

Att kartlägga de konsekvenser för elsystemet som omprövning av vattenkraften medför m.m

Redovisning av regeringsuppdrag



Svenska kraftnät

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

Version 1

Org. Nr 202 100-4284

Svenska kraftnät
Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

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

Innehåll

Sammanfattning	6
Förslag för acceptabel påverkan	6
Negativ påverkan på vattenkraftens förmågor	8
Gemensam sammanställning över miljöåtgärder saknas	9
1 Inledning.....	10
1.1 Uppdragsbeskrivning och genomförande	10
1.1.1 Utreda och beskriva konsekvenser för elsystemet till följd av att vattenkraften miljöanpassas	10
1.1.2 Avgränsning.....	11
1.2 Extern dialog	11
2 Utgångspunkter i uppdraget	13
2.1 Vattenkraften som ska omprövas.....	13
2.1.1 Tidsplan för omprövningarna.....	15
2.2 Vattenkraften i det nordiska elsystemet och den europeiska marknaden.....	16
2.2.1 Det nordiska elsystemet är en del av den europeiska elmarknaden	17
2.2.2 Elsystemet ska vara driftsäkert.....	17
2.2.3 Elberedskap för att förebygga, motstå och hantera allvarliga störningar i elförsörjningen.....	23
2.2.4 Vattenkraftens roll för att bidra till att stärka försörjningstryggheten i energisektorn	26
2.3 Elsystemet på kort, medel och lång sikt.....	27
2.4 Att förse vattenkraften med moderna miljövillkor	29
2.4.1 Betydande negativ påverkan och ekologisk potential.....	30
2.4.2 Möjligheten till undantag vid normsättning	31
2.4.3 Natura 2000 och dess betydelse för vattenkraften inom omprövningen ..	31
2.4.4 Fördjupad normöversyn och samverkan bör vara parallella processer	34
2.5 Behovet av miljöanpassningar.....	36
2.5.1 Beskrivning av antaganden i de olika miljöalternativen	37
2.6 Metoder, indata och antaganden.....	40
2.6.1 Vattenkraften i simuleringsverktyg	40
2.6.2 Simulering av miljöalternativen i elmarknadsmodell	41
2.6.3 Väderår och hydrologiska flöden.....	41

2.6.4	Antagande effekttillräcklighet	42
3	Simulerings- och beräkningsresultat	44
3.1	Vattenkraftens förmågor och elsystemet påverkas.....	44
3.1.1	Elenergibalans, årsmedelpris och handelsflöden	44
3.1.2	Årsmedelpris	46
3.1.3	Handelsflöden	48
3.1.4	Reglerförmåga	50
3.1.5	Rotationsenergi	60
3.1.6	Frekvensreglering.....	63
3.1.7	Spänningsstabilitet.....	65
3.1.8	Elproduktion	66
3.1.9	Effekttillräcklighet.....	68
3.1.10	Elberedskapsförmågor.....	69
4	Slutsatser och vidare arbete	71
4.1	Behov av underlag.....	71
4.2	Simuleringsresultat visar negativ påverkan på vattenkraftens förmågor	72
4.3	Riktvärden för betydande negativ påverkan.....	73
4.4	Arbetsätt för en nationell effektiv tillgång till vattenkraftsel	74
4.5	Elberedskapsförmågor ska beaktas.....	76
4.5.1	Underlag om elberedskap inför omprövningarna	76
4.5.2	Elberedskapslagen och omprövningarna	77
4.5.3	Flexibla miljövillkor	77
	Referenslista	78
	Information på webbsidor	80
	Bilaga Inkomna synpunkter	81
	Bilaga Underlag om särskilda miljöanpassningar på grund av Natura 2000.....	84
	Frågor och svar enkät: Vattenkraft och bevarandemål	84
	Bilaga Uppskattat miljöanpassningsbehov enligt vattenförvaltningscykel 2.5	86

Bilaga Metoder för att bedöma påverkan på en effektiv tillgång till vattenkraftsel	92
Reglerförmåga	92
Det relativa reglerbidraget	92
Relativt reglerbidrag på nordisk nivå	93
Relativt reglerbidrag från olika elområden	95
Mått för att ersätta minskad reglerförmåga i vattenkraften	98
Mått med mer respektive mindre flexibel baskraft	101
Rotationsenergi	104
Frekvensreglering	105
Effekttillräcklighet	110
Probabilistisk metod för beräkning av effekttillräcklighet	111
Elberedskap – övergripande metodbeskrivning	112
Vattenkraftens elberedskapsförmågor	113
Utvärdering av kraftverken	114
 Bilaga Resultat elmarknadssimuleringar för år 2045	 120
 Bilaga Jämförelse med andra beräkningar av elproduktionsminskningar	 122

Sammanfattning

Sveriges vattenkraft ska få moderna miljövillkor. Det ska ske genom omprövning i enlighet med en nationell plan. Omprövningarna av vattenkraftens miljövillkor kommer att genomföras under cirka tjugo år och ska leda till största möjliga nytta för vattenmiljön och till en nationell effektiv tillgång till vattenkraftsel. De vattenkraftverk som ska omprövas är indelade i geografiska prövningsgrupper. Varje prövningsgrupp har ett datum för när omprövningsansökan senast ska lämnas in till domstolen. Berörda myndigheter, till exempel länsstyrelser och mark- och miljödomstolar, har också planerat andra arbeten utifrån prövningsgruppsindelningen och tidsplanen, exempelvis fördjupad normöversyn och uppdatering av bevarandeplaner för särskilda bevarandeområden, så kallade Natura 2000-områden.

Den 12 januari 2023 beslutade regeringen att skjuta fram datumet för när verksamheter som är anmälda till den nationella planen senast ska lämna in sin omprövningsansökan till domstol med 12 månader. Som skäl till pausen angav regeringen att vattenkraftens viktiga egenskaper till elsystemet behöver värnas. Regeringen gav sedan Svenska kraftnät i uppdrag¹ att kartlägga vilka konsekvenser omprövningarna kan få för elsystemet och en trygg elförsörjning. Uppdraget ska utföras tillsammans med Energimyndigheten och Havs- och vattenmyndigheten, och i dialog med de länsstyrelser som utgör vattenmyndigheter. I uppdraget ingår även att:

- > beskriva vilken negativ påverkan på vattenkraftens förmågor som är acceptabel ur ett elsystemperspektiv, samt
- > se över det nationella riktvärdet på 1,5 terawattimmar (TWh) och föreslå hur ett riktvärde eller kompletterande värden kan utgå från för elsystemet nödvändiga förmågor.

De förslag som presenteras kommer att kräva resurser vid flera myndigheter för att kunna genomföras.

Förslag för acceptabel påverkan

Det är de länsstyrelser som utgör vattenmyndigheter som i huvudsak ska beakta vattenkraftens förmågor i sin fördjupade normöversyn. För att det

¹ Regeringsbeslut KN2023/02319 2023-02-16.

samlade resultatet av efterföljande omprövningar ska leda till en nationell effektiv tillgång till vattenkraftsel och att påverkan på vattenkraften därmed blir acceptabel ur ett elsystemperspektiv föreslås följande:

- > Miljöåtgärder som medför en försämring av reglerförmågan vid klass-1 kraftverk bör fortsatt² innebära betydande negativ påverkan på reglerförmågan vid förklarande av kraftigt modifierade vatten.
- > Det nationella riktvärdet på 1,5 TWh med HARO-värden³ kan fortsatt bibehållas som vägledning om vad som innebär betydande negativ påverkan på kraftproduktionen vid förklarande av kraftigt modifierade vatten.
- > För att påverkan på elsystemet ska bli acceptabel behöver beslut om undantag i normsättningen tillämpas så långt som möjligt. Att förklara vattenförekomster som kraftigt modifierade är inte tillräckligt.

En fördjupad normöversyn bör ske parallellt med samverkan för respektive prövningsgrupp, för att genomförandet av den nationella planen ska bli effektivt⁴. För att Svenska kraftnät och Energimyndigheten ska kunna bidra med de analyser och bedömningar som är nödvändiga, för bland annat frekvensreglering, spänningsstabilitet och elberedskapsförmågor respektive reglerförmåga och elproduktion, behövs information om olika förslag på miljöanpassningar per vattenkraftverk. Sådan information finns tillgänglig under samverkan.

² Regeringsbeslut, M2019/01769/Nm, 2020-06-25.

³ Regeringsbeslut M2019/01769/Nm, 2020-06-25 samt regeringsbeslut, M2020/01473, 2020-11-05.

⁴ De länsstyrelser som utgör vattenmyndigheter har i dialogen under regeringsuppdraget framfört att förslaget att den fördjupade normöversynen ska ske parallellt med samverkansprocessen riskerar att leda till förseningar i genomförandet av den nationella planen för omprövning av vattenkraften, eftersom normsättningen då inte kommer att kunna vara färdig i god tid innan verksamhetsutövarna ska ta fram sina ansökningar.

Det ligger inom Energimyndigheten och Svenska kraftnäts ansvarsområden att bidra med nationella analyser i arbetet med att förse vattenkraften med moderna miljövillkor. Därför kommer myndigheterna att utföra följande:

- > En nationell uppföljning av påverkan på elsystemet vart tredje år. Uppföljningen ska utföras av Energimyndigheten och Svenska kraftnät. Den ska omfatta påverkan på vattenkraftens alla förmågor till följd av att förse vattenkraften med moderna miljövillkor och innehålla en framåtblickande analys. Uppföljningen bör ske inom ramen för den fortlöpande uppföljning av genomförandet av den nationella planen som Havs- och vattenmyndigheten ansvarar för. Resultaten av uppföljningen kan leda till att Havs- och vattenmyndigheten föreslår sådana förändringar i planen som behövs för att hålla planen aktuell med hänsyn till hur arbetet fortskrider⁵.

Det här uppdraget omfattar endast analyser som påverkar transmissionsnätet. Svenska kraftnät vill påtala att även påverkan på lokala och regionala nät behöver beaktas vid normsättning. Detta bör göras i samverkan med lokala och regionala elnätbolag.

Negativ påverkan på vattenkraftens förmågor

Vattenkraftens förmågor är och blir allt viktigare för elsystemet. Som en effekt av utfasningen av fossila bränslen och nyetablering av industrier förväntas elanvändningen att dubblas till 2040-talet. Andelen elproduktion från sol- och vindkraft kommer att öka, vilket gör att elsystemet behöver mer reglerförmåga och flexibilitet för att upprätthålla driftsäkerheten. Ur ett totalförsvarsperspektiv ökar betydelsen av reglerförmåga och den geografiska placeringen av elproduktion.

Alla typer av miljöanpassning av vattenkraft som minskar elproduktion, baskraft och framför allt reglerförmåga kan försvåra både för driftsäkerheten i systemet och elektrifieringen. Analyserna visar att när miljöanpassningar genomförs i klass-1 kraftverk blir påverkan på elsystemet snabbt stor. Det beror på att klass-1 kraftverk står för majoriteten av reglerförmågan i elsystemet.

I det här regeringsuppdraget har olika miljöanpassningsscenarier simulerats för att utvärdera metoder för att bedöma påverkan på vattenkraftens förmågor och beskriva konsekvenserna på elsystemet (miljöalternativ A-E, se Tabell 4). Simulerings- och beräkningsresultaten för miljöalternativ E⁶ respektive

⁵ 31 § vattenverksamhetsförordningen.

⁶ Miljöalternativ "E Underlag för 1,5 TWh".

miljöalternativ D⁷ visar att vattenkraftens förmåga att bidra med reglering (relativa reglerbidraget) minskar med i genomsnitt 5 procentenheter. Den genomsnittliga årliga produktionsminskningen blir 2–4 TWh och effekttillräckligheten försämras genom att medelrisken för effektbrist går från 7 till 9 respektive 12 timmar för analysåret 2027.

Viktigt att notera är att simuleringarna inte tar hänsyn till andra eventuella krav på miljöanpassningar, såsom exempelvis åtgärder på grund av Natura 2000. I simuleringarna har inte heller beaktats eventuella effekter av framtida klimatförändringar och ökade flöden eller möjligheter till effektivisering och optimering av vattenresursanvändningen.

Om arbetet framöver följer förslagen från detta uppdrag kan vattenkraften förses med moderna miljövillkor på ett sätt som innebär en för elsystemet acceptabel påverkan.

Gemensam sammanställning över miljöåtgärder saknas

Det finns inte någon nationell sammanställning över vilka miljöåtgärder som kommer att behöva vidtas vid varje enskilt vattenkraftverk, eftersom det beror på faktorerna i det enskilda fallet. Vilka miljöåtgärder som kommer att krävas beror bland annat på gällande miljökvalitetsnorm, eventuella bevarandemål och på vad domstolen beslutar i den enskilda prövningen. I det här uppdraget har olika miljöanpassningar simulerats för att kunna visa på olika konsekvenser för elsystemet. För att identifiera och följa vilka konsekvenser som kan uppstå på elsystemet till följd av omprövningarna för moderna miljövillkor krävs uppföljning med ett nationellt perspektiv.

Med anledning av behovet av utredning och uppföljning föreslås följande insats:

För att Energimyndigheten och Svenska kraftnät ska kunna bedöma risk för påverkan på elsystemet i ett nationellt perspektiv vore det önskvärt att länsstyrelsernas pågående uppdrag⁸ att se över bevarandeplanerna omformuleras så att det framgår att vissa översyner behöver färdigställas enligt en annan tidsplan än den för omprövningarna. Resultatet av de särskilda översynerna behöver sammanställas och rapporteras till Energimyndigheten och Svenska kraftnät.

⁷ Miljöalternativ "D Uppskattat enligt vatten-förvaltningscykel 2.5" utgår från vattenmyndigheternas beslut om miljökvalitetsnormer för vissa vattenkraftspåverkade vatten 2019.

⁸ Länsstyrelsernas regleringsbrev Fi2021/02746. Uppdraget gavs första gången 25 juni 2020, Fi 2020/.

1 Inledning

Regeringen tog den 12 januari 2023 beslut om att skjuta fram inlämningsdatumet av omprövningsansökan för verksamheter som är anmälda till den nationella planen med 12 månader. Det innebär att ansökningar som skulle ha lämnats in den 1 februari 2023 istället ska lämnas in den 1 februari 2024 och så vidare. Som skäl till pausen angav regeringen att vattenkraftens viktiga egenskaper till elsystemet behöver värnas. För att kunna värna om vattenkraftens förmågor behövs en grundlig analys av vad elsystemet klarar av innan omprövningarna fortsätter. Den 16 februari 2023 beslutade därför regeringen om ett uppdrag⁹ till Svenska kraftnät för att utreda vilka konsekvenser omprövningarna för moderna miljövillkor kan få för elsystemet.

1.1 Uppdragsbeskrivning och genomförande

Regeringen har gett Svenska kraftnät i uppdrag¹⁰ att tillsammans med Energimyndigheten och Havs- och vattenmyndigheten kartlägga vilka konsekvenser prövningen för moderna miljövillkor för vattenkraften kan få för elsystemet och för en trygg elförsörjning. Utifrån kartläggningen ska Svenska kraftnät bland annat identifiera och beskriva vilken negativ påverkan på vattenkraftens förmågor som är acceptabel ur ett elsystemperspektiv för att upprätthålla en trygg elförsörjning inom Sverige, se över det nationella riktvärdet på 1,5 TWh och föreslå hur ett riktvärde eller kompletterande värden kan utgå från för elsystemet nödvändiga förmågor. Arbetet ska utföras i dialog med de länsstyrelser som utgör vattenmyndigheter.

I uppdragsbeskrivningen anges att regeringen återkallar uppdraget till Svenska kraftnät och Energimyndigheten att utreda vattenkraftens lokala och regionala nyttor för kraftsystemet¹¹. De slutsatser som myndigheterna hittills har dragit under arbetet med det tidigare uppdraget ska integreras i redovisningen av aktuellt uppdrag.

1.1.1 Utreda och beskriva konsekvenser för elsystemet till följd av att vattenkraften miljöanpassas

Enligt uppdragsbeskrivningen är syftet med uppdraget att utreda och beskriva konsekvenserna för elsystemet till följd av att vattenkraften miljöanpassas. De

⁹ Regeringsbeslut KN2023/02319, 2023-02-16.

¹⁰ [Uppdrag att kartlägga de konsekvenser för elsystemet som omprövning av vattenkraften kan medföra m.m.](#)

¹¹ Regeringsbeslut, I2022/01296, 2022-06-07.

samlade resultaten av omprövningarna av vattenkraften ska bland annat leda till en nationell effektiv tillgång till vattenkraftsel. Det är framförallt i vattenförvaltningens normsättning som påverkan på den samhällsnyttiga verksamheten vattenkraft och på elsystemet ska beaktas. De länsstyrelser som utgör vattenmyndigheter ska även beakta andra intressen i sin normsättning, vilka dock inte ingår i aktuellt uppdrag.

Det finns aspekter utöver konsekvenserna för elsystemet som behöver beaktas för att omprövningarna ska kunna genomföras på ett effektivt sätt. En del av dem hanteras i andra pågående regeringsuppdrag, till exempel *Uppdrag att följa upp och analysera arbetet med att förse vattenkraften med moderna miljövillkor*¹² respektive *Uppdrag om översyn av förutsättning för normsättning av ytvatten*¹³.

1.1.2 Avgränsning

I det här uppdraget beaktas endast vilka konsekvenser som följer för elsystemet baserat på hur en miljöanpassad vattenkraft påverkar transmissionsnätet. För att bedöma alla konsekvenser på regional och lokal nivå behövs även en bedömning från de regionala och lokala nätägarna.

Inget av miljöalternativen i uppdraget omfattar avveckling av vattenkraft som en följd av kravet på moderna miljövillkor. Avveckling av verksamheter som miljöåtgärd kommer troligtvis endast behövas i undantagsfall. Det finns dock flera vattenkraftsproducenter som av olika skäl på eget initiativ kommer att välja att avveckla sin verksamhet.

Det finns även vattenkraftsproducenter som har aviserat att de planerar att öka sin vattenkraftproduktion¹⁴ genom att antingen höja installerad effekt i befintliga vattenkraftverk eller genom att bygga ny vattenkraft. Ökad kraftproduktion medräknas inte heller i aktuellt uppdrag.

1.2 Extern dialog

Svenska kraftnät har haft en dialog med verksamhetsutövare, intresseorganisationer och andra myndigheter som kan ha intresse av att följa regeringsuppdraget och få möjlighet att lämna synpunkter under arbetet.

¹² Regeringsbeslut, M2022/01242, 2022-06-09.

¹³ Regeringsbeslut, M2022/01804, 2022-09-08.

¹⁴ Se till exempel [Vattenfall planerar för ny vattenkraft i Sverige - Vattenfall](#).

I *Bilaga Inkomna synpunkter* redovisas inkomna synpunkter och hur de är hanterade. Synpunkter har inkommit från informationsmöte den 28 mars 2023, utskick av utgångspunkter och miljöalternativ samt workshop den 20 juni 2023 med syfte att förklara och få återkoppling och acceptans för metoder som kan användas för att bedöma konsekvenser för vattenkraftens förmågor till följd av miljöanpassningar.

2 Utgångspunkter i uppdraget

I det här kapitlet beskrivs begrepp som är viktiga att förklara eftersom de är utgångspunkter för genomförande, analys och slutsatser i uppdraget.

2.1 Vattenkraften som ska omprövas

Av Sveriges runt 2 000 vattenkraftverk har 1 590 anmält sig till den nationella planen för omprövning, medan övriga antingen inte behöver omprövas eller har en så kallad ”osäker status”¹⁵. I Tabell 1 redovisas vattenkraftverk uppdelade efter installerad effekt¹⁶. Det är en stor variation i svensk vattenkraft när det gäller installerad effekt, elproduktion, fysisk utformning och geografisk placering i landet. Vilka förmågor som ett vattenkraftverk kan bidra med beror på den tekniska utrustningen. Till exempel behöver ett vattenkraftverk ha en synkrongenerator för att ha möjlighet att bidra till spänningsstabilitet.

	Antal vattenkraftverk (st)	Installerad effekt (MW)	Genomsnittlig effekt (MW)	Andel av installerad vattenkraftseffekt (%)
Småskalig vattenkraft	1129	333	0,3	2
Medelstor vattenkraft	180	987	5,5	6
Storskalig vattenkraft	211	15 071	71,4	92
Totalt:	1520	16 390		100

Tabell 1. Antal vattenkraftverk och installerad effekt enligt kategorierna småskalig vattenkraft (mindre än 1,5 MW), medelstor vattenkraft (mellan 1,5 MW och 10 MW) samt storskalig vattenkraft (över 10 MW). Källa: Havs- och vattenmyndigheten (vattenkraftverk anmälda till planen, 2022) samt Energimyndigheten och Svenska kraftnät (underlag till [reglerbidragsrapporten](#), 2018).

Vattenkraftverks förmåga att följa efterfrågan på el hjälper till att balansera elsystemet. För att kvantifiera balanseringsbidraget har Svenska kraftnät, Energimyndigheten och Havs- och vattenmyndigheten delat in svensk

¹⁵ Uppgifter om medverkan i omprövningen har inte lämnats in till Havs- och vattenmyndigheten

¹⁶ Cirka 400 vattenkraftsanläggningar saknar installerad effekt i underlaget, dessa bedöms vara små anläggningar eller anläggningar utan installerad effekt (till exempel dammar) och bedöms således inte påverka total installerad effekt i någon större utsträckning. Svenska kraftnät har kompletterat underlaget med installerad effekt för några större anläggningar där uppgifter saknades (utifrån underlag till [reglerbidragsrapporten](#)).

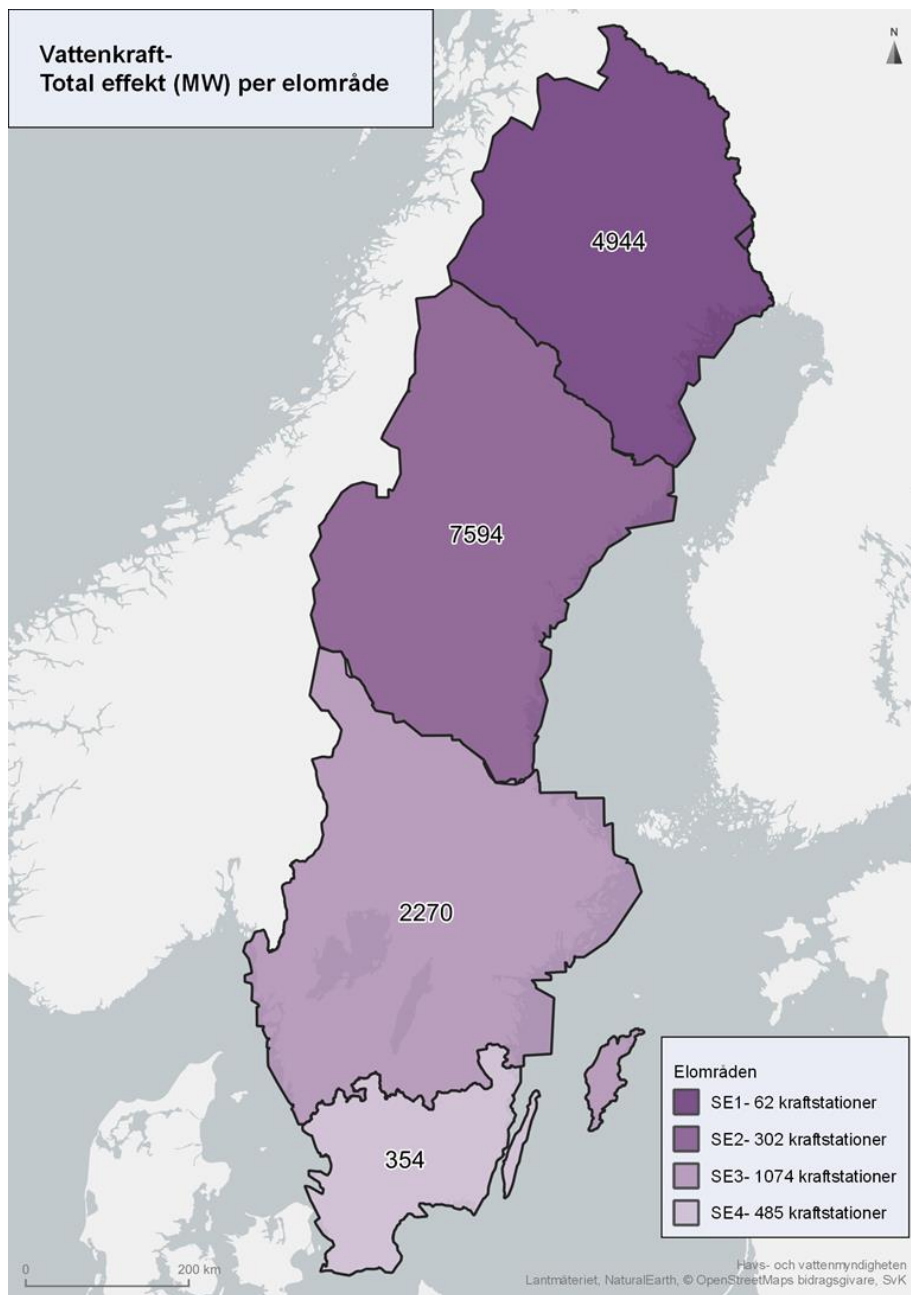
vattenkraft i tre olika reglerklasser, se Tabell 2. En beskrivning av reglerklass finns i avsnitt *Reglerförmåga*.

Reglerklass	1	2	3
Antal vattenkraftverk	255	78	1667
Andel av installerad effekt från vattenkraft (%)	98	1,3	0,7
Andel av totalt antal vattenkraftverk (%)	12,8	3,9	83,3
Andel av reglerbidraget på tidshorisonten dygn (%)	98	0,9	0,1
Andel av reglerbidraget på tidshorisonten månad (%)	97,9	0,9	0,4
Andel av reglerbidraget på tidshorisonten år (%)	98,3	3,1	1,1

Tabell 2. En sammanställning av antal vattenkraftverk, andel installerad effekt från vattenkraft, reglerbidraget och andel av totalt antal vattenkraftverk uppdelat per klass. Värden för de tre tidssnitten 365 dygn (år), 28 dygn (månad) respektive 1 dygn för åren 2009-2014. Andel av vattenkraftens reglerbidrag är i förhållande till det nationella reglerbehovet. Summan av reglerbidraget kan där med överstiga 100 procent på grund av export av el från Sverige. Källa: Energimyndigheten, Svenska kraftnät och Havs- och vattenmyndigheten¹⁷.

Även den geografiska fördelningen av vattenkraftverken är viktig ur ett elsystemperspektiv. Generellt finns ett underskott på elproduktion i södra Sverige som måste förses av överföring från norr eller import (Figur 1 visar installerad effekt (MW) från vattenkraft som är anmäld till planen per elområde).

¹⁷ Energimyndigheten, Svenska kraftnät och Havs- och vattenmyndigheten, ER 2016:11.

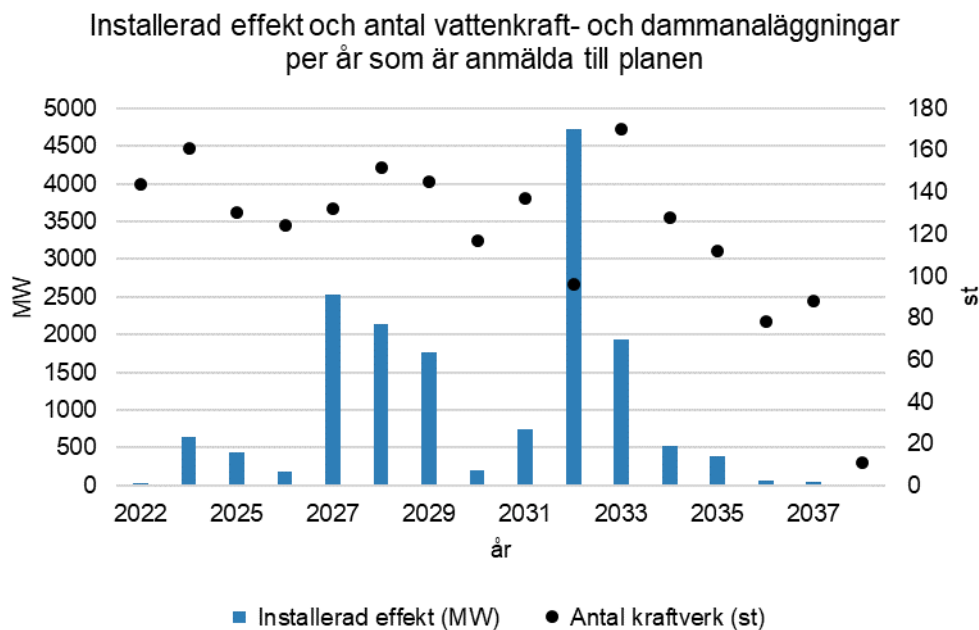


Figur 1. Installerad effekt (MW) från vattenkraft som är anmälda till planen, per elområde. Källa: Havs- och vattenmyndigheten.

2.1.1 Tidsplan för omprövningarna

Syftet med att dela in verksamheterna i prövningsgrupper och fördela ut omprövningarna på 20 år var att göra arbetsbelastningen jämn över tid och geografi för bland annat länsstyrelser och domstolar. Ett av kriterierna som avgjorde när i tiden vissa prövningsgrupper skulle lämna in sin ansökan var huruvida de påverkade särskilt viktiga Natura 2000-områden.

I Figur 2 redovisas antal anläggningar (vattenkraftverk och dammanläggningar) som är anmälda till planen samt installerad effekt för respektive prövningsår. Ur ett elsystemperspektiv är vissa år av större betydelse, där till exempel vattenkraft som motsvarar vardera 40 procent av den installerade effekten ska lämna sin omprövningsansökan mellan år 2027-2029 respektive år 2032-2033.



Figur 2. Antal anläggningar (vattenkraftverk och dammanläggningar) som är anmälda till planen och installerad effekt per år. Källa: Havs- och vattenmyndigheten.

2.2 Vattenkraften i det nordiska elsystemet och den europeiska marknaden

Vattenkraften har en viktig roll i elsystemet då den bidrar till alla förmågor som ett driftsäkert elsystem behöver. Om vattenkraftens produktionsmönster förändras eller om produktionen minskar kan det behövas ett annat kraftslag eller flexibilitet som ersätter dess bidrag till bland annat:

- reglerförmåga,
- frekvensstabilitet,
- spänningsstabilitet,
- elproduktion och
- elberedskapsförmågor.

Det är därmed viktigt att underlag om de samhällsekonomiska konsekvenserna av att miljöanpassa vattenkraften tas fram. Till exempel behöver de

länsstyrelser som är vattenmyndigheter, när de beslutar om undantag i form av mindre stränga krav, bedöma om de miljömässiga eller samhällsekonomiska behov som verksamheten fyller inte utan orimliga kostnader kan tillgodoses på ett sätt som är väsentligt bättre för miljön. Det är marknadsförutsättningarna och dess aktörer som avgör vad som ersätter minskade bidrag från vattenkraften.

2.2.1 Det nordiska elsystemet är en del av den europeiska elmarknaden

Elområden som sitter ihop i ett växelströmsnät (synkronområde) har alltid samma frekvens. Sverige, Norge, Finland och östra Danmark (elområde DK2) utgör det nordiska synkronområdet. Olika synkronområden kan bara kopplas samman med hjälp av likströmsförbindelser. Att Sverige är en del av det nordiska synkronområdet innebär att till exempel frekvensstabilitet behöver beaktas i ett nordiskt perspektiv.

El handlas på den gemensamma europeiska elmarknaden och elpriset bestäms av utbud och efterfrågan¹⁸. För elöverföringsförbindelser mellan Sverige och andra länder ska minst 70 procent av driftsäker kapacitet kunna användas för handel. En europeisk marknad som bland annat ställer krav på möjligheter för handel mellan länder innebär att priserna mellan elområden utjämnas. Syftet med en gemensam marknad är att öka försörjningstryggheten, bidra till en hållbar elförsörjning och stärka konkurrensen på elmarknaden till nytta för Europas kunder.

2.2.2 Elsystemet ska vara driftsäkert

Svenska kraftnät är systemansvarig myndighet för elsystemet i Sverige och förvaltar och utvecklar Sveriges transmissionsnät för el. Som systemansvarig myndighet ansvarar Svenska kraftnät för att elsystemet är driftsäkert och att det i varje ögonblick är balans mellan den el som produceras och den el som förbrukas. Med driftsäkerhet menas det nationella kraftsystemets förmåga att upprätthålla säkra leveranser av effekt och energi. Svenska kraftnät har ansvar att hålla överföringssystemet i normaldrifttillstånd eller återföra det till normaldrifttillstånd så snart som möjligt efter en eller flera händelser. I Figur 3 illustreras de olika systemdrifttillstånden som bestäms av frekvens, spänning, effektflöden samt tillgängliga aktiva och reaktiva resurser. De olika

¹⁸ I europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el (elmarknadsförordningen) anges regelverk för elmarknaden.

drifttillstånden definieras i Kommissionens förordning (EU) 2017/1485 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystemet.

