan därmed konstateras att den *inte* minskar. (Den stiger dock inte heller i och med att vi inte ser en stark ökning av produktionen under högprisperioder.)

Det är viktigt att komma ihåg **förenklingarna** i den här analysen, främst att vi simulerar en situation där tio älvsystem med dagens konfiguration av vattenkraftverk, spillfåror och magasin utsätts för klimatskalade tillrinningar *utan* att vi tar hänsyn till att detta skulle påverka prisbilden på elmarknaden och därmed själva marknadssignalen vi optimerar på.

I följande kapitlet beskrivs nästa steg där vi tar bort denna förenkling och analyserar konsekvenserna med hjälp av en elsystemmodell som beaktar kopplingen mellan den tillrunna energin som vattenkraften har till förfogande och dess effekt på elsystemet.

4 Konsekvenser på elsystemnivå av klimatförändringarnas påverkan på vattenkraften



Frågeställningen i det här kapitlet handlar om klimatförändringarnas påverkan på elsystemets framtida sammansättning. I och med att det geografiska scopet är mycket större än i AP2 behöver vattenkraften beskrivas på ett aggregerat sätt med hjälp av en-stations-ekvivalenter. Tillrinningsdata kommer från HBV-modellen och har räknats om till tillrunnen energi i AP2. I arbetet undersöks hur det optimala elsystemet i norra Europa skulle se ut 2050 för ett fall utan klimatförändringar och ett fall vid uppvärmningsnivån GWL2,0°C. Utöver förändringen av vattenkraftens förändrade produktions- och balanseringsförmåga tas hänsyn till en rad andra faktorer, t.ex. ett ökat elbehov.

4.1 INLEDNING

Vattenkraften i Sverige tillgodoser i storleksordningen 65 TWh efterfrågan på el varje år. Samtidigt har vattenkraften en viktig roll när det gäller att balansera produktion och efterfrågan på allt från minut- till säsongsskala. Ett varmare klimat förändrar nederbörds mängden och nederbörds mönstret i Sverige.

Vattenkraftproduktionen påverkas också väsentligt av mängden nederbörd som faller i form av snö och tiden för snösmältning, vilka kan komma att förändras i omfattning och förskjutas vid ett varmare klimat. Det är därför av intresse att undersöka vilka konsekvenser klimatförändringarnas påverkan på vattenkraften kan få på elsystemnivå.

Parallellt med att vattenkraftproduktionen påverkas av ett varmare klimat ställs energisystemet om för att begränsa temperaturökningen genom en utfasning av fossila energislag till förmån för fossilfria. Om Sverige ska nå uppsatta klimatmål kommer det kräva en omfattande elektrifiering av transport- och industrisektorn. En elektrifiering förväntas även i övriga norra Europa. Klimatförändringarnas påverkan på vattenkraften och i förlängningen även på elsystemet måste därför undersökas i en annan energisystemkontext än dagens.

Det här kapitlet presenterar resultat från beräkningar av konsekvenserna av klimatförändringarnas påverkan på vattenkraften på elsystemnivå. Beräkningarna är gjorda i kontexten av ett koldioxid neutralt energisystem med en elektrifiering av vägtransporter och industrin och motsvarar tidshorisonten 2050.

4.2 METOD

Resultaten baseras på beräkningar utförda med en kostnadsminimerande investeringsmodell av det nordeuropeiska elsystemet (ENODE). Modellen utvecklades först av Göransson m.fl. (2018) för att senare uppdateras i ett flertal studier, varav senast i en studie av Toktarova m.fl. (2021).

Beräkningarna med modellen avser ett framtida system som uppfyller nollutsläppsmål på så sätt att modellen endast kan investera i utsläppsfria tekniker. Investeringarna i modellen görs för att möta efterfrågan på el, värme och vätgas till lägsta kostnad. Utöver dagens efterfrågan på el ingår ny efterfrågan från elektrifiering av industri- och transportsektorn. Totalt antas en efterfrågan på 240 TWh el i Sverige (kan jämföras med dagens 140 TWh) i de fall som undersöks. I modellen finns möjlighet att ta investeringar i lagring av el, värme och vätgas.

Området som modelleras omfattar norra Europa. Detta då det är viktigt att få med påverkan på elsystemet genom utbytet med omgivande länder. Tolv länder ingår därför i modellen: Sverige, Norge, Finland, Danmark, Tyskland, Polen, Nederländerna, Estland, Lettland, Litauen, Storbritannien och Irland. Länderna är uppdelade i regioner för att representera viktiga begränsningar i överföringskapaciteten inom dessa (även i de fall de endast har ett elområde). Regionerna återfinns i Figur 44. Sverige är uppdelat i tre regioner där de två sydligaste elområdena är hopslagna. Dagens överföringskapacitet antas finnas kvar. Modellen kan investera i ny överföringskapacitet i det fall att detta är kostnadseffektivt. Nya investeringar i överföringskapacitet mellan två regioner kan uppgå till max 5 GW.

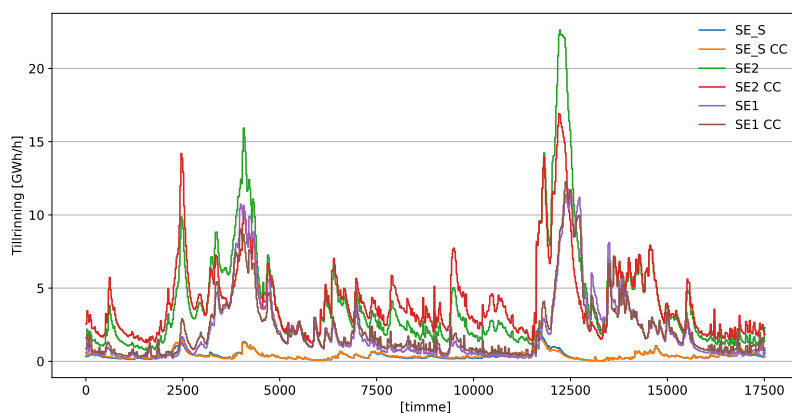


Figur 44. Geografisk omfattning av beräkningarna uppdelad i regioner inom vilken efterfrågan för el, värme och vätgas måste mötas.

Beräkningarna tar sin utgångspunkt i den andel av dagens elsystem som antas finnas kvar 2050 samt tillkommande investeringar i elproduktion, överföringskapacitet och lagring för att möta efterfrågan på el i år 2050. Resultaten baseras på beräkningar med 3 h tidsupplösning för två år. Vindhastigheter, solinstrålning, tillrinning och temperatur som används för att beräkna möjlig vindkraftsproduktion, solelproduktion, vattenkraftproduktion samt efterfrågan på el och värme³⁶ är hämtade från två historiska år, 1991 och 1992. Åren motsvarar ett torrår och ett våtår som inträffar inom den historiska referensperioden för klimatscenerierna (se avsnitt 3.3.2 för val av år). Två fall undersöks, ett fall utan ökning i global medeltemperatur och ett fall med två graders uppvärmning (GWL2,0°C). För fallet med ökad medeltemperatur justeras tillrinningen och efterfrågan på el för att representera ett varmare klimat. Justeringarna av tillrinningen är utförda genom framtagandet av klimatfaktorer som beror av tid och geografi (se kapitel 2.2.4). Justeringar av efterfrågan på el och värme är utförda enligt Abrahamsson (2020).

På elproduktionssidan antas dagens vattenkraft (installerad effekt) finnas kvar i elsystemet. Nya investeringar i vattenkraft är inte möjligt. Vattenkraftens produktionsnivå begränsas av den installerade effekten, årstillrinningen och vattendomar. För att representera variationer i tillrinning till vattenkraftmagasinen används tillrinning från HBV-modellen för år 1991 och 1992. År 1991 var ett torrår i Sverige med en total tillrinning på 62,3 TWh medan 1992 var ett våtår med en total tillrinning på 73,3 TWh. Figur 45 visar tillrinningen till svenska vattenmagasin för perioden 1991-1992 samt samma period justerad med klimatfaktorer (se kapitel 2.2.4 för beräkningen av klimatfaktorer). Som figuren visar är skillnaden störst i elområde SE2 (södra Norrland) där ett varmare klimat innebär en minskad vårflod (timme 4 000 och 12 500 en ökad tillrinning under höst och vinter. Som nämns i föregående kapitel är klimatförändringarnas påverkan på tillrinningen störst i södra Norrland, dels för att tillrinningen i absoluta tal är störst här, dels för att snöläggning och snösmältning påverkas som mest i detta område vid en ökning av den globala medeltemperaturen på 2 grader. Vattendomar begränsar bland annat högsta och minsta nivåer i reservoarer och älvar. En del vattenkraft kommer att behöva produceras även vid överskottssituationer. I beräkningarna antas att den minsta produktionsnivån motsvarar 10 % av installerad effekt. Dessutom innebär en produktion nära installerad effekt vanligtvis att vatten måste spillas för att det ska finnas tillräckligt mycket vatten vid alla stationer. En hög produktionsnivå innebär också en lägre fallhöjd. Produktion över 75 % av installerad effekt medför i beräkningarna en förlust på 10 % av vattenresursen (90 % verkningsgrad).

³⁶ Då fördelningen av uppvärmning över tid för de givna åren saknas för regioner utanför Sverige antas samma fördelning som för elprisområde Stockholm för Finland och samma fördelning som för elprisområde Malmö för övriga regioner.



Figur 45. Tillrinning till vattenmagasin (GWh/h) i Sverige för de två åren som studeras med (CC, står för "Climate Change") och utan ett varmare klimat.

Dagens kärnkraft antas i modellberäkningarna ha passerat åldersstrecket. Den nybyggda finska kärnkraften antas finnas kvar. Modellen kan investera i kärnkraft utan begränsningar i kapacitet i samtliga länder. Kostnaderna för nyinvesteringar motsvarande den typ av storskalig kärnkraft som vi har i Sverige idag (ej SMR) och är hämtade från IEA World Energy Outlook (se Bilaga B). Kärnkraften antas kunna variera sin produktionsnivå fritt mellan 70-100 % av installerad kapacitet.

Utöver investeringar i kärnkraft kan investeringar även tas i vindkraft, sol, biogaseldade gasturbiner, biomassaeldade kraftvärmeverk och fossil kondenskraft med koldioxidinfångning och lagring. För vindkrafts- och solproduktion används historiska och modellerade väderdata från åren 1991 och 1992. Vindhastighet och solinstrålning är hämtade från *Europeiska centret för medellånga väderprognoser* (C3S, 2017) med hjälp av verktyget utvecklat av Mattsson m.fl. (2021). En begränsad acceptans för landbaserad vindkraft är antagen för Sverige, Norge, Storbritannien och Irland. I större regioner kan i genomsnitt 8 % av den landyta som är möjlig för vindkraftsproduktion (vägar, sjöar och naturreservat borträknade) användas. I Sverige, Storbritannien och Irland är ytan som får användas halverad på grund av låg acceptans för landbaserad vindkraft medan endast 1 % av kvarvarande landyta kan användas i Norge på grund av låg acceptans i kombination med branta sluttningar som försvårar byggnation.

På efterfrågesidan antas elbehovet för cementproduktion och batterifabriker vara konstant över tid (det vill säga för timmarna under året 2050) och uppgå till 3 TWh/år respektive 5 TWh/år (2 TWh/år i SE3 och 3 TWh/år i SE1). El antas också användas för vätgasproduktion till stålindustrin (50 TWh/år el under antagande att LKAB:s järnmalmsuttag är oförändrat och att järnmalmen reduceras i SE1) och termokemisk plaståtervinning³⁷ (20 TWh/år el) där industrins behov av vätgas antas vara konstant över tid. Det är möjligt att undvika elkonsumtion för vätgasproduktion under förutsättning att investeringar tas i vätgaslagring och extra elektrolysörkapacitet så att industrins behov av vätgas fortfarande tillgodoses varje timme. Kostnaderna för vätgaslagring motsvarar kostnader för storskaliga

³⁷ <https://www.chalmers.se/sv/institutioner/see/nyheter/Sidor/banbrytande-atervinning.aspx>

bergrumslager av den typ som nu testas inom HYBRIT³⁸. Kostnaderna för elektrolysörkapacitet motsvarar elektrolysörer av typen alkali. Samtliga kostnader för energilagring är hämtade från danska energimyndigheten (Energistyrelsen, 2012).

Samtliga personbilar antas (år 2050) vara elektrifierade vilket innebär en efterfrågan på el på 12 TWh/år i Sverige. 30 % av bilarna antas kunna ladda flexibelt medan 70 % laddar så fort de står parkerade. I båda fallen måste elen till bilarna kunna möta bilarnas transportbehov (enligt körmönster framtaget med GPS mätningar av 426 bilar i sydvästra Sverige, se Kullingsjö och Karlsson, 2012). Bilarna antas vara utrustade med 30 kWh batterier i genomsnitt och laddeffekten är begränsad till 3,7 kWh/h. Metoden som används för att representera elbilarna på aggregerad form i beräkningarna har utvärderats av Taljegård m.fl. (2021).

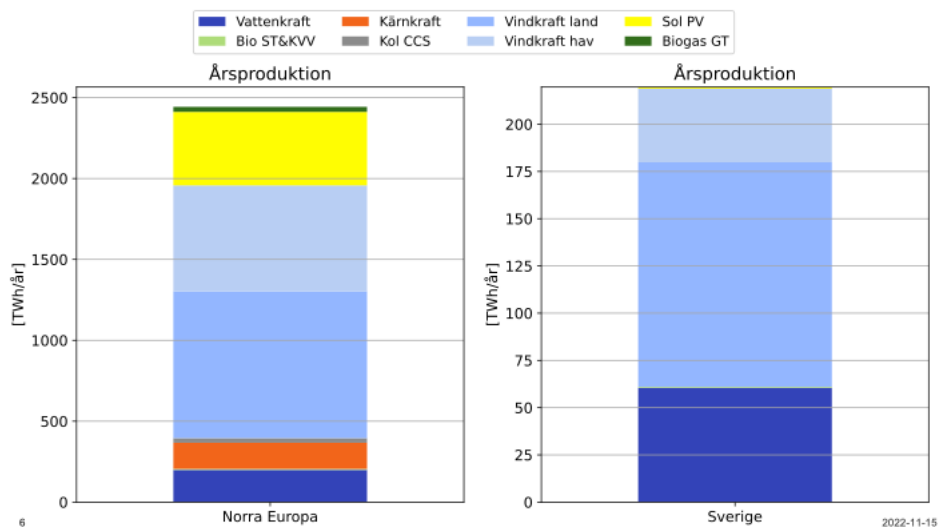
Dagens efterfrågan på fjärrvärme är inkluderat i modellen och kan mötas av rena värmeproduktionstekniker, biomassabaserad kraftvärme samt värmepumpar och elpannor. Det är möjligt att investera i värmelager vilket innebär att värmepumpar och elpannor kan producera värme under perioder med god tillgång på el till låg kostnad för att sedan spara värmen i värmelager och använda för att möta efterfrågan på värme vid ett annat tillfälle.

Mer information om den data som använts i beräkningarna, inklusive alla tekniker möjliga för investeringar och dess kostnader, finns i redovisade i Bilaga B.