Systemdrifttillstånden

Normal-drifttillstånd	Skärpt drifttillstånd	Nöddrifttillstånd	Nätsammanbrott	Återuppbyggnadstillstånd
Inom driftsäkerhetsgränser	Inom driftsäkerhetsgränser	Utom någon driftsäkerhetsgräns	Minst 50 % förbrukning frånkopplad	Har varit i nätsammanbrott
Åtgärder tillräckliga Klarar N-1	Åtgärder otillräckliga N-1 klaras ej	Aktiverat systemskyddsplan	Spänningslöst 3 minuter i kontrollområdet	Aktiverat återbyggnadsplan

Figur 3. Schematisk bild över systemdrifttillstånden. En fullständig definition finns i Kommissionens förordning (EU) 2017/1485 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystemet. Källa: Svenska kraftnät.

Vattenkraftens olika förmågor bidrar till att Svenska kraftnät klarar att säkerställa driftsäkerheten. I normaldrifttillstånd och skärpt drifttillstånd används huvudsakligen stödtjänster och avhjälpande åtgärder för att klara en störning. Stödtjänster och avhjälpande åtgärder är olika tjänster Svenska kraftnät har tillgång till som systemansvarig¹⁹. Stödtjänster är marknadsbaserade och upphandlas i konkurrens medan avhjälpande åtgärder kan anskaffas med olika grad av konkurrens och frivillighet.

2.2.2.1 Frekvensstabilitet

Frekvensstabilitet handlar om kraftsystemets förmåga att upprätthålla en stabil frekvens till följd av naturliga obalanser mellan produktion och förbrukning eller efter en störning i balansen mellan produktion och förbrukning. Störningar uppkommer på grund av fel och bortkopplingar av produktion eller förbrukning. Obalanser kan också uppstå ur den naturliga, slumpmässiga (stokastiska) variation som förekommer i produktion och förbrukning. Vattenkraftens förmågor att balansera elsystemet bidrar till förutsättningar för att upprätthålla frekvensstabilitet. Det nordiska synkronområdet balanseras kontinuerligt mot en frekvens på 50 Hz och måste hela tiden hållas inom snäva gränser.

¹⁹ För mer information se [Stödtjänster och avhjälpande åtgärder | Svenska kraftnät \(svk.se\)](https://svk.se).

Inmatning och uttag av el från elnätet måste alltid vara i balans. Marknadsutfallet dagen före drifttimmen utgör en första balansering av produktion och användning, som sedan korrigeras via intradag-marknaden och slutligen via aktivering av reserver under själva drifttimmen. Elbehovet varierar mellan månader, veckor, dygn och mellan dygnets timmar. Vattenkraftens förmåga att bidra till balansering av långsamma variationer (år, månad, dygn, timme) via elmarknaden kallas i den här rapporten för **reglerförmåga**. Reglerförmågan kan kvantifieras med måttet det relativa reglerbidraget. Bidrag till balansering inom drifttimmen i form av stödtjänster och avhjälpande åtgärder kallas **frekvensreglering**. Utöver reglerförmåga och frekvensreglering bidrar vattenkraften också med tröghet mot frekvensändringar med hjälp av sin rotationsenergi. Reglerförmågan, frekvensregleringen och rotationsenergin är alla viktiga för att uppnå frekvensstabilitet i elsystemet.

Med **rotationsenergi** avses den energi som finns upplagrad i elektriska maskiner (till exempel generatorer och turbiner) som är anslutna till elsystemet på ett sådant sätt att deras rotationsenergi bidrar till tröghet mot frekvensändringar i elsystemet. En maskins rotationsenergi beror av dess diameter, utformning, vikt och nominella varvtal. Elsystemets rotationsenergi kommer framför allt från direktanslutna synkrongeneratorer i vattenkraft, kärnkraft och kraftvärme. Asynkronmaskiner kan också bidra med rotationsenergi till elsystemet, men deras bidrag är driftpunktsberoende till skillnad från synkronmaskinernas bidrag som är konstant om maskinen är infasad. Generatorer som är anslutna via kraftelektronik, exempelvis vindkraft, bidrar dock inte till elsystemets rotationsenergi eftersom deras varvtal är frikopplat från elsystemets elektriska frekvens. Det går dock i viss mån att kompensera låg nivå av rotationsenergi med snabb styrning av effekten från kraftelektronikansluten produktion.

Rotationsenergin utgör ett litet energilager som står för den omedelbara balanseringen av elsystemet och skapar den tidsfrist som behövs för att stödtjänster och avhjälpande åtgärder ska hinna aktiveras vid en störning. När rotationsenergin i det nordiska synkronområdet blir lägre än 150 GWs behöver ofta extra snabb frekvensreglering (FFR) avropas, och när rotationsenergin blir lägre än 120 GWs passeras den robusta stabilitetsgränsen för frekvensregleringsreserven FCR-N.


Sett över tid har rotationsenergin i det nordiska synkronområdet minskat och förväntas att fortsätta minska. Bidragande orsaker är nedläggning av kärnkraft, ökad import via HVDC-länkar och ökad elproduktion från kraftelektronikansluten vind- och solkraft. Problem med låg rotationsenergi

uppstår framför allt under tidsperioder med lågt elbehov och hög vindkraftsproduktion, exempelvis under sommaren.

Stödtjänster och avhjälpande åtgärder för balansering och frekvensstabilitet som upphandlas av Svenska kraftnät visas i Figur 4. De produktions- och förbrukningsanläggningar som deltar mäter frekvensen lokalt (FFR, FCR) eller får en extern signal från Svenska kraftnät (aFRR, mFRR) och justerar sin produktion eller konsumtion så att elsystemet balanseras.

Stödtjänster och avhjälpande åtgärder för balansering och frekvensstabilitet

	FFR	FCR			aFRR		mFRR
		FCR-D upp	FCR-D ned	FCR-N			
Styrs av:	Frekvens*	Frekvens	Frekvens	Frekvens	ACE	Frekvens	Kontrollrum
Hanterar:	Effekt	Effekt	Effekt	Effekt	Energi	Energi	Energi
Ersätts ekonomiskt för:	Effekt	Effekt	Effekt	Effekt/Energi	Effekt/Energi	Effekt/Energi**	Effekt/Energi**
Aktiveras inom:	Någon sekund	Sekunder	Sekunder	Sekunder	Minuter	Minuter	12-15 minuter


 Aktivering, snabb till långsam

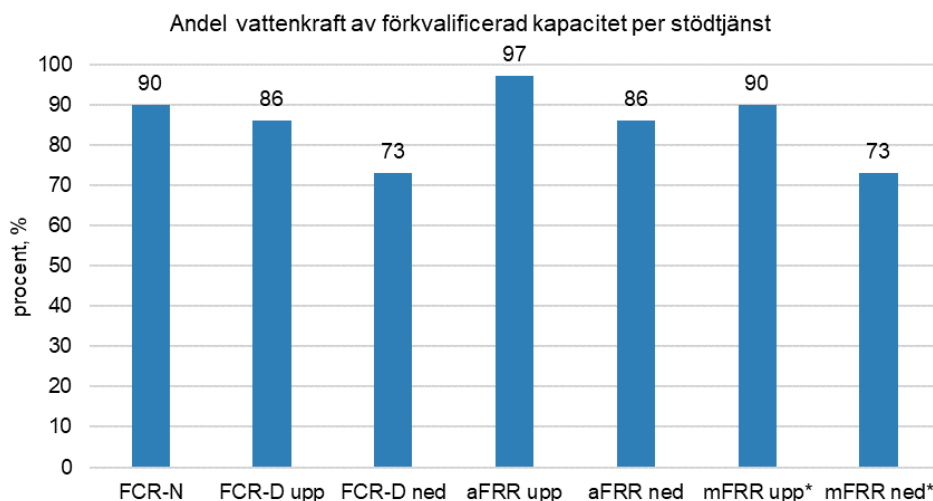
* FFR styrs av frekvensförändringar (aktiveras vid tillräckligt snabbt frekvensfall vid låga frekvenser)

** Effekt i form av långa kontrakt vid störningsreserven samt en årlig upphandling av ca 300 MW i elområde SE3 och SE4

■ Nuvarande lösning
 ■ Kommande lösning
 ■ Avhjälpande åtgärd

Figur 4. Stödtjänster och avhjälpande åtgärder för balansering och frekvensstabilitet. Källa: Svenska kraftnät.

I dag står vattenkraften för en betydande andel av de stödtjänster (FCR, aFRR och mFRR) som behövs för balansering, även om volymer från andra kraftslag har ökat. En sammanställning av vattenkraftens andel av förkvalificerade resurser för stödtjänster illustreras i Figur 5.



Figur 5. Sammanställning av vattenkraftens andel av totalt förkvalificerade resurser för respektive stödtjänst. * mFRR upp/ned avser ej förkvalificerade resurser, utan den timme med maximalt inkomna budvolymer under en enskild timme under år 2022. Källa: Svenska kraftnät.

För den avhjälpande åtgärden FFR finns i nuläget ingen förkvalificerad vattenkraft utan reserven består av batterier och efterfrågefleksibilitet.²⁰

I takt med att elsystemet ställs om till mer väderberoende produktion ökar behovet av stödtjänster och avhjälpande åtgärder. Med den kommande nya modellen för balansering i Norden,²¹ där balanseringen kommer ske utifrån obalanser i varje enskilt elområde, blir den geografiska placeringen av stödtjänsterna allt viktigare. De pågående förändringarna i elsystemet innebär utmaningar för att säkerställa frekvensstabiliteten.

2.2.2.2 Spänningsstabilitet, tillgängliga aktiva och reaktiva resurser

Spänningsstabilitet handlar om kraftsystemets förmåga att upprätthålla stabila spänningsnivåer och återgå till ett nytt jämviktsläge efter att ha utsatts för en störning. Spänningsstabilitet infaller när spänningen i nätet hålls inom tillåtna gränser och när det finns tillräckliga stabilitetsmarginaler. Spänning är i första hand en lokal parameter vilket medför att spänningarna i varje station måste

²⁰ För mer information se [Utbud på marknaderna för reserver | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#).

²¹ För mer information se till exempel [nordicbalancingmodel](#).

övervakas. Varje station har ett spänningsintervall för normaldrifttillstånd inom vilken spänningen alltid måste hållas. Nästan alla stationer i 400 kV-nätet har ett normalspänningsintervall på 395-420 kV.

I växelströmsledningar är reaktiv effekt²² en biprodukt som bör minimeras för att ge mer utrymme åt den aktiva effekten som är den del av elleveransen som har ett ekonomiskt värde. Reaktiv effekt kan i praktiken inte överföras över stora avstånd utan behöver produceras eller användas på rätt ställen i elnätet. Varje regionalt nätområde måste vara i reaktiv balans. Reaktiv effekt har en lokal och regional påverkan på spänningen. Spänningarna i nätet regleras dels med manuell justering av den reaktiva effektbalansen och dels med automatiska reglersystem. Den manuella justeringen av den reaktiva effektbalansen ger en långsam justering av spänningsnivåerna. Detta görs av respektive nätägare genom manuell reaktiv effektbalansering i sina respektive kontrollrum. Den automatiska regleringen av spänningsnivåer sker genom automatisk justering av reaktiva effektbalanser med hjälp av reglersystem. Det är avgörande att det finns resurser för den automatiska justeringen. Dessa resurser är främst nätanslutna vattenkraftverk, kärnkraft, och HVDC-omriktarstationer i södra Sverige.

En god spänningsstabilitet i nätet är viktigt för att minska risken för spänningskollaps. Spänningskollaps uppkommer när spänningen i ett nätområde sjunker kraftigt samtidigt som effektöverföringen på områdets ledningar är hög. Om det saknas tillräcklig överföringskapacitet och tillräckliga aktiva och reaktiva effektresurser, som kan avlasta kraftsystemet och stötta spänningen i nätområdet, kan det leda till en spänningskollaps. Ökad överföringskapacitet, till exempel genom fler ledningar eller tillgång till ytterligare reaktiva resurser, minskar risken för spänningskollaps. En spänningskollaps kan innebära elavbrott för hela eller delar av systemet.

Reaktiva resurser utgörs av bland annat produktionsanläggningar med synkrongeneratorer. Vattenkraften bidrar därför till en mycket viktig del av spänningsreglering och spänningsstabilitet.

Ett minskat reaktivt bidrag från vattenkraften och en minskad förmåga till automatisk och manuell spänningsreglering skulle innebära stora utmaningar för transmissionsnätet. De vattenkraftverk som i dag bidrar med spänningsreglering och kraftverk som har teknisk förmåga att bidra, men inte gör det i dag, är därmed viktiga för elsystemets spänningsreglering i framtiden.

²² Reaktiv effekt mäts i Mega-Volt-Ampere-reaktiv (MVAR) och uppstår på grund av induktanser och kapacitanser i växelströmssystemet.

2.2.2.3 Effektflöden

Att upprätthålla driftsäkra effektflöden innebär att flödet på alla komponenter (till exempel en ledning eller en transformator) i kraftsystemet inte överstiger deras fysikaliska effektgräns, både vid intakt nät och efter ett beaktat felfall (N-1²³). Vattenkraften kan bidra eftersom Svenska kraftnät kan säkerställa att effektflöden är inom driftsäkra gränser genom att använda mothandel eller omdirigering. Vid mothandel avlastas en utsatt komponent genom uppreglering i ett elområde med underskott och nedreglering i ett elområde med överskott. Vid omdirigering ändras produktionsmönstret inom ett elområde för att avlasta den utsatta komponenten.

2.2.3 Elberedskap för att förebygga, motstå och hantera allvarliga störningar i elförsörjningen

Svenska kraftnät är av regeringen utsedd till Sveriges elberedskapsmyndighet. Det innebär att Svenska kraftnät ska bidra till att hela den svenska elsektorn har beredskap för att förebygga, motstå och hantera sådana störningar i elförsörjningen som kan medföra svåra påfrestningar på samhället. Elberedskapsverksamheten styrs av elberedskapslagen (1997:288) och förordningen (1997:294) om elberedskap samt Affärsverket svenska kraftnäts föreskrifter och allmänna råd om elberedskap (SvkFS 2013:2). De företag som bedriver produktion av el, överföring av el och handel med el omfattas av bestämmelserna.

Svenska kraftnät fattar med stöd av elberedskapslagen beslut om beredskapsåtgärder. Med beredskapsåtgärder avses åtgärder som behövs för att förebygga, motstå och hantera sådana störningar i elförsörjningen som kan medföra svåra påfrestningar på samhället. Med beredskapsåtgärder avses också förberedande åtgärder som krävs för att göra det möjligt att vidta de åtgärder som behövs vid höjd beredskap. Ersättning för kostnader för beredskapsåtgärder beslutas av elberedskapsmyndigheten.

2.2.3.1 Elberedskap ska beaktas när vattenkraft ska förses med moderna miljövillkor

I bilaga 2²⁴ till den nationella planen beskrivs att vattenkraftens elberedskapsförmågor bör hanteras inför omprövningarna. Bland annat presenterades ett antal avrinningsområden där elberedskap behöver beaktas

²³ För mer information se [Varför begränsas överföringskapaciteten i nätet? | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#).

²⁴ [Regeringens beslut och prövningsgrupper - Nationell plan för omprövning av vattenkraft - Arbete i vatten och energiproduktion - Havs- och vattenmyndigheten \(havochvatten.se\)](#).

särskilt. Här ingår i stort sett alla avrinningsområden med klass 1-kraftverk men även andra områden med mindre vattenkraftverk.

Anmälningsskyldighet

Enligt 6 § elberedskapslagen har den som driver en verksamhet som är av väsentlig betydelse för elförsörjningen anmälningsskyldighet innan en anläggning ska uppföras, byggas om eller på annat sätt ändras. Anmälan om ändring ska göras till elberedskapsmyndigheten. Arbetet får inte påbörjas innan myndigheten fattat beslut i frågan. Det är som huvudregel verksamhetsutövarens ansvar att sådan anmälan görs till elberedskapsmyndigheten.

Anläggningar som omfattas av anmälningsskyldighet beskrivs i SvKFS 2013:2.

En uppdatering av föreskriften pågår och förväntas bli klar till årsskiftet 2023/2024. I den uppdaterade föreskriften ändras inte omfattningen av de anläggningar som omfattas av anmälningsplikten, men förtydliganden görs. De anläggningar som omfattas är bland annat:

- Kraftproduktionsanläggning ansluten till ≥ 110 kV, oberoende av effekt.
- Kraftproduktionsanläggning ansluten till < 110 kV och effekt ≥ 10 MW.
- Kraftproduktionsanläggning < 10 MW om anläggningen
 - ensam eller med andra anläggningar kan utgöra starteffekt till en annan kraftproduktionsanläggning, eller
 - ingår i en ö-driftsplan.
- Kraftproduktionsanläggning som har förmåga till dödnätsstart och är ansluten till ≥ 11 kV
- Anläggningar för vilka beredskapsåtgärder redan har beslutats enligt elberedskapslagen.
- Dammanläggning för produktion eller vattenregleringsmagasin för ovan angivna anläggningar.

Enligt 7 § elberedskapslagen ska den som driver en verksamhet som är av väsentlig betydelse för elförsörjningen anmäla till elberedskapsmyndigheten om verksamheten överläts, läggs ner eller ändras på annat sätt. Anmälan ska ske senast i samband med ändringen.

Övriga bestämmelser

Enligt 19 § elberedskapslagen får mål enligt 11 kap. miljöbalken om tillstånd till anläggning som omfattas av bestämmelserna i elberedskapslagen eller till väsentlig ombyggnad, ändring eller utvidgning av en sådan anläggning inte avgöras innan prövning har skett enligt elberedskapslagen.

Inriktning för elberedskap och vattenkraftens betydelse

Svenska kraftnäts elberedskapsarbete kan delas in i fyra områden; robusthet, reparationsberedskap, ö-drift och samverkan. Det är främst robusthet och möjlighet till ö-drift som är aktuellt i arbetet med den nationella planen för omprövning av vattenkraft.

Robusthet handlar om att skydda viktiga anläggningar i elsystemet och skapa uthållighet mot störningar med målet att upprätthålla normal drift. Om en störning uppstår ska det finnas rutiner samt verktyg för att hantera störningen och ha förmåga att återstarta elsystemet och återgå till normal drift. Vattenkraftens förmågor skapar förutsättningar för att vid exempelvis ett omfattande strömavbrott kunna återstarta och återuppbygga transmissionsnätet. Det är främst större kraftverk med goda tekniska egenskaper och som är anslutna till eller nära transmissionsnätet som har en roll i en återuppbyggnadsplan²⁵.

Ö-drift är ett alternativ då normal drift inte kan upprätthållas och återgång till normal drift förväntas ta tid. Ö-drift innebär att elförsörjningen ska kunna ske i separata delsystem med syfte att försörja samhällsviktiga funktioner utan koppling mot omkringliggande elnät. I en ö-drift behöver samtliga av vattenkraftens förmågor som beskrivs i denna rapport komma från ett eller ett fåtal kraftverk. Omfattningen och utbredningen av ett ö-nät är beroende av vilka elproduktionsanläggningar som finns i området, elproduktionsanläggningarnas tekniska egenskaper och hur elnätet är uppbyggt. I de allra flesta ö-driftsområden är det brist på elproduktion i förhållande till behovet, vilket kräver prioriteringar av vilka som får tillgång till el vid ö-drift. Vattenkraftverk som är en del av en ö-drift kan ha olika roller baserat på dess tekniska egenskaper och placering.

En elproduktionsanläggning som används i ö-drift behöver inte vara ett vattenkraftverk, utan kan vara en annan typ av elproduktionsanläggning. Det kan exempelvis vara kraftvärmeverk, kondenskraftverk eller gasturbiner. Som komplement till den planerbara produktionen kan även till viss del solkraft, vindkraft och batterilager användas.

Även beroenden mellan vattenkraftsanläggningar inom huvudavrinningsområdet behöver beaktas, då till exempel förändrade magasinerings- och tappningsbestämmelser vid en anläggning kan medföra

²⁵ En återuppbyggnadsplan innehållande åtgärder för att återstarta överföringssystemet efter ett nätsammanbrott. För mer information se [Nödsituationer och återuppbyggnad \(ER\) | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#).

förändrade förutsättningar för elberedskapsförmågan även vid andra anläggningar.

Behov av att öka Sveriges elberedskap till följd av det säkerhetspolitiska läget

Det långsiktigt kraftigt försämrade säkerhetspolitiska läget²⁶ gör att det finns behov av att förstärka Sveriges elberedskap. En del i arbetet med att förstärka elberedskapen är att dels öka antalet områden där det finns möjlighet till ö-drift, och dels utöka befintliga områden, både i utbredning och i ökad uthållighet. Det innebär att antalet anläggningar som är anpassade för ö-drift behöver öka och att de anläggningar som i dag har den möjligheten behöver finnas kvar. Vattenkraftverkens lämplighet för ö-drift behöver således beaktas i kommande omprövningar.

Det pågår arbete med att öka robustheten i elförsörjningen samt skapa förmåga och planera för ö-drift i flera områden. Framtagandet av en ö-driftsplan²⁷ för ett ö-driftområde är ett omfattande arbete som inkluderar bland annat identifiering av kraftverk med nödvändig teknisk förmåga, prov av kraftverk, elnätets uppbyggnad, prioritering av förbrukare, organisation för drift och övning. Förekomsten av kraftverk med nödvändig teknisk förmåga är avgörande för arbetet med ö-drift. Det är därför lämpligt att börja analysen i ett område med att utreda kraftverk och vid behov genomföra nödvändig provning på kraftverket innan övriga analyser fördjupas.

En avgörande faktor i arbetet med ö-drift är vilka produktionsanläggningar med tillhörande tekniska förmågor som finns i ett område, vilket varierar av olika skäl. Även om en elproduktionsanläggning i grunden har bra tekniska förutsättningar för elberedskap kan det finnas behov av anpassningar. Anpassningarna kan till exempel vara omprogrammering av styrsystem för att möjliggöra ö-drift, komplettering med reservkraft för dödnetstart, utökat skydd av anläggningen eller andra nödvändiga anpassningar. Anpassningarna görs oftast i samband med andra ombyggnationer av anläggningen och sker efter beslut om beredskapsåtgärder.

2.2.4 Vattenkraftens roll för att bidra till att stärka försörjningstryggheten i energisektorn

Vattenkraften är i dag det kraftslag i Sverige och Norden som bidrar med störst andel reglerbar kraft och en stor del av de förmågor som behövs för ett stabilt

²⁶ Regeringskansliet, utrikesdepartementet, Ett försämrat säkerhetspolitiskt läge – konsekvenser för Sverige, Ds 2022:7, s. 7.

²⁷ Detaljerad och genomarbetad planering för ö-drift i ett område.

kraftsystem. Det innebär att vattenkraften är av stor vikt för försörjningstryggheten i energisektorn. Parallellt med det här regeringsuppdraget genomför Svenska kraftnät ett regeringsuppdrag med fokus på att stärka försörjningstryggheten i energisektorn²⁸. Uppdraget är inriktat på att säkerställa att kraftsystemet kan möta behovet av el vid varje given tidpunkt genom till exempel en effektreserv, andra kapacitetsmekanismer, stödtjänster och avhjälpande åtgärder.

Inom deluppdrag 3 i försörjningstrygghetsuppdraget är fokus att kartlägga hur elproduktion utifrån kraftslag bidrar och samverkar för att skapa en trygg elförsörjning. Det är främst inom det deluppdraget som det finns synergier med detta regeringsuppdrag (konsekvenserna av omprövningen). Det som tas fram inom detta regeringsuppdrag kommer att användas som underlag för vattenkraften kopplat till deluppdrag 3. Detta passar med tidsplanen för respektive regeringsuppdrag.

Enligt uppdraget ska Svenska kraftnät identifiera och beskriva vilken negativ påverkan på vattenkraftens förmågor som är acceptabelt ur ett elsystemsperspektiv för att upprätthålla en trygg elförsörjning. Vad som kan anses acceptabelt är svårt att beskriva av flera anledningar. Det är inte entydigt vad som avses med en trygg elförsörjning och huruvida detta upprätthålls beror på en rad olika faktorer utöver vattenkraftens förmågor. En ökad utbyggnad av vind- och solkraft kommer leda till en högre grad av decentraliserad elproduktion. En sådan utveckling kan minska effekten av enskilda händelser på systemnivå. Samtidigt bygger det på att tillförsel och användning kan balanseras på alla nivåer (transmissions-, region och lokalnät) och på så sätt bibehålla driftsäkerheten. Balanseringen kan ske genom en kombination av flexibel produktion, efterfrågeflexibilitet samt energilager vilket kan leda till ökade kostnader. Avvägningen mellan kostnader och driftsäkerhet påverkar vilka tekniska lösningar som väljs och dess relativa sammansättning. Det är således svårt att svara på vilken påverkan på vattenkraftens förmågor som kan anses acceptabel för en trygg elförsörjning då det delvis handlar elsystemets sammansättning samt vilka kostnader som uppstår.

2.3 Elsystemet på kort, medel och lång sikt

I detta regeringsuppdrag används tre olika analysår som referensalternativ för att bedöma hur vattenkraftens förmågor påverkas när vissa miljöanpassningar genomförs vid vattenkraftverk eller dammanläggningar. Ett analysår beskriver

²⁸ Regeringsbeslut, I2022/02319, 2022-12-15.

kort- och medellång sikt år 2027²⁹ och två analysår representerar lång sikt år 2045³⁰. För alla tre alternativen antas att miljöanpassningar genomförs nationellt för all vattenkraft, även om det inte är realistiskt för år 2027. Att använda tre olika referensalternativ behövs eftersom elsystemet är i förändring och därför finns behov av att analysera konsekvenser för olika elsystem.

För år 2027 finns relativt god kunskap om nätinvesteringar, elproduktion och elanvändning som baseras på indata från Svenska kraftnäts kortsiktiga marknadsanalys 2022. I den utveckling som pågår har flera aktörer ambitiösa tidsplaner och erfarenheter från stora investeringsprojekt har stor osäkerhet vilken kan senarelägga planer och analysresultat får genomslag senare än vad som antas. Efter år 2027 är osäkerheterna desto större, och för att fånga in konsekvenser på längre sikt används två utvecklingsvägar från Svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalys 2021. Året 2045 är valt då kraftsystemet fram till dess kommer genomgå stora förändringar. Syftet med de olika utvecklingsvägarna i den långsiktiga marknadsanalysen är att fånga de stora trenderna och viktigaste drivkrafterna för kraftsystemets utveckling fram till år 2045. Gemensamt för de två utvecklingsvägarna³¹ som används i det här uppdraget är att elanvändningen ökar i takt med att energisystemet ställs om för att minska växthusgasutsläppen. Det är utvecklingsvägarna Elektrifiering Planerbart och Elektrifiering Förnybart.

Elektrifiering Planerbart (EP)

I Elektrifiering planerbart sker en kraftig ökning av elanvändningen. Förnybar produktion byggs ut tillsammans med bibehållen eller ökad planerbar produktion. I Sverige är el den primära energibäraren i omställningen till ett samhälle med noll nettoutsläpp av växthusgaser till 2045. El används inom kemiindustrin och för bland annat framställning av gröna bränslen till luftfart och tyngre trafik. Transportsektorn elektrifieras i stor utsträckning. Sverige förädlar och exporterar fossilmåra råvaror och produkter som välgasreducerad järnsvamp och klimatneutrala cementprodukter. Elektrifieringen av industrisektorn är dock inte lika omfattande som i Elektrifiering förnybart. Elanvändningen år 2045 är 261 TWh.

²⁹ Det sista analysåret i Svenska kraftnäts Kortsiktiga marknadsanalys 2022. 2022-12-20.

³⁰ De två elektrifieringsutvecklingsvägar som togs fram i Svenska kraftnäts Långsiktig Marknadsanalys 2021.

³¹ I den långsiktiga marknadsanalysen finns fyra olika utvecklingsvägar men i det här uppdraget anpassas vattenkraften i de två elektrifieringsscenarierna Elektrifiering förnybart och Elektrifiering planerbart.

Elektrifiering Förnybart (EF)

Precis som i Elektrifiering planerbart är el den primära energibäraren för Sverige i omställningen till ett samhälle med noll nettoutsläpp av växthusgaser till 2045. El används dock i ännu större utsträckning för förädling och export av fossilmått råvaror och produkter. Förnybar produktion byggs i stor utsträckning medan termisk produktion minskar. Sektorsintegration kombinerat med framväxten av en vätgasekonomi står i centrum. Elanvändningen år 2045 är 286 TWh.

2.4 Att förse vattenkraften med moderna miljövillkor

För att skydda och förbättra alla vatten inom EU beslutades år 2000 om *Europaparlamentets och rådets direktiv 2000/60/EG av den 23 oktober 2000 om upprättande av en ram för gemenskapens åtgärder på vattenpolitikens område*, även kallat vattendirektivet. I direktivet finns krav på vad EU-länderna minst bör klara av vad gäller vattenkvalitet och tillgång på vatten. Vattendirektivet infördes i svensk lagstiftning år 2004 genom miljöbalken och tillhörande förordningar och myndighetsföreskrifter.

Europeiska kommissionen har ifrågasatt delar av Sveriges genomförande av de krav som följer av vattendirektivet³². Kommissionen ansåg exempelvis att utformningen av den svenska lagstiftningen gjorde att det inte var möjligt att ta hänsyn till målen i direktivets artikel 4.1 i samband med uppdatering och omprövning av tillstånd, vilket innebär att projekt kunde tillåtas trots att det kan äventyra möjligheten att uppnå miljömålen i artikel 4.1. Kommissionen påpekade att detta var särskilt oroväckande eftersom det fanns många vattenkraftsanläggningar för vilka tillstånd utfärdats långt tidigare.

Vattenkraftverken påverkar vattenmiljöerna samt djur- och växtarter negativt. Därför behövs miljöåtgärder både för att nå bland annat miljökvalitetsmålet *Levande sjöar och vattendrag* samt för att möta kraven på förbättringar i vattenmiljön enligt vattendirektivet. Till följd av Europeiska kommissionens kritik infördes i januari 2019 nya bestämmelser i miljöbalken som innebär att vattenkraftverk som inte genomgått en fullständig prövning enligt miljöbalken ska lämna in en ansökan om omprövning för moderna miljövillkor. I miljöbalken anges att omprövningarna ska ske enligt en nationell plan. Genom den nya lagstiftningen fick Havs- och vattenmyndigheten, Energimyndigheten

³² Europeiska kommissionen, kompletterande formell underrättelse, den 27 november 2014, Överträdelse 2007/2239.

och Svenska Kraftnät i uppgift att ta fram ett förslag till en nationell plan för omprövning av vattenkraften. Förslag på nationell plan lämnades till regeringen i oktober 2019, och sommaren 2020 meddelade regeringen sitt beslut³³. Arbetet med omprövningarna påbörjades i februari 2022 och beräknas pågå under 20 år, i enlighet med den tidsplan som följer av bilagan till förordningen om vattenverksamheter. Syftet med den nationella planen är att omprövningarna ska leda till både största möjliga nytta för vattenmiljön och en nationell effektiv tillgång till vattenkraftsel.

I regeringens beslut om nationell plan för moderna miljövillkor³⁴ anges att myndigheterna³⁵ ska bevaka och vidta de åtgärder som behövs för att omprövningarnas sammantagna negativa inverkan på en nationell effektiv tillgång till vattenkraftsel ska hållas till ett minimum, och att största möjliga hänsyn tas till riktvärdet om 1,5 TWh. Av planen framgår att riktvärdet dels utgör ett nationellt planeringsmål³⁶, dels vägledning till de länsstyrelser som är vattenmyndigheter. Regeringens beslut innebär att de länsstyrelser som utgör vattenmyndigheter ska beakta riktvärdet om 1,5 TWh vid förklarande av vattenförekomster som kraftigt modifierade, men även vid beslut om undantag i form av mindre stränga krav i samband med normsättningen, se avsnitt 2.4.2. För att omprövningarna av vattenkraften ska leda till en nationell effektiv tillgång till vattenkraftsel behöver hänsyn tas till vattenkraftens olika förmågor, till exempel reglerförmåga, frekvens och spänningsstabilitet eller elberedskapsförmågor.

2.4.1 Betydande negativ påverkan och ekologisk potential

När de länsstyrelser som är vattenmyndigheter förklarar vattenförekomster som kraftigt modifierade³⁷ behöver de bedöma hur de hydromorfologiska förändringar som behövs för att uppnå god ekologisk status, kan påverka olika verksamheter som nyttjar vattnet, exempelvis vattenlagring för vattenkraftproduktion. Havs- och vattenmyndigheten har, med stöd av Energimyndigheten och Svenska kraftnät, väglett de länsstyrelser som är vattenmyndigheter att reglerförmågan i klass 1 kraftverk bör bibehållas och att sådana åtgärder som sammantaget medför en årlig elproduktionsförlust motsvarande 1,5 TWh kan innebära en betydande negativ påverkan på

³³ Regeringsbeslut, M2019/01769/Nm, 2020-06-25.

³⁴ Regeringsbeslut, M2019/01769/Nm, 2020-06-25, bilaga 1.

³⁵ enligt ansvarsfördelningen i 24-31 §§ vattenverksamhetsförordningen.

³⁶ se avsnitt 2.2 i bilagan till Regeringsbeslut, M2019/01769/Nm, 2020-06-25.

³⁷ 4 kap 3 § vattenförvaltningsförordningen.

kraftproduktionen³⁸. Att det uppstår betydande negativ påverkan är ett av kriterierna³⁹ för att förklara en vattenförekomst som kraftigt modifierad.

En kraftigt modifierad vattenförekomst ska istället för god ekologisk status som huvudregel uppnå god ekologisk potential. Vad som är god ekologisk potential definieras för varje enskild vattenförekomst som förklarats som kraftigt modifierad. Även om en vattenförekomst har förklarats som kraftigt modifierad behöver vissa förbättringsåtgärder ändå genomföras.⁴⁰

2.4.2 Möjligheten till undantag vid normsättning

Ett av kriterierna som behöver vara uppfyllt för att undantag i form av mindre stränga kvalitetskrav ska kunna tillämpas är att åtgärder för att nå kraven, exempelvis god ekologisk status eller god ekologisk potential, antingen är omöjligt eller skulle medföra orimliga kostnader⁴¹. Ett annat kriterium som också måste vara uppfyllt är att de samhällsekonomiska behov som verksamheten fyller, inte utan orimliga kostnader kan tillgodoses på ett sätt som är väsentligt bättre för miljön⁴². För att undantag ska kunna beslutas krävs dessutom att alla *möjliga* åtgärder vidtas för att uppnå bästa möjliga vattenstatus och att den ekologiska statusen i ytvattenförekomsten inte riskerar att försämrats ytterligare⁴³.

2.4.3 Natura 2000 och dess betydelse för vattenkraften inom omprövningen

Natura 2000 är ett nätverk av skyddade områden inom EU som utses med stöd av rådets direktiv 79/409/EEG av den 2 april 1979 om bevarande av vilda fåglar (fågeldirektivet) och rådets direktiv 92/43/EEG av den 21 maj 1992 om bevarande av livsmiljöer samt vilda djur och växter (art- och habitatdirektivet). Direktiven är införda i svensk lagstiftning genom 7 och 8 kap miljöbalken med tillhörande förordningar. Natura 2000-områden inrättas i syfte att skydda vissa utpekade arter och/eller naturtyper och kan innebära särskilda krav i normsättningen samt krav på miljöanpassningsåtgärder i den enskilda omprövningen. Målsättningen är att de enskilda Natura 2000-områdena ska bidra till att utpekade arter och/eller naturtyper, når eller upprätthåller en

³⁸ Regeringsbeslut, M2019/01769/Nm, 2020-06-25.

³⁹ 4 kap. 3 § punkten 1 d vattenförvaltningsförordningen.

⁴⁰ Mer om ekologiskt kontinuum går att hitta i [Guidance No 37 - Steps for defining and assessing ecological potential for improving comparability of Heavily Modified Water Bodies.pdf \(europa.eu\)](#).

⁴¹ 4 kap. 10 § punkt 1 vattenförvaltningsförordningen.

⁴² 4 kap. 10 § punkt 2 vattenförvaltningsförordningen.

⁴³ 4 kap. 10 § punkt 3 och 4 vattenförvaltningsförordningen.

gynnsam bevarandestatus på biogeografisk nivå. Om en verksamhet eller åtgärd på ett betydande sätt kan påverka miljön i ett Natura 2000-område och tillstånd enligt Natura 2000-bestämmelserna ⁴⁴ inte kan ges kan regeringen ge tillåtelse om vissa kriterier är uppfyllda⁴⁵.

I Tabell 3 visas antalet vattenförekomster med påverkan från vattenkraft som har koppling till ett Natura 2000-område enligt Vatteninformationssystem Sverige (VISS).⁴⁶ Det är en preliminär beskrivning då nya kopplingar i VISS mellan Natura 2000-områden och vattenförekomster kommer göras under hösten 2023. Endast vattenförekomster som geografiskt överlappar gränsen till ett eller flera Natura 2000-områden är i dag angivna i VISS. Det innebär sannolikt en underskattning av antalet vattenförekomster med verksamheter som kan påverka Natura 2000-områden. För de huvudavrinningsområden som har en asterisk (*) har ansvarig länsstyrelse lämnat mer information om behov av särskilda miljöanpassningar eller vilka vattenkraftverk som kan behöva särskilda miljöanpassningar för att beakta Natura 2000. I dessa huvudavrinningsområden har mer än 90 vattenkraftverk bedömts påverka Natura 2000-områden negativt. Den installerade effekten och produktionen för dessa vattenkraftverk är cirka 1,8 GW respektive 7 TWh. Kunskapen om vilka åtgärder som kan bli aktuella vid det enskilda vattenkraftverket eller dammanläggningar och omfattningen av dessa varierar. Hur många vattenkraftverk som kan behöva särskilda miljöanpassningar i de övriga huvudavrinningsområdena framkom inte i undersökningen. Det råder osäkerhet om behovet av miljöanpassning till följd av Natura 2000-bestämmelser.

Vattendistrikt	Huvudavrinningsområde	Antal vattenförekomster med påverkan från vattenkraft som har koppling till art- och habitatdirektivet	Antal vattenförekomster med påverkan från vattenkraft som har koppling till fågeldirektivet
Bottenviken	Kustområde115/116	4	4
	Luleälven	86	20
	Piteälven	57	
	Rickleån	2	
	Skellefteälven	21	
	Sävarån	8	2

⁴⁴ 7 kap. 28a § Miljöbalken (1998:808).

⁴⁵ 7 kap. 29 § punkt 1-3 Miljöbalken (1998:808).

⁴⁶ Vatteninformationssystem Sverige (VISS) 4 juli 2023, bearbetad av vattenmyndigheten i Södra Östersjön.

Vattendistrikt	Huvudavrinnings- område	Antal vatten- förekomster med påverkan från vattenkraft som har koppling till art- och habitat- direktivet	Antal vatten- förekomster med påverkan från vattenkraft som har koppling till fågeldirektivet
	Torneälven	13	
	Umeälven*	40	20
	Åbyälven*	20	
	Öreälven*	16	
Bottenhavet	Dalälven*	56	20
	Delångersån	4	1
	Gavleån	10	5
	Gideälven	2	
	Indalsälven	127	44
	Ljungan*	48	18
	Ljusnan	78	8
	Moälven	37	
	Skärjån	2	1
	Testeboån	7	7
	Ångermanälven	69	19
Norra Östersjön	Kilaån	7	
	Kustområde	1	
	Norrström*	26	11
	Nyköpingsån*	6	
	Trosaån	1	1
	Tämnarån	1	1
Södra Östersjön	Alsterån*	11	
	Bräkneån*	4	
	Emån*	23	6
	Helge å*	15	5
	Kustområde 66/67	4	4
	Kustområde 70/71	1	
	Kustområde 80/81	1	
	Kävlingeån	1	1
	Ljungbyån*	4	
	Lyckebyån	2	
	Marströmmen*	3	
	Mieån*	5	2
	Motala ström	22	13
	Mörrumsån*	10	6
	Ronnebyån	2	
	Skräbeån	2	
	Storån	1	
Söderköpingsån	1	1	
Virån	2		
Västerhavet	Fylleån	13	
	Genevadsån	4	3
	Göta älv*	147	63
	Kustområde 103/104		1

Vattendistrikt	Huvudavrinningsområde	Antal vattenförekomster med påverkan från vattenkraft som har koppling till art- och habitatdirektivet	Antal vattenförekomster med påverkan från vattenkraft som har koppling till fågeldirektivet
	Kustområde 108/109	2	3
	Lagan*	9	5
	Nissan	3	1
	Rönne å	1	
	Suseån	6	2
	Viskan	5	
	Åtran	26	5
	Örekilsälven*	3	

Tabell 3. Antal vattenförekomster med påverkan från vattenkraft som har koppling till art- och habitatdirektivet eller fågeldirektivet. Källa: Vatteninformationssystem Sverige (VISS) 4 juli 2023, bearbetad av vattenmyndigheten i Södra Östersjön. En asterisk (*) innebär att ansvarig länsstyrelse har lämnat mer information om särskilda miljöanpassningar eller vilka vattenkraftverk som kan behöva särskilda miljöanpassningar för att beakta N2000. Källa: Länsstyrelsen i Dalarna, Jämtland, Kalmar, Kronoberg, Norrbotten, Uppsala, Värmland, Västerbotten, Västra Götaland och Örebro.

2.4.4 Fördjupad normöversyn och samverkan bör vara parallella processer

Enligt gällande lagstiftning⁴⁷ ska den nationella planen främja att vattenmyndigheternas arbete med klassificering och kvalitetskrav (det vill säga miljö kvalitetsnormer), bedrivs med den prioriteringsordning som behövs för att genomföra planen. Av regeringens beslut om den nationella planen⁴⁸ framgår att de länsstyrelser som är vattenmyndigheter, i den utsträckning och i den prioriteringsordning som behövs för att genomföra planen, bör se över klassificering och normsättning i god tid inför varje prövning. Havs- och vattenmyndigheten har även i sin vägledning⁴⁹ angett att samverkan bland annat ska bidra till att relevant information för normsättning tillvaratas.

Det finns ingen skyldighet för de länsstyrelser som är vattenmyndigheter att genomföra den fördjupade normöversynen *före* samverkan påbörjas. En eventuell normöversyn behöver dock vara klar i god tid före sökanden lämnar in sin ansökan till domstol.

⁴⁷ 26 § punkten 1 vattenverksamhetsförordningen samt 2 kap 2 § och 4 kap 1 § HVMFS 2019:25.

⁴⁸ Regeringsbeslut, M2019/01769/Nm, 2020-06-25.

⁴⁹ [Havs- och vattenmyndighetens vägledning om samverkan inför prövning enligt den nationella planen.](#)

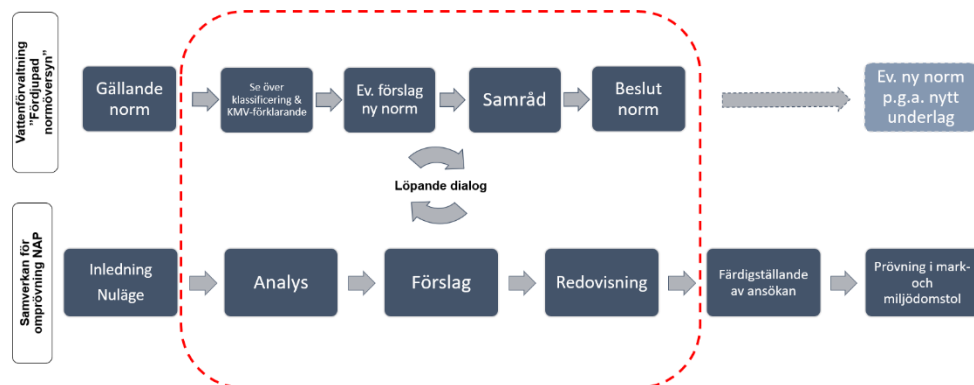
Eftersom det under samverkan inför omprövningarna kan framkomma nytt underlag⁵⁰, som föranleder behov av att se över gällande normer⁵¹, anser Havs- och vattenmyndigheten, Svenska kraftnät och Energimyndigheten att det är mest tidseffektivt att den fördjupade normöversynen så långt möjligt sker parallellt med samverkan, se Figur 6⁵². Då kan Svenska kraftnät och Energimyndigheten, framförallt i de prövningsgrupper som är särskilt viktiga för elsystemet, ta en mer aktiv roll och få mer detaljerad information om olika förslag på miljöanpassningar och få verksamhetsutövarens hjälp med att bedöma hur olika miljöanpassningsförslag eventuellt påverkar vattenkraftens driftmönster. Detta för att bättre kunna bistå de länsstyrelser som är vattenmyndigheter i att bedöma påverkan på vattenkraftens alla förmågor. Om den fördjupade normöversynen sker *före* samverkan finns risk att nytt underlag framkommer under samverkansprocessen som gör att normerna behöver ses över ännu en gång och tidsplanen därmed inte kan hållas. Både den fördjupade normöversynen och samverkan är processer som länsstyrelserna ansvarar för. Det borde därmed vara möjligt att samordna dessa och genomföra dem parallellt. Havs- och vattenmyndigheten har väglett om att samverkan inför omprövningarna bör starta tre år innan verksamhetsutövarna ska lämna in sin ansökan. Det samråd som vattenmyndigheterna behöver genomföra för att alla berörda parter ska få lämna synpunkter på förslag på nya miljö kvalitetsnormer bör kunna genomföras inom denna tid. En parallell process medför även att berörda verksamhetsutövare inte behöver lämna information flera gånger.

Under prövningen finns möjlighet för domstolen att, om utredningen i målet ger anledning att anta att normsättningen inte stämmer och detta har betydelse för att bestämma miljö villkor, begära in ett yttrande från den länsstyrelse som är vattenmyndighet. En sådan begäran kan också leda till en normöversyn. Om normerna ifrågasätts under pågående prövning och detta sker i flertalet prövningar finns en risk att tidsplanen inte kan hållas.

⁵⁰ Mer precisa bedömningar av relevanta miljöåtgärder och konsekvenserna för verksamheterna.

⁵¹ Bland annat med avseende på möjligheten till undantag i 4 kap 10 § vattenförvaltningsförordningen (2004:660).

⁵² De länsstyrelser som utgör vattenmyndigheter har i dialogen under regeringsuppdraget framfört att förslaget att den fördjupade normöversynen ska ske parallellt med samverkansprocessen riskerar att leda till förseningar i genomförandet av den nationella planen för omprövning av vattenkraften, eftersom normsättningen då inte kommer att kunna vara färdig i god tid innan verksamhetsutövarna ska ta fram sina ansökningar.



Figur 6. Visar hur arbetet inför en fördjupad normöversyn och samverkan kan göras parallellt. Källa: Havs- och vattenmyndigheten.

2.5 Behovet av miljöanpassningar

Olika typer av miljöanpassningar behöver vidtas vid verksamheter som påverkar vattenmiljön. För vattenkraftverk och dammanläggningar kan det exempelvis behövas någon form av fiskpassage⁵³ med tillhörande vatten, extra lockvatten för att fisk ska kunna hitta till fiskpassagen, eller en särskild vattentappning till den ursprungliga naturfåran (torrfåran). Hur mycket vatten som behövs för miljöanpassningarna beror bland annat på vattendragets storlek, vilka fiskarter som behöver passera verksamheten samt naturfårans form (exempelvis lutning och bottenstruktur).

Det är mark- och miljödomstolarna som, genom att besluta om moderna miljövillkor, avgör vilka specifika miljöanpassningsåtgärder som behöver vidtas vid de enskilda vattenkraftverken. Vid framtagandet av miljö kvalitetsnormer sker en åtgärdsanalys där vattenmyndigheterna bedömer vilka tänkbara miljöåtgärder som behöver vidtas för att normerna ska kunna nås.

Det är de biologiska kvalitetsfaktorerna som avgör om god ekologisk status eller potential uppnåtts. Det innebär att exempelvis kvalitetsfaktorerna "hydrologisk regim" respektive "konnektivitet" beskriver förutsättningarna för biologin. Om status för dessa kvalitetsfaktorer inte är god behöver vattenmyndigheten göra en rimlighetsbedömning, och vid behov en expertbedömning, för att bedöma om statusen för biologin kan vara god. Inom ramen för dessa kvalitetsfaktorerers klassgränser kan det vid enskilda

⁵³ Detta gäller inte på platser som har varit naturliga vandringshinder för fisk.

vattenkraftverk, beroende på i vilken vattenförekomst de ligger, behövas både lägre och högre flöden, för att nå de biologiska målen.

Det finns ingen sammanställning på nationell nivå över vilka miljöanpassningar som myndigheterna bedömer⁵⁴ kan behöva genomföras vid enskilda anläggningar för att efterleva miljöbalkens krav (exempelvis kravet på att inte äventyra miljö kvalitetsnorm och att inte förhindra möjligheten att uppnå bevarandemål). De länsstyrelser som är vattenmyndigheter har hittills saknat tillräckligt underlag, mått och metoder för att bland annat kunna beakta vattenkraftens alla förmågor i normsättningen. Därför behövs en fördjupad normöversyn genomföras av vattenförekomster med påverkan från vattenkraft.

Eftersom det ännu inte finns beslut från domstolarna om vilka miljöåtgärder som behöver genomföras vid respektive vattenkraftverk eller dammanläggning, baseras resultaten i det här uppdraget på olika teoretiska miljöanpassningsscenarier av olika omfattning. Syftet med att ha olika scenarier var att utvärdera de metoder som Svenska kraftnät tagit fram. Därefter var det möjligt att resonera kring hur dessa kan komma att påverka vattenkraftens förmågor att bidra till en trygg elförsörjning. I Tabell 4 beskrivs olika omfattande miljöåtgärdsscenarier i olika miljöalternativ.

För att kunna utvärdera metoder som presenteras i detta uppdrag och bedöma påverkan på frekvensstabilitet behövs mer detaljerade antaganden. Därför används klassgränser för en del av de hydromorfologiska kvalitetsfaktorerna för dessa analyser, se avsnitt *Frekvensreglering*.

Det har inom ramen för aktuellt uppdrag inte varit möjligt att göra en bedömning av konsekvenserna för elsystemet till följd av krav på särskilda miljöanpassningar på grund av Natura 2000 eftersom det saknas tillräcklig kunskap om vilka vattenkraftverk som berörs samt vilka särskilda miljöanpassningar som kan behöva göras. Därmed saknas möjlighet att kartlägga och bedöma vilka konsekvenser för elsystemet som Natura 2000 krav vid omprövningarna kan medföra.

2.5.1 Beskrivning av antaganden i de olika miljöalternativen

Flera av miljöanpassningsscenarierna i de olika miljöalternativen har haft sin utgångspunkt i klassgränserna enligt bedömningsgrunderna för kvalitetsfaktorerna ”hydrologisk regim i vattendrag” respektive ”hydrologisk regim i sjöar”. Vilken status som behöver uppnås för respektive kvalitetsfaktor med tillhörande parametrar påverkar hur vattenkraft kan bidra till ett

⁵⁴ Vilka miljöåtgärder som behöver genomföras beslutas av domstol efter prövning i det enskilda fallet.

driftsäkert elsystem och en trygg elförsörjning. Kravnivåerna för respektive kvalitetsfaktor har dock förenklats för att simulera olika miljöanpassningar.

Alternativ A ”Miljöanpassning 15 procent volymsavvikelse” utgår från att endast parametern volymsavvikelse behöver nå god status för att hydrologisk regim (vilket i sin tur ofta är en förutsättning för att uppnå god ekologisk status) ska vara god. Det här alternativet är ett extremt utfall av omprövningarna eftersom det generellt skulle innebära att vattenkraftens produktion styrs efter naturligt flöde istället för när el efterfrågas samt att det inte är troligt att alla vattenförekomster ska nå god ekologisk status. Samtidigt kan simuleringen vara ett underlag för att jämföra olika alternativ.

Även Alternativ B ”Miljöanpassning 50 respektive 15 procent volymsavvikelse” och Alternativ C ”Miljöanpassning MLQ respektive 15 procent volymsavvikelse” är extrema utfall av omprövningarna. Alternativen används ändå för att öka förståelsen om konsekvenserna på elsystemet när krav ställs på olika nivåer av volymsavvikelse i relation till naturliga förhållanden.

Behovet av flöde för konnektivitet varierar mellan olika anläggningar. Det kan vara från 50 liter/s upp till 5 m³/s beroende på bland annat fiskart, fiskvägslösning, vattendragets storlek och fysiska struktur, anläggningen, landskapet och omgivningen. När detaljkunskap eller utredningar saknas används följande schabloner i samband med normsättningen baserat på fiskart:

Lax	1 m ³ /s,
Starksimmande arter (tex öring och harr)	0,7 m ³ /s,
Svagsimmande arter (tex gädda, abborre, mört, sik)	0,4 m ³ /s,
Ål	0,25 m ³ /s.

För konnektivitetsåtgärder i anläggningar från Dalälven och norrut schabloniseras flödesbehovet för sex månader per år med hänsyn tagen till den kalla årstiden. I alternativ A-C har ett schablonflöde på 1 m³/s antagits, där flödet inkluderar lockvatten samt vatten för både upp- och nedströmsvandring.

Det alternativ som de länsstyrelser som är vattenmyndigheter bedömer ligger närmast resultatet av den fördjupade normöversynen är alternativ D ”Uppskattat miljöanpassningsbehov enligt vattenförvaltningscykel 2.5”. Mer information finns i *Bilaga Uppskattat miljöanpassningsbehov enligt vattenförvaltningscykel 2.5*.

I Alternativ E ”Underlag 1,5 TWh” har samma antaganden använts, som var grund för beräkningen av det nationella riktvärdet om 1,5 TWh. Se detaljer i Tabell 4.

Miljöalternativ	Hydrologisk regim (vattenflöde genom turbin)	Konnektivitet (minimitappning i fiskväg) (vattenflöde spills förbi turbin)
A. 15 procent volymsavvikelse	Högst 15 procent avvikelse från naturlig vattenföring.	1 m ³ /s i fiskväg mellan maj-okt i Bottenvikens och Bottenhavets distrikt, övriga distrikt 1 m ³ /s i fiskväg året runt.
B. 50 respektive 15 procent volymsavvikelse	Högst 50 procent avvikelse från naturlig vattenföring i Klass 1 kraftverk och högst 15 procent avvikelse från naturlig vattenföring i övriga kraftverk	1 m ³ /s i fiskväg mellan maj-okt i Bottenvikens och Bottenhavets distrikt, övriga distrikt 1 m ³ /s i fiskväg året runt.
C. MLQ respektive 15 procent volymsavvikelse	Medellågvattenföring i Klass 1 kraftverk och högst 15 procent avvikelse från naturlig vattenföring i övriga kraftverk.	1 m ³ /s i fiskväg mellan maj-okt i Bottenvikens och Bottenhavets distrikt, övriga distrikt 1 m ³ /s i fiskväg året runt.
D. Uppskattat enligt vattenförvaltningscykel 2.5	I stor utsträckning minimitappning 5 procent av medelvattenföring, men flera kraftverk är undantagna.	Generell minimitappning genom naturfåra (5 procent av medelvattenföring) och fiskväg inklusive locktappning (5 procent av medelvattenföring samt 5 m ³ /s om 5 procent av medelvattenföring > 5m ³ /s), men flera kraftverk är undantagna.
E. Underlag för 1,5 TWh	Ingen anpassning.	Inga åtgärder i storskaliga kraftverk ⁵⁵ med längre torrfåra, 5 procent av medelvattenföring i storskaliga kraftverk utan längre torrfåra, medellågvattenföring i medelstora kraftverk och i mindre kraftverk.

Tabell 4. Beskrivning av miljöalternativ för att analysera konsekvenser på elsystemet.

⁵⁵ Storskaliga kraftverk är vattenkraftverk med över 10 MW installerad effekt, medelstora kraftverk har mellan 1,5 och 10 MW installerad effekt och mindre kraftverk har under 1,5 MW i installerad effekt.

2.6 Metoder, indata och antaganden

Elmarknadsmodellen EMPS⁵⁶ används för simulering av Nordeuropas kraftsystem. Analysen fokuserar på Norden eftersom Sverige tillsammans med Norge, Finland och östra Danmark utgör det synkrona nordiska elsystemet. Kopplingar till övriga Europa täcks också in, men inte på samma detaljnivå. Kraftsystemet simuleras med timupplösning och 26 års väderdata för varje analysår, år 2027 och år 2045 för båda utvecklingsvägarna Elektrifiering Planerbart och Elektrifiering Förnybart.

Simuleringsresultat från EMPS används för att beräkna förändringar i elpriset, flöden i elsystemet (mellan olika elområden) och elproduktion mellan de olika miljöalternativen. Resultatet med timvis elproduktion används också i vidare analyser av reglerförmåga, rotationsenergi och effekttillräcklighet.

2.6.1 Vattenkraften i simuleringsverktyg

I Svenska kraftnäts modell är den installerade kapaciteten för vattenkraft i Sverige 15,6 GW⁵⁷, vilket stämmer väl överens med den marknadstilldelade effekten⁵⁸. På grund av ett antal faktorer, exempelvis fallhöjdsförluster, avställningar, tappningsrestriktioner och vattendomar antas dock inte mer än cirka 13,4 GW vara tillgängligt vid någon tidpunkt.

Svensk vattenkraft modelleras med hjälp av 158 vattenkraftsanläggningar. Dessa motsvarar de cirka 2000 vattenkraftverk som finns i Sverige. De större vattenkraftverken modelleras var och en för sig (en vattenkraftsanläggning motsvarar ett vattenkraftverk), medan mindre vattenkraftverk är sammanslagna. För cirka 90 procent av vattenkraftsanläggningarna finns minst en hydrologisk koppling till en annan vattenkraftsanläggning vilket innebär att vattenkraftsanläggningarna är i serie flödesmässigt.

Vattenkraften har i modellen så kallad perfect foresight. Det innebär att kraftslag kan planera baserat på information om kommande tillrinning. Det skiljer sig från verkligheten där produktionsplanering sker utifrån mer osäkra väderprognoser.

Modelleringen innehåller vissa förenklingar som att vattenflödet från en vattenkraftsanläggning uppströms går direkt in i nästa vattenkraftsanläggning

⁵⁶ För mer om modellen: <https://www.sintef.no/en/software/emps-multi-area-power-market-simulator/>. Svenska kraftnät använder bland annat använt denna modell för kortsiktiga- och långsiktiga marknadsanalyser.

⁵⁷ Kan jämföras med cirka 16,3 GW installerad vattenkraftseffekt i Sverige.

⁵⁸ Med marknadstilldelad effekt avses den effekt som är tillgänglig för elmarknaden och som inte är vikt åt stödtjänster och avhjälpande åtgärder.

(ingen gångtid mellan dem). Detta påverkar resultatet på älvområdesnivå, men sett till påverkan på hela elsystemet bedöms påverkan vara begränsad.

2.6.2 Simulering av miljöalternativen i elmarknadsmodell

I avsnitt 2.5.1 beskrivs förenklingar som har gjorts utifrån ett miljöperspektiv och i Tabell 4 beskrivs miljöalternativen.

I miljöalternativen A och B simuleras olika avvikelser från den naturliga vattenföringen. Den naturliga vattenföringen är de vattenflöden som förekommer utan reglering. Den naturliga vattenföringen (m³/s) baseras på underlag från SMHI⁵⁹⁶⁰.

2.6.3 Väderår och hydrologiska flöden

Simuleringar i elmarknadsmodellen (EMPS) genomförs för 26 väderår, 1991-2016. Tillrinningsserierna för åren 1991-2016 är justerade för klimateffekter. Justeringen för klimateffekter innebär att modellerad vattenkraftproduktion blir något större under hösten och vintern på grund av högre tillrinning, samt att den modellerade vårfloden kommer något tidigare jämfört med hur det har sett ut historiskt. Denna justering följer RCP4.5 fram till år 2030 och en förändring av flöden efter 2030 ingår ej⁶¹. Klimateffekterna är inräknade som veckomedel. Detta innebär att till exempel ökad frekvens av extrema regnfall inte tas med i beräkningarna.

Totalt har 144 av de 158 vattenkraftsanläggningarna som finns i EMPS försetts med profiler för naturlig vattenföring i miljöalternativen A och B. Övriga vattenkraftsanläggningar är sammanslagningar av många mindre vattenkraftverk. Det har inte varit möjligt att tillskriva dessa en naturlig vattenföring från ett specifikt delavrinningsområde. Vattenkraftsanläggningar utan profiler för naturlig vattenföring motsvarar fyra procent av installerad effekt och tre procent av magasinkapaciteten. Den låga andelen av installerad effekt och magasin för dessa kraftverk innebär att påverkan reglerförmågan och elproduktionen är begränsad ur ett nationellt perspektiv och inverkan på slutresultatet är begränsad.

För miljöalternativen C, D och E används värden för medelvattenföring (MQ)⁶² och medellågvattenföring (MLQ)⁶³. För alternativ D används samma värden för

⁵⁹ SMHI, S-Hype, nedladdat april 2023, <https://vattenwebb.smhi.se/nadia/>

⁶⁰ Data om den naturliga vattenföringen på delavrinningsområdesnivå har använts. Om vattenkraftverket ligger precis vid kanten till ett uppströmsliggande delområde används har data för delområdet uppströms använts.

⁶¹ För mer information se [RCP scenarier | SMHI](#).

⁶² Medelvattenföring (MQ). Ett medelvärde av varje års dygnsvattenföring (m³/s).

⁶³ Medellågvattenföring (MLQ). Ett medelvärde av varje års lägsta dygnsvattenföring (m³/s).

MQ respektive MLQ som vattenmyndigheterna använde vid beräkningarna i vattenförvaltningscykel 2.5 (Se *Bilaga Uppskattat miljöanpassningsbehov enligt vattenförvaltningscykel 2.5*). För miljöalternativ E används samma värden som Havs- och vattenmyndigheten och Energimyndigheten använde vid beräkningarna av riktvärdet 1,5 TWh. Värden för MQ och MLQ skiljer sig inte nämnvärt åt mellan D och E, men samma värden har använts som vid de ursprungliga beräkningarna för att öka jämförbarheten.

2.6.4 Antagande effekttillräcklighet

För att undersöka hur miljöalternativen påverkar effekttillräckligheten i Sverige behövs antagande om hur tillgänglig effekt i vattenkraft påverkas i varje elområde. Detta hanteras genom att jämföra varje veckas maximala timproduktion för alla simulerade väderår för varje miljöalternativ med samma vecka för ett referensalternativ. På så sätt fås en faktor för varje vecka och varje elområde. Denna faktor multipliceras sedan med standardtillgängligheten för vattenkraft i simuleringsverktygen (86 procent för varje elområde) och den nya tillgängligheten per vecka, elområde och miljöalternativ används i en effekttillräcklighetsanalys (i elmarknadsmodellen BID3).

Standardtillgängligheten 86 procent motsvarar historisk maximal timproduktion.

Miljöalternativ ⁶⁴	SE1	SE2	SE3	SE4
Referens	86 % 4 533 MW	86 % 6 950 MW	86 % 2 230 MW	86 % 300 MW
A	47 % 2 480 MW	56 % 4 520 MW	64 % 1 660 MW	75 % 260 MW
D	85 % 4 480 MW	78 % 6 300 MW	79 % 2 050 MW	68 % 240 MW
E	83 % 4 380 MW	83 % 6 700 MW	81 % 2 100 MW	67 % 230 MW

Tabell 5. Tillgänglig effekt i procent medelvärde av veckotillgänglig i effekttillräkklighetsanalysen. Motsvarande värde för tillgänglig effekt i anges också i MW (indikativt och avrundad till närmaste tiotal). Källa: Svenska kraftnät.

Tillgänglighetsfaktorerna för SE2, där störst installerad effekt och produktion av vattenkraft finns, påverkar mest effekttillräkkligheten i landet, följt av tillgängligheten i SE1. Reduceringen i tillgänglig effekt är störst i miljöalternativ A (där omkring hälften av effekten i vattenkraften i landet är otillgänglig) och minst i miljöalternativ E.

Denna metod för att uppskatta miljöalternativens påverkan på effekttillräkkligheten innehåller vissa förenklade antaganden, men resultatet för effekttillräkklighetsanalyser (LOLE -loss of load expectation) är ett medelvärde av antal timmar med effektbrist över ett stort antal simuleringar och värderår, och därför kan metoden ändå anses fungera för att identifiera den övergripande trenden.

⁶⁴ Närmare beskrivning av de undersökta alternativen ges i avsnitt 3.1. Alternativ A, D, och E redovisas eftersom resultat för miljöalternativ B är mycket lika de i miljöalternativ A, och miljöalternativ C redovisas inte heller då detta är snarligt referensalternativet.

3 Simulerings- och beräkningsresultat

I det här kapitlet redovisas simuleringsresultat och andra beräkningsresultat av hur vattenkraften och elsystemet påverkas till följd av de miljöanpassningar som beskrivs i Tabell 4.

Vattenkraftsägarna ska lämna in sina ansökningar om omprövning under en 20 års period. Eftersom eventuella miljöåtgärder genomförs efter prövning och beslutad arbetstid innebär det att det kommer att ta mer än 20 år innan de slutliga konsekvenserna för elsystemet kan följas upp. Samtidigt kan det konstateras att elsystemet redan i dag är under förändring, varför uppföljningen inte kommer att ske gentemot ett statistiskt förhållande. I avsnitt 2.3 beskrivs varför analys år 2027 används även om endast en mindre del av miljöåtgärder kommer att vara genomförda år 2027.

3.1 Vattenkraftens förmågor och elsystemet påverkas

Samtliga miljöalternativ i Tabell 4 har simulerats i uppdraget. Fokus i följande avsnitt är dock miljöalternativ A, D och E för att resultaten i miljöalternativ B och C är snarlika resultaten i miljöalternativ A respektive referensalternativet.