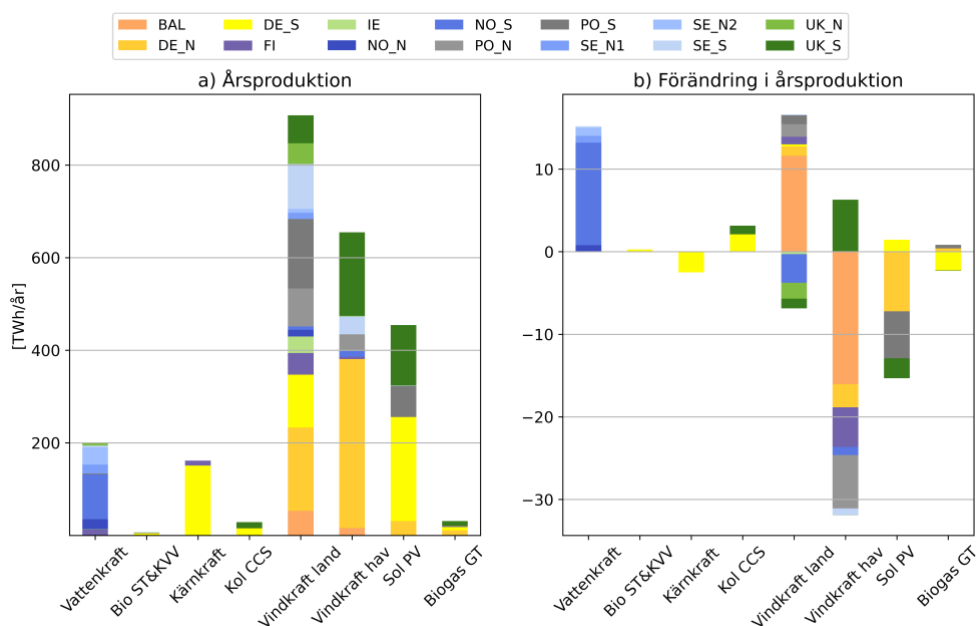
4.3 RESULTAT

Figur 46 visar den totala elproduktionen för norra Europa och Sverige utifrån förutsättningarna som beskrivs i metodavsnittet. Resultaten visar att det, i ett framtida norra Europa, utan nettoutsäpp av växthusgaser, är kostnadseffektivt att möta en stor del av efterfrågan på el med vindkraft och sol. Figur 47 visar den beräknade årsproduktionen samt *förändringen* av årsproduktionen vid GWL2,0°C i ett framtida norra Europa (jämfört med fallet utan klimatförändring). I beräkningsexemplet är landbaserad vindkraft kostnadseffektivt i samtliga regioner medan sol är fördelaktigt framför allt i Tyskland, södra Polen och södra Storbritannien. (Med begränsningar i överföringskapacitet till dagens nivå återfås soelinvesteringar också i andra regioner, så som södra Sverige.) Majoriteten av den havsbaserade vindkraften återfinns i norra Tyskland och Storbritannien, men en hel del produktion återfinns också i södra Sverige. En del baslastproduktion kan förväntas vara kostnadseffektivt i södra Tyskland.

³⁸ <https://www.hybritdevelopment.se/>.



Figur 46. Total årsproduktion av el (TWh/år) för norra Europa och Sverige i ett möjligt framtida 2050 utan klimatförändring.



Figur 47. Beräknad årsproduktion av el (TWh/år) utan klimatförändringar och *förändringen* av årsproduktion i ett varmare klimat (GWL2,0°C) för ett norra Europa 2050. Utgångspunkten för beräkningarna är tekno-ekonomisk och det antas vara möjligt att investera i samtliga tekniker i samtliga regioner.

Klimatförändringarna antas här påverka efterfrågan på el och vattenkraftens tillrinning. Årstillrinningen till vattenkraftens magasin ökar i genomsnitt med klimatförändringarna. Ökningen är större i Norge än i Sverige, både i procentuella och absoluta tal. Det möjliggör en ökad elproduktion från vattenkraften. I beräkningarna som motsvarar en temperaturökning på 2 grader i global medeltemperatur (GWL2,0°C), ökar vattenkraften i Norge med 14 TWh/år medan vattenkraften i Sverige ökar med 2 TWh/år, se avsnitt 3.3 för detaljer.

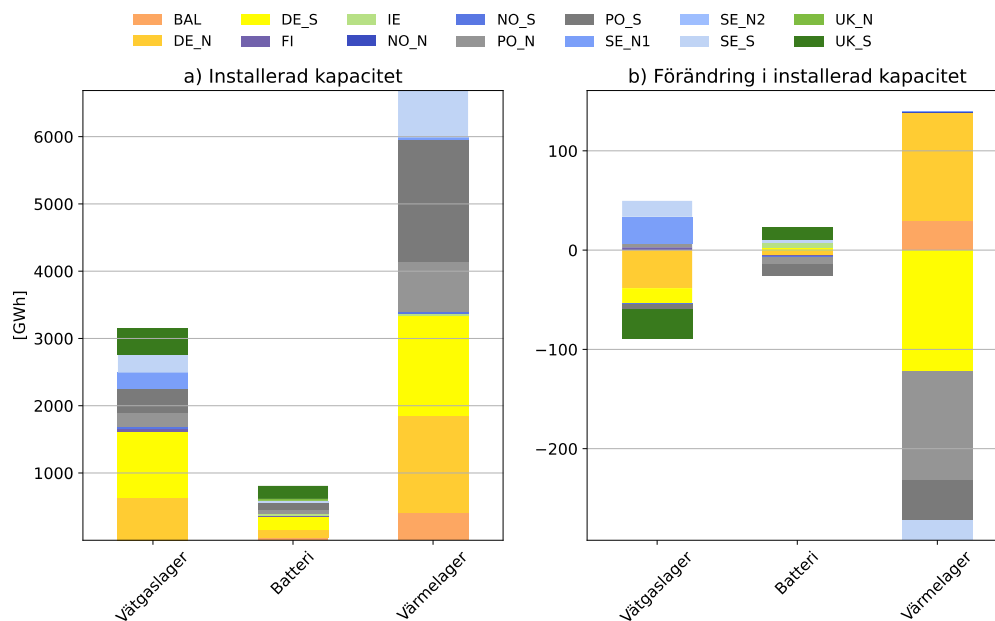
Den ökade vattenkraftproduktionen påverkar elproduktionen från andra kraftslag i hela det undersökta området. I vilken utsträckning omgivande länder påverkas beror på hur mycket el som kan exporteras från Sverige och Norge. I analysen antas att överföringen mellan två regioner maximalt kan öka med 5 GW jämfört med dagens nivåer. Det kan jämföras med den planerade utbyggnaden av överföringskapaciteten mellan norra och södra Tyskland på totalt 5 GW till 2030 och den planerade utbygganden mellan norra och södra Sverige på 3,5 GW till 2040.

Den ökade vattenkraftproduktionen reducerar framför allt investeringar och produktion av sol i södra Tyskland och södra Polen. Solelen i norra Tyskland och södra Sverige har rollen att komplettera vindkraften under lågvindperioder sommartid för att på så sätt spara på de begränsade vattenkraftresurserna. Om vattenkraftresurserna ökar minskar således behovet av solproduktion. En del havsbaserad vindkraft på platser med sämre vindförhållanden i Finland och norra Polen försvinner också samtidigt som det sker en förskjutning från investeringar i havsbaserad till landbaserad vindkraft. Det kan förklaras med att den landbaserade vindkraften är mer variabel och gynnas av en ökad tillgång på kompletterande vattenkraft. Samtidigt är kostnadsskillnaden mellan landbaserad vindkraft på platser med sämre vindlägen liten jämfört med havsbaserad vindkraft varför förskjutningen från havsbaserad och landbaserad vindkraft bör betraktas med försiktighet.

En situation då kärnkraft subventioneras in i södra Sverige har också undersökts (se Bilaga C). Som baslastproducent konkurrerar kärnkraften med havsbaserad vindkraft och mängden havsbaserad vindkraft i södra Sverige blir mycket låg (8 TWh jämfört med 50 TWh utan kärnkraft) i det fall 9 GW kärnkraft subventioneras in i elsystemet. Den ökade vattenkraftproduktion som klimatförändringarna medför även i detta fall ett minskat behov av investeringar i andra kraftslag, i beräkningarna påverkar det framförallt solproduktionen i Tyskland och Polen samtidigt som vi ser en förskjutning från investeringar i havsbaserad till landbaserad vindkraft. Klimatförändringarna innebär också en viss reduktion (ca 6 TWh) av landbaserad vindkraft i södra Sverige i fallet med kärnkraft.

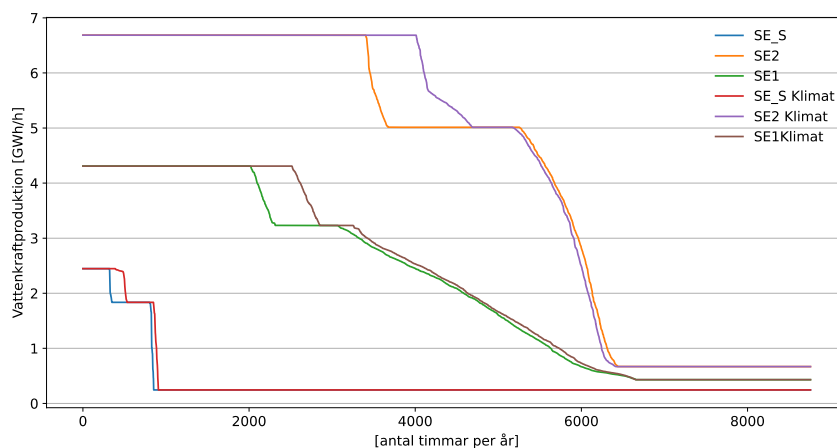
Figur 49 visar installerad effekt i energilager för fallet utan klimatförändringar och *förändringen* vid ett varmare klimat. I ett framtida norra Europa som i stor utsträckning försörjs av sol och vindkraft (se Figur 46) spelar olika typer av energilager en viktig roll för att balansera variationer i produktionen. I de beräknade fallen finns möjlighet att investera i tre olika typer av energilager; vätgaslager, batterier och värmelager. Vätgaslagren motsvarar underjordiska bergrumslager och byggs där det finns ett behov av vätgas inom industrin vilket gör det möjligt att undvika elkonsument under perioder med låg vindkraftsproduktion. Batterier är av typen litiumjon och byggs framförallt för att hantera variationer i solproduktion på 1-2 dygn. Värmelager motsvarar ackumulatortankar och byggs i anslutning till fjärrvärmesystem. Mindre efterfrågan på värme och ökad vattenkraftproduktion reducerar behovet av värmelager. Även behovet av vätgaslagring reduceras något eftersom vattenkraften tar hand om variationer med lång uthållighet, vilket också vätgas

och värmelager används till. Samtidigt ökar dock variabiliteten i elsystemet med mer landbaserad vindkraft och mindre havsbaserad vindkraft (eftersom det blåser mer konstant ute till havs än på land) och solel. Total sett blir reduktionen i energilagring som konsekvens av ett varmare klimat liten i förhållande till den totala installerade kapaciteten.



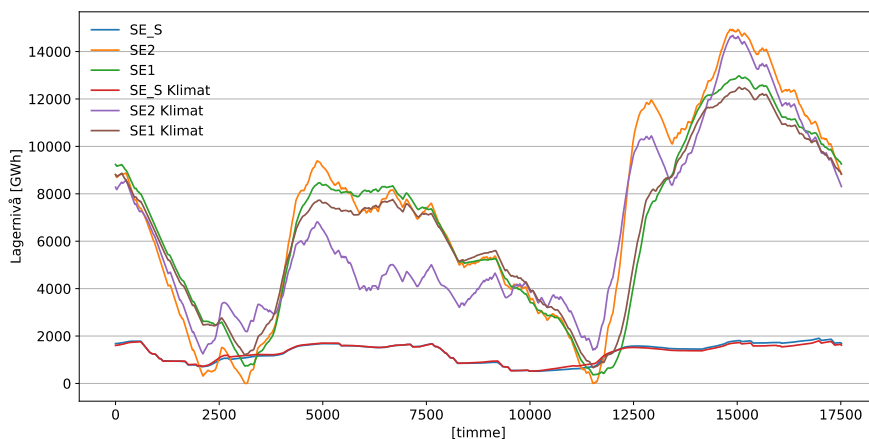
Figur 48. Beräknad installerad lagringskapacitet (GWh) utan klimatiförändringar och förändringarna i lagringskapacitet vid ett varmare klimat (GWL2,0°C) för ett norra Europa år 2050.

Figur 50 visar den storleksordnade (antal timmar per år) vattenkraftproduktionen i elområde SE1, SE2 samt för södra Sverige i ett framtida elsystem med och utan klimatiförändringar år 2050. I de beräknade fallen finns, som tidigare nämnts, ett antagande om en minsta produktionsnivå motsvarande 10 % av installerad effekt i varje elområde. I de nordligaste elområdena innebär även en produktionsnivå över 75 % av installerad effekt en förlust på 10 % (för att representera nödvändigheten att vatten behöver spillas förbi stationer för att alla stationer ska kunna producera maximalt samtidigt). Den ökade vattenkraftproduktionen till följd av ett varmare klimat ökar antalet produktionstimmar då vattenkraften producerar på full kapacitet. Detta är särskilt påtagligt i elområde SE2, södra Norrland, där också den totala produktionsökningen är som störst.



Figur 49. Storleksordnad (antal timmar per år) vattenkraftproduktion (GWh/år) för ett Sverige 2050 med och utan ett varmare klimat.

Figur 50 visar lagernivån i vattenkraftmagasinen för de två år som har analyserats. Som figuren visar är lagernivån jämnare i fallet med ett varmare klimat (GWL2,0°C). Förändringen är särskilt påtaglig under torrår, då lägsta produktionsnivån höjs samtidigt som högsta produktionsnivån sänks väsentligt. Den mer jämna lagernivån kan förklaras med en totalt sett jämnare tillrinning (se Figur 45) över året vid ett varmare klimat.



Figur 50. Lagernivåer (GWh) i svenska vattenmagasin för ett Sverige 2050 med och utan ett varmare klimat.

4.4 DISKUSSION

I analyserna har, som tidigare nämnts, en förenklad beskrivning av vattenkraften använts, i vilken all produktionskapacitet och magasinkapacitet inom en region (i.e. SE_S, SE_2 och SE_1) sammanlagras till en enda ekvivalent (benämnt enstationsekvivalent). Total elproduktionskapacitet och magasinkapacitet för ekvivalenten baseras på historiska produktionsdata och motsvarar därmed inte nödvändigtvis vattenkraftens faktiska egenskaper. I ett elsystem som är mycket

annorlunda jämfört med dagens kan det uppstå drivkrafter som motiverar en annan typ av vattenkraftproduktion än den vi har sett historiskt. Med större överföringskapacitet från norra till södra Sverige kanske den maximala elproduktionsnivån, till exempel, kan vara högre än den vi sett.

Ett alternativt sätt att skapa vattenkraftekvivalenter är att utgå från en detaljerad vattenkraftmodell och, med hjälp av en optimeringsmodell, välja parametrar för ekvivalenten som minimerar skillnaden i vattenkraftproduktion mellan ekvivalenten och den detaljerade modellen om de utsätts för samma elpriser. Sådana optimeringsmodeller har arbetats fram av KTH och kommer att implementeras i elsystemmodeller inom ramen för nyligen uppstartat, Energiforsksprojekt (HÅVEN) för test och utvärdering (för mer om HÅVEN, se kapitel 7.1).

4.5 SLUTSATSER

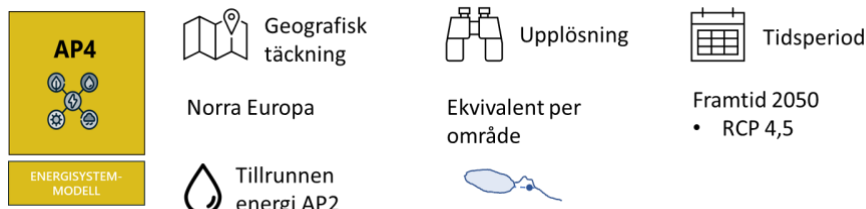
Klimatförändringarna påverkar vattenkraften på två sätt; 1) energisystemet ställs om för att begränsa klimatförändringarna vilket innebär en elektrifiering av transport- och industrisektorn tillsammans med en stor andel vindkraft och solen på elproduktionssidan, 2) ett varmare klimat innebär att tillrinningen till vattenkraftens magasin ökar och fördelas mer jämnt över året. I det här kapitlet beskrivs analyserna av hur en förändrad tillrinning som ett varmare klimat medför (2) påverkar elsystemet givet att energisystemet ställer om för att uppnå koldioxidneutralitet (1).

Analyserna visar att det, under de antaganden som har gjorts i modellberäkningarna, är kostnadseffektivt att låta vindkraft och solen försörja majoriteten av efterfrågan på el i det nordeuropeiska elsystemet om koldioxidneutralitet i energisystemet ska kunna uppnås. I ett sådant elsystem tar vattenkraften en viktig roll som komplement till vindkraften under perioder av låg vindkraftsproduktion. Resultaten visar att den ökade vattenkraftproduktionen till följd av ett varmare klimat framför allt leder till minskade investeringar och produktion av solen i norra Tyskland och södra Polen. Solen i norra Tyskland och södra Polen får rollen att komplettera vindkraften under lågvindperioder sommartid för att på så sätt spara på de begränsade vattenkraftresurserna.

I ett elsystem med stor andel väderberoende elproduktion är det kostnadseffektivt med lagring av el, värme och vätgas. Eftersom ett varmare klimat också innebär en mindre efterfrågan på värme samtidigt som en liten andel väderberoende elproduktion ersätts av vattenkraftproduktion (som ökar till följd av ett varmare klimat) så reduceras behovet av värmelager.