I simuleringarna av alternativ A och B blir volymavvikelsen betydligt större än 15 respektive 50 procent för många av anläggningarna. Det beror till stor del på att vattenkraftverk högt upp i avrinningsområdena skickar vidare mer vatten än vad vattenkraftverken längre ner i systemen klarar av att hantera (till exempel har de mindre magasinskapacitet). Det innebär att god status⁶⁵ för parametern volymsavvikelse överskrids och inte uppfylls under delar av året. Miljöanpassning enligt alternativ A och B ger därför en indikation på storleksordningar, men underskattar påverkan på vattenkraften och konsekvenserna för elsystemet.

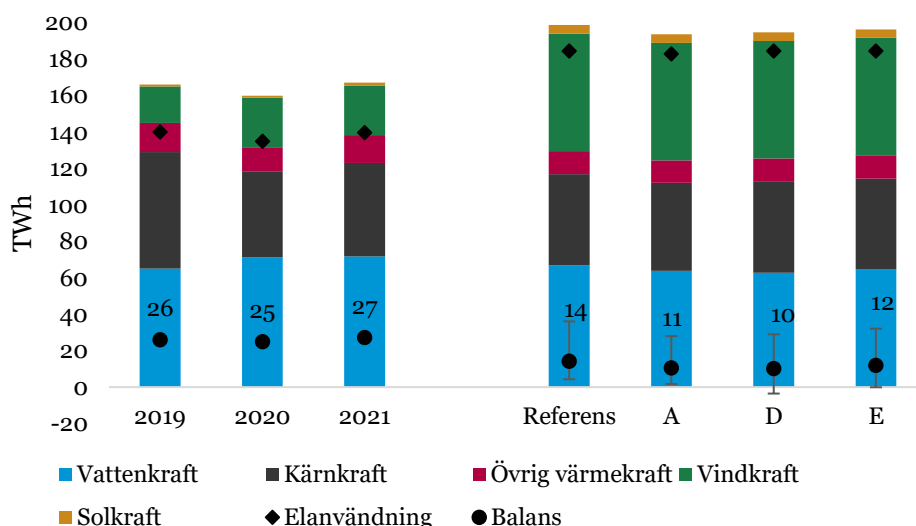
3.1.1 Elenergibalans, årsmedelpris och handelsflöden

Årlig energibalans är skillnaden mellan produktion och användning under ett år. Det innebär att om den årliga energibalansen är positiv produceras tillräckligt med el under året för att möta respektive lands elanvändning varvid

⁶⁵ Det vill säga volymsavvikelsen avviker med *mer* än 15 % från referensförhållandet, vilket är gränsen för god status.

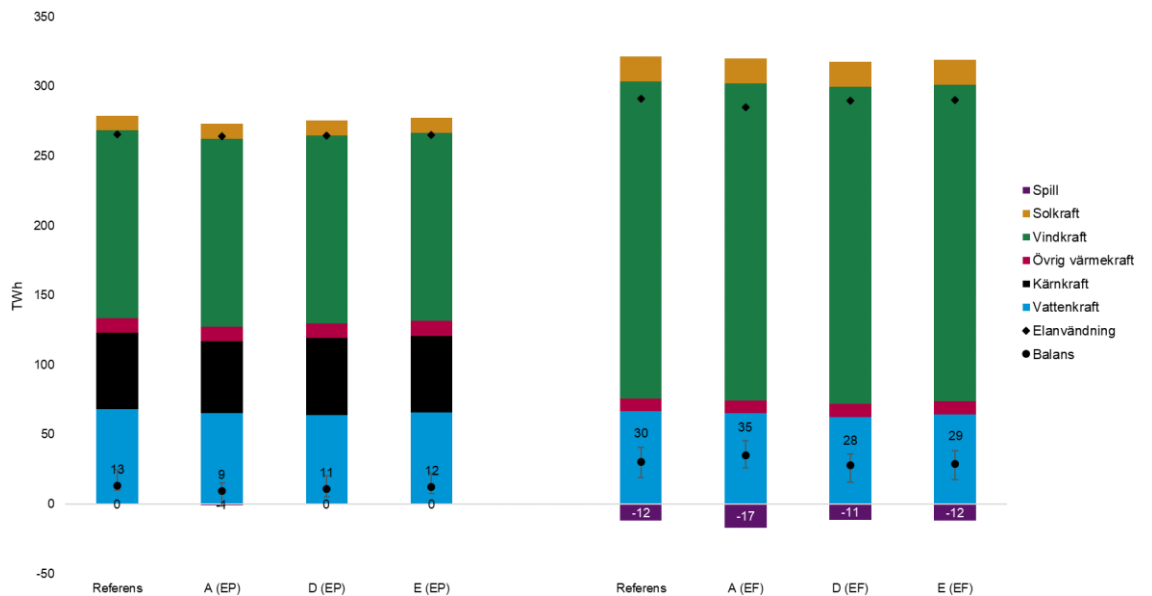
nettoexport sker. Även om den årliga energibalansen är positiv så uppstår tillfällen under ett år då produktionen inom ett land är lägre än elanvändningen.

I Figur 7 visas energibalans för Sverige per kraftslag och elanvändning för de olika miljöalternativen för år 2027. Även det historiska utfallet (ej temperatur-korrigerat) för åren 2019-2021 presenteras. De svarta klammrarna beskriver hur energibalansen varierar med hänsyn till de 26 väderåren som använts i simuleringen. Väderåren har stor inverkan på resultaten och spannet för den svenska energibalansen varierar med 26-33 TWh beroende på väderår. Medelvärde för årsenergibalansen minskar något för miljöalternativen A, D och E, vilket är i linje med resultaten för vattenkraftens elproduktionsminskning.



Figur 7. Produktion, elanvändning och resulterande energibalans (TWh) i Sverige per miljöalternativ A, D och E för år 2027. De svarta klammrarna visar inom vilket spann årsenergibalansen ligger med hänsyn till de 26 väderår som använts. Källa för historiska år: Energiföretagen och övrig data Svenska kraftnät.

I Figur 8 visas elenergibalansen för utvecklingsvägarna Elektrifiering Planerbart (EP), till vänster, och Elektrifiering Förnybart (EF), till höger, för år 2045. Elanvändningen och produktion är betydligt högre 2045 i jämförelse med 2027. I analysår Elektrifiering Förnybart 2045 är det en hög andel vind- och solkraft och det uppstår en del timmar med överskott som spillas. I miljöalternativ A uppvisas än fler timmar med överskott och en förklaring är att vattenkraften i detta miljöalternativ i mindre omfattning har möjlighet att lagra vatten eftersom vattenkraftproduktionen behöver följa det naturliga vattenflödet.



Figur 8. Produktion, elanvändning, spill och resulterande energibalans (TWh) i Sverige per miljöalternativ A, D och E för Elektrifiering Förnybart (EF) och Elektrifiering Planerbart (EP) för år 2045. De svarta klammarna visar inom vilket spann årsenergibalansen ligger med hänsyn till de 26 väderår som använts. Källa: Svenska kraftnät.

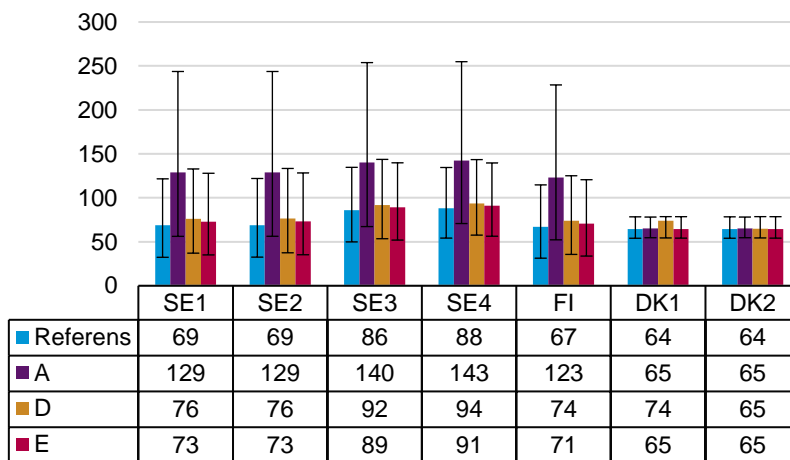
3.1.2 Årsmedelpris

Figur 9 och Figur 10 visar simulerat årsmedelpris år 2027 för de nordiska elområdena samt de länder som är direkt kopplade till det nordiska systemet. De svarta klammarna visar utfallsrummet för de 26 simulerade väderåren. Utfallsrummet visar att årsmedelpriset varierar stort mellan de olika väderåren. Det gäller framförallt i Norden där tillrinningen för vattenkraften har stor betydelse.

Miljöalternativ D leder till årsmedelpriser som ökar med 6-8 EUR/MWh i SE1-SE4, medan alternativ E leder till ungefär halva denna ökning (3-4 EUR/MWh). Prisskillnaderna är betydligt mindre för dessa miljöalternativ år 2045 för båda utvecklingsvägarna (1-2 EUR/MWh), se Figur 10. Miljöalternativ A leder till nära en fördubbling av årsmedelpriset i de svenska elområdena för 2027 och 2045 Elektrifiering förnybart samt en ökning med runt 50 procent för Elektrifiering planerbart.

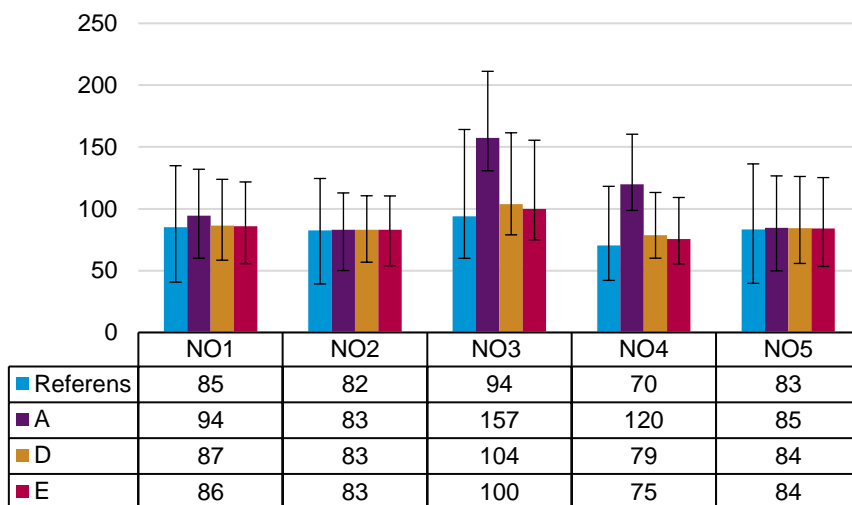
Utanför Sverige påverkas framför allt NO₃, NO₄ och Finland av högre årsmedelpriser.

Årsmedelpris i Norden 2027, EUR/MWh

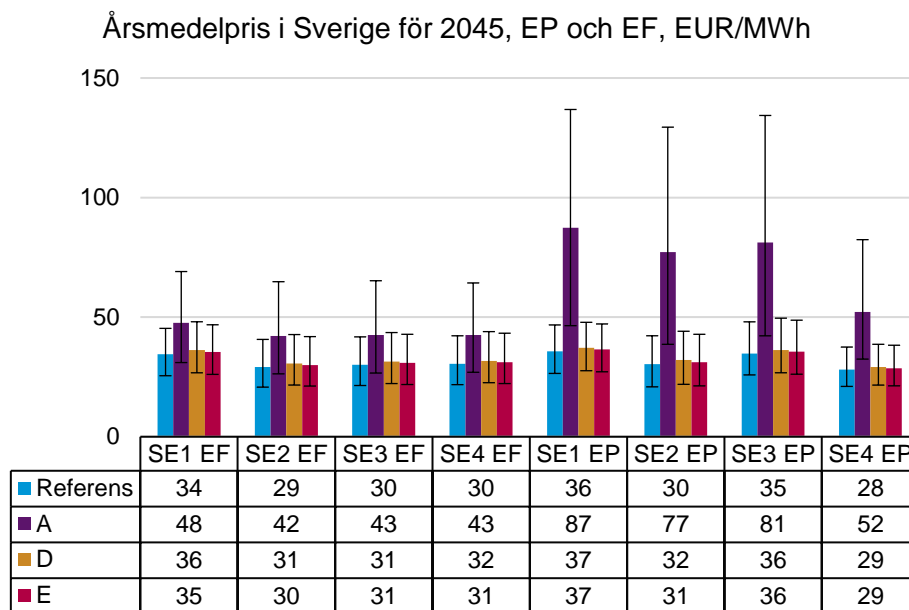


Figur 9. Årsmedelpris i elområden i Sverige, Finland samt för Danmark för år 2027. De svarta klammarna visar spannet mellan det väderår som ger högst årsmedelpris och det väderår som ger lägst årsmedelpris. Källa: Svenska kraftnät.

Årsmedelpris i norska elområden 2027, EUR/MWh



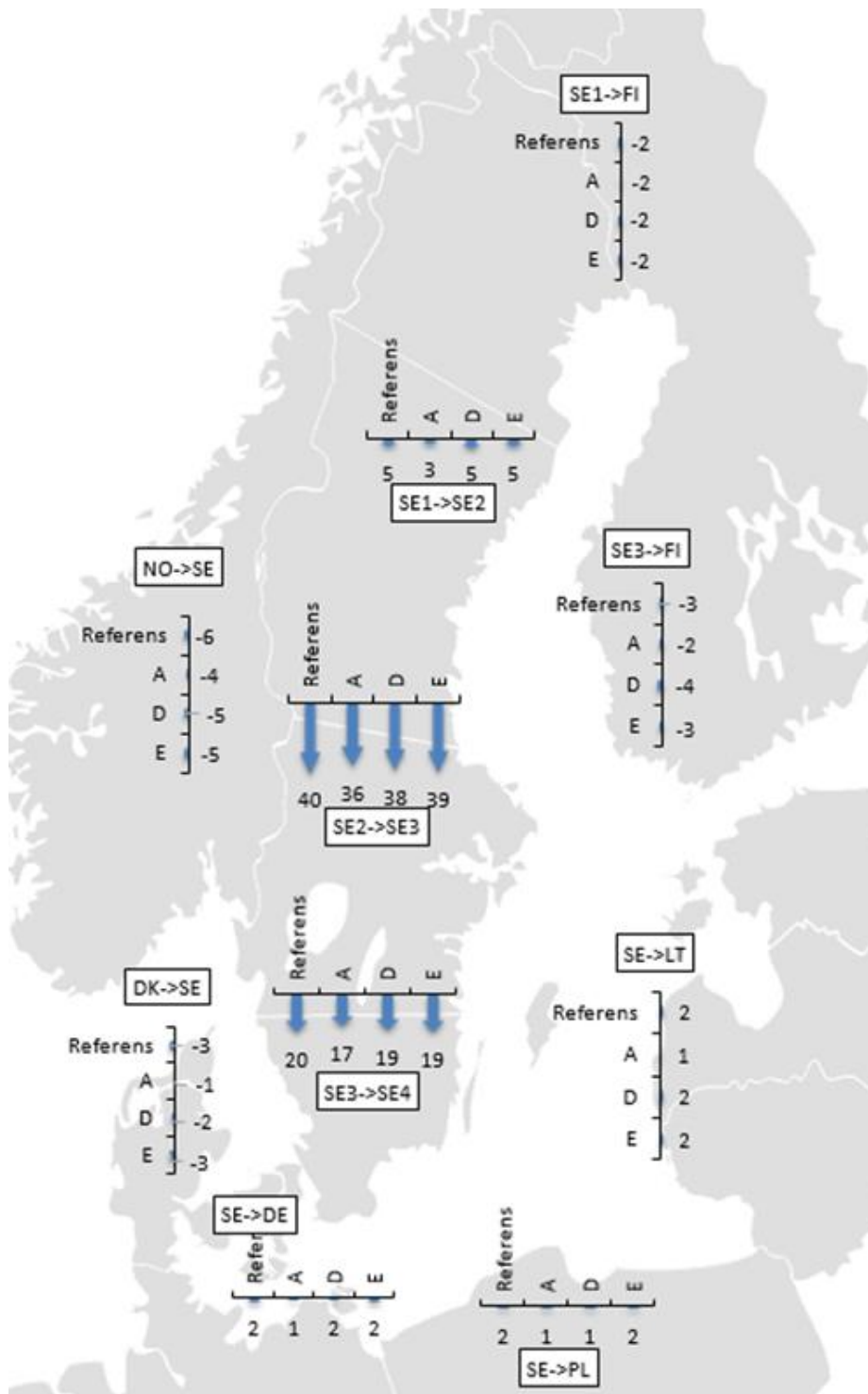
Figur 10. Årsmedelpris i elområden i Norge för år 2027. De svarta klammarna visar spannet mellan det väderår som ger högst årsmedelpris och det väderår som ger lägst årsmedelpris. Källa: Svenska kraftnät.



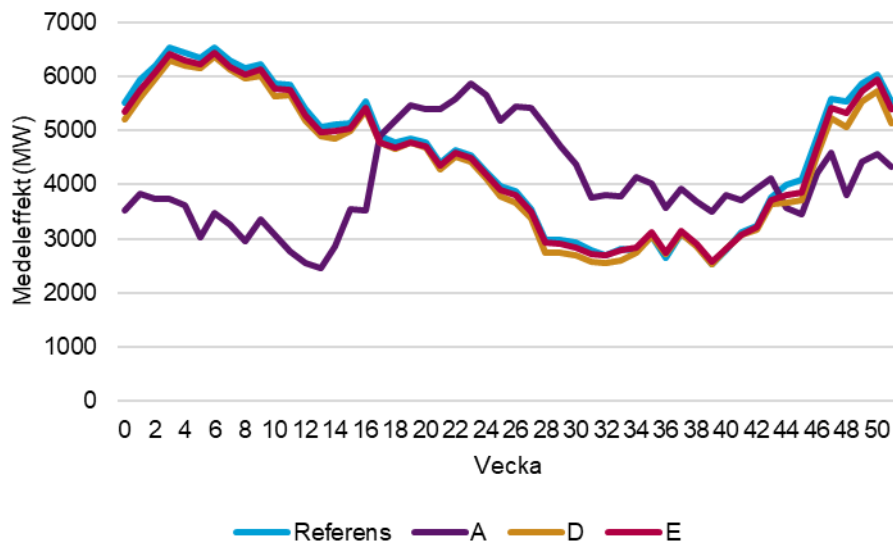
Figur 11. Årsmedelpris i elområden i Sverige Elektrifiering Planerbart (EP) och Elektrifiering Förnybart (EF) år 2045. De svarta klammarna visar spannet mellan det väderår som ger högst årsmedelpris och det väderår som ger lägst årsmedelpris. Källa: Svenska kraftnät.

3.1.3 Handelsflöden

I Figur 12 visas årsvisa nettohandelsflöden inom Sverige och till grannländerna för år 2027. Flödena från norra till södra Sverige minskar för alla miljöalternativ. Den stora skillnaden mellan miljöalternativ A och övriga är att flödesprofilen förändras kraftigt inom året. I miljöalternativ A flödar mer el från norra till södra Sverige under vår och sommar (Figur 13), men det uppvisas inte i årsvisa nettohandelsflöden. För år 2045 är nivåerna något högre, men skillnaderna mellan de olika miljöalternativen och referensalternativet är liknande.



Figur 12. Årsvisa nettoflöden i TWh inom Sverige och till grannländer för referens- och miljöalternativ A, D och E för år 2027. Positiva värden representerar ett flöde från det första till det andra området. Källa: Svenska kraftnät.



Figur 13. Flöde mellan norra Sverige (SE2) och södra Sverige (SE3) år 2027 för referens- och miljöalternativ A, D och E. Medeleffekt (MW) per vecka. Källa: Svenska kraftnät.

3.1.4 Reglerförmåga

Påverkan på vattenkraftens reglerförmåga kvantifieras och beskrivs med hjälp av det relativa reglerbidraget⁶⁶ och nya mått. De nya måtten beskriver dimensionering av kraftproduktion i kombination med energilager för att exemplifiera vad som behövs för att ersätta förändringar i vattenkraftens reglerförmåga. Måtten beräknas över olika tidshorisonter beroende på hur flexibel den nya kraftproduktionen antas vara. Metodbeskrivning och mer djupgående analys av dessa mått finns i *Bilaga Reglerförmåga*.

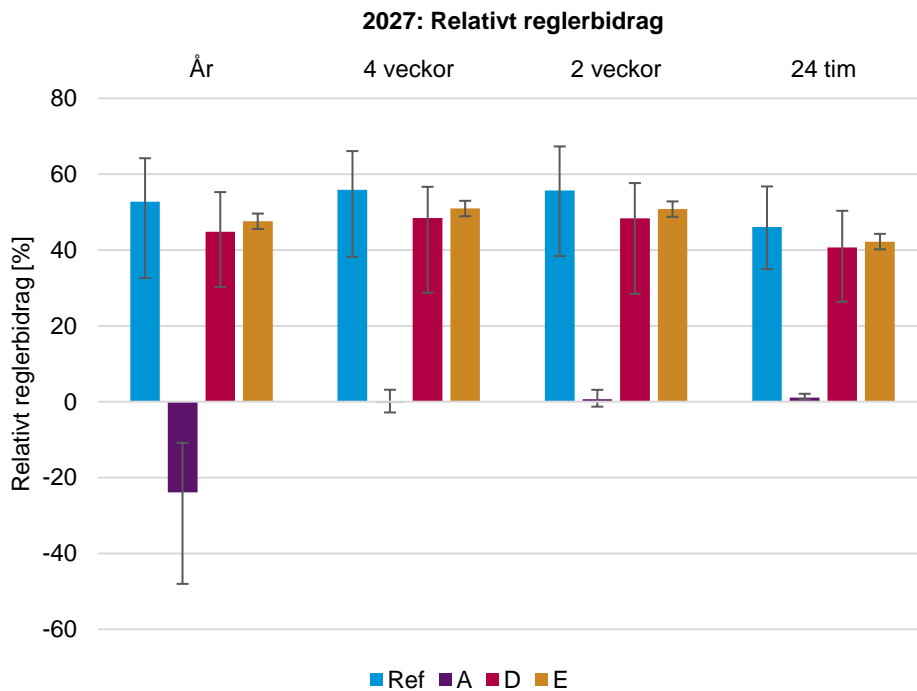
3.1.4.1 Det relativa reglerbidraget

Den svenska vattenkraftens bidrag till balanseringen i elsystemet, för enskilda vattenkraftsanläggningar och på nationell nivå, kan kvantifieras med det relativa reglerbidraget. Det relativa reglerbidraget beskriver hur stor del av variationerna i den svenska residuallasten⁶⁷ som balanseras av en viss vattenkraftsanläggning, och beräknas med hjälp av den svenska residuallasten. I avsnitt *Relativt reglerbidrag på nordisk nivå* redovisas som jämförelse även det relativa reglerbidraget beräknat mot nordisk residuallast.

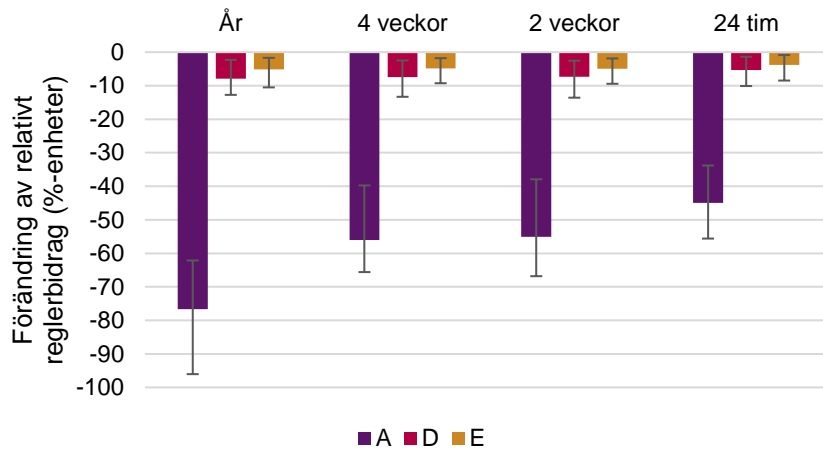
⁶⁶ Energimyndigheten, Svenska kraftnät och Havs- och vattenmyndigheten, ER 2016:11.

⁶⁷ Vid beräkning av det relativa reglerbidraget är residuallasten definierad som differensen mellan elanvändning och elproduktion från vind- och solkraft.

I Figur 14-Figur 20 visas det relativa reglerbidraget vid miljöalternativ A, D och E för år 2027, Elektrifiering Förnybart 2045 och Elektrifiering Planerbart 2045. Figur 14 visar den svenska vattenkraftens relativa reglerbidrag år 2027 och Figur 15 visar förändringen mellan referens- och miljöalternativ A, D och E. Med miljöalternativ A försvinner i stort sett hela vattenkraftens reglerförmåga, och reglerbidraget över årshorisonten blir kraftigt negativt. Miljöalternativ D leder till en minskning av det relativa reglerbidraget med mer än 5 procentenheter i genomsnitt och upp till 14 procentenheter för det väderår som påverkas mest. Miljöalternativ E ger en minskning med i genomsnitt 5 procentenheter och upp till 10 procentenheter för det väderår som påverkas mest. Den stora spridningen mellan resultaten för olika väderår kan både bero på skillnader i residuallastens variation och på skillnader i den vattenmängd som finns tillgänglig för vattenkraften och när höga flöden infaller.

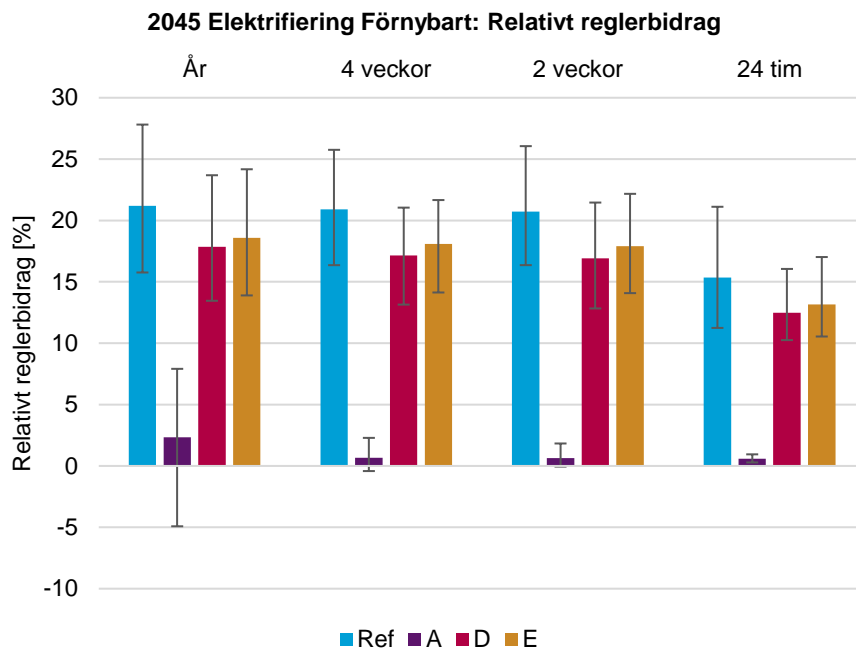


Figur 14. Relativa reglerbidraget från svensk vattenkraft år 2027 med referens- och miljöalternativ A, D och E. Medelvärde över alla väderår. De svarta klammarna visar spridningen mellan väderår. Källa: Svenska kraftnät.

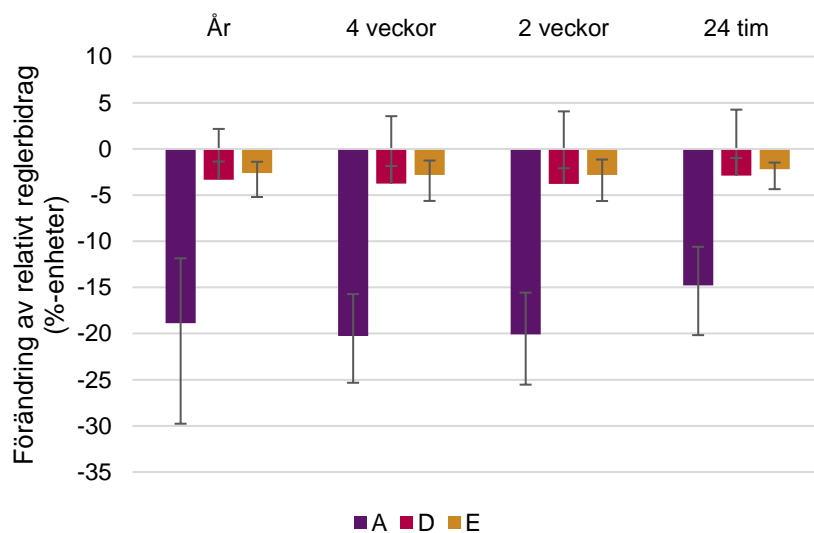


Figur 15. Förändring av det relativa reglerbidraget från svensk vattenkraft 2027 för miljöalternativ A, D och E jämfört med referensalternativet. Medelvärde över alla väderår och de svarta klamrarna visar spridningen mellan väderår. Källa: Svenska kraftnät.

Figur 16 visar det relativa reglerbidraget från svensk vattenkraft i Elektrifiering Förnybart 2045. Vattenkraftens reglerbidrag är betydligt lägre än för analysår 2027. Det beror framför allt på ett större reglerbehov i systemet då residuallastens variationer har ökat kraftigt på grund av större andel sol- och vindkraft. Även för Elektrifiering Förnybart 2045 innebär miljöalternativ A att nästan hela vattenkraftens reglerförmåga försvinner. Påverkan på årshorizonten är dock mindre kraftig än för 2027, där vattenkraften gav ett negativt reglerbidrag på årshorizonten. De relativa förändringarna mot referensalternativet visas i Figur 17. Liksom för år 2027 ger miljöalternativ E något mindre förändring av relativa reglerbidraget än D. Minskningen uttryckt i procentenheter är dock mindre i Elektrifiering Förnybart 2045 än 2027, framför allt på grund av att variansen i residuallasten är större.



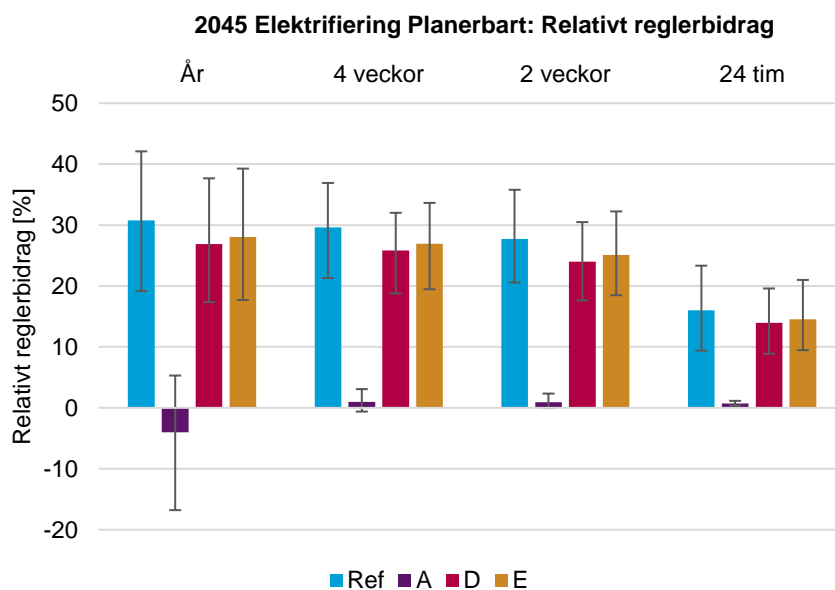
Figur 16. Relativa reglerbidraget från svensk vattenkraft för Elektrifiering Förnybart 2045 med referens- och miljöalternativ A, D och E. Medelvärde över alla väderår och de svarta klammarna visar spridningen mellan väderår. Källa: Svenska kraftnät.



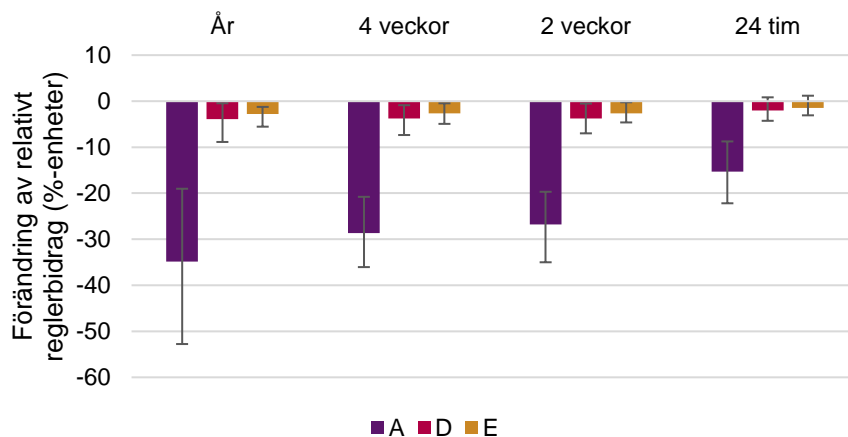
Figur 17. Förändring av det relativa reglerbidraget från svensk vattenkraft i Elektrifiering Förnybart 2045 för miljöalternativ A, D och E jämfört med referensalternativet. Medelvärde över alla väderår. De svarta klammarna visar spridningen mellan väderår. Källa: Svenska kraftnät.

Vattenkraftens relativa reglerbidrag i Elektrifiering Planerbart 2045 visas i Figur 18. Liksom i Elektrifiering Förnybart 2045 minskar vattenkraftens

reglerbidrag i referensalternativet jämfört med år 2027 på grund av att elsystemet har större reglerbehov då större andel vind- och solkraft ger större variationer i residuallasten. Trenden är mindre kraftig än i Elektrifiering Förnybart 2045, utom på dygns horisonten. Miljöalternativ A innebär även i Elektrifiering Planerbart 2045 att vattenkraftens reglerbidrag går mot noll, och bidraget på årshorisonten blir negativt. Den relativa förändringen mellan de olika miljöalternativen visas i Figur 19 och har liknande mönster som för år 2027 och Elektrifiering Förnybart.



Figur 18. Relativa reglerbidraget från svensk vattenkraft för Elektrifiering Planerbart 2045 för referens- och miljöalternativ A, D och E. Medelvärde över alla väderår och de svarta klammarna visar spridningen mellan väderår. Källa: Svenska kraftnät.



Figur 19. Förändring av det relativa reglerbidraget från svensk vattenkraft i Elektrifiering Planerbart 2045, beräknat mot svensk residuallast, för miljöalternativ A, D och E jämfört med referensalternativet. Medelvärde över alla väderår och de svarta klammarna visar spridningen mellan väderår. Källa: Svenska kraftnät.

Minskad reglerförmåga från svensk vattenkraft påverkar det nordiska elsystemet

Produktionen från vattenkraft optimeras för att följa elpriset, det vill säga att producera så mycket som möjligt de timmar som priset är högt. Priset korrelerar med den svenska residuallasten men påverkas också av residuallsten i grannländerna via grannländernas elpris. En del av den svenska vattenkraftens reglerförmåga exporteras samtidigt som det också sker import av reglerkraft från bland annat norsk vattenkraft.

Genom att beräkna det relativa reglerbidraget mot den nordiska residuallasten i stället för den svenska residuallasten kan den exporterade reglerförmågan delvis inkluderas i analysen. Resultaten visas i avsnitt *Relativt reglerbidrag på nordisk nivå* (Figur 29-Figur 31). Miljöåtgärdernas påverkan på den svenska vattenkraftens bidrag till reglering av den nordiska residuallasten följer samma mönster som påverkan på dess bidrag till reglering av den svenska residuallasten. Från det nordiska perspektivet är svensk vattenkraft speciellt viktig för dygnsreglering.

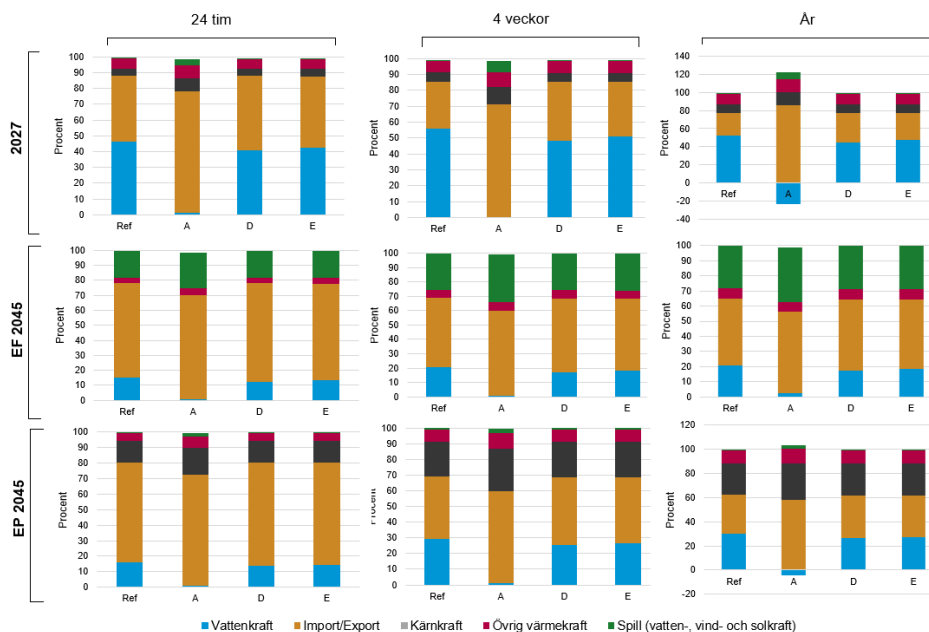
Minskad reglering från vattenkraft ersätts framför allt av import

Det relativa reglerbidraget från olika energikällor i de olika analysåren och miljöalternativen visas i Figur 20. År 2027 bidrar vattenkraften med runt hälften av regleringen medan import står för större delen av den resterande regleringen. Kärnkraft och termisk kraft bidrar med några procent vardera. När vattenkraftens reglering minskar i miljöalternativ A är det import och i viss utsträckning spill av vind- och solkraft som ersätter.

I Elektrifiering Förnybart 2045 är vattenkraftens andel av regleringen lägre än för år 2027 i referensalternativet eftersom det totala reglerbehovet är större på grund av en högre andel varierande vind- och solproduktion. Import motsvarar cirka 70 procent av regleringen och vattenkraft samt nedreglering (spill) av förnybar el står för 10-20 procent vardera. När vattenkraftens reglerbidrag minskar ersätts det av import och nedreglering av vind- och solkraft (spill) samt lite bidrag från termisk kraft framför allt på årshorisonten.

Simuleringsresultaten för Elektrifiering Planerbart 2045 liknar Elektrifiering Förnybart 2045 på så vis att vattenkraftens relativa reglerbidrag ligger under 20 procent i referensalternativet. Regleringen kommer från import och kärnkraft och i viss mån termisk kraft. När vattenkraftens reglerförmåga minskar ersätts regleringen till största delen av import och till en mindre del av kärnkraften.

Gemensamt för de olika alternativen är att Sverige blir mer beroende av import för att klara balanseringen av residuallastens variationer om reglerförmåga försvinner från svensk vattenkraft.



Figur 20. Relativa reglerbidraget från olika energikällor i referens- och miljöalternativ A, D och E för analysår 2027, EF 2045 och EP 2045 för tidshorisonterna dygn (24 tim), månad (4 veckor) och år (364 dagar). Import kommer främst från Norge och Danmark. Se Bilaga Reglerförmåga för importens fördelning mellan länder. Observera att vattenkraftens reglerbidrag är negativt för miljöalternativ A över årshorisonten för 2027 och EP 2045 och att y-axlarna därför går under 0 och över 100 procent för dessa. Källa: Svenska kraftnät.

3.1.4.2 Mått för minskad reglerförmåga från vattenkraft

För att visa storleksordningar av minskad reglerförmåga när vattenkraften miljöanpassas och för att göra uppskattningar av kostnader för att ersätta den har tre nya mått tagits fram. Måtten används för att beräkna en ungefärlig dimensionering av ny kraftproduktion (baskraft) i kombination med energilagring som skulle kunna ersätta den minskade reglerförmågan i Sverige. Detta kan användas som grund för att beräkna en alternativkostnad för ny reglerförmåga som kan ersätta minskad reglerförmåga i vattenkraften. Måtten visas i Tabell 6 och kan beräknas utifrån olika antaganden om hur flexibel den nya baskraften är. Om baskraften är mer flexibel behövs mindre reglering från energilagring och vice versa.

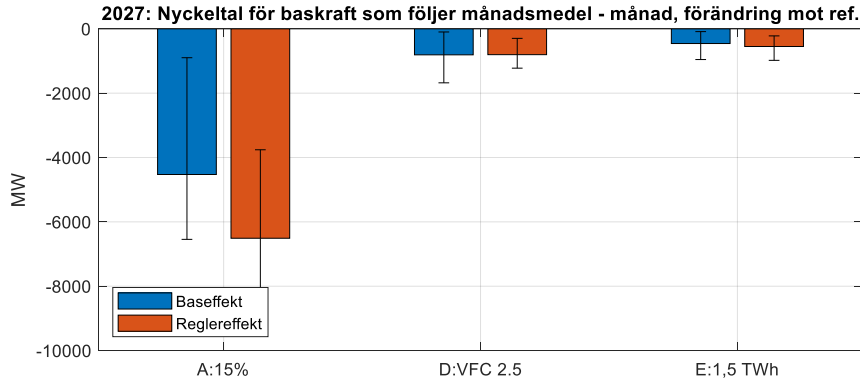
Beräkningsresultat för de nya måtten utgår från antagandet att ny baskraft är delvis flexibel och kan följa residuallastens månadsmedelvärden, medan kompletterande energilagring reglerar variationer inom månaden. I *Bilaga Metoder för att bedöma påverkan på en effektiv tillgång till vattenkraftsel* presenteras även resultat för mindre flexibel baskraft (som följer årsmedelvärden) och mer flexibel baskraft (som följer dygnsmedelvärden). I *Bilaga Metoder för att bedöma påverkan på en effektiv tillgång till vattenkraftsel* redovisas också detaljer kring hur måtten beräknas.

Namn [enhet]	Symbol	Beskrivning
Med baskraft som följer årsmedelvärde		
Baseffekt [MW]	$P_{bas,8736}$	Årsmedeleffekten
Reglereffekt [MW]	$P_{reg,8736}$	Skillnaden mellan max- och mineffekten över ett år
Energilagring [MWh]	S_{8736}	Den ackumulerade avvikelser från medeleffekten över ett år
Med baskraft som följer månadsmedelvärden		
Baseffekt [MW]	$P_{bas,672}$	Den 95e percentilen av medeleffekter beräknade över samtliga 28-dygnsperioder i dataserien
Reglereffekt [MW]	$P_{reg,672}$	Medelvärdet av skillnaden mellan max- och mineffekten över samtliga 28-dygnsperioder i dataserien
Energilagring [MWh]	S_{672}	Medelvärdet av den ackumulerade avvikelser från medeleffekten över samtliga 28-dygnsperioder i dataserien
Med baskraft som följer dygnsmedelvärden		
Baseffekt [MW]	$P_{bas,24}$	Den 95e percentilen av medeleffekter beräknade över samtliga 24-timmarsperioder i dataserien
Reglereffekt [MW]	$P_{reg,24}$	Medelvärdet av skillnaden mellan max- och mineffekten över samtliga 24-timmarsperioder i dataserien
Energilagring [MWh]	S_{24}	Medelvärdet av den ackumulerade avvikelser från medeleffekten över samtliga 24-timmarsperioder i dataserien

Tabell 6. Mått för variationer i den resterande residuallasten .Källa: Svenska kraftnät.

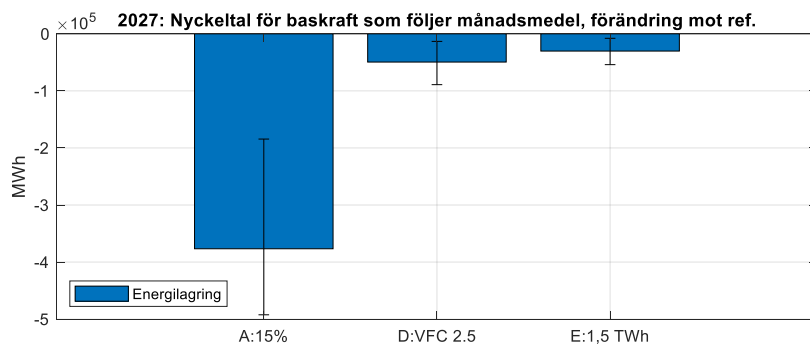
I Figur 21 visas förändringen av vattenkraftens reglerförmåga för olika miljöalternativ jämfört med referensalternativet år 2027, uttryckt i måtten baseffekt och reglereffekt över månadshorisonten, där baseffekten följer den resterande residuallastens månadsmedelvärden över månadshorisonten. I miljöalternativ A behövs cirka 4530 MW ny baseffekt och 6510 MW ny reglereffekt för att ersätta vattenkraftens minskade reglerförmåga. I alternativ D behövs cirka 800 MW ny baseffekt och 800 MW reglereffekt, och i alternativ

E behövs cirka 450 MW baseffekt och 550 MW reglereffekt. Spridningen mellan väderåren är stor.



Figur 21. Förändring av baseffekt och reglereffekt över månadshorisonten vid olika miljöalternativ jämfört med referensalternativet år 2027. De svarta klammrarna visar spridningen över väderåren. Källa: Svenska kraftnät.

I Figur 22 visas förändringen av vattenkraftens reglerförmåga år 2027 uttryckt i måttet energilagring över månadshorisonten för olika miljöalternativ jämfört med referensalternativet. Här antas att energilagret hanterar variationer inom månaden medan baseeffekten hanterar variationer mellan månader. I miljöalternativ A behövs cirka 380 GWh energilagring för att ersätta den minskade reglerförmågan i vattenkraften. I alternativ D behövs cirka 50 GWh och i alternativ E behövs cirka 30 GWh.



Figur 22. Förändring mot referensalternativet av energilagring över månadshorisonten år 2027. Spridningen över väderåren visas med svarta klamrar. Källa: Svenska kraftnät.

Tabell 7 ger ett exempel på hur den minskade reglerförmågan i vattenkraften skulle kunna ersättas med ny kärnkraft i kombination med vätgaslager vid miljöalternativ D. Exemplet bygger på antagandet att den nya kärnkraften är tillräckligt flexibel för att kunna följa residuallastens månadsmedelvärden.

	Effekt [MW]	Energi [MWh]
Kärnkraft	808	
Bränslecell	401	
Elektrolysör	401 ^{Fel! Bokmärket är inte definierat.}	
Vätgaslager		49 497
Summa		

Tabell 7. Uppskattad dimensionering av kärnkraft i kombination med vätgaslager⁶⁸ som kan ersätta minskad reglerförmåga i vattenkraften vid miljöåtgärdsalternativ D. Källa: Svenska kraftnät.

Minskad reglerförmåga från vattenkraft antas bli ersatt av ny kraft

Att minskad reglerförmåga ersätts med import i simuleringarna visar att det saknas flexibilitet i Sverige som kan ersätta den minskade reglerförmågan från vattenkraft. Om reglerförmågan minskar och inte ersätts blir elsystemet mer sårbart, både för effektbrist och prisvariationer. I simuleringarna ersätts reglerförmågan från vattenkraft med import från Norge och Danmark till största del. Energiomställningen kommer att innebära mer varierande förnybar produktion i hela Europa och det är sannolikt att reglerförmåga kommer att bli en bristvara. Det finns också en risk att problemet med bristande reglerförmåga underskattas i många studier eftersom produktionsanläggningars flexibilitet överskattas på grund av förenklingar i modellerna.

En lämplig utgångspunkt är därför att både förlorad reglerförmåga och elproduktion måste ersättas med nya produktionsanläggningar och energilagringförmåga i Sverige.

3.1.5 Rotationsenergi

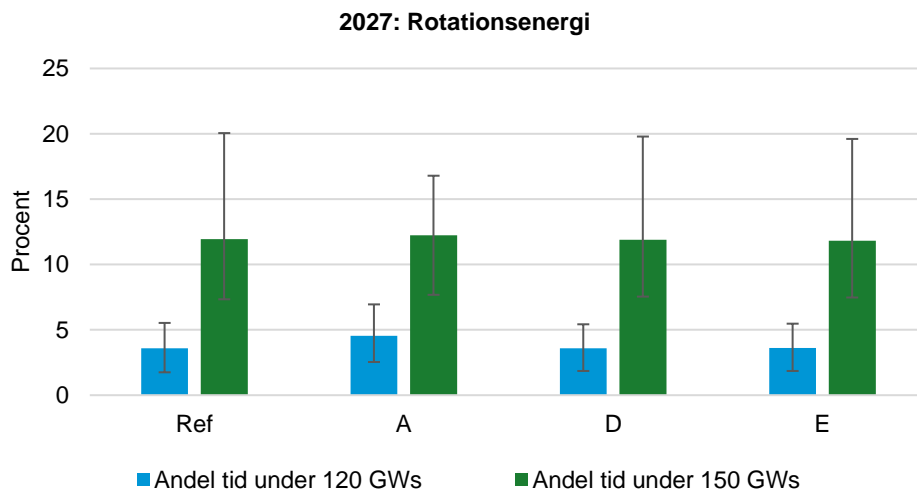
I Figur 23 visas antalet timmar med låg rotationsenergi⁶⁹ i Norden år 2027 för referens- och miljöalternativ A, D och E. Miljöalternativ A ger en viss ökning i antalet timmar med rotationsenergi under 120 GWs, medan miljöalternativ D och E inte påverkar rotationsenergin nämnvärt för år 2027. Inget av

⁶⁸ Här antar vi att halva reglereffekten behövs för vätgasproduktion (elektrolysör) och halva reglereffekten behövs för elproduktion (bränslecell).

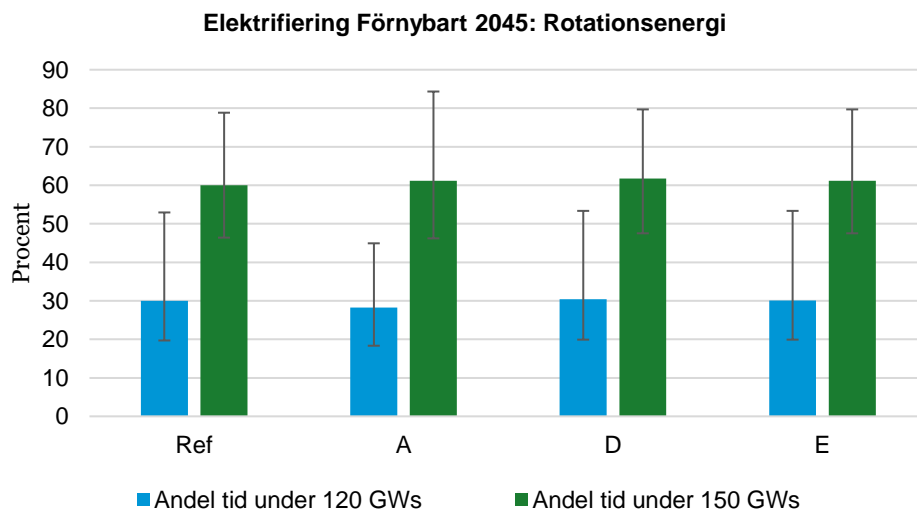
⁶⁹ Vid 150 GWs är det vanligt att den avhjälpande åtgärden fast frequency reserve, FFR, behöver upphandlas. 120 GWs är den robusta stabilitetsgränsen för FCR-N.

miljöalternativen påverkar tiden med rotationsenergi under 150 GWs nämnvärt.

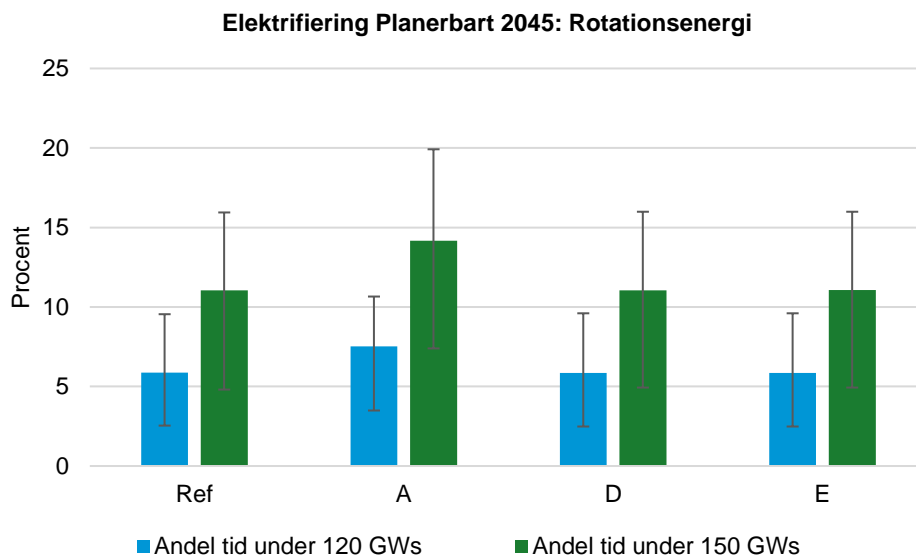
Elektrifiering förnybart 2045 har betydligt fler timmar med låg rotationsenergi än år 2027 eller Elektrifiering planerbart 2045. Miljöanpassningen av vattenkraften påverkar dock inte antalet timmar med låg rotationsenergi i någon större utsträckning, se Figur 24 och Figur 25. Miljöalternativ A ger något färre timmar med låg rotationsenergi i Elektrifiering förnybart 2045 och något fler timmar med låg rotationsenergi i Elektrifiering planerbart 2045.



Figur 23. Andel av tiden som rotationsenergin i Norden underskrider 120 GWs respektive 150 GWs år 2027. Staplarna visar medelvärde för samtliga väderår och max- och min-resultat bland väderåren visas med de svarta klamrarna. Källa: Svenska kraftnät.



Figur 24. Andel av tiden som rotationsenergin i Norden underskrider 120 GWs respektive 150 GWs för Elektrifiering Förnybart 2045. Staplarna visar medelvärde för samtliga väderår och max- och min-resultat bland väderåren visas med de svarta klamrarna. Källa: Svenska kraftnät.



Figur 25. Andel av tiden som rotationsenergin i Norden underskrider 120 GWs respektive 150 GWs för Elektrifiering Planerbart 2045. Staplarna visar medelvärde för samtliga väderår och max- och min-resultat bland väderåren visas med de svarta klamrarna. Källa: Svenska kraftnät.

3.1.6 Frekvensreglering

Hur miljöanpassningar påverkar frekvensregleringsförmågan hos vattenkraften är svårt att bedöma, eftersom många olika faktorer kan påverka om ett kraftverk kan delta i frekvensreglering. Till exempel finns tekniska krav på anläggningen och dess utrustning och det måste finnas reglerutrymme med avseende på effekt och energi. Reglerutrymmet med avseende på effekt beror på skillnaden mellan maskinens driftpunkt (aktuell produktion) och dess max- och mineffekt. Reglerutrymmet med avseende på energi beror på möjligheten att under en längre tid ändra flödet genom stationen, vilket är kopplat till villkoren i tillstånden (vattendomar), vattenmagasinens storlek, aktuell fyllnadsgrad i vattenmagasinet och aktuell tillrinning.

Flera av de parametrar som ingår i kvalitetsfaktorererna ”hydrologisk regim i sjöar” respektive ”hydrologisk regim i vattendrag”⁷⁰ kan påverka vattenkraftens förmåga till frekvensreglering. Frekvensreglering är relativt kortvarig i jämförelse med den reglering som beskrivs i avsnitt *Reglerförmåga*. Därför är det framför allt de parametrar som utvärderas från timmedelvärden som har påverkan på frekvensregleringen. I viss mån kan dock även parametrar som utvärderas från dygnsmedelvärden ha påverkan på förmågan till

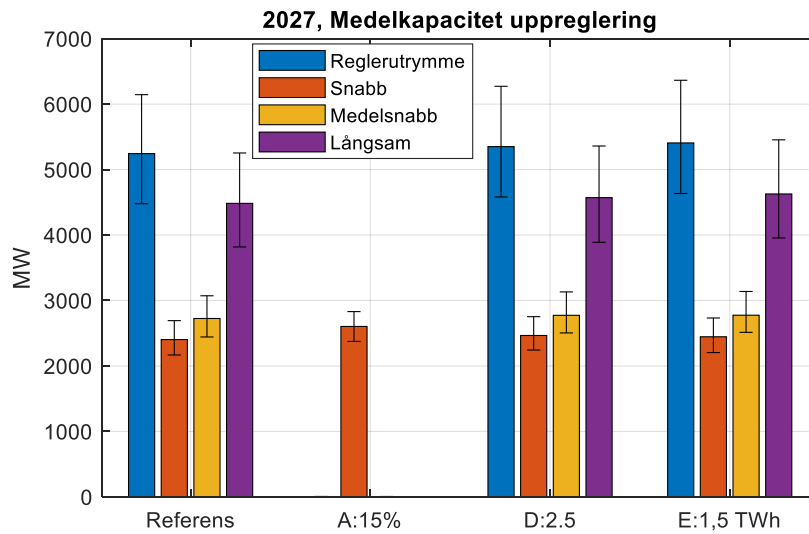
⁷⁰Se bilaga 3 i HVMFS 2019:25 samt [Bedömningsgrunder för ytvattenförekomster \(havochvatten.se\)](http://havochvatten.se).

frekvensreglering. I *Bilaga Metoder för att bedöma påverkan på en effektiv tillgång till vattenkraftsel* beskrivs hur påverkan på frekvensreglering har bedömts i de olika miljöalternativen.

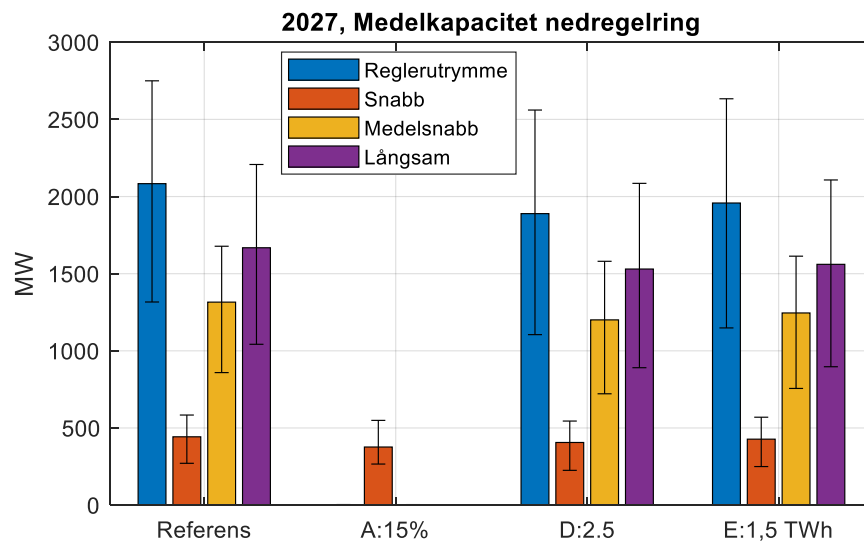
I Figur 26 och Figur 27 visas svensk vattenkrafts frekvensreglerförmåga för uppreglering respektive nedreglering för år 2027. Staplarna visar årsmedelvärdet av summan av frekvensreglerförmågan från alla stationer. Reglerförmågan är uppdelad i olika typer: Snabb (FCR-D), medelsnabb (FCR-N och aFRR) och långsam (mFRR). Eftersom dessa i praktiken konkurrerar om det tillgängliga reglerutrymmet i varje station så visas dels maximal kapacitet för varje typ och dels maximalt utrymme för summan av de tre typerna (vilket benämns ”reglerutrymme” i Figur 26 och Figur 27). Frekvensreglerförmågan påverkas inte av miljöanpassningen utom i alternativ A, där all förmåga till medelsnabb och långsam reglering försvinner. Förmågan till snabb reglering finns kvar eftersom denna inte påverkar flödets timmedelvärden och därför inte begränsas direkt av begränsningar i tillåten volymsavvikelse och flödets förändringstakt.

Kapaciteten för uppreglering är mindre än kapaciteten för nedreglering både i referensalternativet och vid de olika miljöanpassningarna.

Nedregleringsförmågan påverkas starkt av antagandet om stationernas mineffekt. För ett enskilt aggregat bedöms en mineffekt på mellan 40-60 procent vara ett rimligt antagande, men för stationer med flera aggregat beror stationsmineffekten då av antalet aggregat, vilket inte kunnat tas hänsyn till i beräkningarna. Detta torde dock inte påverka den relativa skillnaden mellan miljöalternativen i alltför stor utsträckning.



Figur 26. Årsmedelvärde av svensk vattenkrafts frekvensreglerförmåga för uppreglering år 2027 för referens- och miljöalternativ A, D och E. De färgade staplarna visar medelvärde för alla väderår och de svarta klamrarna visar spridningen mellan väderåren. Källa: Svenska kraftnät.



Figur 27. Årsmedelvärde av svensk vattenkrafts frekvensreglerförmåga för nedreglering år 2027 för referens- och miljöalternativ A, D och E. De färgade staplarna visar medelvärde för alla väderår och de svarta klamrarna visar spridningen mellan väderåren. Källa: Svenska kraftnät.

3.1.7 Spänningsstabilitet

Med spänningsstabilitet avses elsystemets behov att i samtliga punkter upprätthålla stabila och acceptabla spänningar, samt dess förmåga att återgå

till ett nytt jämviktsläge efter att ha utsatts för en störning. Historiskt och även i dag är det spänningsreglerande produktion, framförallt synkrogeneratorer, som tillgodoser kraftsystemets behov av spänningsstabilitet. På senare år har även HVDC-länkar samt Statcom-anläggningar tillkommit, vilka även de, kan bidra.

Den storskaliga vattenkraften, som antingen är direktansluten till transmissionsnätet eller som ligger ”elektriskt nära” transmissionsnätet, bidrar påtagligt till och har stor betydelse för spänningsstabilitet. Dessa vattenkraftsaggregat kommer att bidra med samma spänningsreglering så länge de är infasade på nätet, oavsett om de levererar aktiv effekt på full- eller dellast. Eftersom inget av miljöalternativen innebär att denna typ av storskaliga vattenkraft avvecklas eller minskar sin totala drifttid föreligger samma förutsättningar vad beträffar bidraget till spänningsstabilitet. Skulle däremot omprövningarna av vattenkraften ge upphov till förändringar av infasade aggregat resulterar det i förändrade förutsättningar för spänningsstabilitet med periodvis försämrad förmåga att hålla en god spänningsstabilitet lokalt, regionalt och nationellt.

3.1.8 Elproduktion

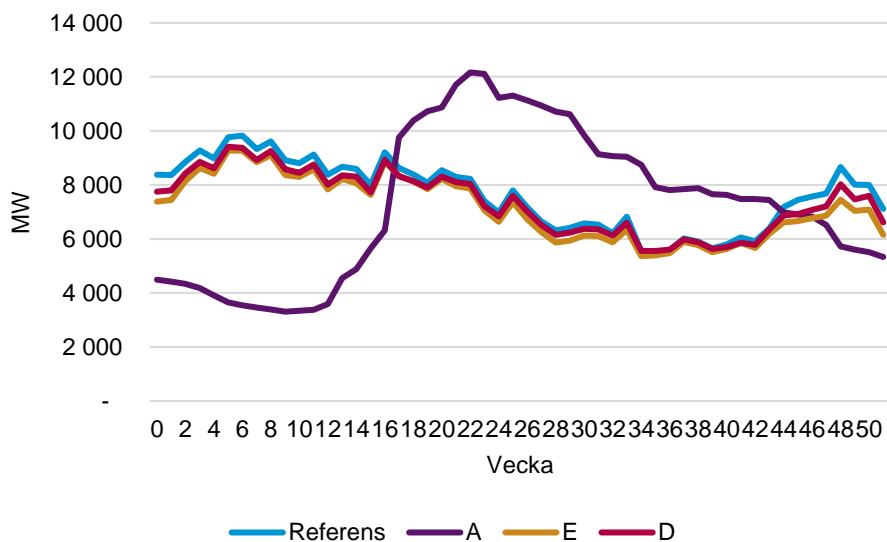
Elproduktion från vattenkraftverken skiljer sig åt i de olika miljöalternativen. Det påverkar i sin tur också elanvändningen och övrig elproduktion, men denna påverkan är begränsad när det gäller årsenergibalanserna. I Tabell 8 redovisas vattenkraftens elproduktion och skillnaderna för år 2027 mellan referens- och miljöalternativen. Miljöalternativ A har störst skillnader mellan väderåren (mellan 0,7 till 5,3 TWh), vilket beror på att det inte är möjligt att lagra vatten i så stor utsträckning mellan åren. Miljöalternativ D och E varierar med runt 0,5 TWh mellan året med mest och minst produktion. Alla miljöalternativ förutom B (som ej är med i Tabell 8 eller Figur 28) leder till högre produktionsminskningar än 1,5 TWh. Se vidare analys i *Bilaga Resultat elmarknadssimuleringar för år 2045*.

Vattenkraft årsproduktion 2027	Referens	A	D	E
Medelproduktion	67	64	63	65
Maxproduktion	80	74	75	77
Minproduktion	51	50	47	49
Skillnad medelproduktion	-	-3,2	-4,2	-2,4
Skillnad maxproduktion	-	- 5,3	- 4,5	-2,5
Skillnad minproduktion	-	-0,7	-4,0	-2,1

Tabell 8. År 2027. Medel, max och min årsproduktion för väderåren 1991-2016 för respektive miljöalternativ för år 2027. Maxproduktion sker för väderår 2001 och minproduktion för väderår 1996. Avvikelsen beskriver skillnaden mellan referens- och respektive miljöalternativ. Källa: Svenska kraftnät.

Elproduktionsminskningen för Elektrifiering Planerbart och Elektrifiering Förnybart 2045 skiljer sig inte nämnvärt från år 2027, se *Bilaga Resultat elmarknadssimuleringar för år 2045* (Tabell 17 och Tabell 18). Det är endast för miljöalternativ A det blir en betydande skillnad mellan 2027 och Elektrifiering Förnybart (från 3,2 TWh i produktionsminskning till 1 TWh), detta beror främst på att flera andra flexibla resurser kommer in i systemet (flexibel elanvändning och ökad import).