Med en ökad tillrinning till följd av ett varmare klimat ökar också antalet timmar som vattenkraften producerar på maximal effekt, och i södra Norrland sker produktionen framförallt på högsta och lägsta tillåtna nivå. Samtidigt kan nivån i vattenmagasinen förväntas hålla en jämnare nivå i ett varmare klimat.

5 Klimatförändringarnas påverkan på energisystemets långsiktiga utveckling



Frågeställningen i det här kapitlet handlar om klimatförändringarnas påverkan på energisystemets långsiktiga utveckling. Energisystemmodellen som har använts i de analyser som beskrivs i detta kapitel skiljer sig i ett antal viktiga aspekter från den modell som har använts i AP3 (kapitel 3), skillnaderna beskrivs vidare nedan.

5.1 INLEDNING

De analyser som beskrivs i detta kapitel har utgjort ett delvis fristående delmoment i KLIVA-projektet (inom AP4). I analyserna har vi med hjälp av energisystemmodellering analyserat effekterna på energisystemets långsiktiga utveckling av klimatförändringarnas påverkan på den framtida vattenkraftsproduktionen. Den energisystemmodell som vi har använt är Profus TIMES-NORDIC-modell, som regelbundet används av bland annat Energimyndigheten, Naturvårdsverket och inom olika (bransch)forskningsprojekt. Modellverktyget uppdateras och utvecklas löpande i takt med att nya frågeställningar och efterfrågan på ny kunskap växer fram. Det är också ett viktigt skäl till att den kunskap som genererats inom KLIVA-projektet implementerats i TIMES-NORDIC givet de ramar och avgränsningar som ges av modellens konfiguration. Denna kunskap har därmed också kommit till användning i Energimyndighetens pågående studie "Långsiktiga scenarier över Sveriges energisystem 2022" (tänkt att publiceras en bit in på 2023) eftersom den allra senaste versionen av TIMES-NORDIC (som alltså inkluderar de i detta kapitel beskrivna förändringarna för vattenkraftsproduktionen) har utnyttjats i den studien.

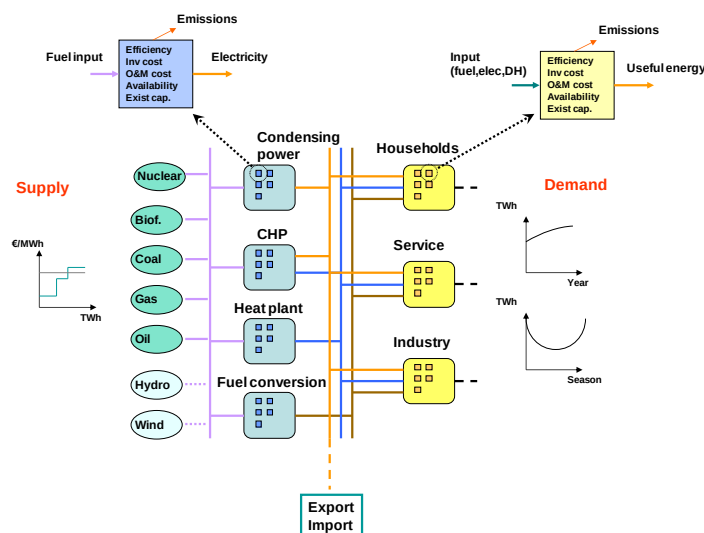
Detta kapitel beskriver själva modellverktyget och hur klimatförändringarnas påverkan på vattenkraften har infogats i modellbeskrivningen samt ger en handfull beräkningsexempel som belyser utfallet av de förändrade förutsättningarna för vattenkraftsproduktionen i ett varmare klimat.

5.2 ALLMÄNT OM TIMES-METODIKEN

TIMES-modellen (*The Integrated Markal Ecom System*)³⁹ är en så kallad dynamisk optimerande energisystemmodell och är särskilt utformad för energi- och

³⁹ TIMES är en modell som har sin grund i en sammanslagning av två tidigare modellverktyg med liknande egenskaper, nämligen MARKAL och EFOM, och som användes av olika forskargrupper runt om i världen.

klimatpolitisk analys. Modellverktyget generar, utifrån en mycket detaljerad beskrivning av det tekniska energisystemet, en optimal lösning för det beskrivna energisystemets framtida utveckling sett över hela den beskrivna modellperioden (exempelvis från idag till 2050). En optimal lösning innebär generellt en kostnadsminimering för hela systemet vilket ska tolkas som att kostnadseffektivitet är drivkraften för det modellerade energisystemets utveckling givet en lång rad bivillkor och begränsningar. Med det tekniska energisystemet avses energisystemets olika tekniska komponenter och de energiflöden som förbinder dessa, alltifrån energibehov till resursuttag i form av till exempel olika bränslen. En principskiss över modellens funktionssätt presenteras i Figur 51, där de olika energibehoven återfinns till höger i figuren och de olika tillgängliga resurserna till vänster. Mellan dessa bägge delar återfinns de tekniska komponenterna (storskaliga och centraliserade såväl som småskaliga och användarnära) som genererar nyttig energi ur de använda resurserna. De tekniska komponenterna beskrivs med en omfattande mängd data såsom verkningsgrader, emissionsfaktorer, kapitalkostnader för nyinvesteringar, drift- och underhållskostnader, tillgänglighet med mera.



Figur 51 Principbild för hur det tekniska energisystemet är representerat i TIMES/MARKAL-modellen.

Modellverktyget TIMES används på många håll över hela världen vilket innebär att det finns en stor samlad erfarenhet av TIMES -användning på såväl lokal, regional, nationell som internationell nivå. Det är den internationella organisation ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Programme; ETSAP är resultatet av ett "implementing agreement" inom IEA) som sedan 1977 har svarat för modellutvecklingen. TIMES erbjuder stora frihetsgrader för den enskilde modellören med avseende på exempelvis detaljrikedom, tidsupplösning, systemgränser (geografi och sektorer) och tekno-ekonomiska beräkningsparametrar. Därmed kan olika TIMES-modeller skilja sig avsevärt från varandra även om den geografiska systemgränsen skulle vara lika.

En mer detaljerad beskrivning av TIMES återfinns både på ETSAPs hemsida (<http://iea-etsap.org/>) och i Loulou et al (2004).⁴⁰

5.3 TIMES-NORDIC-MODELLEN

TIMES-NORDIC är en TIMES-modell som beskriver och analyserar det nordeuropeiska energisystemet. Mer specifikt beskriver modellen hela det svenska energisystemet samt el- och fjärrvärmeförseln i Norge, Danmark, Finland, Tyskland, Polen och de tre baltiska staterna Estland, Lettland och Litauen. På så sätt omfattar modellbeskrivningen så gott som hela den integrerade nordiska elmarknaden. Däremot saknas en indelning i separata elområden och nationella flaskhalsar utan varje land utgör ett eget elområde. Modellbeskrivningen av det svenska energisystemet omfattar, förutom el- och fjärrvärmeförseln, slutlig energianvändning (per energislag och teknik) inom industrin, bostäder, servicesektorn och transporter. Tidshorisonten omfattar modellåren 2005 till 2050 i steg om fem år, det vill säga 2005, 2010, 2015 och så vidare till 2050. Varje modellår delas i sin tur in i 12 tidssteg, närmare bestämt fyra säsonger (vinter, vår, sommar och höst) samt tre dygnsavsnitt (natt, dag och högläst; högläst inträffar typiskt på eftermiddagen om omfattar ca två timmar).

Förutom att inkludera samtliga delar av energisystemet i Sverige har även vikt lagts på att beskriva olika styrmedel som exempelvis energi- och koldioxidskatter, EU ETS samt olika stödsystem. Det senare omfattar exempelvis det svensk-norska elcertifikatsystemet och riktade solcellstöd.

TIMES-NORDIC-modellen har genom åren utnyttjats i olika uppdrag av bland annat Energimyndigheten (exempelvis de återkommande analyserna av den långsiktiga utvecklingen för Sveriges energisystem⁴¹ men även olika konsekvensanalyser av förändringar i styrmedelspolitiken), Naturvårdsverket (exempelvis i samband med Sveriges klimatrapporering inom ramarna för FNs Klimatkonvention)⁴² samt i olika forskningsprojekt såsom NEPP-projektet⁴³ eller KOS-projektet⁴⁴ som analyserade konkurrensen om skogsråvaran.

TIMES-NORDIC-modellen handhas och uppdateras regelbundet av Profu.

5.3.1 Viktiga beräkningsförutsättningar

TIMES-NORDIC är, som nämnts, en mycket omfattande modell och täcker därmed in ett mycket stort antal beräkningsförutsättningar eller indata. Bland de mer betydelsefulla är energibehovsutveckling som kan anges i såväl nyttig energi (exempelvis uppvärmning eller transportarbete) eller slutlig energi (exempelvis el för hushållsapparater, det vill säga hushållsel), prisutvecklingen på de internationella fossilbränslemarknaderna, potentialer, tillgänglighet och teknisk

⁴⁰ Loulou R., Goldstein G. and Noble K. 2004, "Documentation for the MARKAL family of models", tillgänglig på www.etsap.org

⁴¹ Se exempelvis

<https://www.energimyndigheten.se/statistik/prognoser-och-scenarier/?currentTab=1#mainheading>

⁴² Se exempelvis "Underlag till regeringens klimatpolitiska handlingsplan"

<https://www.naturvardsverket.se/globalassets/media/publikationer-pdf/6800/978-91-620-6879-0.pdf>

⁴³ <https://energiforsk.se/program/nordeuropeiska-energiperspektiv-nepp/>

⁴⁴ <https://energiforsk.se/program/konkurrensen-om-den-svenska-skogsravaran/>

utveckling för nyckeltekniker såsom förnybart, energilager, CCS (carbon capture and storage) och kärnkraft samt olika styrmedel eller politiska mål med avseende på exempelvis CO₂-utsläpp.⁴⁵ Även antaganden som görs för utvecklingen i grannländerna kan ha stor betydelse för beräkningsutfallet.

5.3.2 Typiska beräkningsresultat

På samma sätt som indatafloran är mängden utdata, eller beräkningsresultat, mycket omfattande. Typiska beräkningsresultat som vanligen redovisas omfattar energianvändningens utveckling per energislag och sektor, elproduktionens sammansättning (energi och effekt), elhandeln mellan länder, fjärrvärmeproduktionens långsiktiga sammansättning, investeringar i ny kapacitet över tid samt CO₂-utsläpp per sektor i respektive land. Dessutom omfattar beräkningsresultaten ett stort antal jämviktspriser baserade på marginalkostnadsprissättning (marknadspriser) på olika energislag där utbud och efterfrågan modelleras endogent såsom el, fjärrvärme och trädbränslen.

5.3.3 Vattenkraftens beskrivning i TIMES-NORDIC

Som nämnts i inledningen har ett delsyfte med KLIVA-projektet varit att implementera den nyvunna kunskapen om klimatförändringarnas påverkan på vattenkraftsproduktionen i TIMES-NORDIC-modellen inom ramarna för modellens konfiguration. I TIMES-NORDIC är beskrivningen av vattenkraften i Sverige och i de andra länderna där den finns och som ingår i modellbeskrivningen (främst Norge och Finland) generellt sett (betydligt) mindre detaljerad än i de andra modellerna som använts i KLIVA-projektet.

I en modell, oavsett vilken, får man alltid göra avgränsningar och förenklingar, dels av praktiska och resursmässiga skäl (beräkningstider), dels av transparens skäl. Ju mer komplex och detaljrik en energisystemmodell är desto svårare kan det bli att tolka och förklara beräkningsresultaten. För en modellör eller modellutvecklare handlar det ofta om att träffa rätt i balansen mellan ny kunskap och transparens eller uttolkning av beräkningsresultaten. Ny kunskap brukar vanligen tillkomma i takt med att en modell växer i komplexitet och detaljrikedom medan graden av transparens tenderar att minska i samma takt. Nyckeln ligger i att man i analyskedet kan kombinera ett beräkningsresultat med den kunskap som man i övrigt besitter om energisystemet och energimarknaderna. Energisystemmodellen är med andra ord ett av flera verktyg i det samlade analysarbetet.

Styrkan med TIMES-NORDIC är att den tar ett helhetsgrepp på energisystemet och dessutom på ett sammanhängande vis över en relativt lång tidsrymd. Däremot är den mindre lämpad för detaljstudier av exempelvis vattenkraftsproduktionens balanseringsförmåga. Icke desto mindre är vattenkraften en viktig beståndsdel i el- och energisystemet även så som det beskrivs i TIMES-NORDIC. Två viktiga avgränsningar som förenklar beskrivningen av vattenkraften rör elområden, som alltså saknas i TIMES-NORDIC, och det faktum att året delas in i endast 12

⁴⁵ Till dags dato är CO₂-utsläpp de enda utsläppen till luft som ingår i modellbeskrivningen

tidssteg. Detta är avgränsningar som naturligtvis har betydelse även för andra kraftslag.

Den svenska vattenkraften delas i TIMES-NORDIC in i tre grupper, icke-reglerbar storskalig vattenkraft, reglerbar storskalig vattenkraft och icke-reglerbar småskalig vattenkraft. Den icke-reglerbara vattenkraften styrs av ett säsongsberoende inflöde som alltså varierar mellan vinter, vår, sommar och höst men inte över de tre dygnsavsnitten i modellen. Denna beskrivning omfattar därmed såväl maxflöden som min-flöden där de senare typiskt infaller under vintern. Vi antar att den icke-reglerbara vattenkraften utgör omkring hälften av den totalt installerade kapaciteten som idag antas uppgå till drygt 16 GW. Den reglerbara vattenkraften saknar i modellbeskrivningen produktionsbegränsningar utan kan fritt (inom den maximala kapacitetsbegränsningen) producera när det är som mest lönsamt. I en särskild så kallad "topplastekvation" (vilken beskriver effektbidraget från samtliga kraftslag då effektefterfrågan är som störst) begränsas den svenska vattenkraftens effektbidrag till lite drygt 13 GW som är det maximala effektbidraget som historiskt har observerats för den samlade svenska vattenkraftsproduktionen. I modellbeskrivningen finns också möjligheten att investera i effekthöjning om det skulle visa sig vara lönsamt (beräknas endogent i modellen). Effekthöjningen antas i nuvarande modellbeskrivning uppgå till maximalt 1 GW och antas heller inte påverka energiproduktionen. Vi antar att endast reglerbar vattenkraft är föremål för den typen av investeringar. I övrigt beskrivs vattenkraften med fasta drift- och underhållskostnader och en återstående livslängd som sträcker sig till modellperiodens slut, det vill säga 2050. Vi räknar alltså inte med något reinvesteringsbehov för att bibehålla befintlig kapacitet.⁴⁶ Vi räknar heller inte med någon potential för nyinvesteringar i energiproduktion utan, som nämnts, endast i effekt.

5.4 MODELLBESKRIVNING AV KLIMATFÖRÄNDRINGAR OCH FÖRÄNDRADE MILJÖTILLSTÅND I TIMES-NORDIC

Energimyndigheten utgår i sina analyser av den långsiktiga utvecklingen för Sveriges energisystem att klimatförändringarna följer klimatscenario RCP4.5.⁴⁷ Det innebär enligt IPCC (2021) grovt räknat att vi når +1,5 grader runt 2030-2040 och knappt +2 grader runt 2050.⁴⁸ Eftersom vi i detta arbetspaket (AP4) valt att utgå från Energimyndighetens scenariobeskrivning och metodik så har vi, som underlag för TIMES-NORDIC-modellen, därför utnyttjat klimatsignalen för vattenkraften motsvarande +1,5 grader till modellår 2035 och +1,8 grader (det vill

⁴⁶ Det högst troligt att det under årens lopp kommer att finnas ett sådant reinvesteringsbehov i befintliga anläggningar men sannolikt är dessa lönsamma såvida inte exempelvis omprövningen av miljötillstånden ändrar på det. Ur modellsynpunkt spelar det därmed ingen roll att utelämna dessa kostnader.

⁴⁷ IPCC använder fyra scenarier för att beskriva och beräkna framtida klimatförändringar, så kallade RCP-scenarier (RCP=Representative Concentration Pathways"). Siffran "4.5" i RCP4.5 anger strålningsdrivningen i W/m² och definieras som skillnaden mellan mängden energi från solinstrålning som träffar jorden och hur mycket energi som jorden strålar ut till rymden igen (se mer på <https://www.smhi.se/kunskapsbanken/klimat/klimatmodeller-och-scenarier/rcp-er-den-nya-generationen-klimatscenarier-1.32914>).