Simuleringsresultat visar också att produktionsprofilen över året ändras, se Figur 28. Miljöalternativ A kan i princip inte flytta vatten (med hjälp av reglermagasin) över längre perioder. Det innebär att mycket produktion sker när vårfloden börjar och sedan pågår under sommaren och elproduktion från vattenkraft blir som lägst under vintern. Övriga miljöalternativ följer referensalternativet i stor utsträckning, men med något lägre elproduktion per vecka i genomsnitt. Störst minskning i jämförelse med referensalternativet uppstår mellan vecka 44 och vecka 6 för miljöalternativen D och E. Detta sammanfaller med störst elbehov under året.



Figur 28. Vattenkraftens medelproduktion per vecka för år 2027 för referens- och miljöalternativ A, D och E. Källa: Svenska kraftnät.

För simuleringarna för år 2045 jämnas vattenkraftsproduktionen ut något mellan sommar och vinter och för Elektrifiering förnybart nås en topp under sommarmånaderna (Se *Bilaga Resultat elmarknadssimuleringar*). För miljöalternativen för Elektrifiering förnybart uppstår störst skillnad mellan referensalternativet och miljöalternativen C och D istället under sommaren.

Jämförelse med tidigare beräkningar av produktionsminskningar och historisk vattenkraftsproduktion

Att beräkna miljöåtgärders påverkan på vattenkraften på nationell nivå innebär förenklingar jämfört med hur Sveriges cirka 2 000 vattenkraftverk producerar el i verkligheten och kommer producera el efter miljöåtgärder. På elsystems nivå har elmarknadsmodellen Svenska kraftnät använder sig av visat sig prestera bra i jämförelser som har gjorts med historiska data. Det finns dock flera antaganden i modelleringen (se avsnitt 2.6) som kan leda till överskattningar eller underskattningar av resultaten i simuleringarna i denna rapport. Resultaten skiljer sig också till viss del från tidigare beräkningar som har gjorts på området. Detta går att läsa mer om i *Bilaga Jämförelse med andra beräkningar av elproduktionsminskningar*

3.1.9 Effekttillräcklighet

Simuleringsresultaten för effekttillräcklighet för år 2027 visas i Tabell 9. Det genomsnittliga antalet timmar per år då effektbrist uppstår (LOLE) är samma för alla svenska elområden.

För miljöalternativ D och E ses en tydlig försämring jämfört med referensalternativ. Notera att effektbristen redan i referensalternativet är större än tillförlitlighetsnormen (1,0 timme med effektbrist per år). För miljöalternativ A blir försämringen så stor att ett sådant alternativ knappast skulle vara genomförbart från ett effekttillräcklighetsperspektiv.

Alternativ	LOLE (timmar per år med effektbrist)
Referens	7
Miljöalternativ A	390
Miljöalternativ D	12
Miljöalternativ E	9

Tabell 9. Effekttillräcklighet (Loss of load expectation, timmar per år) för referens- och miljöalternativ A, D och E för år 2027. Källa: Svenska kraftnät.

3.1.10 Elberedskapsförmågor

Det är inte möjligt att genom en simulering avgöra hur de miljöalternativ som används för att till exempel bedöma påverkan på reglerförmåga i det här uppdraget skulle påverka Sveriges elberedskap. Anledningen är att det är åtgärder i enskilda specifika vattenkraftverk som påverkar elberedskapen. För att bedöma om och hur elberedskapen påverkas behöver det enskilda vattenkraftverkets tekniska förmåga, behovet i området och om vattenkraftverket i dag ingår i återuppbyggnadsplan eller i en ö-driftsplan utredas.

Arbetet i det här regeringsuppdraget har därför resulterat i en metod för att effektivt kartlägga vilka vattenkraftverk som har förmågor som är av nytta för elberedskap. Metoden har fokuserat på de existerande tekniska egenskaperna i kraftverket som är av betydelse för elberedskap. Med hjälp av metoden kan de anläggningar som har vissa tekniska förmågor identifieras och fördjupande analyser kan prioriteras till de kraftverk där rätt förutsättningar finns. För att utarbeta och utvärdera metoden har erfarenheter från tidigare projekt tillvaratagits och information från cirka 70 vattenkraftverk samlats in. Metoden beskrivs i *Bilaga Metoder för att bedöma påverkan på en effektiv tillgång till vattenkraftsel*.

Förändrade krav på vattenkraftanläggningar kan medföra att vattenkraftstationernas förmåga att bidra till elberedskapen påverkas. Miljöanpassningar som påverkar vattenkraftens övriga förmågor så som

reglerförmåga, rotationsenergi, frekvensreglering, spänningsreglering, elproduktion och effekttillräcklighet kan även påverka elberedskap då det är samma egenskaper som utnyttjas. Men påverkan går inte direkt översätta till påverkan på elberedskap då ytterligare aspekter påverkar vilka vattenkraftverk som är viktiga för Sveriges elberedskap.

Hur elberedskapsförmågor kan komma att påverkas av miljöanpassningen av vattenkraften har inte simulerats eller bedömts i detta uppdrag. I avsnitt 4.5 beskrivs det vidare arbetet med elberedskapsförmågor.

4 Slutsatser och vidare arbete

I det här kapitlet redovisas slutsatser baserat på de olika miljöalternativ som har simulerats i uppdraget. Vidare presenteras vilka underlag som behövs för att bedöma konsekvenser för elsystemet till följd av att vattenkraften förses med moderna miljövillkor. Slutligen presenteras förslag som bör följas för att de länsstyrelser som utgör vattenmyndigheter ska kunna beakta vattenkraftverkens förmågor i den fördjupade normöversynen, och hur Energimyndigheten och Svenska kraftnät kan bidra i arbetet med att bedöma påverkan på vattenkraftens förmågor.

De förslag som presenteras kommer att kräva resurser vid flera myndigheter för att kunna genomföras.

4.1 Behov av underlag

Endast ett fåtal omprövningar av vattenkraftverk för moderna miljövillkor har hittills avgjorts. Det har inneburit svårigheter att ta fram realistiska simuleringar och miljöalternativ i detta regeringsuppdrag.

Utifrån befintligt underlag går det inte med säkerhet att klarlägga konsekvenserna på elsystemet eller magnituden av dessa till följd av kommande omprövningar av vattenkraften. För att kunna identifiera påverkan på vattenkraftens förmågor och elsystemet i den utsträckning som efterfrågas i aktuellt regeringsuppdrag skulle krävas en kartläggning av vilka miljöåtgärder som länsstyrelserna⁷¹ bedömer behövs vid respektive vattenkraftverk. Sådana beskrivningar skulle kunna tas fram inför omprövningarna då berörda myndigheter planerar exempelvis att se över normer och uppdatera bevarandeplaner för Natura 2000-områden i enlighet med tidsplanen för omprövningarna.

För att Energimyndigheten och Svenska kraftnät ska kunna bedöma risk för påverkan på elsystemet i ett nationellt perspektiv behöver länsstyrelsernas redan pågående uppdrag⁷² att se över bevarandeplanerna omformuleras så att vissa, särskilt angivna, översyner behöver färdigställas enligt en annan tidplan än den för omprövningarna. Resultatet av översynen behöver sammanställas och rapporteras till Energimyndigheten och Svenska kraftnät.

⁷¹ Beslut om miljöåtgärder vid enskilda anläggningar fattas av mark- och miljödomstol efter en prövning.

⁷² Länsstyrelsernas regleringsbrev Fi2021/02746. Uppdraget gavs första gången 25 juni 2020, Fi 2020/.

4.2 Simuleringsresultat visar negativ påverkan på vattenkraftens förmågor

Simuleringsresultaten bör tolkas på en övergripande nationell nivå eftersom miljöanpassningar baseras på generella antaganden. Därtill saknas simuleringsverktyg som omfattar alla vattenkraftverk eller alla detaljer som omprövningarna omfattar.

Som förväntat visar simuleringsresultaten att utformningen och omfattningen av miljöanpassning har betydelse för påverkan på vattenkraften och konsekvenserna för elsystemet. Vattenkraftens reglerförmåga påverkas i alla miljöalternativ och simuleringsresultat följer samma mönster för alla tre analysår.

Miljöalternativ A, som innebär att vattenkraftproduktion i stort tvingas följa den naturliga vattenföringen⁷³, betyder till exempel att vattenkraftens reglerförmåga minskar kraftigt och på årsbasis blir negativ för analysår 2027 och Elektrifiering Planerbart 2045. Dock är påverkan på elproduktion relativt låg i miljöalternativ A.

För analysår 2027 innebär miljöalternativ D och E en oacceptabel påverkan på vattenkraftens relativa reglerbidrag, produktion samt effekttillräcklighet. Alternativen resulterar i en minskning av vattenkraftens relativa reglerbidrag med i genomsnitt 5 procentenheter, en genomsnittlig årlig produktionsminskning på 2-4 TWh och försämrar effekttillräckligheten genom att medelrisken för effektbrist går från 7 till 9 respektive 12 timmar. Det genomsnittliga årsmedelpriset beräknas öka med 4-11 procent beroende på elområde och miljöalternativ.

Simuleringsresultaten uppvisar endast en mindre påverkan på frekvensstabilitet (förutom miljöalternativ A). Vattenkraftens förmåga kommer dock vara beroende av förutsättningarna att använda vattnet. Till exempel kan maximal tillåten avvikelse från naturligt flöde och klassgränserna (i bedömningsgrunderna) för flödets förändringstakt få mycket stor påverkan på vattenkraftens frekvensreglerförmåga. Varken i modellen eller i beräkningarna⁷⁴ hanteras dock alla detaljer, vilket innebär att dessa miljöanpassningars påverkan på frekvensreglerförmågan i praktiken kan bli större än beräknat. De vattenkraftverk som har tekniska förutsättningar att

⁷³ Det vill säga att reglerad vattenkraft förvandlas till strömkraftverk.

⁷⁴ För att kunna leverera frekvensreglering krävs flexibilitet i driftskedet eftersom frekvensreglering leder till att produktion och flöde avviker från planerna på grund av oförutsägbara händelser. Sådan flexibilitet i driftskedet är svår att fånga med deterministiska produktionsoptimeringsmodeller.

bidra till frekvensreglering är och kommer att bli ännu viktigare eftersom Svenska kraftnät bedömer att det behövs mer frekvensreglering för ett driftsäkert elsystem.

Simuleringsresultaten uppvisar ingen påverkan på rotationsenergi eller spänningsstabilitet. Det förklaras av antagandet att de mest betydelsefulla av vattenkraftverkens aggregat fortsätter att vara infasade till transmissionsnätet på samma sätt som utan miljöanpassning. Vid avveckling av vattenkraftverk eller om miljöanpassning innebär att producenter ändrar hur aggregat är infasade till transmissionsnätet kommer dessa förmågor att påverkas. Båda dessa förmågor behöver beaktas men de har olika perspektiv. Rotationsenergi är viktig för att bibehålla ett driftsäkert elsystem på nordisk nivå medan spänningsstabilitet är av betydelse främst på regional nivå beroende på aggregatens storlek, teknik och lokalisering men kan vid allvarigare störning ha en nationell betydelse.

4.3 Riktvärden för betydande negativ påverkan

Riktvärdena för reglerförmåga och elproduktion bör användas av de länsstyrelser som är vattenmyndigheter vid förklarande av en vattenförekomst som kraftigt modifierad. Riktvärdena kan även användas som en indikation för att det finns behov av undantag i normsättningen. När en vattenförekomst förklaras som kraftigt modifierad blir målsättningen att nå god ekologisk potential istället för god ekologisk status.

Svenska kraftnät, Energimyndigheten och Havs- och vattenmyndigheten bedömer att riktvärdena kan fortsätta användas för utpekande av kraftigt modifierat vatten. Myndigheterna bedömer inte att en förändring av riktvärdena skulle vara en effektiv styrning för att säkerställa att påverkan på elsystemet blir acceptabel. De miljöanpassningsscenarier som simulerats visar dock att det kan uppstå en oacceptabel påverkan på elsystemet. Därför behöver påverkan på vattenkraftens alla förmågor bättre beaktas i normsättningen och att alla möjliga undantag utnyttjas. Därmed anser Svenska kraftnät, Energimyndigheten och Havs- och vattenmyndigheten att:

- > Miljöåtgärder som medför en försämring av reglerförmågan vid klass-1 kraftverk bör fortsatt⁷⁵ innebära betydande negativ påverkan på reglerförmågan vid förklarande av kraftigt modifierade vatten.

⁷⁵ Regeringsbeslut, M2019/01769/Nm, 2020-06-25.

- > Det nationella riktvärdet på 1,5 TWh med HARO-värden⁷⁶ kan fortsatt bibehållas som vägledning om vad som innebär betydande negativ påverkan på kraftproduktionen vid förklarande av kraftigt modifierade vatten.
- > För att påverkan på elsystemet ska bli acceptabel behöver beslut om undantag i normsättningen tillämpas så långt som möjligt. Att förklara vattenförekomster som kraftigt modifierade är inte tillräckligt.

4.4 Arbetsätt för en nationell effektiv tillgång till vattenkraftsel

För att skydda vattenkraftens alla förmågor och minimera påverkan på elsystemet, är det viktigt att all påverkan och alla konsekvenser beaktas vid en fördjupad normöversyn. De länsstyrelser som är vattenmyndigheter behöver också bedöma hur en eventuell minskad förmåga kan ersättas, till vilken kostnad och om det är väsentligt bättre för miljön.

I arbetet med det här regeringsuppdraget och i den fallstudie som genomförts i Gullspångsälven⁷⁷ har metoder tagits fram för att bedöma påverkan på frekvensreglering och reglerförmåga. Svenska kraftnät har också bedömt påverkan på rotationsenergi, spänningsstabilitet och effekttillräcklighet. Genom att simulera miljöanpassning med en elmarknadsmodell är det också möjligt att bedöma konsekvenser för elenergibalans, elpris och flöden som följd av att vattenkraften miljöanpassas. I vattenmyndigheternas arbete med fördjupade normöversyner kommer Svenska kraftnät och Energimyndigheten att bidra med analyser av påverkan på bland annat frekvensreglering, spänningsstabilitet och elberedskapsförmågor respektive reglerförmåga och elproduktion, för de vattenkraftverk som särskilt bidrar till dessa förmågor, se Tabell 10 Tabell 10.

För att kunna bistå med ovan nämnda bedömningar behöver Energimyndigheten och Svenska kraftnät, framförallt i de provningsgrupper som är särskilt viktiga för elsystemet, flera åtgärdsförslag per vattenkraftverk och underlag från verksamhetsutövarna om hur olika miljöåtgärder till exempel kan förändra vattenkraftens driftmönster. Den informationen kommer att tas fram under samverkan inför omprövningarna. Därför anser Havs- och vattenmyndigheten, Energimyndigheten och Svenska kraftnät att en fördjupad normöversyn bör genomföras parallellt med samverkan.

⁷⁶ Regeringsbeslut M2019/01769/Nm, 2020-06-25 samt regeringsbeslut, M2020/01473, 2020-11-05.

⁷⁷ Läs mer på svk.se. Svenska kraftnäts diarienummer: 2023/610.

Under samverkan inför omprövningarna kan det även framkomma annat underlag som kan föranleda behov av att se över gällande normer. Det bedöms som mest tidseffektivt att en fördjupad normöversyn så långt möjligt sker parallellt med samverkan, snarare än före samverkan eller under domstolsprövningarna. Detta för att undvika att normerna behöver ses över flera gånger och tidsplanen därmed riskera att inte kunna hållas. Både en fördjupad normöversyn och samverkan är processer som länsstyrelserna ansvarar för. Det borde därmed vara möjligt att samordna dessa och genomföra dem parallellt. En parallell process medför även att berörda verksamhetsutövare inte behöver lämna information flera gånger. Det samråd som vattenmyndigheterna behöver genomföra för att alla berörda parter ska få lämna synpunkter på förslag på nya miljökvalitetsnormer bör kunna genomföras inom denna tid.

Förmåga	Avgränsningar
Frekvensreglering	De som har tekniska förutsättningarna för att klara förkvalificeringskrav för att leverera frekvensreglering till Svenska kraftnät.
Spänningsstabilitet	De som har synkrogeneratorer, installerad sammantagen effekt som är större än 1,5 MW och ligger elektriskt nära transmissionsnätet.
Elberedskapsförmågor	Samtliga anläggningar
Reglerförmåga och elproduktion	Avrinningsområden med klass-1 kraftverk.

Tabell 10. Beskrivning av vattenkraftverk som omfattas av den bedömning som Svenska kraftnät och Energimyndigheten bidrar med inför vattenmyndigheternas fördjupade normöversyn. Källa: Svenska kraftnät.

Svenska kraftnät och Energimyndigheten kommer att använda metoderna från det här uppdraget för att bedöma påverkan på frekvensstabilitet och reglerförmåga. Svenska kraftnät kommer tillsammans med Energimyndigheten att ta fram en mer detaljerad beskrivning om hur arbetet ska genomföras. Svenska kraftnät kommer också att ta fram en process för hur analys av påverkan på spänningsstabilitet kan göras. Det behövs också mer resurser och verktyg vilket innebär att Energimyndighetens och Svenska kraftnäts systematiska arbete med att bidra i fördjupade normöversyner kan påbörjas tidigast hösten 2024. Fram till dess kommer myndigheterna att stödja arbetet vid behov.

För att bedöma påverkan på lokala och regionala nät behöver de lokala och regionala elnätsbolagen också bidra med sina bedömningar i samverkansprocessen.

För att omfatta det nationella perspektivet och konsekvenserna för elsystemet behöver också en fördjupad bedömning av påverkan på vattenkraftens förmågor genomföras var tredje år. Arbetet bör genomföras i samarbete mellan Energimyndigheten och Svenska kraftnät. Den bör vara en del av det fortlöpande arbetet av att följa genomförandet av planen som Havs- och vattenmyndigheten ansvarar för. Den fördjupade bedömningen bör omfatta en bedömning av påverkan på alla vattenkraftens förmågor och kan baseras på domstolsbeslut och uppdaterade underlag om miljöanpassningar för att ha möjlighet att innehålla en framåtblickande analys. Resultat av uppföljning kan leda till att Havs- och vattenmyndigheten föreslår förändringar för att hålla planen aktuell med hänsyn till hur arbetet fortskrider⁷⁸.

4.5 Elberedskapsförmågor ska beaktas

Svenska kraftnät har sedan arbetet med omprövningarna påbörjades lämnat yttrande över de remisser om normförslag och underlag från samverkan som inkommit till Svenska kraftnät. Med några få undantag har yttrandena innehållit synpunkter på att det behövs mer teknisk information om vattenkraftverken och en analys av påverkan på elberedskapen. Svenska kraftnät har därför under 2022 och 2023 utökat arbetet med att informera om elberedskap och hur vattenkraftverk bidrar till elberedskapen.

4.5.1 Underlag om elberedskap inför omprövningarna

Svenska kraftnät bedömer att det inför omprövningarna krävs en analys av varje enskilt vattenkraftverks betydelse för elberedskap.

Det är Svenska kraftnät som genomför analyserna och tar fram underlag om elberedskapsförmågor till länsstyrelserna, både i fördjupade normöversyner och inför omprövningarna. Underlaget bör alltså beaktas både i bedömningarna om undantag i normsättningen och i bedömningarna av vilka särskilda anpassningsåtgärder som bör krävas i omprövningarna.

Det framtagna underlaget kommer även användas i Svenska kraftnäts ordinarie elberedskapsarbete och kan utgöra stöd vid eventuella beslut om elberedskapsåtgärder enligt elberedskapslagen. Svenska kraftnäts analys ersätter inte verksamhetsutövarnas anmälnings- och informationsskyldighet enligt elberedskapslagen.

⁷⁸ 31§ Förordning (1998:1388) om vattenverksamheter.

Vattenkraftsanläggningarna kommer att analyseras enligt metoden som är framtagen i detta uppdrag (se *Bilaga Metoder för att bedöma påverkan på en effektiv tillgång till vattenkraftsel*). Analysen kommer bestå i en bedömning av vattenkraftsanläggningens nytta för Sveriges elberedskap.

För att kunna genomföra analyserna behöver Svenska kraftnät information om vilka kraftverk som ingår i respektive prövningsgrupp, kontaktuppgifter till anläggningsinnehavarna och information om när analyserna behöver vara länsstyrelserna tillhanda.

Svenska kraftnäts process för att samla in information och delge länsstyrelserna inklusive vattenmyndigheterna genomförda analyser är under utveckling. I detta arbete kommer bland annat informationssäkerhet och andra säkerhetsaspekter beaktas.

4.5.2 Elberedskapslagen och omprövningarna

I avsnitt 2.2.3.1 beskrivs de lagar och regelverk som styr elberedskapsarbetet.

Som framgår i elberedskapslagen får prövningar enligt 11 kap. miljöbalken inte avgöras innan prövning har skett enligt elberedskapslagen. Om en verksamhetsutövare inte har fullgjort sin anmälningsskyldighet enligt elberedskapslagen är risken att det först under omprövningen i mark- och miljödomstol uppmärksammas att det även behövs en prövning enligt elberedskapslagen. Därför är det viktigt att domstolarna hör elberedskapsmyndigheten innan målet avgörs. Dagens utformning av elberedskapslagen innebär att elberedskapsmyndigheten ska fatta beslut om elberedskapsåtgärder på det som verksamhetsutövaren anmäler. Vad verksamhetsutövaren anmäler kan skilja sig från det som senare blir utfallet av omprövningen i domstol.

4.5.3 Flexibla miljövillkor

Det har framförts till Svenska kraftnät att det skulle vara tillräckligt med så kallade flexibla miljövillkor för att upprätthålla Sveriges elberedskap. Flexibla miljövillkor föreslås vara villkor i tillståndet som en verksamhetsutövare vid kris eller höjd beredskap får frångå. Svenska kraftnät anser inte i nuläget att flexibla miljövillkor för en enskild anläggning är en tillräcklig eller lämplig lösning för att, som ensam åtgärd, hantera påverkan på elberedskapen.

Referenslista

Affärsverket svenska kraftnäts föreskrifter och allmänna råd om elberedskap, [SvkFS 2013:2](#).

Departementsskrivning, [Ds 2022:7, 2022-05-13. Ett försämrat säkerhetspolitiskt läge – konsekvenser för Sverige](#)

Energimyndigheten, [Vattenkraftens reglerbidrag och värde för elsystemet – Rapport från Energimyndigheten, Svenska kraftnät och Havs- och vattenmyndigheten](#), 2016, ER 2016:11.

ENTSO-E, [European Resource Adequacy Assessment](#), 2022.

Europeiska kommissionen, kompletterande formell underrättelse, den 27 november 2014, Överträdelse 2007/2239.

Europaparlamentets och rådets [förordning \(EU\) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el](#).

[Guidance No 37 - Steps for defining and assessing ecological potential for improving comparability of Heavily Modified Water Bodies.pdf \(europa.eu\)](#)

Havs- och vattenmyndighetens föreskrifter om klassificering och miljökvalitetsnormer avseende ytvatten, [HVMFS 2019:25](#)

Havs- och vattenmyndighetens vägledning för föreskrift HVMFS 2019:25 - [Bedömningsgrunder för ytvattenförekomster](#).

[Havs- och vattenmyndigheten, Vägledning om samverkan inför prövning enligt den nationella planen](#).

Holmén. Evald, 2008, Konsult inom vattenturbinteknik på Sweco, tidigare teknisk chef på NOHAB och Adjungerad professor i Vattenturbinteknik på KTH. 2008. Kurs i Vattenkraftstationers dynamiska egenskaper.

[Länsstyrelsernas regleringsbrev Fi2021/02746, Uppdraget gavs första gången 25 juni 2020, Fi 2020/.](#)

Regeringsbeslut 18, 2020-06-25. M2019/01769/Nm, Nationell plan för moderna miljövillkor.

Regeringsbeslut 3, 2020-11-05. M2020/01473, Uppdrag att se över HARO-värdena i den nationella planen för moderna miljövillkor.

Regeringsbeslut II 5, 2022-06-07. I2022/01296, Uppdrag att utreda vattenkraftens lokala och regionala nyttor för kraftsystemet.

Regeringsbeslut 8, 2022-06-09, M2022/01242, Uppdrag att följa upp och analysera arbetet med att förse vattenkraften med moderna miljövillkor.

Regeringsbeslut 6, 2022-09-08, M2022/01804, Uppdrag om översyn av förutsättningar för normsättning av ytvatten.

Regeringsbeslut III I, 2022-11-17, I2022/02083, Fastställande av tillförlitlighetsnorm för Sverige och uppdrag att årligen beräkna tillförlitlighetsnormen för Sverige.

Regeringsbeslut III3, I2022/02319, 2022-12-15, Uppdrag att stärka försörjningstryggheten i energisektorn.

Regeringsbeslut I 4, 2023-02-16. KN2023/02319. Uppdrag att kartlägga de konsekvenser för elsystemet som omprövningen av vattenkraften kan medföra m.m. samt återkallelse av uppdrag att utreda vattenkraftens lokala och regionala nyttor för kraftsystemet.

Saarinen, L. och Tokimatsu, K., 2021, Flexibility metrics for analysis of power system transition - A case study of Japan and Sweden, Renewable Energy 170, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.01.121>.

Svenska kraftnät 2021, Svk 2019/3305, Långsiktig marknadsanalys 2021, Scenarier för elsystemets utveckling fram till 2050

Svenska kraftnät 2022, Svk 2022/3235, Kortsiktig marknadsanalys 2022 – Analyser av kraftsystemet 2023-2027.

Svenska kraftnät 2023, Svk 2023/610, Fallstudie i Gullspång.

Sveriges riksdag, [Elberedskapslag \(1997:288\)](#).

Sveriges riksdag, [Förordning \(1997:294\) om elberedskap](#).

Sveriges riksdag, [Förordning \(1998:1388\) om vattenverksamheter](#).

Sveriges riksdag, [Miljöbalk \(1998:808\)](#).

Sveriges riksdag, [Vattenförvaltningsförordning \(2004:660\)](#).

Vattenfall, [Vattenfall planerar för ny vattenkraft i Sverige](#), 18 april 2023, pressmeddelande.

Vattenmyndigheterna, 2018, [Samråd om Miljö kvalitetsnormer för kraftigt modifierade vattenförekomster](#).

Vattenmyndigheterna, [Bilaga 1 Metodbeskrivning för genomförda beräkningar och Avvägningar](#).

Information på webbsidor

Elmarknadsmodellen EMPS, <https://www.sintef.no/en/software/emps-multi-area-power-market-simulator/>.

Klimatanpassande flöden, [RCP scenarier | SMHI](#).

Naturliga flöden, <https://vattenwebb.smhi.se/nadia/>

Nordisk balanseringsmodell, [nordicbalancingmodel](#).

Stödtjänster och avhjälpande åtgärder, [Stödtjänster och avhjälpande åtgärder | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#).

Utbud på marknaderna för reserver, [Utbud på marknaderna för reserver | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#).

Återuppbyggnadsplan, [Nödsituationer och återuppbyggnad \(ER\) | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#).

Överföringskapacitet, [Varför begränsas överföringskapaciteten i nätet? | Svenska kraftnät \(svk.se\)](#).

Bilaga Inkomna synpunkter

Den 28 mars 2023 genomfördes informationsmöte och i Tabell 11 redovisas en sammanfattning av inkomna synpunkter och hur de är hanterade. Efter förfrågan från deltagare utlovades att beskrivning av utgångspunkter och miljöalternativen skulle skickas ut med möjlighet att lämna synpunkter. I Tabell 12 redovisas de en sammanfattning av inkomna synpunkter och hur de är hanterade.

Inkomna synpunkter	Hur synpunkter har hanterats
Ta fram metoder för att bedöma påverkan på reglerförmåga som är möjligt att använda inför normsättning med mera.	Förslag på metoder tas fram inom arbetet med regeringsuppdraget.
Ta med alla elva elsystemnyttor som Sweco redovisat i uppdrag till Svenska kraftnät 2021 och lägg till elproduktion och effekttillräcklighet	Alla vattenkraftens förmågor som omfattas av en effektiv tillgång till vattenkraftsel omfattas av uppdraget.
Top-down analyser är att föredra för att testa vad elsystemet klarar av istället för bottom-up (behovet av miljöåtgärder).	Olika omfattande miljöalternativ har tagit fram för att se vilka konsekvenser det får för vattenkraftens förmågor och elsystemet.
Många synpunkter som är kopplade till riktvärde 1,5 TWh (in i förordning, tydligare styrning m.m.) och inspel till annan vägledning om samverkansprocess.	Har överlämnats till Havs- och vattenmyndigheten att hantera i pågående Uppdrag att följa upp och analysera arbetet med att förse vattenkraften med moderna miljövillkor.
Synpunkter på att uppdraget är ensidigt och att också miljö måste beaktas i uppdraget.	Det ingick inte i uppdraget.

Tabell 11. Inkomna synpunkter om information inför att genomföra uppdraget och beskrivning av hur synpunkter har hanteras.

Inkomna synpunkter	Hur synpunkter har hanterats
Det behövs en tydligare beskrivning av miljöalternativen, syftet med dem och ej värderade namn.	Avsnitten i rapporten har förtydligats och miljöalternativens namn ändrades.
Det behövs också en beskrivning av elsystemet.	Kapitlet om utgångspunkter omfattas av mer text än som skickades ut, och innehåller en beskrivning av elsystemet.
Miljöalternativen kommer att överskatta behovet av miljöåtgärder och innebära en stor påverkan på elsystemet och större produktionsförlust än 1,5TWh.	Då underlag som beskriver behov av miljöanpassning saknas har olika miljöalternativ använts för att testa påverkan på elsystemet.
Flertalet synpunkter som är kopplade till riktvärde 1,5 TWh, betydande negativ påverkan eller annan vägledning.	Har överlämnats till Havs- och vattenmyndigheten att hantera i pågående Uppdrag att följa upp och analysera arbetet med att förse vattenkraften med moderna miljövillkor.

Tabell 12. Inkomna synpunkter på utgångspunkter ur ett vattenförvaltningsperspektiv och en kortfattad beskrivning av miljöalternativ, och beskrivning av hur synpunkter har hanteras.

För att förklara och få återkoppling och acceptans för metoder som kan användas för att bedöma konsekvenser för vattenkraftens förmågor och elsystemet till följd av miljöanpassningar genomfördes en workshop den 20 juni 2023. I Tabell 13 redovisas en sammanfattning av inkomna synpunkter och hur de är hanterade. Även flertalet av synpunkterna som redovisas i Tabell 11 och Tabell 12 togs upp i samband med denna workshop.

Inkomna synpunkter	Hur synpunkter har hanterats
Viktigt att redovisa avgränsningar tydligt med avseende på förenklingar i elmarknadsmodelleringen, Natura 2000-områden, miljövillkor, förenklade klimatanpassade flöden mm.	Detta beskrivs i kap 2 <i>Utgångspunkter i uppdraget</i> .
Flera av miljöalternativen är långtifrån verkligheten. Syftet med dem och kopplingen till miljönyttan behöver tydliggöras.	Syftet med miljöalternativ beskrivs i avsnitt 2.5 <i>Behovet av miljöanpassningar</i> .
Det finns en risk att föra in nya begrepp och mått. Relativa reglerbidraget, Haro-värden och residuallast finns redan och beskriver förmågorna bra. Det behövs inga fler mått eller riktvärden.	Se avsnitt 4.4 <i>Arbetsätt för en nationell effektiv tillgång till vattenkraftsel</i> .
Den småskaliga vattenkraften har stor potential för ökad elproduktion, ökad effektillgänglighet, reglerförmåga, stöd vid krissituationer m m. Detta bör täckas in.	Ingen utökning eller potential av befintlig vattenkraft omfattas i uppdrag.
Det behövs en tydlig beskrivning av hur förlorad reglerkraft ska ersättas och en konsekvensanalys av detta. Till exempel i form av en samhällsekonomisk analys och en analys kopplad till klimatmålen, konkurrenskraft och elberedskap.	Se avsnitt 4.4 <i>Arbetsätt för en nationell effektiv tillgång till vattenkraftsel</i> .
I en krissituation kommer till exempel korttidsreglering eller minimitappning inte gälla och elberedskapen påverkas således inte (flexibla miljövillkor).	Detta beskrivs i avsnitt 4.5.3. <i>Flexibla miljövillkor</i>
Problemet är inte främst förekomst eller nivå på riktvärden utan de förvaltningsmässiga och legala förutsättningarna för att få genomslag för dessa riktvärden. Det måste framgå hur riktvärdena ska användas inom vattenförvaltningen/normsättningen.	Detta förklaras till exempel i <i>Sammanfattning</i> .
Det behövs en holistisk modell för utvärdering av effekterna både för elsystem och miljö samt biologisk mångfald. Alla perspektiven måste täckas in.	Detta uppdrag är begränsat till påverkan på elsystemet.

Tabell 13. Inkomna synpunkter på metoder för att bedöma hur vattenkraftens förmågor och elsystemet påverkas till följd av miljöanpassning och beskrivning av hur synpunkter har hanteras.