⁴⁸ IPCC 2021, "AR6, WG1 contribution to the Sixth Assessment Report", https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WG1_Chapter04.pdf

säga "knappt +2 grader") till modellår 2050.⁴⁹ Ökningen i klimatsignal antas ske linjärt mellan idag och 2035 respektive mellan 2035 och 2050. Detta förlopp påverkar både tillrinningens, och därmed vattenkraftsproduktionens, storlek och fördelning över året. Vi nyttjar således analysunderlaget från övriga arbetspaket för både +1,5-gradersfallet och +2-gradersfallet och deras påverkan på tillrinningen i de svenska (och norska) vattenmagasinen.

Analyserna i detta arbetspaket har dock nyttjat resultaten från KLIVA-projektets scenarier över hur vattenkraftsproduktionen ökar vid ett varmare klimat. Som framgår av kapitel 4.3 bedöms vattenkraftsproduktionen öka med omkring 2 TWh vid GWL2,0°C (som antas inträffa ungefär runt år 2050) och årsfördelningen förskjuts något från vårflodsperioden till övriga perioder under året. Förenklat kan man säga att tillrinningsprofilen blir något plattare även om tillrinningen fortfarande ligger mycket tungt runt perioden slutet av april till början av juni, det vill säga då vårfloden typiskt inträffar (lite olika beroende på älvsträcka).

Som nämnts delas året i TIMES-NORDIC in i 12 olika tidsperioder, 4 säsonger och 3 dygnsavsnitt per säsong. Det är endast den tillgängliga säsongsfördelningen som antas förändras till följd av klimatförändringar och alltså inte fördelningen inom dygnet. Med utgångspunkt från modellbeskrivningen är det framförallt under säsongen "sommar" (i modellen definierad som perioden mellan mitten av maj och mitten av september) som den största tillrinningen sker. Drygt hälften av tillrinningsenergin antas allokeras till denna period. I ett fall med varmare klimat enligt RCP4.5 har antagits, baserat på underlaget från föregående arbetspaket, att andelen av den årliga tillrinningsenergin som inträffar under "sommar"-perioden minskar med ca 4%-enheter. Då tillrinningsprofilen till följd av global uppvärmning plattas ut något över året medför detta att andelen av den årliga tillrinningen under de tre övriga säsongerna "vinter", "vår" och "höst" ökar i motsvarande grad (linjärt över tid och i lite olika utsträckning beroende på säsong). Det blir alltså relativt små effekter i fördelning över året när underlagsdata anpassas till modellkonfigurationen i TIMES-NORDIC.

Vi har i denna analys även försökt att kvantifiera den samlade effekten av klimatförändringarna och omprövningen av vattenkraftverkens miljötillstånd. Omprövningsprocessen har i skrivande stund pausats ett år (enligt förslag) av regeringen och mycket är både oklart och osäkert med avseende på ett möjligt framtida utfall vad gäller total förlust av produktions- och reglerförmåga från vattenkraften. Vi har här valt att analysera ett scenario där omprövningsprocessen i framtiden antas leda till en produktionsminskning på 1,5 TWh till 2040 i enlighet med den nationella riktlinje för maximalt produktionsbortfall som uttrycks i den nationella planen för omprövningen och som ett antal myndigheter står bakom. På nationell nivå har vi i analyserna därför antagit att den antagna ökningen på omkring 2 TWh vattenkraftsproduktion till 2050 till följd av ett varmare klimat till stor del uppvägs till följd av omprövningen.

⁴⁹ I KLIVA-projektet har vi inte tagit fram ett underlag för ett +1,8°C-scenario utan det tas här fram som en interpolering mellan de beräknade resultaten för +1,5°C respektive +2°C

5.4.1 Beräkningsfall

För att studera effekterna av klimatförändringarna och omprövningen av miljötillstånden på vattenkraftsproduktionen och det övriga energisystemet har vi analyserat tre olika beräkningsfall av utvecklingen fram till 2050:

1. "Basfall" som är ett hypotetiskt scenario helt utan klimatförändringspåverkan för vattenkraften
2. "Enbart klimatsignal" är ett scenario där klimatförändringarna antas följa RCP4.5 enligt beskrivningen ovan (med utgångspunkt från en ökad produktionspotential från KLIVA-projektet på 2 TWh vid GWL2,0°C, se fotnot 4)
3. "Referensfall" som är vårt egentliga huvudfall där vi antar att både klimatförändringar och en omprövning av vattenkraftens miljötillstånd påverkar den framtida vattenkraftsproduktionen och därmed även andra delar av energisystemet

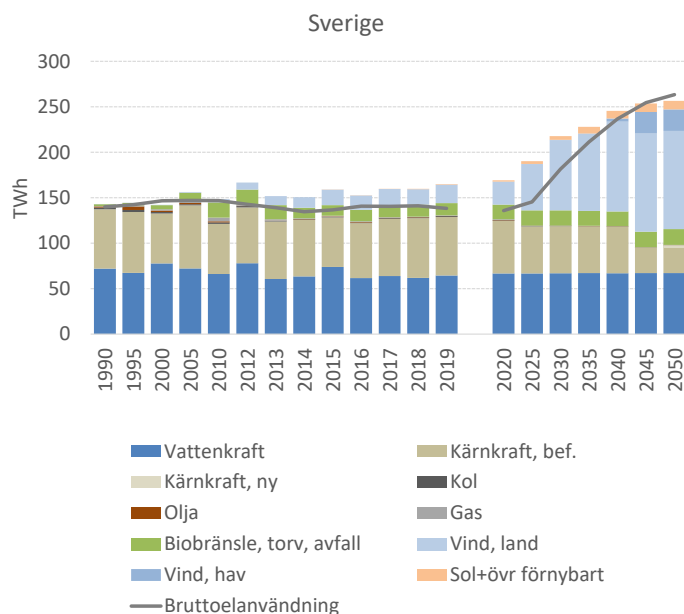
I referensfallet, precis som i Energimyndighetens referensfall i "Långsiktiga scenarier över Sveriges energisystem 2022" (och övriga scenarier i den studien), antar vi att klimatförändringarna även medför ett avtagande uppvärmningsbehov i byggnadsstocken över tid. Underlaget för detta antagande ges av Energimyndigheten. I den föreliggande analysen har vi för enkelhets skull valt att låta detta antagande för uppvärmningen ligga kvar i samtliga tre beräkningsfall, det vill säga även i basfallet där vi antar att vattentillrinningen inte påverkas av klimatförändringar. Fördelen är att vi därigenom enklare kan studera klimatförändringarnas påverkan på just vattenkraften och dess effekter för energisystemet (bättre transparens i orsak-verkan-sambandet). Och det är de förändrade förutsättningarna för vattenkraften och dess påverkan på resten av energisystemet som är centrala i denna studie. Nackdelen är naturligtvis att ansatsen brister i konsistens för basfallet då vi räknar med klimatförändringar i en del av energisystemet (uppvärmningen) men inte i en annan del av samma energisystem (vattenkraften). För att hantera detta har vi icke desto mindre valt att göra en känslighetsanalys där vi även fixerar uppvärmningsbehovet över tid och därmed skapat ett alternativt basfall. Det är dock inte huvudspåret i denna analys av nämnda transparesskäl utan något vi endast kort berör i resultatkapitlet.

5.5 RESULTAT

I beräkningsresultaten fokuserar vi på skillnaden i utfall mellan basfallet och något av de två andra fallen, närmare bestämt referensfallet och klimatsignal-fallet.

I Figur 52 redovisas den modellberäknade elproduktionen, per kraftslag, i Sverige fram till 2050 i referensfallet, det vill säga det fall som inkluderar såväl klimatförändringar som omprövningen av vattenkraftens miljötillstånd. Utbyggnaden av elproduktionen i referensfallet domineras av landbaserad vindkraft. Först på längre sikt, efter 2035, sker i detta fall mer omfattande investeringar i havsbaserad vindkraft. Det faktum att vi antar att potentialen för landbaserad vindkraft är stor och att utbyggnaden av densamma sker utan någon form av hinder är skälet till att havsbaserad vindkraft (enligt modellen) inte är

intressant förrän på relativt lång sikt. Incitamenten för ny kärnkraft är i detta scenario mycket begränsade givet de kostnadsantaganden vi gör här. Däremot utgör livstidsförlängningar (här definierat som drift bortom 60 år för de tre yngsta verken) lönsamma åtgärder på längre sikt i modellberäkningarna.



Figur 52: Elproduktionen (TWh) i Sverige i referensfallet, det vill säga det fall där såväl klimatförändringar som en omprövning av vattenkraftens miljötillstånd ingår i beräkningsförutsättningarna.

En ökad potential för vattenkraftsproduktion till följd av klimatförändringarna i kombination med en förändrad tillrinningsprofil (beräkningsfallet "Enbart klimatsignal") medför att efterfrågan på alternativ elproduktion blir något mindre jämfört med ett fall där klimatförändringar inte inkluderas (det vill säga basfallet). Denna alternativa elproduktion utgörs framför allt av vindkraft enligt modellanalysen (se Figur 53). En ökad vattenkraftsproduktion på knappt 2 TWh till 2050 till följd av klimatförändringarna medför därmed att utbyggnaden av ny vindkraft blir mellan 0,5-1 GW lägre än annars. Utnyttjningstiden för detta bortfall i vindkraftsinvesteringar är relativt högt vilket gör att elproduktionen sammantaget är något lägre i beräkningsfallet "Enbart klimatsignal". Detta i sin tur medför att den svenska nettoexporten i motsvarande grad blir mindre. Eftersom "bortfallet" av vindkraft medför ett visst bortfall av kapacitet så leder detta till något ökade incitament för investeringar i alternativ kapacitet, i detta fall i kapacitet med kort utnyttjningstid, typiskt gasturbiner.

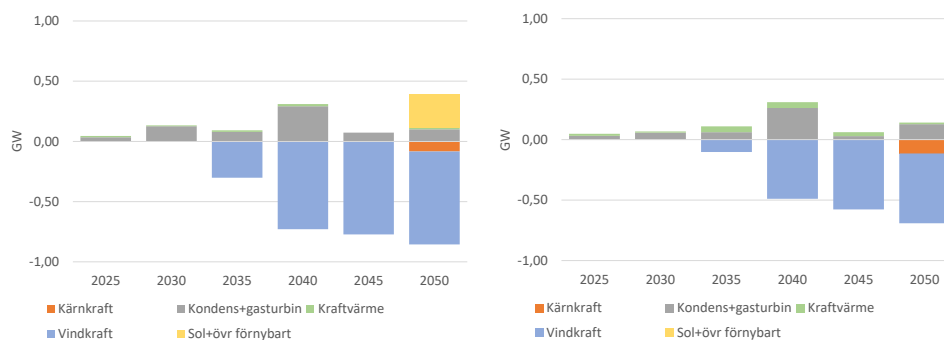
Vi påminner om att förändringarna för vattenkraften i beräkningsfallet "Enbart klimatsignal" inte leder till förändringar i produktionseffekten för vattenkraft utan endast påverkar energiproduktionen i vattenkraftverken. Även om bortfallet av vindkraftskapacitet har ett begränsat effektvärde, det vill säga tillgängligheten till effekten när den som bäst behövs antas vara relativt låg, så är den inte noll. Det är alltså skälet till att den ersätts med annan, i detta fall planerbar, produktionseffekt vid sidan om ett något större importberoende under vissa perioder inom ett år. Effektbortfallet kan dock kompenseras även på efterfrågesidan (där modellen

saknar möjlighet till lastförskjutning annat än via batterier) eller genom att den ökade produktionsförmågan i vattenkraften åtföljs av effekthöjningar i vattenkraftverken.

Mot slutet av beräkningsperioden påverkas även incitamenten för solel positivt av en ökad vattenkraftsproduktion till följd av klimatförändringarna ("Enbart klimatsignal"), vilket framförallt ska tolkas som en ersättning för en del av bortfallet i vindkraftsproduktion.

Det andra beräkningsfallet, referensfallet, uppvisar liknande skillnader gentemot basfallet (se Figur 53, höger) som fallet "Enbart klimatsignal" men i mindre utsträckning. Det beror helt enkelt på att klimatförändringarnas effekter på vattenkraftsproduktionen i referensfallet till stor del dämpas av de antagna effekterna av omprövningen av miljötillstånden som alltså bidrar till en minskning av produktionsvolymen på, i detta fall, 1,5 TWh. Som konstaterats tidigare är detta nästan lika mycket som den antagna produktionsökningen (knappt 2 TWh) till följd av ett varmare klimat.

Det är inte bara i Sverige som produktionsförändringarna i vattenkraft får konsekvenser utan det leder även till viss påverkan i grannländerna. Det handlar då i första hand om en kombination av solel och vindkraft som påverkas. Påverkan är dock marginell relativt den mycket omfattande utbyggnationen som sker i modellberäkningarna. I modellen kan den typen av förändringar för vattenkraftsproduktionen som vi analyserar här även leda till förändringar i elefterfrågan eftersom en del av denna antas vara priskänslig. Men i det här fallet är sådana effekter så gott som försumbara eftersom elprisförändringarna helt enkelt inte är tillräckligt stora.

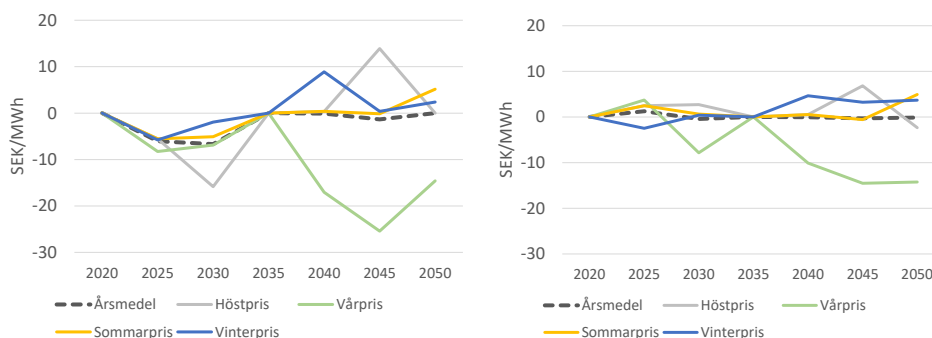


Figur 53: Skillnad i produktionseffekt (GW) i Sverige mellan "Enbart klimatsignal" och basfallet (vänster) respektive referensfallet och basfallet (höger)

Baserat på modellanalysen kan vi heller inte observera en tydlig påverkan på investeringar i batterilager eller vätgaslager. Det kan bero på att klimatförändringar betyder både mer reglerbar vattenkraft, vilket innebär mindre incitament för alternativ flexibilitet allt annat lika, och mer icke-reglerbar vattenkraft vilket innebär ökade incitament för framtida alternativa flexibilitetslösningar, allt annat lika.

5.6 ELPRISEFFEKTER

Som nämnts är elpriseffekterna i modellanalyserna inte tillräckligt stora för att i signifikant omfattning påverka efterfrågan på årsbasis. Det betyder dock inte att elpriserna är helt opåverkade och det gäller i synnerhet de beräknade säsongsvisa elpriserna, se Figur 54. I figuren kan man utläsa att effekten på det beräknade årsmedelpriset (producentpriser i elområde "Sverige", som används i TIMES-NORDIC) är mycket liten, speciellt när vi jämför referensfallet och basfallet. Däremot är avvikelserna större och tydligare om vi närmare betraktar de beräknade säsongsmedelpriserna på el. Vi har tidigare kunnat konstatera att en ökning i vattenkraftsproduktionen till följd av klimatförändringar främst medför en något minskad efterfrågan på ny vindkraft i framtiden än om vi inte hade räknat med klimatförändringarnas effekt på vattenkraftsproduktionen. För elpriset medför detta att höst- och vinterpriserna blir något högre i fallet "Enbart klimatsignal" än i basfallet eftersom bortfallet av vindkraft blir mest "kännbart" under den perioden. Det är först efter 2030 som dessa effekter kan betraktas som mer tongivande eftersom klimatsignaleffekten antas växa över tid. I modellresultaten kan vi dock se effekter även före 2030 vilket är typiskt för en dynamisk modell som TIMES-NORDIC. Det handlar om förskjutningar i tid av olika investeringar till följd av effekter som blir mer betydande på längre sikt men som likväl kan få effekter på närmare sikt till följd av att modellåren påverkar varandra och det faktum att modellen har full kunskap om framtiden.⁵⁰ I figuren kan man också tydligt se att påverkan på medelpriset under vårsäsongen är den motsatta. Där sjunker alltså priset till följd av en ökad tillrinning i framförallt den icke-reglerbara vattenkraftsproduktionen under just våren.



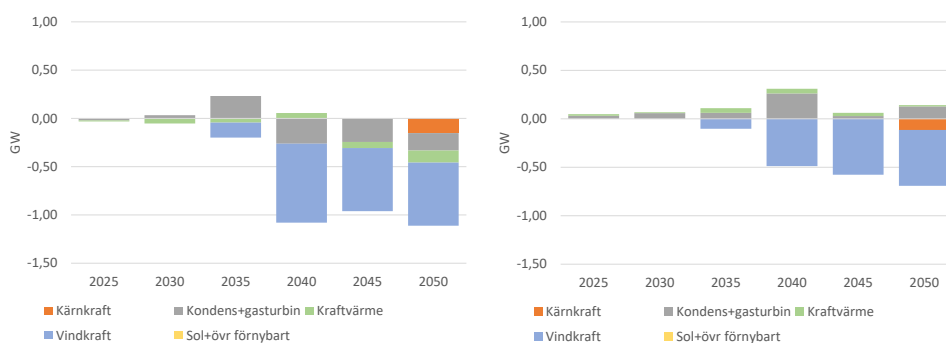
Figur 54: Skillnader i årsmedelpris (SEK/MWh) och säsongsmedelpris mellan fallet "Enbart klimatsignal" och basfallet (vänster) respektive referensfallet och basfallet (höger).

Som nämnts tidigare antar vi i samtliga tre beräkningsfall att uppvärmningsbehovet minskar över tid till följd av ett varmare klimat. Baserat på Energimyndighetens underlag antas nettovärmebehovet för hela byggnadsstocken

⁵⁰ Perfekt kunskap om framtiden i energisystemmodellering benämns ofta för "perfect foresight" och innebär att det inte finns några osäkerheter eller överraskningar i modellformuleringen. Allt som antas ske i framtiden är därmed känt av modellalgoritmen. Det innebär också att samtliga tajmningar i investeringar över tid blir optimala givet denna kännedom om framtiden. Om någon parameter ändras på lång sikt (som i dessa beräkningar) så innebär det också att modellverktyget kan förbereda sig genom ändrade investeringar i närtid. Detta kan i sin tur leda till exempelvis en prispåverkan även i närtid trots att förändringarna i beräkningsantagandena alltså inte får genomslag förrän på längre sikt.

minska med drygt 2 TWh till 2030 respektive knappt 8 TWh till 2050 jämfört med ett normalårskorrigerat 2020. En alternativ formulering för basfallet är att fixera uppvärmningsbehovet på dagens nivå. Den *slutliga* energianvändningen för uppvärmning kan i modellberäkningarna fortfarande minska till följd av effektiviseringar och konvertering till effektivare uppvärmningsslag men alltså inte till följd av ett varmare klimat. Resultatet av en sådan analys blir då snarare att ta ett bredare grepp om klimatförändringarnas påverkan på energisystemet och inte i första hand avgränsa analysen till klimatförändringarnas påverkan på vattenkraften och dess påverkan på energisystemet.

Ett tydligt resultat av att göra analysen med utgångspunkt från ett alternativt basfall är att elefterfrågan är tydligt lägre i fallet "Enbart klimatsignal" och i referensfallet. Det beror alltså främst på att nettovärmebehovet är lägre vilket därmed får betydelse för elanvändningen inom uppvärmningssektorn och då främst i kopplat till värmepumpar. Den samlade effekten av att både värmebehovet och vattenkraftsproduktionen påverkas av klimatförändringar ger, baserat på denna modellanalys, en tydligare påverkan på el- och energisystemet än att "bara" ändra på förutsättningarna för vattenkraften. I fallet "Enbart klimatsignal" får vi därmed både en mindre elefterfrågan på ca 2 TWh till 2050 och en ökning i vattenkraftsproduktion på knappt 2 TWh till samma år till följd av klimatförändringarna. Detta har en relativt tydlig påverkan på elprisbilden som ligger lägre än basfallets priser under samtliga säsonger. Precis som i huvudanalysen dämpas denna effekt i referensfallet eftersom ökningen i vattentillrinning till följd av klimatförändringar delvis uppvägs av den minskade produktionsvolymen till följd av omprövningen av miljötillstånden. Minskningen i elefterfrågan relativt (det alternativa) basfallet får också betydelse för investeringar i ny kapacitet. Minskningen i vindkraftskapacitet relativt basfallet blir ännu större än i huvudanalysen, se Figur 55. Dessutom blir investeringarna i topplastkapacitet, typiskt gasturbiner, också lägre istället för något högre som i huvudanalysen. Det är återigen den lägre elanvändningen för uppvärmning, som har extra stor betydelse under ansträngda perioder såsom kalla vinterdagar, som är förklaringen till detta.



Figur 55: Förändring i installerad effekt (GW) i Sverige mellan referensfallet och basfallet i huvudanalysen (höger) respektive i känslighetsanalysen där basfallet inkluderar klimatförändringseffekter även på uppvärmningssidan.

I känslighetsanalysen är elförbrukningen för uppvärmning ca 2-3 TWh lägre än i referensfallet år 2050. Det är ett resultat av den generella minskningen i

uppvärmningsbehov till följd av den antagna globala uppvärmningen. Den lägre elförbrukningen är i samma storleksordning som den tillkommande produktionsökningen i vattenkraft vilket därmed sammantaget ger ett betydande positivt nettobidrag till den årliga elbalansen, allt annat lika.

5.7 KORT REFLEKTION OM SKILLNADERNA MELLAN RESULTATEN I KAP 4 OCH KAP 5

De modellverktyg som används i kapitel 4 (ENODE) respektive 5 (TIMES-NORDIC) utnyttjas i huvudsak för att besvara samman frågeställning, nämligen vilka systemeffekterna blir av en ökad, och inom året förändrad, vattenkraftsproduktion till följd av den globala uppvärmningen. Modellresultaten delar i huvudsak det övergripande resultatet att de förändrade villkoren för vattenkraften kommer att påverka investeringsincitamenten för andra förnybara kraftslag. Vilka kraftslag som mer specifikt kan komma att påverkas skiljer sig dock något åt mellan modellerna och grundar sig i skillnader i modellansats, systemgränser, detaljeringsgrad samt i indataantaganden.

En mer framträdande skillnad i modellresultaten är att det i stor utsträckning är vindkraft i Sverige som påverkas (av förändrade villkor för vattenkraften) i TIMES-NORDIC-modellen medan det i hög utsträckning är solel utanför landets gränser som påverkas i ENODE-modellen. Dynamiken är dock i mångt och mycket densamma i och med att det är väderberoende förnybar elproduktion som påverkas samt att det både är vindkraft och solel som påverkas plus att effekterna sker både inom och utanför Sveriges gränser. Däremot ser balansen mellan dessa komponenter olik ut när vi jämför modellresultaten. Att modellresultaten inte är identiska är knappast förvånande med tanke på de redan nämnda skillnaderna som finns mellan modellerna och det faktum att modellresultat av detta slag, i synnerhet sådana som berör ett relativt långt tidsperspektiv, är relativt känsliga för indata och modellansats.

En viktig metodmässig skillnad mellan modellverktygen är att TIMES-NORDIC beräknar energisystemets utveckling för hela perioden från idag till 2050 medan ENODE beräknar utfallet för ett enda framtida år och i huvudsak baserat på en "greenfield"-ansats. Ytterligare en viktig metodmässig skillnad berör tidsupplösningen inom året där ENODE har en väsentligt högre upplösning (timmar) än TIMES-NORDIC. Det har betydelse för analysen av inte minst variabilitet och väderberoende elproduktion. En tredje skillnad på temat "metod" avser väderår som ligger till grund för analysen. I ENODE samoptimeras beräkningen över två väderår samtidigt, nämligen 1991 och 1992 medan TIMES-NORDIC utgår från ett enda väderår, 2016. Det optimala system som byggs i ENODE år 2050 är därmed ett resultat av två relativt olika väderår. Systemmässigt skiljer sig modellerna genom att TIMES-NORDIC beskriver hela det svenska energisystemet medan ENODE begränsar sig till elsystemet. TIMES-NORDIC-beräkningarna indikerar dock att effekterna utanför elsystemet av de förändrade villkoren för vattenkraften är begränsade.

Viktiga skillnader i beräkningsförutsättningar mellan modellerna rör bland annat förutsättningarna för kärnkraft. I TIMES-NORDIC-modellen finns exempelvis

möjlighet till livstidsförlängningar i befintlig kärnkraft vilket saknas i ENODE. Livstidsförlängningar ökar väsentligt möjligheterna för en signifikant andel kärnkraft även runt 2050 eftersom lönsamheten för nya kärnkraftverk får betraktas som osäkert. Med kärnkraft i produktionsmixen (TIMES-NORDIC) ser incitamenten för annan kraftproduktion annorlunda ut än i ett system som saknar kärnkraft (ENODE). I en känslighetsanalys med ENODE där man istället utgick från att kärnkraft fanns på plats i Sverige år 2050 fick förändringar i vattenkraften istället större effekter på vindkraften. Resultaten blev därmed mer lika resultaten från TIMES-NORDIC-analysen. En annan viktig skillnad i indatauppsättningen är att TIMES-NORDIC inkluderar en lång rad olika styrmedel och nationella policies medan ENODE utgår från en strikt teknikneutral ansats helt fri från energipolitiska styrmedel annat än ett mål för utsläppen av CO₂. Detta är en viktig förklaring till att elsystemen utvecklas olika i modellerna eftersom energi- och klimatpolitiska styrmedel har stor betydelse för hur systemen utvecklas.

5.8 SLUTSATSER

Komplexiteten och detaljrikedomen i en energisystemmodell är generellt ett resultat av de frågeställningar och analyser som modellen är tänkt att hantera samt praktiska överväganden som exempelvis beräkningstider och graden av transparens i modellresultaten. TIMES-NORDIC är i första hand utvecklad för energi- och klimatpolitisk analys för *hela* energisystemet i Sverige och för hela det nordeuropeiska elsystemet, från idag till och med 2050. Både den sektoriella och geografiska systemgränsens storlek och med den komplexitet det innebär gör att vi exempelvis har valt en något lägre tidsupplösning inom ett år än vad som är brukligt i andra mer renodlade elmarknadsmodeller. Av modellpraktiska skäl har vi dessutom så här långt nöjt oss med att beskriva Sverige som ett enda elområde i TIMES-NORDIC. Dessa förenklingar eller begränsningar är viktiga att ha i åtanke då de rimligen påverkar precisionen för den typ av analys av klimateffekternas betydelse för vattenkraftsproduktionens förutsättningar på den framtida elmarknaden som beskrivits i detta kapitel.

Här nedan följer de viktigaste slutsatserna från analyserna som beskrivs i detta kapitel:

- Ett varmare klimat som leder till ett extra tillskott på ca 2 TWh år 2050 är i relativa tal en mycket liten siffra i förhållande till all den el som omsätts på den nordeuropeiska (här definierat som Norden, Tyskland, Polen och Baltikum) elmarknaden och som idag uppgår till drygt 1 100 TWh. Därför är också effekten av de förändrade förutsättningarna för vattenkraften relativt begränsade på elmarknaden som helhet.
- **Effekterna som vi beskriver i detta kapitel blir mer signifikanta först efter modellår 2035.** Det beror på att klimatförändringarna, och därmed de förändrade förutsättningarna för vattenkraften, här antas växa linjärt över tid och först efter 2035 få ett mer betydande genomslag i modellberäkningarna.
- TIMES-NORDIC omfattar ett mycket stort antal olika (nya) åtgärder och tekniker som kan tas i bruk om förutsättningarna i hela eller i delar av

energisystemet förändras. Dessa val eller investeringar görs endogen i modellen och är därför en del av beräkningsresultaten. Det medför också att förändrade förutsättningar för den svenska vattenkraften leder till såväl en förändrad produktion i befintlig produktionskapacitet som förändrade investeringar i ny kapacitet. **Eftersom klimatförändringarna antas få mer betydande genomslag på längre sikt är det i första hand nyinvesteringar som påverkas då den befintliga produktionskapaciteten gradvis fasas ut av olika skäl.** Möjligheten att "parera" förändringar med nyinvesteringar medför också att effekterna av olika förändringar generellt är mer begränsade än i en modell som inte inkluderar investeringar utan endast utgår från befintlig kapacitet eller gör exogena (indata) antaganden på nyinvesteringar.

- **Den huvudsakliga effekten av en förändrad/ökad tillrinning är att incitamenten för framtida investeringar i förnybar elproduktion (typiskt vindkraft) blir något mindre än om tillrinningen antas vara oförändrad.** Det i sin tur medför att investeringar i *effekt* blir något mindre eftersom förändringarna för vattenkraften endast påverkar *energi*produktionen och inte produktionseffekten. Även om effektvärdet för de uteblivna investeringarna i förnybar elproduktion är begränsat så är det inte noll. Modellanalysen pekar därför på ökade incitament för "ersättningseffekt" som typiskt görs i kapacitet med högt effektvärde men låg utnyttjningstid som gasturbiner. Effekterna kan dock betecknas som små. Det är viktigt att komma ihåg att även om resultaten pekar på minskade incitament för investeringar i förnybar elproduktion så är detta endast ett skeende på marginalen. Utbyggnaden av förnybart blir mycket omfattande i samtliga beräkningsfall men alltså inte fullt lika "omfattande" som i ett fall utan klimatinducerade produktionsökningar i vattenkraftverken.
- I modellresultaten kan man också utläsa effekter på det beräknade elpriset (systempriset) för elområde "Sverige" (som nämnts beskrivs Sverige som ett enda elområde i TIMES-NORDIC). **Den förändrade tillrinningen i ett varmare klimat medför generellt att priserna under våren blir något lägre än i ett fall utan förändrad tillrinning.** Det beror helt enkelt på en större produktion från icke-reglerbar vattenkraft som vanligen toppar under våren. Å andra sidan ökar istället höst- och vinterpriserna på längre sikt eftersom den ökade vattenkraftproduktionen till följd av en ökad tillrinning i ett varmare klimat leder till något minskade incitament för att investera i ny vindkraft. Vindkraftens bidrag antas vara särskilt stort under hösten.
- **Omprövningen av den svenska vattenkraftens miljötillstånd utgör potentiellt en motriktad kraft mot klimatförändringarna** på så sätt att vattenkraftsproduktionen förväntas minska jämfört med dagens nivåer, allt annat lika. Effekterna av omprövningen av vattenkraftens miljötillstånd är inget som vi explicit har studerat i denna studie. Däremot är det något som Energimyndigheten förhåller sig till i deras långsiktiga analyser av utvecklingen för Sveriges energisystem. Av det skälet har vi i analyserna inom ramen för detta arbetspaket även försökt att göra en

samlad bedömning av effekterna av ett förändrat klimat *och* en omprövning av vattenkraften. Det sistnämnda antas här leda till en minskad produktion på 1,5 TWh till 2040 i enlighet med den nationella riktlinje för maximalt produktionsbortfall som uttrycks i den nationella planen för omprövningen och som ett antal myndigheter står bakom. Därmed uppvägs den antagna ökningen på omkring 2 TWh vattenkraftsproduktion till 2050 till följd av klimatförändringarna till stor del av förlusten av vattenkraftsproduktion som antas bli utfallet av omprövningen. Modellresultaten blir också liknande dem i det fall där vi utgår endast från klimatförändringarnas påverkan men effekterna får här ett klart mindre genomslag. Det är dock viktigt att understryka att denna slutsats bygger på en aggregerad (nationell) modellering av vattenkraften i detta arbetspaket. Nettoeffekten av klimatförändringar och omprövning av vattenkraftens miljö tillstånd kan slå väldigt olika beroende på älvsträcka. En nationell uppsummering av en sådan detaljerad lokal analys skulle kunna mynna ut i andra slutsatser än det som har formulerats här.