Bilaga Underlag om särskilda miljöanpassningar på grund av Natura 2000

För att bedöma behovet av miljöanpassning med anledning av särskilda krav på grund av Natura 2000, skickades en enkät ut till länsstyrelserna, se *Frågor och svar enkät: Vattenkraft och bevarandemål*. De länsstyrelser som angav att de hade mer information om särskilda miljöanpassningar erbjöds att lämna in ett mer detaljerat underlag och möten genomfördes med länsstyrelsen i Dalarna, Jämtland, Kalmar, Kronoberg, Norrbotten, Uppsala, Värmland, Västerbotten, Västra Götaland och Örebro. Från diskussioner med länsstyrelserna uppfattade Svenska kraftnät, Energimyndigheten och Havs- och vattenmyndigheten att det finns ett behov av att uppdatera bevarande planerna för Natura 2000 områden och att arbetet planeras att genomföras efter tidsplanen i den nationella planen för omprövning av vattenkraft. Vidare behövs också mer kunskap för att veta vilka särskilda miljöanpassningar som kan behövs för att klara de särskilda kraven på grund av Natura 2000.

Frågor och svar enkät: Vattenkraft och bevarandemål

Är er bedömning att god ekologisk status generellt är en tillräcklig approximation för att också nå målen i det enskilda Natura 2000-området?

God ekologisk status (GES) förenklas genom att anta att god konnektivitet motsvarar 1 m³/s i fiskväg (maj-okt) i Bottenvikens- och Bottenhavets distrikt, övriga distrikt 1 m³/s i fiskväg året runt. God hydrologisk regim antas vara högst 15 procent avvikelser från naturlig vattenföring.

svar	antal
Ja	7
Nej	8
Vet ej	3
Ej relevant	2
Inget svar	1

Har ni information om vilka specifika miljöanpassningsåtgärder, för de avrinningsområden som ni är ansvariga för, ni bedömt kan behöva genomföras på grund av vattenkraften för att inte försvåra möjligheterna att uppnå bevarandemålen?

svar	antal
Ja	10
Nej	8
Ej relevant	2
Inget svar	1

Vet ni vilka kraftverk som behöver miljöanpassas för att deras verksamhet inte ska försvåra möjligheterna att nå bevarandemålen inom Natura 2000-området?

svar	antal
Ja	15
Nej	3
Ej relevant	2
Inget svar	1

Bilaga Uppskattat miljöanpassningsbehov enligt vattenförvaltningscykel 2.5

I det här regeringsuppdraget baseras miljöalternativ ”Uppskattat enligt vattenförvaltningscykel 2.5” på underlag som de länsstyrelser som är vattenmyndigheter tog fram till vattenförvaltningscykel 2.5 i samband med framtagandet av *Miljö kvalitetsnormer för kraftigt modifierade vattenförekomster*⁷⁹ år 2018⁸⁰.

Miljöanpassningarna omfattar tre huvudsakliga åtgärds-kategorier:

1. Minimitappning genom turbin (medellågvattenföring).
2. Minimitappning genom naturfåra (medellågvattenföring).
3. Fiskväg inklusive locktappning (5 procent av medelvattenföring samt 5 m³/s om 5 procent av medelvattenföring > 5 m³/s).

I Tabell 14 redovisas vattenkraftverk/regleringsdammar med specificerade flöden enligt vattenförvaltningscykel 2.5. Svenska kraftnät har slagit samman kategorierna från vattenmyndigheternas underlag enligt följande:

- ”Fiskväg/naturfåra/torrfåra april-oktober (m³/s)” i Tabell 14 innehåller flödena för ”Fiskväg 5 procent av naturlig MQ apr-okt”, ”Fiskväg 5 m³/s apr-okt”, ”Konnektivitet special april-oktober”. Detta flöde går ej genom turbin.
- ”Fiskväg/naturfåra/torrfåra hela året (m³/s)” innehåller flödena för ”Flöde i torr-/naturfåra” och ”Ökat befintligt flöde i torr-/naturfåra minus befintligt flöde i torr-/naturfåra”. Detta går ej genom turbin.
- ”Kontinuerligt flöde genom turbin (m³/s)” innehåller ”Flöde från damm som påverkar regleringen nedströms” och ”Kontinuerligt flöde genom turbin”. Detta går genom turbin.

⁷⁹ Vattenmyndigheterna, Samråd om Miljö kvalitetsnormer för kraftigt modifierade vattenförekomster, 2018.

⁸⁰ Beräkningsgrunder beskrivs i Bilaga 1 Metodbeskrivning för genomförda beräkningar och avvägningar.

Kraftverk/ Reglerings- damm	Huvud- avrinnings- område	Fiskväg/natur- fåra/ torrfåra april-oktober (m ³ /s)	Fiskväg/natur- fåra/torrfåra hela året (m ³ /s)	Kontinuerligt flöde genom turbin (m ³ /s)
Boden	Luleälven	5	0	0
Vittjärv	Luleälven	5	0	0
Laxede	Luleälven	5	0	0
Randidammen	Luleälven	0	6,5	6,5
Kvistforsen	Skellefteälven	0	40,3	0
Selsfors	Skellefteälven	0	39,8	0
Krångfors	Skellefteälven	0	172	0
Granfors	Skellefteälven	5	0	0
Slagnäs	Skellefteälven	0	13,1	0
Bergnäs	Skellefteälven	0	12,8	0
Stornorrfors*	Umeälven	0	35	0
Tuggen	Umeälven	4	0	0
Hällfors	Umeälven	0	11,9	0
Betsele	Umeälven	0	11,6	0
Bålforsen	Umeälven	0	11,5	0
Grundfors	Umeälven	5	0	0
Juktan (Storjuktans reglerdamm)	Umeälven	0	2,4	0
Klippen	Umeälven	0	3	0
Gideåbacka	Gideälven	0	7,3	0
Gidböle	Gideälven	0	7,1	0
Gideå	Gideälven	0	7	0
Volgsjöfors	Ångermanälven	0	0	7,6
Vojmsjön	Ångermanälven	0	0	2,2
Hjälta	Ångermanälven	0	6,9	0
Forsse	Ångermanälven	0	6,9	0
Bågede	Ångermanälven	0	5	0
Blåsjödammen	Ångermanälven	0	1,4	0
Ormsjön	Ångermanälven	0	1,9	0
Bergeforsen	Indalsälven	5	0	0
Stadsforsen	Indalsälven	5	0	0
Granboforsen	Indalsälven	5	0	0
Nederede*	Ljungan	5	0	0
Ljunga	Ljungan	4	0	0
Hermansboda	Ljungan	4	0	0
Parteboda	Ljungan	0	3,7	0
Järnvägsforsen /Holmsjön	Ljungan	4	0	0

Kraftverk/ Reglerings- damm	Huvud- avrinnings- område	Fiskväg/natur- fåra/ torrfåra april-oktober (m ³ /s)	Fiskväg/natur- fåra/torrfåra hela året (m ³ /s)	Kontinuerligt flöde genom turbin (m ³ /s)
Havern-Kyrksjön	Ljungan	0	0	3,2
Storsjödammen*	Ljungan	0	0	0,9
Leringsforsen*	Ljungan	0	2	0
Ljusnefors	Ljusnan	5	0	0
Ljusne strömmar	Ljusnan	5	0	11,8
Bergvik	Ljusnan	5	0	0
Landafors	Ljusnan	5	0	11,4
Dönje	Ljusnan	0	9,1	0
Halvfari	Ljusnan	2	0	0
Kvarnforsen	Ljusnan	0	1,4	0
Alfta	Ljusnan	0	1,9	0
Spjutmo	Dalälven	5	0	0
Blyberg	Dalälven	4	0	0
Väsa	Dalälven	3	0	0
Båthusströmmen	Dalälven	0	0,7	0
Hallstahammar	Kolbäcksån	0	1,4	0
Holmen	Motala ström	0	4,9	0
Fiskeby	Motala ström	5	0	12
Borensberg	Motala ström	0	0	20
Motala	Motala ström	4	0	10
Delary	Helgeån	0	0,7	0
Skogaby	Lagan	0	4,1	0
Knäred nedre	Lagan	4	0	0
Nissaström	Nissan	0	2,1	0
Hylte	Nissan	0	1,5	0
Ätrafors	Ätran	0	2,2	0
Yngeredsfors	Ätran	0	2,2	0
Bällforsen	Ätran	0	2,2	0
Skogsforsen	Ätran	2	0	0
Skåpanäs	Ätran	0	2	0

Kraftverk/ Reglerings- damm	Huvud- avrinnings- område	Fiskväg/natur -fåra/ torrfåra april-oktober (m ³ /s)	Fiskväg/natur -fåra/torrfåra hela året (m ³ /s)	Kontinuerligt flöde genom turbin (m ³ /s)
Lilla Edet	Göta älv	5	0	0
Trollhättan	Göta älv	5	0	0
Vargön	Göta älv	5	0	0
Höljes	Göta älv	0	4,9	0
Jössefors	Göta älv	0	2,1	0

Tabell 14. Flöden enligt vattenförvaltningscykel 2.5. Omarbetade av Svenska kraftnät. Att ett kraftverk har en * innebär att ungefär motsvarande miljöanpassning med anledning av särskilda krav på grund av Natura 2000 bedöms behövas av ansvarig länsstyrelse. Källa: De länsstyrelser som utgör vattenmyndigheter (vissa omarbetningar av Svenska kraftnät)

Kraftverken i Tabell 15 bedöms enligt vattenförvaltningscykel 2.5 inte behöva några ökade flöden förbi eller genom turbin.

Kraftverk

Porsi	Moforsen	Lill-Rajan	Skålsjödammen/Trångforsen	Lindbyn	Edsforsen
Letsi	Nämforsen	Stor-Rajan	Torpshammar	Mockfjärd	Letten
Akkats	Lasele	Dabbsjö	Höljebro	Skiffsforsen	Tåsen
Randi	Långbjörn	Borgasjön	Lottefors	Eldforsen	Glava
Parki	Edensforsen	Bergvattnet	Norränge	Hummelforsen	Rottnen
Seitivare	Degerforsen	Järkvissle	Laforsen	Lima	Kymmen
Messaure	Gulsele	Hölleforsen	Öjeforsen	Noppikoski	Röjdåfors
Ligga	Hällby	Svarthålsforsen	Storåströmmen	Vässinkoski	
Harsprånget	Åsele	Hammarforsen	Långströmmen	Lernbo	
Porjus	Stenkullafors	Gammelänge	Krokströmmen	Ludvika	
Satisjaure	Meselet	Krångede	Byarforsen	Loforsen	
Suorva	Malgomaj	Stugun	Sveg	Torsebro	
Vietas	Kultsjödammen (Stalons kriv)	Näverede	Långå	Nöbbelev	

Kraftverk

Ritsem	Ransaren	Midskog	Långå, Grundsjön	Broby
Sitasjaure	Ledinge	Ålviken	Långå, Lossen	Njura
Finnfors	Graninge	Lövhöjden	Nedre Särvsjön	Östanå
Båtfors	Edsele	Landösjödammen	Övre Särvsjön	Genastorp
Rengård	Ramsele	Rönnöfors	Lofsån	Laholm
Vargfors	Lafssjö	Oldens krv	Lofssjön	Karsefors
Gallejaur*	Storfinnfors	Nedre Lill-Mjölkvattnet	Härjeåsjöns damm	Knäred övre
Grytfors	Lövön	Övre Lill-Mjölkvattnet	Orrmosjön	Bassalt
Bastusel	Sporrsjön	Burvattnet	Smedjemorasjön	Majenfors gamla
Hornavan	Fångsjön	Kattstrupeforsen	Sunnerstaholm	Majenfors nya
Rebnis/Riebnes	Gäddede	Hissmofors	Älvkarhed	Ängabäck
Sädva	Junsterfors	Mörsil	Älvkarleby	Forshaga
Pengfors	Blåsjön	Järpströmmen	Lanforsen	Mölnbacka
Harrsele	Kilforsen	Anjan	Untra	Deje
Bjurfors nedre	Imnäsdammen	Juveln	Söderfors	Munkfors
Bjurfors övre	Vängelsjön	Torrön	Näs	Skymnäsforsen
Rusfors	Mårdsjön	Sällsjö krv, Häckren	Avesta Lillforsen	Forshult
Stensele	Sil	Duved / Greningen	Avesta Storforsen	Krakerud
Umluspen	Fjällsjö	Sillre (Oxsjön)	Skedvi	Råda
Gardikfors	Bodum	Viforsen	Långhag	Stjern
Gejmån	Mevattendammen	Matfors	Domnarvet	Hagfors
Abelvattnet	Hoting	Skallböle	Bullerforsen	Malta

Kraftverk

Ajaure	Klingerforsen	Bursnäs	Kvarnsveden	Traneberg
Björna	Flåsjön	Turinge	Forshuvudforsen	Laggåsen
Stennäs	Tåsjön	Rätan	Gråda	Knon
Sollefteåfors en	Nåsjön	Trångforsen, Åldån	Åsen	Nain
Forsmo	Storsjouten	Flåsjö	Trängslet	Skogaforsen

Tabell 15. Kraftverk som enligt vattenförvaltningscykel 2.5 förklarats som kraftigt modifierade vatten och som enligt bedömning av de länsstyrelse om utgör vattenmyndigheterna inte behöver några ökad flöden förbi eller genom turbin. Källa: De länsstyrelser som utgör vattenmyndigheter.

På motsvarande sätt som i beräkningarna för kraftigt modifierade vatten är utgångspunkten att det för fiskväg krävs ett vattenflöde som motsvarar fem procent av vattendragets medelvattenföring dock max 5 m³/s, som ett mått på behov av vattenflöde. De länsstyrelser som utgör vattenmyndigheterna bedömer att hälften av alla vattenkraftverk behöver detta, medan övriga bedöms redan ha ett grundvattenflöde i vattendraget som är tillräckligt. Svenska kraftnät har tillämpat detta krav genom att minska flödena för vattenkraftsanläggningarna som innehåller ett stort antal små kraftverk.

Bilaga Metoder för att bedöma påverkan på en effektiv tillgång till vattenkraftsel

Reglerförmåga

Den samlade svenska vattenkraftens reglerförmåga är mycket dynamisk och varierar hela tiden beroende på flera yttre omständigheter. Till exempel magasin nivåer, fallhöjd, befintliga tillstånd, tillrinning och avställningar av aggregat. Att kvantifiera reglerförmågan på ett sätt som täcker in alla aspekter är därför svårt.

Det relativa reglerbidraget visar hur vattenkraften har bidragit till balansering av elsystemet. Genom att jämföra det relativa reglerbidraget mellan referens- och olika miljöalternativ är det möjligt att se hur reglerförmågan påverkas av att vattenkraften miljöanpassas. Det relativa reglerbidraget är däremot svårt att använda för uppskattning av kostnader för att ersätta minskad reglerförmåga från vattenkraft. Då det finns ett behov av att göra sådana skattningar föreslås följande metod för att beräkna energi och effekt som behövs för att dimensionera ersättningsresurser.

Svenska vattenkraftanläggningar har delats in i klasser, där klass 1 har ett relativt reglerbidrag på minst 0,03 procent och står för 98 procent av vattenkraftens totala reglerbidrag. Vattenkraftanläggningar av klass 2 har ett relativt reglerbidrag på mellan 0,01 och 0,03 procent, står för ytterligare 1-3 procent beroende på tidshorisont⁸¹.

Det relativa reglerbidraget

Det relativa reglerbidraget beräknas som korrelationen mellan en produktionstidsserie och en tidsserie med elsystemets residuallast (elförbrukning minus ej styrbar produktion), delat med residuallastens varians⁸¹:

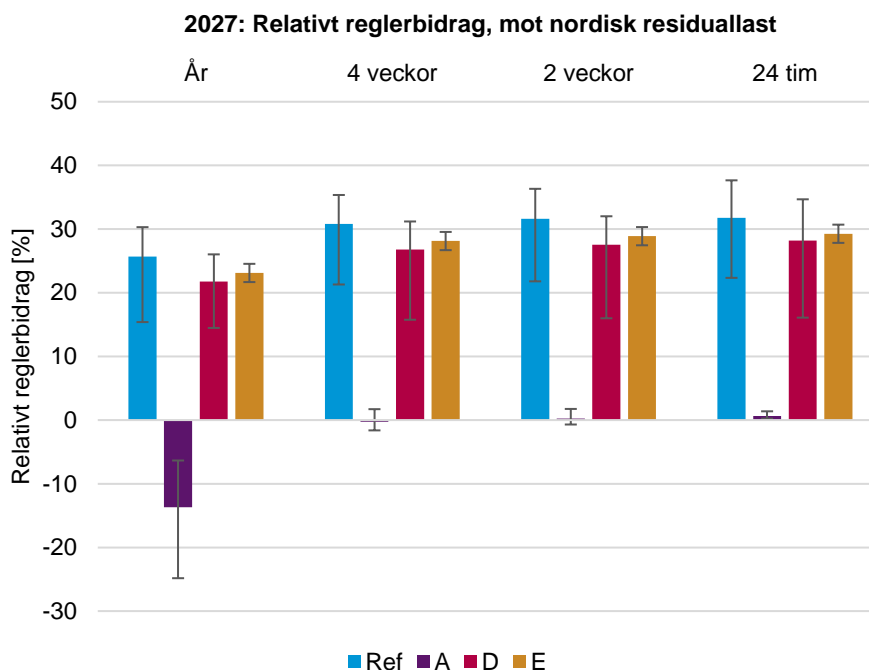
$$CR, k = \frac{cov(P_{res}, P_k)}{var(P_{res})}$$

⁸¹ Energimyndigheten, Svenska kraftnät och Havs- och vattenmyndigheten, ER 2016:11.

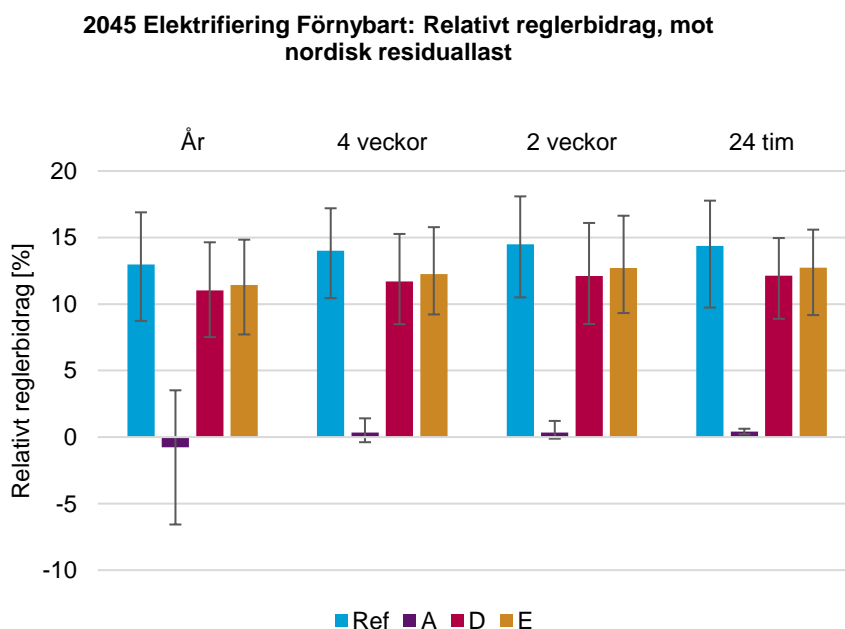
Relativt reglerbidrag på nordisk nivå

I simuleringar som genomförts optimeras vattenkraft mot elpriset, vilket påverkas av hela systemets residuallast, överföringsbegränsningar och flexibilitet. Vattenkraftens reglerförmåga används alltså inte bara till att balansera Sverige, utan en del exporteras också. Om svenska elpriser i stor utsträckning påverkas av variationer i grannländernas residuallast så kommer en större andel av svensk vattenkrafts reglerförmåga att användas för att reglera grannländernas residuallast. Det relativa reglerbidraget räknat mot residuallasten i ett större område än Sverige kan då ge en mer rättvisande bild av reglerförmågan än det relativa reglerbidraget räknat mot residuallasten i enbart Sverige. Om å andra sidan överföringskapacitet gör att elpriserna i Sverige inte påverkas i särskilt stor utsträckning av grannländernas residuallast så blir det i stället mer rättvisande att titta på det relativa reglerbidraget räknat mot svensk residuallast.

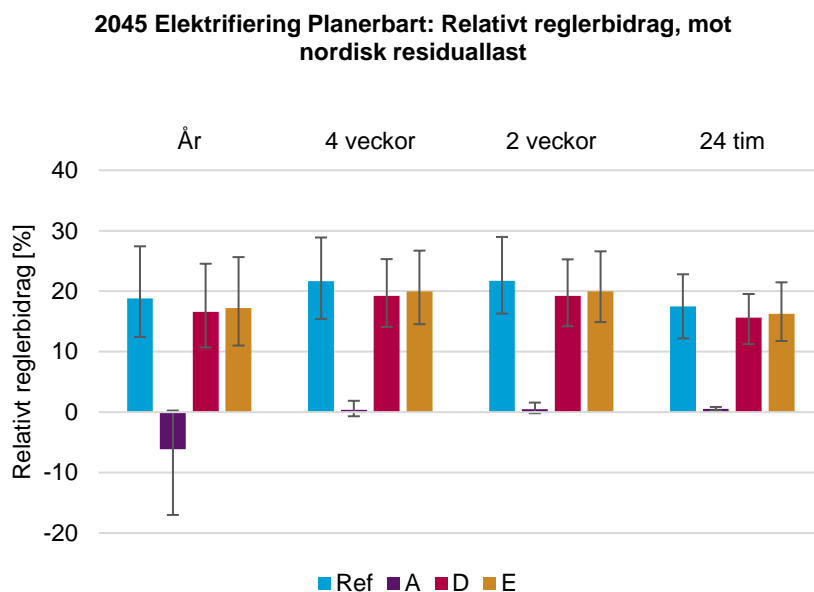
För att undersöka känsligheten med avseende på vilken residuallast som används för att bedöma vattenkraftens reglerförmåga beräknades det relativa reglerbidraget även mot nordisk residuallast. Miljöalternativens påverkan på den svenska vattenkraftens relativa reglerbidrag beräknat mot nordisk residuallast visas i Figur 29-Figur 31. Reglerbidragen beräknade mot nordisk residuallast är mindre än reglerbidragen beräknade mot svensk residuallast eftersom den nordiska residuallasten är betydligt större och balanseras även av bland annat den norska vattenkraften. Vattenkraftens bidrag till reglering av den nordiska residuallasten följer samma mönster som vattenkraftens bidrag till reglering av den svenska residuallasten. Det finns dock några skillnader. Svensk vattenkraft bidrar relativt sett mer till dygnsreglering och mindre till årsreglering på nordisk nivå än på svensk nivå. Detta tyder på att dygnsregleringen från svensk vattenkraft är extra viktig för det nordiska elsystemet.



Figur 29. Relativa reglerbidraget från svensk vattenkraft beräknat mot nordisk residuallast för år 2027 med olika miljöalternativ. Medelvärde över alla väderår och de svarta klammarna visar spridningen mellan väderår. Källa: Svenska kraftnät.



Figur 30. Relativa reglerbidraget från svensk vattenkraft beräknat mot nordisk residuallast för Elektrifiering Förnybart 2045 med olika miljöalternativ. Medelvärde över alla väderår och de svarta klammarna visar spridningen mellan väderår. Källa: Svenska kraftnät.

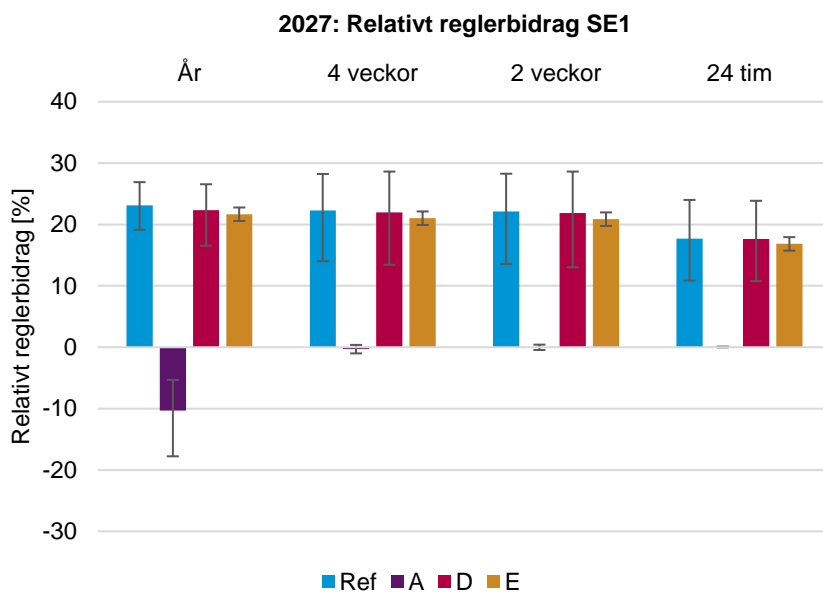


Figur 31. Relativa reglerbidraget från svensk vattenkraft beräknat mot nordisk residuallast för Elektrifiering Planerbart 2045 med olika miljöalternativ. Medelvärde över alla väderår och de svarta klammarna visar spridningen mellan väderår. Källa: Svenska kraftnät.

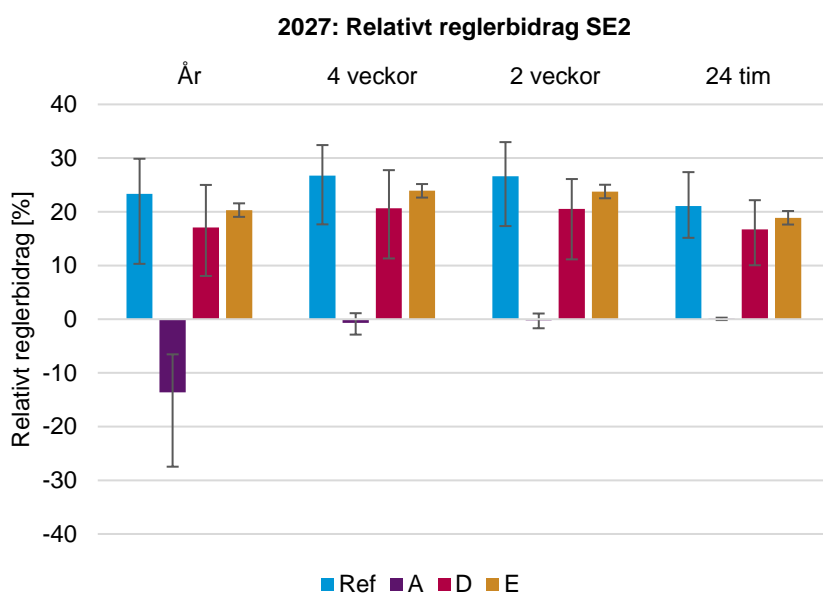
Relativt reglerbidrag från olika elområden

I Figur 32-Figur 35 visas det relativa reglerbidraget från svensk vattenkraft (beräknat mot svensk residuallast) uppdelat på elområden. Störst reglerbidrag, drygt 20 procentenheter, kommer från SE2 och SE1 bidrar med nästan lika mycket. Bidraget från SE3 är ungefär 6 procentenheter medan SE4 bidrar med mindre än 1 procentenhet. Med miljöalternativ A blir reglerbidraget nära noll för alla elområden och starkt negativt på årshorisonten. Med miljöalternativ D minskar det relativa reglerbidraget med mindre än 1 procentenhet i SE1, med 6 procentenheter i SE2 och med 1 procentenhet i SE3. Med miljöalternativ E minskar reglerbidraget med drygt 1 procentenhet i SE1, med 3 procentenheter i SE2 och med något mindre än 1 procentenhet i SE3.

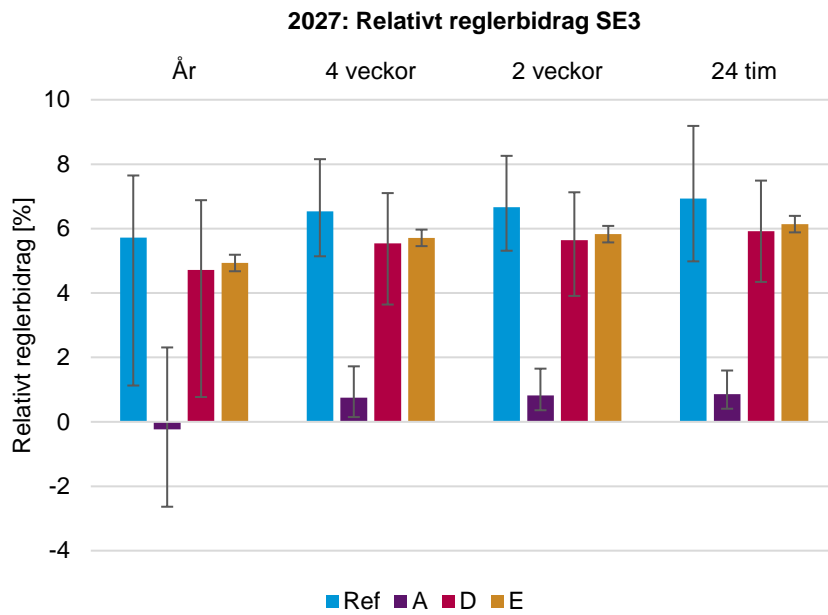
Elområde SE1 påverkas mer av miljöalternativ E än D medan elområde SE2 och SE3 påverkas mer av miljöalternativ D än E. Miljöalternativ A har störst påverkan på alla elområden och slår extra hårt mot årsregleringen i SE1 och SE2 som går från starkt positiv till starkt negativ.



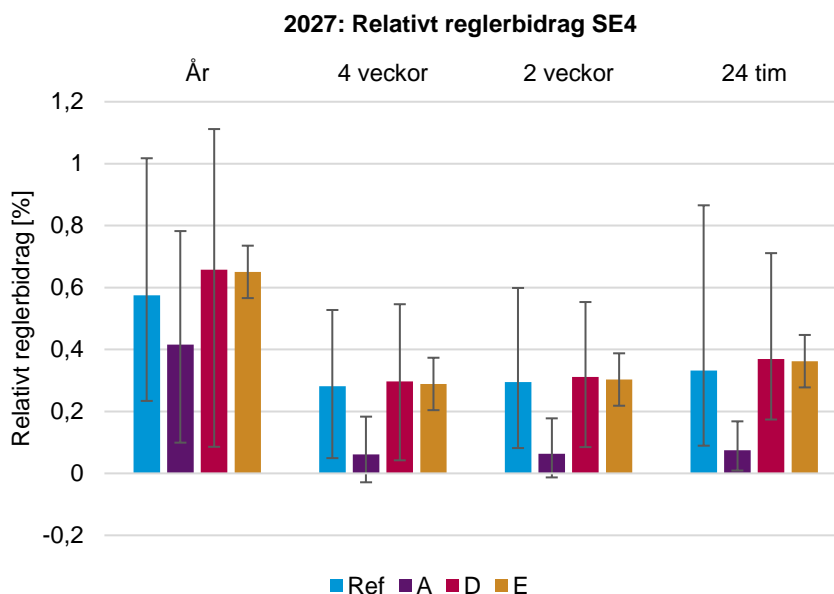
Figur 32. Relativa reglerbidraget från vattenkraft i elområde SE1 år 2027 med olika miljöalternativ. Medelvärde över alla väderår och de svarta klammarna visar spridningen mellan väderår. Källa: Svenska kraftnät.



Figur 33. Relativa reglerbidraget från vattenkraft i elområde SE2 år 2027 med olika miljöalternativ. Medelvärde över alla väderår och de svarta klammarna visar spridningen mellan väderår. Källa: Svenska kraftnät.



Figur 34. Relativa reglerbidraget från vattenkraft i elområde SE3 år 2027 med olika miljöalternativ. Medelvärde över alla väderår och de svarta klammarna visar spridningen mellan väderår. Källa: Svenska kraftnät.



Figur 35. Relativa reglerbidraget från vattenkraft i elområde SE4 år 2027 med olika miljöalternativ. Medelvärde över alla väderår och de svarta klammarna visar spridningen mellan väderår. Källa: Svenska kraftnät.

Mått för att ersätta minskad reglerförmåga i vattenkraften

Den här metoden kvantifierar den minskade reglerförmågan med hjälp av mått för baseeffekt, reglereffekt och energilagring. Beräkning av måtten över olika tidshorisonter motsvarar antaganden om hur flexibel den nya kraftproduktionen är. Genom att beräkna mått över tidshorisonten dygn dimensioneras kraftproduktion (baseeffekt) som följer residuallastens dygnsmedelvärden och energilager (reglereffekt och energilagring) som sköter intradagreglering. Genom att beräkna mått över månadshorisonten dimensioneras kraftproduktion som följer residuallastens månadsmedelvärden i kombination med energilager som reglerar intra-månadsvariationerna. Om måtten beräknas över årshorisonten dimensioneras kraftproduktion som går med konstant effekt över året i kombination med energilager som reglerar alla variationer under året.