- **Klimatförändringarna påverkar också andra delar av energisystemet förutom tillrinningen till vattenkraftverken.** Det kan potentiellt få ännu större betydelse för energisystemets långsiktiga utveckling än de förändrade förutsättningar för vattenkraften som studerats här. Detta indikeras också av en konsekvensanalys av ett minskat uppvärmningsbehov (värmemarknaden ingår också i TIMES-NORDIC) över tid till följd av ett varmare klimat. Ett minskat uppvärmningsbehov kommer att leda till en ändrad efterfrågan i främst värmepumpar men även andra uppvärmningsalternativ som fjärrvärme och pelletsvärme kommer att påverkas. Om vi alltså breddar perspektivet till att omfatta även uppvärmning så skulle klimatförändringarna dels leda till ett tillskott av elenergi i vattenkraftverken, dels till en minskad efterfrågan av el för uppvärmningsändamål. Vår modellanalys pekar på att den minskade efterfrågan på lång sikt är i samma storleksordning som ökningen i vattenkraftsproduktion. Detta skulle därmed påverka eleffektbalansen positivt på sikt även om den underliggande förändringen i eleffektbalans fortfarande är mycket stor med tanke på den mycket omfattande utbyggnaden av väderberoende elproduktion i kombination med en förväntan om en betydligt högre efterfrågan än idag till följd av främst elektrifiering av industrin- och transportsektorn.

6 Klimatförändringarnas inverkan på vattenkraftens produktions- och balanseringsförmåga

I det här kapitlet ger vi en sammanfattande beskrivning av vattenkraftens förutsättningar i ett varmare klimat baserat på de slutsatser som går att dra utifrån projektets analyser.

De pågående klimatförändringarna påverkar vattenkraften genom förändrade tillrinningar, både i volym och över tid (både från dygn till dygn samt mellan åren). Samtidigt är även elsystemets förutsättningar i förändring, både vad gäller mixen av produktionsslag och variationer i systemet liksom ett bedömt förändrat och ökat elbehov de kommande decennierna. I och med att vattenkraftens produktions- och balanseringsförmåga förändras, förändras också det bidraget som vattenkraften kan ge till elsystemet. Vattenkraftens förutsättningar i ett varmare klimat och den samtidigt pågående omställningen av ett energisystemet för att motverka ytterligare uppvärmning påverkar även vattenkraftens roll i elsystemet. Förändringarna i elsystemet påverkar även hela energisystemet, även om just vattenkraftens förändrade förmåga och roll inte har en dominant roll jämfört med de väsentligt större utmaningarna energisystemet står inför: Utfasning av fossila bränslen, att värna biologisk mångfald och strävan efter mer diversifierade geopolitiska beroenden.

Arbetet i KLIVA har genomförts i samverkan mellan ett antal olika discipliner med i utgångsläget separata metoder och arbetssätt. Projektet har inneburit att hydrologer, elkrafttekniker och energisystemanalytiker har överfört och testat resultat från hydrologiska modeller i modeller över det svenska vattenkraftssystemet och i modeller av det nordeuropeiska energisystemet. Ett exempel på en insikt som kan ha större potential för framtida arbeten är att det finns en "naturaliserad" version av S-HYPE som skulle kunna samköras direkt med en detaljerad vattenkraftmodell, detta beskrivs närmare i avsnitt 7.3.

De använda verktyg skiljer sig mellan disciplinerna och arbetet krävde därför en gemensam ansats för att besvara frågeställningen utifrån olika perspektiv. Grunden i den gemensamma ansatsen är *delta-change-metoden* som möjliggör att beskriva klimatförändringarna på ett sätt som går att applicera i en detaljerad vattenkraftmodell som sedan för aggregerade tillrinningsdata vidare till el- och energisystemmodellen där de framtida nordeuropeiska el- och energisystemen undersöks.

En viktig förutsättning för tillämpad forskning är tillgång till relevanta data. KLIVA-projektet har bidragit till och nyttjat dataplattformen som Energiföretagen Sverige har utvecklat (se avsnitt 3.4.3). En del av förslagen till fortsatta forskningsområden som vi beskriver i kapitel 7 är inte genomförbara utan data om till exempel minproduktion per vattenkraftstation samt ett fåtal punkter per kraftstation som beskriver omslutningen av kraftstationens P-Q-kurva. Det går

utmärkt med uppskattade värden så länge de beskriver verkligheten på ett lämpligt sätt.

6.1 FÖRÄNDRADE TILLRINNINGAR

Projektets analyser visar, liksom flera tidigare studier (t.ex. Arheimer och Lindström, 2014, Thober m.fl., 2018), på att det sker en tydligt ökad tillrinning för de älvar som har ingått i analyserna vid uppvärmningsnivåerna 1,5°, 2,0° och 3,0°C, vilket är en direkt konsekvens av en ökad total nederbörd som syns i de framtida scenarierna⁵¹. Beroende på geografiskt läge och kombinationen av klimatologiska och hydrologiska processer påverkas olika vattendrag i olika grad. Medan vattendragen i södra Sverige främst påverkas av förändringarna i total nederbörd och avdunstning, påverkas de större älvarna i norra delarna av landet i stor utsträckning av mängden snö under vintern och tidpunkten för snösmältning och därmed vårfloden.

Som framgår av resultaten från projektet uppvisar älvarna i den södra delen av landet en ökning i tillrinningen mellan GWL2,0°C jämfört med GWL3,0°C, medan tillrinningen däremot minskar när man går från GWL2,0°C till GWL3,0°C. Lagan, som är den sydligaste älven som ingår i analyserna, uppvisar till och med en minskad tillrinning vid den högsta uppvärmningsnivån GWL3,0°C. Det senare bedöms i första hand vara en effekt av ökad avdunstning som gör att utvecklingen i den totala tillrinningen minskar när vi går mot +3,0°C uppvärmning. Norra halvan av Sverige (från Indalsälven och norrut) uppvisar däremot en ökning av tillrinningen vid ökade uppvärmningsnivåer. Analyserna pekar därför på att den totala tillrinningen generellt ökar för alla snödominerade älvar i norr, vilket leder till en ökad potential för vattenkraftsproduktion.

Analyserna visar vidare att den klimatologiska cykelns vårflod förändras och ser ut att inträffa tidigare på året och med en minskad total volym, vilket stämmer överens med det vi vet om hur snösäsongen ändras framgent, med en lägre total snövolym jämfört med idag och en kortare snösäsong. Detta är också samstämmigt med tidigare analyser, se t.ex. Arheimer och Lindström (2014) och Thober m.fl. (2018). Den största förändringen i när tidpunkten för vårflodstoppen inträffar syns i Umeälven med ca 40 dygn.

6.2 KLIMATFÖRÄNDRINGARNAS PÅVERKAN PÅ VATTENKRAFTENS PRODUKTIONS- OCH BALANSERINGSFÖRMÅGA

Analyserna visar att den genomsnittliga årsproduktionen i ett varmare klimat stiger med mellan 3–12 % i alla de älvsystem som har undersökts i KLIVA, bortsett från Ångermanälven (där den ligger kvar på samma nivå som historiskt), Lagan (där den istället minskar) och Göta älv (som vi inte kunde beräkna robusta klimatfaktorer för). Detta tyder på att vattenkraftssystemen i de snödominerade älvarna lyckas att ta hand om stora delar av den ökade årstillrinningen till följd av ett varmare klimat.

⁵¹ Som nämns inledningvis har jorden redan värmts upp med drygt en grad över förindustriell nivå. I Sverige sker ökningen dessutom snabbare och har sedan förindustriell tid redan ökat med ca 1,7°C.

Potentialen för en ökad vattenkraftsproduktionen till följd av en ökad tillrinning i ett varmare klimat i Sverige bedöms därmed kunna stiga med mellan 2,8 - 4,5 TWh/år i de undersökta älvsystemen. I Norge bedöms produktionen stiga med omkring 14 TWh/år som beräknades med en förenklad ansats, se avsnitt 2.2.5 och 3.3.1.

Vattenkraften har också en betydande och viktig roll vad gäller att både reglera och balansera variationer som uppstår i elsystemet på grund av varierande förbrukning, produktion och överföring.

Analyserna i KLIVA visar att balanseringsförmågan i den svenska vattenkraften (i detta fall de nio analyserade älvarna), inte påverkas negativt av klimatiförändringarna utan att den förbli på samma nivå.⁵² Den förändrade tillrinningen kan dock inte användas med lika högt värde som den historiska. Balanseringsförmågan beskrivs i detta arbete som vattenkraftens förmåga att maximera produktionen när elpriserna är som högst och minimera dem när priserna är som lägst (och därigenom parera utbud och efterfrågan i elsystemet). En viktig begränsning i sammanhanget är att förändringarna i balanseringsförmågan har utvärderats mot historiska elpriser medan elpriserna i verkligheten kommer förändras både vad gäller mönster, belopp och variabilitet.

6.3 KLIMATFÖRÄNDRINGARNAS PÅVERKAN PÅ VATTENKRAFTEN FÅR KONSEKVENSER PÅ EL- OCH ENERGISYSTEMNIVÅ

En ökad potential till produktion från den svenska och norska vattenkraften innebär förändrade förutsättningar för utvecklingen av det framtida, sammanhängande, el- och energisystemet i norra Europa. I KLIVA har två olika typer av el- och energisystemmodeller använts med delvis olika syften och betydande skillnader i ansats. Inom AP3 har syftet varit att implementera den förändring av vattenkraftens årsproduktion och fördelning över året som beräknats i AP1 och AP2 i en energisystemkontext för att förstå hur dessa förändrade förutsättningar påverkar vattenkraftens roll i el- och energisystemet. Vattenkraftens roll i ett varmare klimat har studerats i ett energisystem som ställts om för att begränsa klimatiförändringarna, vilket innebär en kraftigt ökad efterfrågan på el som möts i stor utsträckning av vindkraft och sol.

Beräkningarna visar att med en ökad tillrinning till följd av ett varmare klimat ökar också antalet timmar som vattenkraften producerar på maximal effekt, och i södra Norrland sker produktionen framförallt på högsta och lägsta tillåtna nivå. Samtidigt kan nivån i vattenmagasinen förväntas hålla en jämnare nivå i ett varmare klimat.

Beräkningarna visar också att den ökade tillgången på vattenkraft som ett varmare klimat minskar behovet av import av sol. Import av sol används som komplement till vindkraften under lågvindperioder sommartid. Även behovet av

⁵² Vi har undersökt hur vattenkraftens balanseringsförmåga *förändras* utan att kvantifiera själva *förmågan*. Även i praktiken är förändringen avgörande för att bedöma utmaningarna i elsystem och vattenkraftssystem.

energilagrar minskar. Framförallt påverkas behovet av värmelager som hanterar variationer på långa tidsskalor.

6.4 AVSLUTANDE DISKUSSION OM VATTENKRAFTENS FÖRÄNDRADE FÖRUTSÄTTNINGAR I ETT SYSTEMPERSPEKTIV

Förändrade nederbördsmängder och -mönster som leder till en förändrad total tillrinning och tillrinningsprofil till följd av ett varmare klimat har en direkt påverkan på vattenkraften genom att det förändrar vattenkraftens produktions- och balanseringsförmåga. Denna förändring på grund av klimatförändringarna sker samtidigt med samhällets klimat- och energiomställning, vilket håller på att förändra det svenska och nordeuropeiska el- och energisystemets egenskaper och förmågor i grunden. De kommande decennierna kommer det totala elbehovet med stor sannolikhet att öka kraftigt i Sverige, främst till följd av den nödvändiga elektrifiering som krävs av industri- och transportsektorerna för att nå uppsatta klimatmål. Utöver ett kraftigt ökat elbehov och förändrade laster utvecklas elsystemet mot att bli allt mer väderberoende. Denna förändring av elsystemet sker inte bara i Sverige utan är densamma i hela det europeiska el- och energisystemet. Utvecklingen förändrar både systemförutsättningarna och el- och energisystemets förmågor, vilket i sin tur förändrar förutsättningarna och förmågorna för vattenkraften i framtiden.

Analyserna inom projektet pekar, liksom tidigare studier (se t.ex. Gode m.fl., 2007; SOU, 2007; Löfblad m.fl., 2021), på att klimatförändringarna med största sannolikhet kommer att innebära en ökad potential för produktion av vattenkraft i Norden till följd av en ökad nederbörd och tillrinning. Utifrån jämförelser som har gjorts i detta projekt, och som beskrivs i kapitel 3.3.1, ökar potentialen i Norge betydligt mer än i Sverige (se t.ex. Koestler, 2019).

Det är också viktigt att lyfta vattenkraftens plats- och anläggningsspecifika förutsättningar och påverkan av klimatfaktorer. Som beskriven i bl.a. Löfblad m.fl. (2021) handlar det om relativt stora skillnader i effekter och konsekvenser beroende på var i landet man befinner sig, regleringsgraden av den specifika älvsträckan, typen av vattenkraftverk, magasinens storlek, de specifika konstruktionerna på verken (intagsluckor, turbingångar, turbintyper m.m.), utformningen av dammar och avbördningsanordningar samt tillrinningsområdets geologiska och fysiska förutsättningar och förhållanden (som fjällnära och höglänt terräng eller låglänt skogsmark).

En ökad tillrinning och därmed potential till ökad elproduktion från vattenkraften är inte detsamma som att produktionen över året verkligen ökar. En minskad årstillrinning behöver inte heller leda till en reducerad årsproduktion ifall tillrinningarna minskar under en tidsperiod där de delvis inte kan tillvaratas, exempelvis under vårfloden. Resultaten pekar på att den förändrade, ökade tillrinningen i ett varmare klimat till största delen, i de flesta älvsystem, kan nyttjas även om värdet tenderar att sjunka lite grann i och med att produktionen främst ökar under medel- och lågprisperioder.

Utöver el- och energisystemets omställning de kommande decennierna, kommer miljöanpassningen av den svenska vattenkraften, på grund av omprövningen av

den svenska vattenkraften i syfte att nå moderna miljövillkor, potentiellt ha en betydande påverkan på vattenkraftens förmåga att bidra med olika nyttor för elsystemet. Det senare har inte analyserats i detalj i KLIVA men en ansats har gjorts inom AP4 genom att analysera ett fall som ska motsvara en framtid med ett varmare klimat samtidigt som det har skett en produktionsförlust på 1,5 TWh i den svenska vattenkraften till följd av miljöanpassningsåtgärder (motsvarande den nationella riktlinjen för maximal produktionsförlust från vattenkraften i enlighet med den nationella planen för omprövning av vattenkraften).

Den ökade produktionspotentialen som ses i ett varmare klimat, i de analyserade fallen 2 TWh ytterligare per år från den svenska vattenkraften, uppvägs därmed av den förväntade produktionsförlusten på grund av miljöanpassningen av vattenkraften. Det finns dock stora risker för att miljöanpassningen av vattenkraften kan leda till betydligt högre produktionsförluster än 1,5 TWh (se t.ex. Löfblad, 2020). Energisystemets utveckling de kommande decennierna, tillsammans med kommande miljöanpassningskrav, kan potentiellt komma att ha en större påverkan på vattenkraftens förutsättningar och förmågor än de direkta konsekvenserna av klimatförändringarna. Med det sagt betyder detta inte att klimatförändringarnas påverkan på vattenkraften är obetydlig, inte minst när det gäller ytterligare faktorer som inte har undersökts i projektet, t.ex. dammsäkerhet och extremväderehendelser.

7 Behov av fortsatt forskning

Projektet har identifierat ett antal frågeställningar och områden där det bedöms finnas ett behov av vidare forskning. I detta kapitel beskriver vi dels ett nytt Energiforskprojekt som ger möjligheter till att hantera en del av dessa frågeställningar, dels ett antal andra frågeställningar och områden där vi ser ett värde för vattenkraftsbranschen av fortsatt forskning och fördjupad kunskap för att bättre förstå konsekvenserna av ett förändrat klimat på den svenska vattenkraften samt vattenkraftens roll i ett förändrat klimat.

7.1 MILJÖANPASSNINGSÅTGÄRDER I VATTENKRAFTEN

Vattenkraftens produktions- och balanseringsförmåga påverkas inte bara av klimatförändringarna utan även av kraven på miljöanpassningsåtgärder. Analyser som separerar dessa faktorer kan vara en bra hjälp för att förstå varje faktors individuella påverkan på vattenkraften även om det är den sammanlagda betraktelsen som kan visa på vilket sätt de *tillsammans* påverkar på vattenkraftens produktions- och balanseringsförmåga. Detta är en central frågeställning i Energiforskprojektet *HÅVEN – Hållbar vattenkraft i framtidens energisystem* som startades hösten 2022 (leds av Profu och genomförs tillsammans med forskare från KTH, Chalmers och IVL Svenska Miljöinstitutet).

Det övergripande syftet med projektet HÅVEN är att ytterligare fördjupa kunskapen om vattenkraftens roll i ett framtida hållbart elsystem. Projektet bygger vidare på en förstudie (se Gode m.fl., 2021) som genomfördes under hösten 2021 på uppdrag av vattenkraftsbranschen och Svenska Kraftnät med syfte att analysera elsystemkonsekvenserna av miljöanpassningsåtgärder i den svenska vattenkraften samt de ekonomiska och miljömässiga systemkonsekvenserna av att ersätta vattenkraften med andra tillgängliga variationshanteringsalternativ. Utöver att bygga vidare på förstudiens metodik och analyser samt förfina dessa kommer projektet ta vidare arbetet som har genomförts i KLIVA. Dels handlar det om att fortsätta utveckla kopplingen mellan vattenkraftsmodeller och el- och energisystemmodeller och det modellutvecklingsarbete som har påbörjats inom KLIVA, dels att använda klimatfaktorerna och den förändrade tillrinningen för att beskriva uppvärmningens följder för vattenkraften och det övriga energisystemet i analyserna.

7.2 KLIMATPROJEKTIONER

I KLIVA-projektet har vi undersökt klimatförändringarnas påverkan på vattenkraften baserad på att skala historiska tillrinningsdata med klimatfaktorer som beskriver den statistiska förändringen mellan referensperioden och ett antal uppvärmningsscenario. I en sådan ansats fångas förändringen i ett punktvärde för varje dygn och magasin. Klimatprojektionerna i den hydrologiska modellen ritar däremot upp ett helt utfallsrum. Om vi kan tillvarata mer av den information

som finns i utfallsrummet än bara medianen skulle det ge mer insyn i variationen av de framtida tillrinningarna.

7.3 REGLERRUTINER I S-HYPE

I och med att S-HYPE innehåller antaganden om hur vattenkraften körs – så kallade reglerrutiner – skapas problem när modellen kopplas till en vattenkraftmodell som har som huvuduppgift att optimera hur vattenkraften körs. Reglering i S-HYPE är förenklad och antas tidsinvariant, vilket är orealistiskt under de högre uppvärmningsnivåerna och med andra antaganden om förändringar i energiproduktionen. Det är möjligt att bygga in antaganden som ändrar reglering i S-HYPE, men man kan också bygga analyser på en naturaliserad version av S-HYPE (Arheimer och Lindström, 2014) där regleringar och magasin plockas bort. Det skulle innebära att modellen mer efterliknar det ostörda landskapet innan vattenkraften byggdes ut i Sverige. Det ger ett mer direkt mått på förändringar i lokaltillrinning enbart med avseende på klimatpåverkan och skulle kunna appliceras som indata till en detaljerad vattenkraftsmodell som *HydroProdPlan* eller *Spine*.

En sådan ansats skulle öppna upp för mer detaljerade analyser av klimatförändringar i och med att vattenkraftmodellen kunde kopplas direkt till S-HYPE utan "omväg" genom klimataktorer och historiska lokaltillrinningar. I och med att det handlar om en ny koppling mellan modellerna kommer det säkert uppstå nya utmaningar längs vägen. Utifrån erfarenheten i KLIVA-projektet bedöms det vara en lovande ansats för att angripa frågor som rör t.ex. hur extremväderhändelser påverkar vattenkraften i ett varmare klimat.

7.4 EXTREMVÄDERHÄNDELSE

En viktig fråga för samhället är hur extremväderhändelser som skyfall, ihållande regnperioder och torka kommer att påverka flöden i älvarna. I älvsystem med tillräckligt stora och tillräckligt geografiskt fördelade magasin kan mer extrema tillrinningsvariationer jämnas ut. Detta kräver dock att det finns fri reglerhöjd, d.v.s. att vattenstånden varken är för nära dämmnings- eller sänkingsgränsen. Att reservera balanseringsutrymme påverkar i sin tur produktionsplaneringen för hela vattenkraftssystemet i älven.

Ansatsen i den nuvarande analysen lämpar sig inte för studier på dygnsnivå, på grund av att klimataktorer appliceras på historiska tidsserier. En mer avancerad metodik för att bygga om historiska tidsserier så att även extremer modifieras enligt framtida förändringar vore möjlig, men bättre vore att anpassa vattenkraftmodellen till att kunna köra med data från klimatscenerierna direkt (se förslaget i 7.3). Det kräver större beräkningskapacitet, men man undviker på det sättet att introducera osäkerheter på metodsidan. Dessutom tas mer av informationen från klimatmodellerna med i beräkningarna, som till exempel förändringar i torra perioder, intensitet av regn, med mera.

Dessutom har vi i KLIVA applicerat ett rullande genomsnitt som innebär att ansatsen inte lämpar sig för att analysera medelkorta tillrinningsvariationer upp till en vecka. Även denna begränsning skulle kunna lösas med förslaget i 7.3.

7.5 KLIMATFÖRÄNDRINGARNAS PÅVERKAN PÅ DEN NORSKA VATTENKRAFTEN

Vattenkraften har en mycket viktig roll i det nordiska elsystemet och elmarknaden. I el- och energisystemanalysen (kapitel 4 och 5) fångar vi denna roll genom att modellera vattenkrafttekvivalenter för större geografiska områden som i stort sett följer elområdesindelningen. I analysen av vattenkraftens regler- och balanseringsförmåga i kapitel 3 kunde de norska älvarna dock inte undersökas. För att kunna göra det i framtida forskningsprojekt behöver indata hämtas in och älvarna modelleras i t.ex. *HydroProdPlan* eller *Spine*. Det går lika bra att arbeta med befintliga modeller som redan används i Norge. I och med att den detaljerade analys som i kapitel 3 görs både per älvsystem och elområde, behöver vattenkraftmodellerna inte kopplas över landsgränserna (det sker ingen samoptimering i de detaljerade modellerna för hela Norden utan man optimerar alltid utifrån prissignalen som är specifik för varje elområde). Detta arbete skulle med fördel kunna göras i samarbete med forskare i Norge.

7.6 BESKRIVNING AV VATTENKRAFTEN MED HJÄLP AV EKVIVALENTER

I KLIVA används för elsystemanalyserna en förenklad beskrivning av vattenkraften i vilken all produktionskapacitet och magasinkapacitet inom en region (i.e. SE_S, SE_2 och SE_1) sammanlagras till en ekvivalent. Total elproduktionskapacitet och magasinkapacitet för ekvivalenten baseras på historiska produktionsdata och motsvarar därmed inte nödvändigtvis vattenkraftens faktiska egenskaper. I ett elsystem som är mycket annorlunda än det vi har idag kan det uppstå drivkrafter som motiverar en annan vattenkraftproduktion än den vi har sett historiskt. Med större överföringskapacitet från norra till södra Sverige kanske den maximala elproduktionsnivån, till exempel, kan vara högre än den vi har sett hittills.

Ett alternativt sätt att skapa vattenkrafttekvivalenter är att utgå från en detaljerad vattenkraftmodell och, med hjälp av en optimeringsmodell, välja parametrar för ekvivalenten som minimerar skillnaden i vattenkraftproduktion mellan ekvivalenten och den detaljerade modellen om de utsätts för samma elpriser. Sådana optimeringsmodeller har arbetats fram av KTH, bland annat i (Blom & Söder, 2022).

Ekvivalenterna framtagna med utgångspunkt i en mer detaljerad vattenkraftmodell har förutsättning att bättre representera vattenkraften än historiska data. Fortsatt arbete med att ta fram, implementera och utvärdera den typen av ekvivalenter skulle kunna förbättra vattenkraftbeskrivningen i energisystemmodeller.

För att validera och justera vattenkraftens flexibilitet som antas i elsystemmodellen, kan den kopplas till en detaljerad vattenkraftmodell som beräknar optimala produktionsplaner för samma geografiska områden som elsystemmodellen. I KLIVA-projektet har *HydroProdPlan* vidareutvecklats för att optimera på resultat från elsystemmodellen på elområdesnivå. se avsnitt 3.4.2. Detta arbete skulle kunna fortsätta med att hitta en bra balans mellan

beräkningstiderna och rimlig grad på detaljnivå. Ambitionen är att kunna ta detta vidare inom ramen för HÅVEN-projektet (se 7.1).

8 Referenslista

- Abrahamsson, A. (2020). The impact of climate change on future Swedish heating and cooling demand, master thesis, Chalmers University of Technology, <https://hdl.handle.net/20.500.12380/302050>.
- Arheimer, B. & Lindström, G. (2014). Electricity vs Ecosystems—understanding and predicting hydropower impact on Swedish river flow, *Proceedings of the International Association of Hydrological Sciences*, 364, 313-319, <https://doi.org/10.5194/piahs-364-313-2014>.
- Bergström, S. (1976). Development and application of a conceptual runoff model for Scandinavian catchments, SMHI rapport RHO 7, <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1456191/FULLTEXT01.pdf>.
- Bergström, S. (1995) The HBV model. I: Singh V.P. (ed) *Computer Models of Watershed Hydrology*. Water Resources Publications, Highlands Ranch, Colorado, 443-476.
- Bladh, J. & Funkquist J. (2021). Miljöåtgärders påverkan på vattenkraftsproduktionen i Ljungan, Vattenkraftens miljöfond, <https://vattenkraftensmiljofond.se/content/uploads/2021/09/pilot-ljungan-bilaga-3-miljoatgarder-i-ljungan.pdf>.
- Blom, E. & Söder, L. (2022). Sensitivity Analysis of Hydropower Equivalent Parameters With Fast Identification Using PSO, 14th IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC) 2022.
- Brandsten, C.-O. (2022). Klimatförändringarnas påverkan på dammsäkerheten – Litteraturgenomgång och inledande analys, Energiforsk rapport 2022:908, <https://energiforsk.se/media/32023/klimatforandringarnas-paverkan-pa-dammsakerheten-energiforskrapport-2022-908.pdf>.
- Casselgren, J., Hellström, G. & Lundberg, A. (2015). Recent river ice research and river ice management in Scandinavia, Energiforsk rapport 2015:203, https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/21402/recent-river-ice-research-and-river-ice-management-in-scandinavian-energiforskrapport_2015_203_2.pdf.
- Copernicus Climate Change Service (C3S) (2017). ERA5: Fifth generation of ECMWF atmospheric reanalyses of the global climate, Climate Data Store (CDS), 2022-05, <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/home>.
- Energistyrelsen (2012). Technology data for energy plants, öppna data, <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data>.
- Eurelectric (2022). The Coming Storm - Building electricity resilience to extreme weather, rapport, <https://cdn.eurelectric.org/media/6254/the-coming-storm-h-5CA0B9BE.pdf>.

Funkquist, J. (2023). An optimization model to analyze hydropower river systems, rapport VRD-R01-2023, <https://group.vattenfall.com/se/siteassets/documents/vrd-r01-2023-an-optimization-model-to-analyze-hydropower-river-systems.pdf>.

German, J., Södling, J., Olsson, A. & Lovell, J. (2020). Fördelning av extrem dygnsnederbörd, Energiforsk rapport 2020:703, <https://energiforsk.se/media/28810/fordelning-av-extrem-dygnsnederbord-energiforskrapport-2020-703.pdf>.

Gleick, P. H. (1986). Methods for evaluating the regional hydrologic impacts of global climatic changes, *Journal of hydrology*, 88(1-2), 97-116, [https://doi.org/10.1016/0022-1694\(86\)90199-X](https://doi.org/10.1016/0022-1694(86)90199-X).

Gode, J., Axelsson, J., Eriksson, S., Holmgren, K., Hovsenius, G., Kjellström, E., Larsson, P., Lundström, L. & Persson, G. (2007). Tänkbara konsekvenser för energisektorn av klimatförändringar. Effekter, sårbarhet och anpassning. Elforsk rapport 07:39, <https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/19555/tankbara-konsekvenser-for-energiesektorn-av-klimatforandringar-elforskrapport-2007-39.pdf>.

Gode, J., Holm, J., Löfblad, E., Rensfeldt, A., Unger, T., Lindblom, E., Malmaeus, M. & Walter, V. (2021). Systemkonsekvenser av miljöåtgärder i vattenkraften. Lill-Häven: En förstudie om vattenkraftens framtida roll, Energiforsk rapport 2022:862, <https://energiforsk.se/media/31262/systemkonsekvenser-av-miljoatgarder-i-vattenkraften-energiforskrapport-2022-862.pdf>.

Göransson, L., Goop, J., Odenberger, M. & Johnsson, F (2017). Impact of thermal plant cycling on the cost-optimal composition of a regional electricity generation system, *Applied Energy* 197, 230–240, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.04.018>.

International Energy Agency (2016). World Energy Outlook 2016, http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEB_WorldEnergyOutlook2015ExecutiveSummaryEnglishFinal.pdf.

IPCC (2021). Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, https://report.ipcc.ch/ar6/wg1/IPCC_AR6_WGI_FullReport.pdf.

Jenvald, J. & Morin, M. (2019). Skogsbranden 2018 – erfarenheter ur ett dammsäkerhetsperspektiv, Energiforsk rapport 2019:614, <https://energiforsk.se/media/26926/skogsbranden-2018-erfarenheter-ur-ett-dammsakerhetsperspektiv-energiforskrapport-2019-614.pdf>.

Kjellström, E., Strandberg, G. & Lin, C. (2021). Förändringar i klimatet som påverkar energisektorn i Sverige, Energiforsk rapport 2021:745, <https://energiforsk.se/media/29543/forandringar-i-klimatet-som-paverkar-energiesektorn-i-sverige-energiforskrapport-2021-745.pdf>.

Koestler, V., Østenby, A., Birkeland, C., Arnesen, F., Haddeland, I. (2019). Vannkraftverkene i Norge får mer tilsig. Norges vassdrags- og energidirektorat

- (NVE) rapport 50-2019,
http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_50.pdf.
- Kullingsjö, L.-H. & Karlsson, S. (2012). The Swedish Car Movement Data Project, EEVC: Brussels, Belgium,
http://publications.lib.chalmers.se/records/fulltext/local_165497.pdf.
- Löfblad, E., Gode, J., Strandberg, G., Kjellström, E. & Montin, S. (2021). Klimatförändringarnas inverkan på vattenkraften, Energiforsk rapport 2021:743,
<https://energiforsk.se/media/29882/klimatforandringarnas-inverkan-pa-vattenkraften-energiforskrapport-2021-743.pdf>.
- Löfblad, R. (2020). Miljörättsliga aspekter kring effektökning i vattenkraftverk. Del 3 – Den nationella planen för omprövning av vattenkraft samt eventuella ändringar avseende organisationen för vattenförvaltningen i Sverige, rapport inom NEPP, <https://www.nepp.se/pdf/NEPP-Lofblad-del-3.pdf>.
- Lindström, G., Pers, C., Rosberg, J., Strömqvist, J., & Arheimer, B. (2010). Development and testing of the HYPE (Hydrological Predictions for the Environment) water quality model for different spatial scales, *Hydrology research*, 41(3-4), 295-319, <https://doi.org/10.2166/nh.2010.007>.
- Mattsson, N., Verendel, V., Hedenus, F. & Reichenberg, L. (2021). An autopilot for energy models – Automatic generation of renewable supply curves, hourly capacity factors and hourly synthetic electricity demand for arbitrary world regions, *Energy Strategy Reviews* 33, <https://doi.org/10.1016/j.esr.2020.100606>.
- Nikulin, G., Lennard, C., Dosio, A., Kjellström, E., Chen, Y., Hänsler, A., ... & Somot, S. (2018). The effects of 1.5 and 2 degrees of global warming on Africa in the CORDEX ensemble, *Environmental Research Letters*, 13(6), 065003, <https://doi.org/10.1088/1748-9326/aab1b1>.
- Pineda, S. & Morales, J. M. (2018). Chronological time-period clustering for optimal capacity expansion planning with storage, *IEEE Transactions on Power Systems*, 33, 7162–7170, <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2842093>.
- Scharff, R., Egerer, J. & Söder, L. (2014). A description of the operative decision-making process of a power generating company on the Nordic electricity market, *Energy Systems*, 5, 349-369, <https://doi.org/10.1007/s12667-013-0104-2>.
- SOU (2007). Klimat- och sårbarhetsutredningen, SOU 2007:60, <https://www.regeringen.se/rattsliga-dokument/statens-offentliga-utredningar/2007/10/sou-200760-/>.
- Taljegård, M., Walter, W., Göransson, L., Odenberger, M., & Johnsson, F. (2019), Impact of electric vehicles on the cost-competitiveness of generation and storage technologies in the electricity system, *Environmental Research Letters*, ISSN 1748-9326, Vol. 14, doi:10.1088/1748-9326/ab5e6b.
- Taylor K.E., Stouffer R.J. and Meehl G.A. (2010). An Overview of CMIP5 and the Experiment Design, *B. Am. Meteorol. Soc.*, 93, 485–498, <https://www.osti.gov/biblio/1183520>.

Thober, S., Kumar, R., Wanders, N., Marx, A., Pan, M., Rakovec, O., Samaniego, L., Sheffield, L., Wood, E. F. & Zink, M. (2018). Multi-model ensemble projections of European river floods and high flows at 1.5, 2, and 3 degrees global warming. *Environmental Research Letters*, 13(1), 014003, <https://doi.org/10.1088/1748-9326/aa9e35>.

Toktarova, A., Walter, V., Göransson, L. & Johnsson, F. (2022). Interaction between electrified steel production and the north European electricity system, *Applied Energy* 310, 118584, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118584>.

Ullmark, J. (2022). Optimization modeling of frequency reserves and inertia in the transition to a climate-neutral electricity system, licentiatavhandling, Chalmers Tekniska Högskola, <https://research.chalmers.se/publication/530495>.

Vautard R., Kadygrov N., Iles C., Boberg F., Buonomo E., Bülow K., Coppola E., Corre L., van Meijgaard E., Nogherotto R., Sandstad M., Schwingshackl C., Somot S., Aalbers E., Christensen O.B., Ciarlo J.M., Demory M.-E., Giorgi F., Jacob D., Jones R.G., Keuler K., Kjellström E., Lenderink G., Levavasseur G., Nikulin G., Sillmann J., Solidoro C., Sørland S.L., Steger C., Teichmann C., Warrach-Sagi K. and Wulfmeyer V., (2020). Evaluation of the large EURO-CORDEX regional climate model ensemble, *JGR Atmospheres*, <https://doi.org/10.1029/2019JD032344>.

Weber, C. (2004). *Uncertainty in the electric power industry-methods and models for decision support*, Springer.

Bilaga A Resultat från vattenkraftsmodellen

Relevanta diagram har sammanställts per älv i ett separat dokument som går att ladda ned på Energiforsks hemsida⁵³.

⁵³ <https://energiforsk.se/program/klimatforandringarnas-inverkan-pa-vattenkraften/rapporter/klimatforandringarnas-inverkan-pa-vattenkraftens-produktions-och-reglerformaga/>

Bilaga B Kostnader och indata till el- och energisystemmodellerna

Tabell 11 ger investeringskostnader och rörliga kostnader för el- och värmeproduktionstekniker som använts för beräkningarna.

Investeringskostnaderna och drift- och underhållskostnaderna (O&M) är baserade på kostnader från IEA World Energy Outlook (2016) med undantag för kostnader för solceller och vindkraft som kommer från Danska Energistyrelsen (2012). Dessa stämmer också väl överens med kostnaderna angivna i senaste uppdateringen av IEA World Energy Outlook (2021). För beräkningarna i optimeringsmodellen används annualiserade investeringskostnader vilka beräknats med antagande om en ränta på 5 % och tekniska livslängder enligt Tabell 11. Kärnkraft antas kunna variera produktionsnivå utan kostnad eller begräsningar mellan 70 % och 100 % av installerad effekt. Kostnader och tekniska egenskaper för lagringstekniker ges i Tabell 12. Kostnaderna är baserade på Danska Energistyrelsen (2012). Kostnaderna för överföringskapacitet är 2k €/MW*km där distansen räknas som avståndet mellan punkter med starka nät i de inkluderade regionerna (elområdena). Tabell 13 anger de bränslekostnader som använts.

Produktionsprofiler för vindkraft och solceller och potentialer för utbyggnad är framtagna med verktyget utvecklat av Mattsson m.fl. (2021) som utgår ifrån data från ESMWF (C3S 2017). Verktyget är applicerat på mätt och modellerad data från de historiska åren 1991 och 1992. Potentialer återfinns i Tabell 14 och den genomsnittliga resursen för de två åren i termer av fullasttimmar per år finns i Tabell 15.

Tabell 11. Kostnader och tekniska egenskaper för el- och värmeproduktionstekniker.

Teknik	Investeringskostnad [M€/MW(h)]	Rörlig O&M kostnad [€/MWh]	Fix O&M kostnad [k€/MW,år]	Teknisk livstid [år]	Verkningsgrad [%]
Biomassa kondens	2,0	2,1	52	40	35
Biomassa kraftvärme	3,3	2,1	105	40	30
Kol med koldioxidinfångning ¹	3,5	2,1	107	40	40
Biogas kombicycle	0,90	0,8	17	30	61
Biogas gasturbiner	0,45	0,4	15	30	42
Kärnkraft	4,0	0	148	60	33
Solceller	0,3	0,5	7	40	100
Landbaserad vindkraft	1,0	1,1	13	30	100
Havsbaserad vindkraft	1,5	1,1	36	30	100
Värmepump	0,9	2,2	2	25	3
Elpanna	0,1	1	1	20	1

¹ En biomassainblandning är medräknad för att kompensera för de utsläpp som inte fångas in.

Tabell 12. Kostnader och tekniska egenskaper för lagringstekniker. Investeringskostnaderna för batteri (effekt), elektrolysör och bränslecell har enheten M€/MW medan kostnaderna för batteri(energi) och vätgaslager har enheten M€/MWh.

Lagringsteknik	Investeringskostnad [M€/MW(h)]	Verkningsgrad (ladd/urladd) [%]	Fix O&M kostnad [k€/MW(h),år]	Teknisk livstid [år]
Batteri, Li-ion (energi)	0,08	96/96	-	25
Batteri, Li-ion (effekt)	0,07	100	0.5	25
Elektrolysör	0,4	70	18	20
Bränslecell	0,5	50	55	10
Vätgaslager	0,011	100	-	40
Värmelager	0,003	1001	0,009	25

¹Värmelager har en kontinuerlig förlust på 0,023 % per tidsenhet och mängd lagrad energi.

Tabell 13. Kostnader för de bränslen som används i beräkningarna.

Bränsle	Bränslekostnad [€/MWh _{th}]
Biomassa	40
Biogas	77
Uran	8,0
Kol med biomassainblandning	7,5

Tabell 14. Potential för elproduktion (GW) för de fem klasserna landbaserad vindkraft (WON1-WON5), havsbaserad vindkraft och solceller för regionerna som ingår i studien.

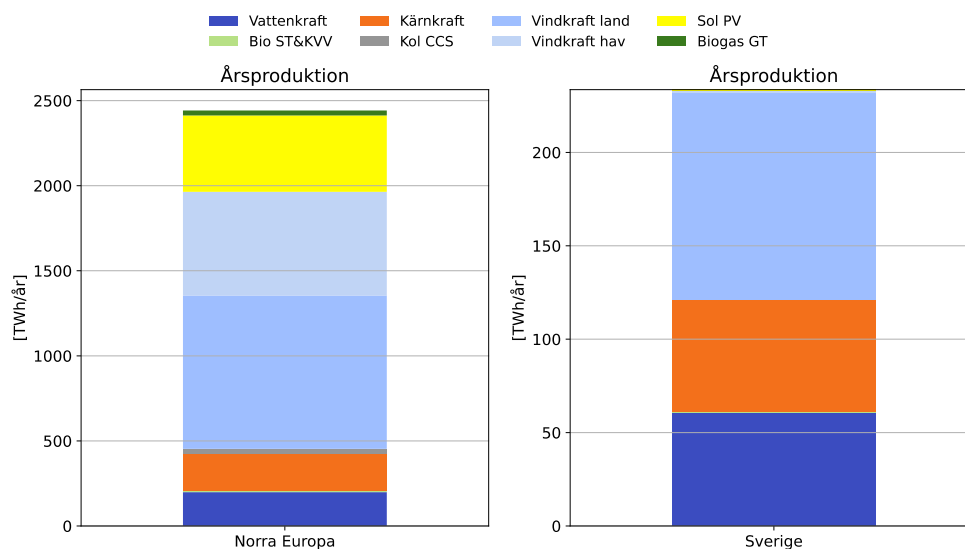
Region	WON1	WON2	WON3	WON4	WON5	Havsbaserad vindkraft	Solceller
Norra Tyskland	0	0	9	22	24	216	243
Södra Tyskland	3	15	20	10	1	0	180
Baltikum	0	0	8	13	0	47	193
Södra Polen	0	1	9	10	0	0	256
Norra Norge	0	1	2	2	2	62	194
Finland	4	5	5	3	3	9	44
Södra Norge	0	1	2	2	2	0	0
Norra Polen	0	0	5	10	0	15	160
Södra Sverige	0	3	15	6	1	53	44
Sverige SE2	0	3	5	1	1	2	21
Sverige SE1	1	8	7	1	1	19	66

Tabell 15. Fullasttimmar för de fem klasserna landbaserad vindkraft (WON1-WON5), havsbaserad vindkraft och solceller för regionerna som ingår i studien.

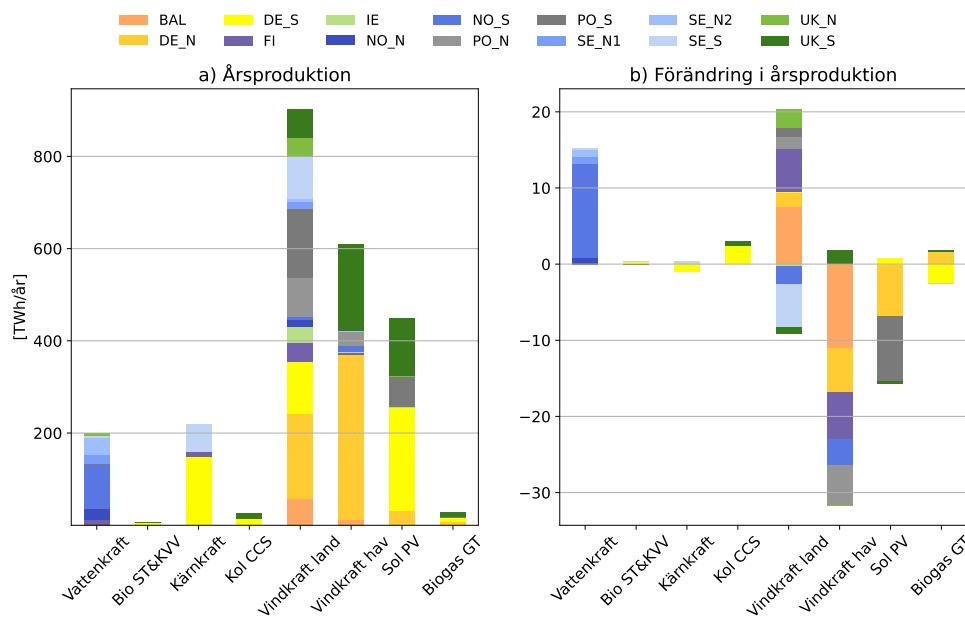
Region	WON1	WON2	WON3	WON4	WON5	Havsbaserad vindkraft	Solceller
Norra Tyskland	0	1981	2691	3364	4033	3846	1256
Södra Tyskland	1202	1922	2512	3272	3803	0	1319
Baltikum	0	1105	0	2132	2778	3983	0
Södra Polen	1322	1935	2637	3152	3706	0	1177
Norra Norge	1289	0	0	3416	4235	0	0
Finland	1253	1778	2634	3166	3806	4079	973
Södra Norge	1138	0	0	3306	4103	4000	0
Norra Polen	0	1804	2518	3269	3657	4201	1245
Södra Sverige	1258	1974	2709	3309	3946	4227	1236
Sverige SE2	1352	1978	0	3293	4085	0	1073
Sverige SE1	1373	2007	2636	3337	4103	3940	984

Bilaga C Resultat med kärnkraft i södra Sverige

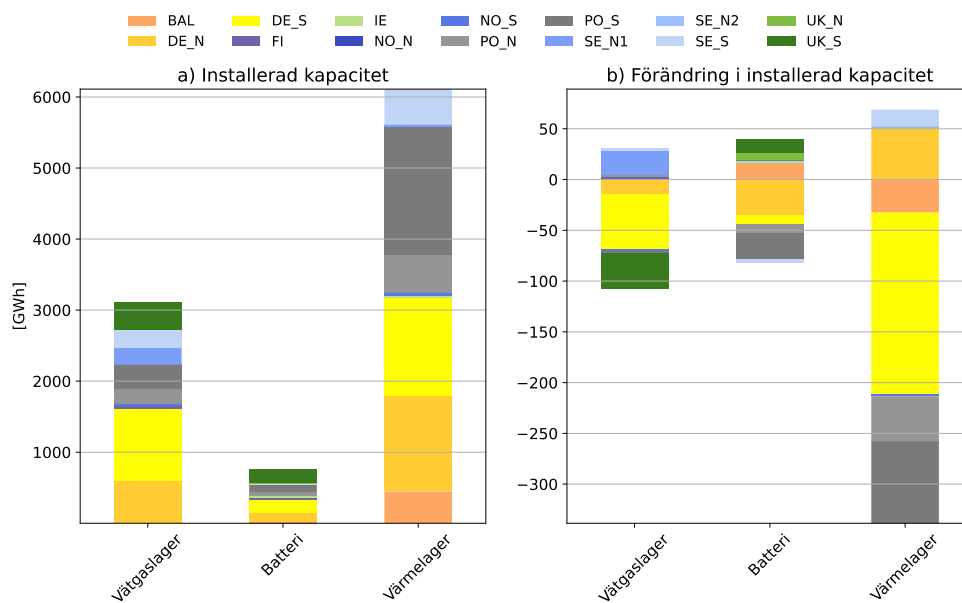
Utifrån de data och antaganden som använts är kärnkraft inte kostnadseffektivt i södra Sverige. Ett fall har därför undersökts för vilket minst 9 GW kärnkraft måste vara på plats i södra Sverige. Det ger då en högre total kostnad för att möta efterfrågan på el, värme och vätgas. Klimatförändringarnas påverkan på elsystem med kärnkraft som del i det svenska elsystemet ges i Figur 8-10.



Figur 8. Total årsproduktion (TWh) för norra Europa och Sverige i fallet med kärnkraft utan klimatförändring.



Figur 9. Beräknad årsproduktion (TWh) utan klimatförändring och förändringen av årsproduktion i ett varmare klimat för ett norra Europa 2050 i fallet med kärnkraft i södra Sverige.



Figur 10. Beräknad installerad lagringskapacitet (GWh) utan klimatförändring och förändringar i lagringskapacitet vid ett varmare klimat för ett norra Europa 2050 i fallet med kärnkraft i södra Sverige.

KLIMATFÖRÄNDRINGARNAS IN- VERKAN PÅ VATTENKRAFTENS PRODUKTIONS- OCH REGLER- FÖRMÅGA

De globala utsläppen av växthusgaser fortsätter att öka och vi rör oss mot en global temperaturökning på över tre grader mot slutet av seklet, såvida vi inte lyckas bryta utvecklingen. Förändringen av jordens medeltemperatur har stor påverkan på Sveriges klimat, med förändrade klimatzoner, ändrade nederbördsmönster, påverkan på snöförhållanden och avsmältning, högre vattentemperaturer, ökad avdunstning med mera.

Syftet med projektet har varit att öka kunskapen om hur klimatförändringarna påverkar den svenska vattenkraftens produktions- och reglerförmåga samt att visa hur vattenkraften vid ett förändrat klimat kan fortsätta att vara en reglerande, säker och effektiv energiresurs.

I ett interdisciplinärt arbete har projektet analyserat hur tillrinningen förändras, hur det påverkar vattenkraftens produktions- och reglerförmåga samt hur det i sin tur kan komma att påverka den långsiktiga utformningen av elsystemet.

Ett nytt steg i energiforskningen

Energiforsk är en forsknings- och kunskapsorganisation som samlar stora delar av svensk forskning och utveckling om energi. Målet är att öka effektivitet och nyttiggörande av resultat inför framtida utmaningar inom energiområdet. Vi verkar inom ett antal forskningsområden, och tar fram kunskap om resurseffektiv energi i ett helhetsperspektiv – från källan, via omvandling och överföring till användning av energin. www.energiforsk.se