Måtten kan beräknas för förändringar i en enskild anläggning, en grupp av anläggningar eller hela den svenska vattenkraften. Notera dock att måtten till skillnad från det relativa reglerbidraget inte är matematiskt linjära och därför inte har egenskapen att beräknad summa för alla anläggningar separat blir lika med beräknad summan för anläggningarna gemensamt.

Metoden bygger vidare på en metod som utvecklats för att beskriva hur behovet av reglering i ett elsystem förändras vid förändringar i residuallasten orsakade

av en ökad andel varierande förnybar produktion⁸². För att kunna jämföra hur olika miljöalternativ för vattenkraften påverkar elsystemets behov av reglering beräknas mått från den *resterande residuallasten*, det vill säga de variationer i residuallasten som inte balanseras av vattenkraften.

Först beräknas den resterande residuallasten, det vill säga residuallasten minus den undersökta vattenkraftanläggningens eller älvens produktion,

$$P_{rest}(t) = P_{res}(t) - P_{hydro}(t) . \quad (1)$$

där $P_{res}(t)$ är en tidsserie med timvärden för residuallasten över ett år och $P_{hydro}(t)$ är en tidsserie för vattenkraftsproduktionen under detta år, optimerad mot residuallast eller pris. Genom att alla beräkningar görs med ett glidande fönster så blir måtten oberoende av vid vilket datum tidsserien börjar och slutar. När olika väderår finns representerade i data så beräknas måtten separat för varje väderår.

Medeleffekter över de valda tidshorisonterna beräknas med hjälp av ett glidande fönster

$$P_{medel,24}(k) = \frac{1}{24} \sum_{t=k+1}^{k+24} P_{rest}(t), \quad (2)$$

$$P_{medel,672}(k) = \frac{1}{672} \sum_{t=k+1}^{k+672} P_{rest}(t) \quad (3)$$

och

$$P_{medel,8736}(k) = \frac{1}{8736} \sum_{t=k+1}^{k+8736} P_{rest}(t) . \quad (4)$$

där k är en hjälpvariabel med samma längd som tidsvektorn, t . Hjälpvariabeln k används för att skapa ett glidande fönster för beräkningen. Vektorn $P_{24}(k)$ är alltså en vektor med dygnsmedelvärden som är lika lång som den ursprungliga tidsserien.

För baseffekt, P_{bas} , för respektive tidshorisont definieras som den 95e percentilen, av vektorn P_{medel} för denna tidshorisont. För att baskraften exempelvis ska kunna följa dygnsmedelvärden krävs att den har tillräcklig effekt för att täcka de högsta dygnsmedeleffekterna under året. Baseffekten över tidshorisonten dygn, $P_{bas,24}$ återspeglar de högsta dygnsmedeleffekterna över året medan baseffekten över tidshorisonten månad återspeglar de högsta månadsmedeleffekterna.

⁸² Saarinen och Tokimatsu, 2021.

Reglereffekten definieras som den skillnaden mellan max- och mineffekt över en viss tidshorisont. Reglereffekten på dygnsskalan är därför skillnaden mellan dygnmaximum och dygnminimum. Reglereffekten för de fyra tidshorisonterna beräknas som:

$$P_{reg,24}(k) = \max_{t=k+1:k+24} P_{rest}(t) - \min_{t=k+1:k+24} P_{rest}(t), \quad (5)$$

$$P_{uppreg,672}(k) = \max_{t=k+1:k+672} P_{rest}(t) - \min_{t=k+1:k+672} P_{rest}(t) \quad (6)$$

och

$$P_{uppreg,8736}(k) = \max_{t=k+1:k+8736} P_{rest}(t) - \min_{t=k+1:k+8736} P_{rest}(t). \quad (7)$$

Precis som effektmedelvärdet beräknas reglereffekten med hjälp av ett glidande fönster, så att vektorn P_{reg} får samma längd som den ursprungliga tidsserien. För P_{reg} för respektive tidshorisont definieras som medelvärdet av vektorn P_{reg} . Reglereffekten över tidshorisonten dygn återspeglar alltså skillnaden mellan max- och mineffekt under ett genomsnittligt dygn, medan reglereffekten över tidshorisonten månad återspeglar skillnaden mellan max- och mineffekt under en genomsnittlig månad.

Energilagringen, S (storage), definieras som skillnaden mellan max- och minvärde för den kumulativa summan av effektens avvikelse från medelvärdet över en viss tidshorisont. Energilagringen över de olika tidshorisonterna beräknas som:

$$S_{24}(k) = \max_{j \in k+1:k+24} \sum_{t=0}^j \left(P_{rest}(t) - \frac{1}{24} \sum_{t=k+1}^{k+24} P_{rest}(t) \right) - \min_{j \in k+1:k+24} \sum_{t=0}^j \left(P_{rest}(t) - \frac{1}{24} \sum_{t=k+1}^{k+24} P_{rest}(t) \right), \quad (8)$$

$$S_{672}(k) = \max_{j \in k+1:k+672} \sum_{t=0}^j \left(P_{rest}(t) - \frac{1}{672} \sum_{t=k+1}^{k+672} P_{rest}(t) \right) - \min_{j \in k+1:k+672} \sum_{t=0}^j \left(P_{rest}(t) - \frac{1}{672} \sum_{t=k+1}^{k+672} P_{rest}(t) \right) \quad (9)$$

och

$$S_{8736}(k) = \max_{j \in k+1:k+8736} \sum_{t=0}^j \left(P_{rest}(t) - \frac{1}{8736} \sum_{t=k+1}^{k+8736} P_{rest}(t) \right) - \min_{j \in k+1:k+8736} \sum_{t=0}^j \left(P_{rest}(t) - \frac{1}{8736} \sum_{t=k+1}^{k+8736} P_{rest}(t) \right). \quad (10)$$

Måttet, S , för respektive tidshorisont definieras som medelvärdet av vektorn S . Energilagringen över tidshorisonten 24 timmar, S_{24} , återspeglar därför den energi som behöver lagras för att klara intradag-reglering med ett energilager, då baskraften följer dygnsmedelvärden. Energilagringen över tidshorisonten

månad återspeglar den energi som behöver lagras för att klara intra-månadsreglering med ett energilagrar, då baskraften följer månadsmedelvärden.

Skillnad med och utan miljöanpassning

Hur en miljöanpassning påverkar vattenkraftens reglerförmåga beräknas som skillnaden mellan måtten för referens- och miljöanpassning. I analysen av påverkan av nationella miljöalternativ har måtten medel-, max- och minvärde över de 26 väderåren beräknats, och därefter har skillnaden mellan medel-, max- och minvärdena för miljöalternativet jämförts med medel-, max- och minvärdena för referensalternativet.

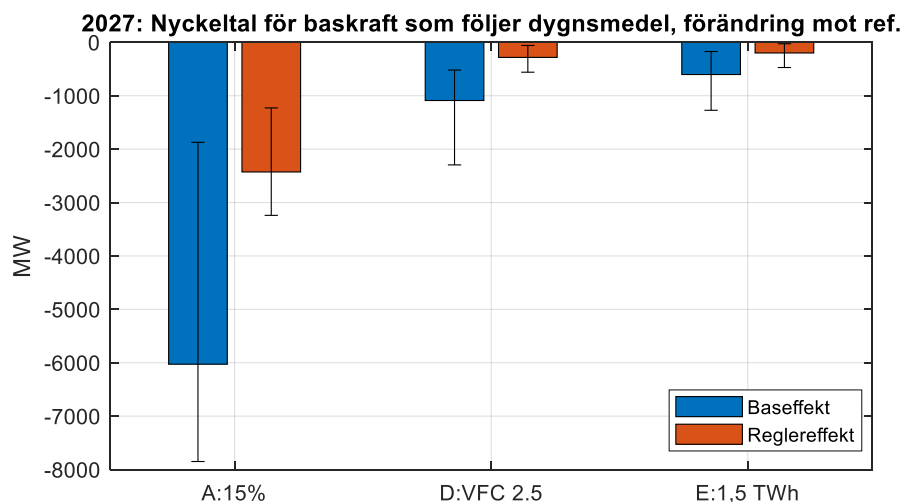
Måtten beskriver det kvarvarande *behovet* av reglering. Genom att ta måtten för referensalternativ minus nyckeltalen för miljöalternativ fås negativt tecken när reglerförmågan minskat (reglerbehovet ökat) och positivt tecken när reglerförmågan har ökat (reglerbehovet minskat).

Förlorad reglerförmåga = Reglerbehov i referensalternativ – Reglerbehov i miljöalternativ

Mått med mer respektive mindre flexibel baskraft

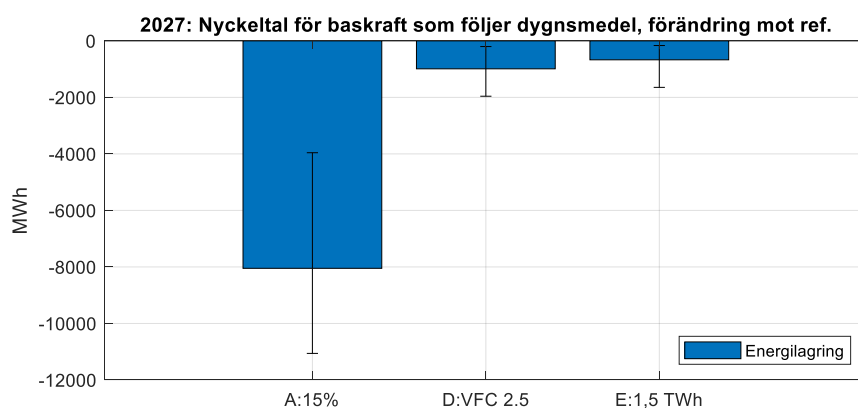
Måtten baseffekt, reglereffekt och energilagring kan beräknas för olika grad av flexibilitet hos baskraften. Resultat för delvis flexibel baskraft som kan följa residuallastens månadsmedelvärden redovisas i avsnitt 3.1.4. Här redovisas måtten beräknade för baskraft som är mer flexibel och kan följa den residuallastens dygnsmedelvärden och för baskraft som är mindre flexibel och går med konstant produktion över hela året.

I Figur 36 visas förändringen av vattenkraftens reglerförmåga år 2027 uttryckt i måtten baseffekt och reglereffekt över dygns horisonten vid olika miljöalternativ jämfört med referensalternativ. Här är måtten alltså beräknade utifrån ett antagande om mer flexibel baskraft som kan följa residuallastens dygnsmedelvärden och därmed bidrar med reglerförmåga över tidshorisonter längre än ett dygn. I miljöalternativ A behövs cirka 6 030 MW baseffekt och 2 430 MW reglereffekt för att ersätta den minskade reglerförmågan från vattenkraften ett genomsnittligt väderår. I miljöalternativ D behövs cirka 1 090 MW baseffekt och 285 MW reglereffekt och i miljöalternativ E behövs 602 MW baseffekt och 300 MW reglereffekt ett normalt väderår. Variationen mellan väderåren är stor i alla miljöalternativ.



Figur 36. Förändring av bas- och reglereffekt över dygnshorisonten år 2027 för olika miljöalternativ i jämförelse med referensalternativet. Spridningen över väderåren visas med de svarta klammarna. Källa: Svenska kraftnät.

Figur 37 visar förändringen av vattenkraftens reglerförmåga år 2027 uttryckt i måttet energilagring över dygnshorisonten vid olika miljöalternativ jämfört med referens. I miljöalternativ A behövs 8 GWh ny energilagringsskapacitet över dygnshorisonten för att ersätta den minskade reglerförmågan i vattenkraften ett genomsnittligt väderår. I miljöalternativ D behövs cirka 990 MWh och i alternativ E 670 MWh energilagringsskapacitet.



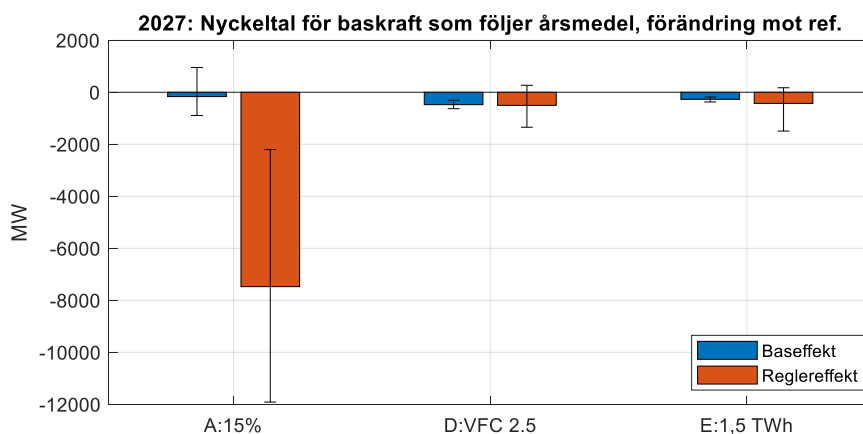
Figur 37. Förändring mot referens av energilagring över dygnshorisonten år 2027. Spridningen över väderåren visas med de svarta klammarna. Källa: Svenska kraftnät.

När måtten beräknas över dygnshorisonten blir baseeffekten större och reglereffekten mindre. En större del av regleringen hanteras av kraftproduktionen och endast variationer inom dygnet hanteras av energilager. Den energilagring som krävs för att ersätta minskningen av intramånads-

reglerförmåga i vattenkraften är nästan 50 gånger större än det energilager som krävs för att ersätta minskningen av intradags-reglerförmågan.

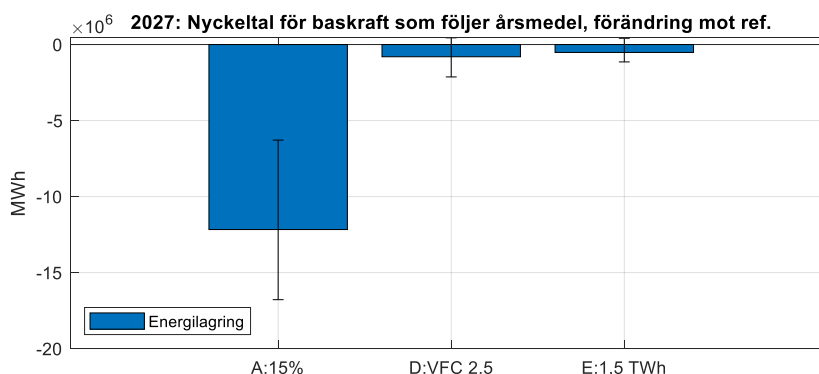
Figur 38 visar förändringen av vattenkraftens reglerförmåga år 2027 uttryckt i måtten baseeffekt och reglereffekt över årshorisonten vid olika miljöalternativ jämfört med referensalternativet. Här är måtten beräknade utifrån ett antagande om baskraft som inte är flexibel utan producerar konstant effekt året om. Notera att den totala produktionsförlusten per år kan beräknas från baseffekten över årshorisonten genom att multiplicera den med antalet timmar på ett år.

I miljöalternativ A behövs baseffekten med 165 MW och cirka 7 500 MW reglereffekt jämfört med referensalternativet. I miljöalternativ D behövs 480 MW baseeffekt och 500 MW reglereffekt för att ersätta den minskade reglerförmågan i vattenkraften och i alternativ E behövs 270 MW baseeffekt och 430 MW reglereffekt.



Figur 38. Förändring mot referens av baseeffekt och reglereffekt över årshorisonten år 2027. Spridningen över väderåren visas med de svarta klamrarna. Källa: Svenska kraftnät.

Figur 39 visar förändringen av vattenkraftens reglerförmåga år 2027 uttryckt i måttet energilagring över årshorisonten vid olika miljöalternativ jämfört med referensalternativet. För att ersätta vattenkraftens minskade reglerförmåga behövs drygt 10 TWh energilagringsskapacitet i miljöalternativ A, 800 GWh i alternativ D och 520 GWh i alternativ E. Notera att storleksordningen på förlorad energilagringsskapacitet över årshorisonten är en tiopotens större än över månadshorisonten och två tiopotenser större än över dygnshorisonten. Energilagret måste klara hela säsongsvariationen eftersom baskraften inte bidrar till reglering alls.



Figur 39. Förändring mot referens av energilagring över årshorisonten år 2027. Spridningen över väderåren visas med de svarta klammarna. Källa: Svenska kraftnät.

Notera också att förändringen av reglereffekten över årshorisonten i miljöalternativ D är mindre än förändringen av reglereffekten över månadshorisonten. Detta är sannolikt en effekt av att vattenkraftens reglerförmåga i första hand riktas in på att hantera extremsituationer, men också att den begränsas av sin installerade effekt. Reglereffekt-måttet syftar till att fånga behovet av kapacitet vilket gör att det blir känsligt för enskilda värden, speciellt över längre tidshorisonter där det blir mindre medelvärdesbildning.

Rotationsenergi

Låg rotationsenergi kan göra det svårare att upprätthålla frekvensstabiliteten i systemet och då blir det mer känsligt för störningar. Systemets totala rotationsenergi kan beräknas genom att summera den upplagrade kinetiska energin för varje individuell maskin inom synkronområdet⁸³. I den här rapporten har rotationsenergin i elsystemet uppskattats från den timvisa produktionsmixen med hjälp av en empirisk formel för varje kraftslag som bidrar med rotationsenergi (vattenkraft, kärnkraft och övrig termisk kraft). Det empiriska sambandet mellan produktion och rotationsenergi på nordisk nivå per kraftslag har tagits fram i inom tidigare arbeten på Svenska kraftnät, baserat på historiska data.

I det Nordiska elsystemet är 120 GWs gränsvärdet för problematiskt låg rotationsenergi. Detta beror bland annat på att stödtjänster för frekvensreglering (FCR-N, FCR-D) är designade för att klara av att hålla

⁸³ Hur mycket rotationsenergi en generator eller turbin kan bidra med beror på nominellt varvtal och masströghetsmoment och kan beräknas som produkten av maskinens märkeffekt och dess tröghetskonstant.

frekvensen inom gränserna för normaldrift om rotationsenergin är högre än 120 GWs. Därför har antalet timmar med rotationsenergi lägre än 120 GWs analyserats till följa av olika miljöalternativ för de olika analysåren.

Frekvensreglering

Det finns olika typer av frekvensreglering som upphandlas av Svenska kraftnät i form av olika produkter. Den snabbaste och minst uthålliga produkten är FCR-D. Den är vanligen aktiv mindre än 5 minuter i sträck och påverkar därför normalt sett inte flöde på tidskalan. Svenska kraftnäts krav är dock att uthålligheten för FCR-D ska vara minst 20 minuter och att reglering ska fortgå så länge som frekvensavvikelsen ligger kvar, vilket innebär att FCR-D i extremsituationer kan vara utreglerad under längre tid. Produkterna FCR-N och aFRR är lite långsammare och kan vara energineutrala i och med att regleringen ofta växlar mellan upp- och nedreglering under timmen. Kravet för att få leverera dessa produkter är dock att man kan reglera maximalt i en riktning under hela timmen. Det är också ganska vanligt att FCR-N energimässigt ligger mer uppåt eller mer nedåt under ett större antal timmar i sträck. Det innebär att FCR-N och aFRR kan påverka flöde på tidskalan och möjligen även på dygsskalan. Produkten mFRR är den långsammaste produkten. Den regleras vanligen bara åt ett håll per timme, men ofta åt olika håll under dygnet. Det innebär att mFRR påverkar flöde på tidskalan och kan även påverka på dygnskalan.

De parametrar som följer av bedömningsgrunderna för ytvattenförekomster och ingår i kvalitetsfaktorerna hydrologisk regim i sjöar respektive hydrologisk regim i vattendrag, påverkas av frekvensreglering i vattenkraften. Parametrarna volymsavvikelse och flödets förändringstakt kan, om de beräknas med timmedelvärden, påverkas kraftigt av frekvensreglering. Övriga parametrar kan också påverkas men mer indirekt. Om normsättningen får en stark koppling till parametrar beräknade från timmedelvärden så kan vattenkraftens förmåga till frekvensreglering komma att begränsas kraftigt. Även normsättning kopplad till de parametrar som beräknas från dygnsmedelvärden kan dock påverka vattenkraftens förmåga till frekvensreglering genom förändrade produktionsmönster.

Referens- och miljöalternativ A, D och E för år 2027, Elektrifiering Förnybart 2045 och Elektrifiering Planerbart 2045 har analyserats med avseende på förändring av frekvensregleringsförmågan. I första steget kontrolleras hur mycket reglerutrymme uppåt respektive nedåt som finns för varje station och timme, där reglerutrymmet uppåt, P_{upp} , är stationens maxeffekt minus driftpunkten,

$$P_{upp}(t) = P_{max} - P(t),$$

Och reglerutrymmet nedåt, P_{ned} , är driftpunkten minus stationens mineffekt, vilken i denna analys antas vara 40 procent av maxeffekten,

$$P_{ned}(t) = P(t) - P_{min}.$$

Eventuella krav på minflöde lika med MLQ bortses från.

Därefter beräknas tillåten reglering med avseende på volymsavvikelse och flödets förändringstakt, för de fall då dessa är tillämpliga. För att kunna beräkna påverkan på dessa parametrar antogs följande förenklingar. För volymsavvikelsen antas att produktionen är proportionell mot flödet (det vill säga varierande fallhöjd och verkningsgrad beaktas inte) samt att volymsavvikelsen begränsas varje timme och inte för medelvärdet av alla timmar på året. Maxproduktionen med avseende på volymsavvikelse blir då:

$$P_{max}(t) = (1 + X) \frac{Q_n(t)}{Q_{medel}} P_{medel},$$

där X är tillåten avvikelse i det vill säga 0.15 för alla stationer i miljöalternativ A och 0.15 för stationer av klass 2 och 3 i miljöalternativ B. $Q_n(t)$ är det naturliga flödet vid timme t , Q_{medel} är det naturliga flödets årsmedelvärde och P_{medel} är produktionsårsmedelvärdet.

På samma sätt blir minproduktionen med avseende på volymsavvikelse

$$P_{min}(t) = (1 - X) \frac{Q_n(t)}{Q_{medel}} P_{medel}.$$

Om max- och minproduktion med avseende på volymsavvikelse är mer begränsande är stationens max- och mineffekt så beräknas reglerutrymmet uppåt och nedåt utifrån dessa.

För att kunna beräkna tillåten reglering med avseende på flödets förändringstakt görs samma förenklingar som för volymsavvikelsen, det vill säga att produktionen antas vara proportionell mot flödet och att flödets förändringstakt begränsas varje timme och inte bara till medelvärde över året.

Maximal produktionsändring från en timme till nästa blir då begränsad av förändringen av det naturliga flödet denna timme till nästa,

$$abs(P(t) - P(t - 1)) \leq (1 + X) \cdot medel(abs(Q_n(t) - Q_n(t - 1))) \frac{P_{medel}}{Q_{medel}}.$$

Om den tillåtna produktionsförändringen med avseende på flödets förändringstakt är mindre än det reglerutrymme som beräknats från den

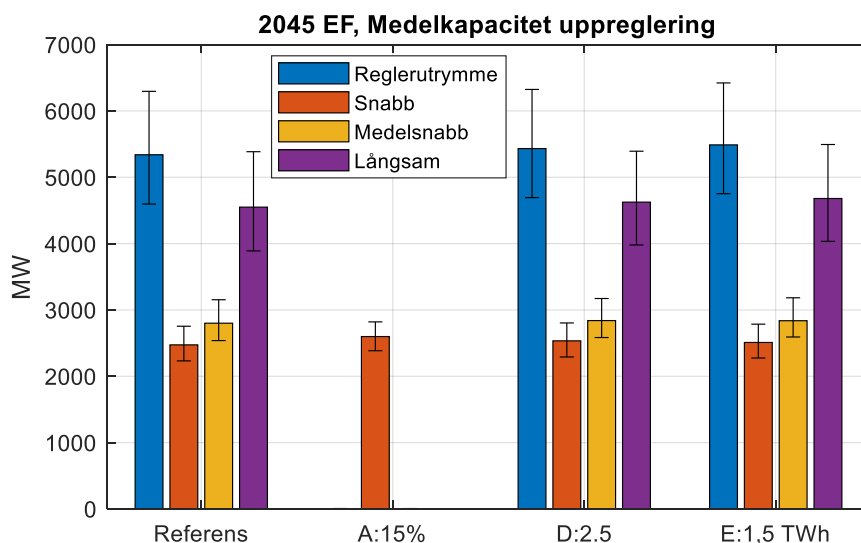
tillåtna max- och mineffekten, så begränsas reglerutrymmet till den tillåtna produktionsförändringen med avseende på flödets förändringstakt.

Slutligen jämförs det tillgängliga reglerutrymmet med förkvalificerad kapacitet för de olika stödtjänsterna för frekvensreglering. Som framgår av Tabell 16 så tillämpas inte begränsningar med avseende på volymsavvikelse och flödets förändringstakt på den snabbaste regleringen (FCR-D), eftersom den antas vara så kortvarig att flödets timmedelvärde inte påverkas. Den förkvalificerade kapaciteten kan ses som den maximala reglerförmågan av en viss typ från en station. Om stationens reglerutrymme är begränsat måste dock de olika stödtjänsterna dela reglerutrymmet mellan sig. Därför redovisas det fulla reglerutrymmet och hur stor del av detta som maximalt kan användas för varje stödtjänsttyp baserat på hur stor kapacitet som är förkvalificerad.

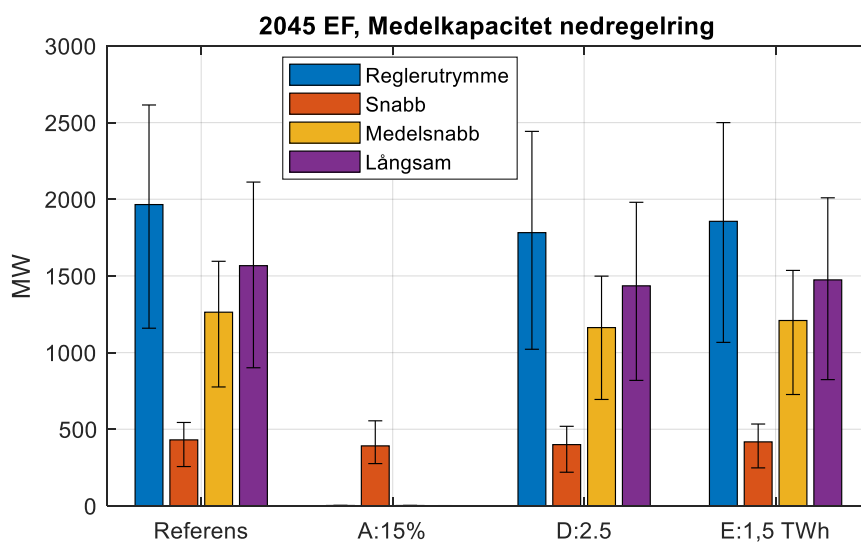
	Förkvalificerad volym (tekniska egenskaper)	Reglerområde m.a.p. effekt	Volymsavvikelse	Flödets förändringstakt
FCR-D	A-E	A-E		
FCR-N, aFRR	A-E	A-E	A: 15% för alla. B: 15% för klass 2&3. C-E: tillämpas ej	A: 15% för alla. B: 15% för klass 2&3. C-E: tillämpas ej
mFRR	A-E	A-E	A: 15% för alla. B: 15% för klass 2&3. C-E: tillämpas ej	A: 15% för alla. B: 15% för klass 2&3. C-E: tillämpas ej

Tabell 16. Tillämpade begränsningar för olika typer av frekvensregleringsreserver i olika miljöalternativ. Källa: Svenska kraftnät.

Figur 40 och Figur 41 visar förändringen av svensk vattenkrafts frekvensregleringsförmåga för uppreglering respektive nedreglering för Elektrifiering Förnybart 2045. Även i detta analysår blir vattenkraftens förmåga till medelsnabb och långsam frekvensreglering nära noll i miljöalternativ A. Övriga miljöalternativ påverkar inte frekvensreglerförmågan i någon större utsträckning.



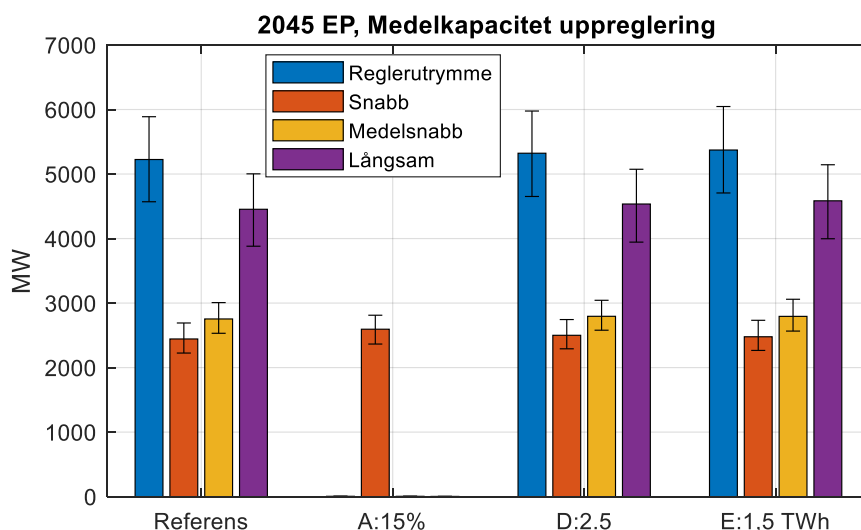
Figur 40. Årsmedelvärde av svensk vattenkrafts frekvensreglerförmåga för uppreglering i Elektrifiering Förnybart 2045 för referens- och miljöalternativ A, D och E. De färgade staplarna visar medelvärde för alla väderår och de svarta klammarna visar spridningen mellan väderåren. Källa: Svenska kraftnät.



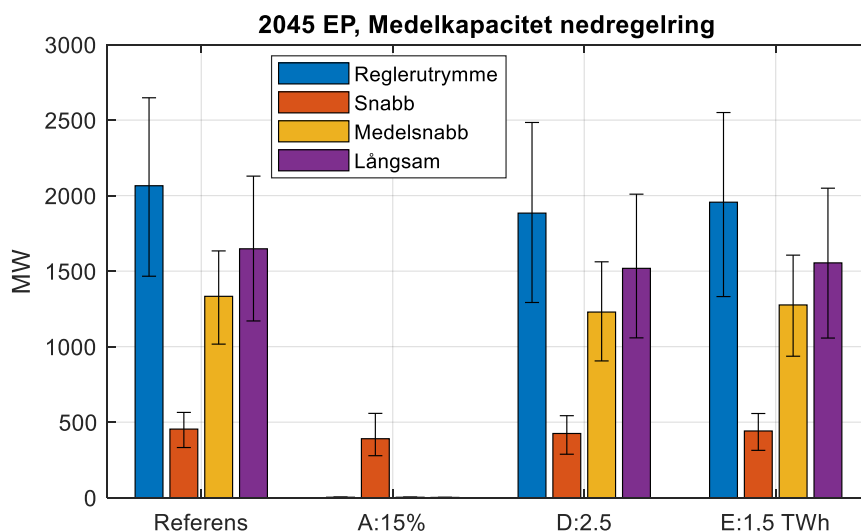
Figur 41. Årsmedelvärde av svensk vattenkrafts frekvensreglerförmåga för nedreglering i Elektrifiering Förnybart 2045 för referens- och miljöalternativ A, D och E. De färgade staplarna visar medelvärde för alla väderår och de svarta klammarna visar spridningen mellan väderåren. Källa: Svenska kraftnät.

Figur 42 och Figur 43 visar förändringen av svensk vattenkrafts frekvensregleringsförmåga för uppreglering respektive nedreglering för

referensår Elektrifiering Planerbart 2045. Även i detta fall blir förmågan till medelsnabb och långsam frekvensreglering i miljöalternativ A nära noll. Övriga miljöalternativ påverkar inte frekvensreglerförmågan i någon större utsträckning.



Figur 42. Årsmedelvärde av svensk vattenkrafts frekvensreglerförmåga för uppreglering i Elektrifiering Planerbart 2045 för referens- och miljöalternativ A, D och E. De färgade staplarna visar medelvärde för alla väderår och de svarta klammarna visar spridningen mellan väderåren. Källa: Svenska kraftnät.



Figur 43. Årsmedelvärde av svensk vattenkrafts frekvensreglerförmåga för nedreglering i Elektrifiering Planerbart 2045 för referens- och miljöalternativ A, D och E. De färgade staplarna visar medelvärde för alla väderår och de svarta klammarna visar spridningen mellan väderåren. Källa: Svenska kraftnät.

Effekttillräcklighet

Effekttillräcklighet avser möjligheten att tillgodose effektbehovet vid varje tillfälle. Effektbehovet för ett elområde behöver täckas av inhemsk produktion, efterfrågefleksibilitet och import.

I elmarknadsförordningen⁸⁴ anges ramar för hur ett medlemsland ska beräkna effektbrist och att det ska göras med en probabilistisk metod. Metodutveckling pågår, både internationellt (framförallt inom ENTSO-Es arbete ERAA, European Resource Adequacy Assessment) och nationellt hos Svenska kraftnät. Om beräknad effektbrist per år⁸⁵ är större än den så kallade tillförlitlighetsnormen finns motiv för att Sverige ska ha möjlighet att bibehålla någon typ av kapacitetsmekanism, till exempel en strategisk reserv (effektreserven), när nuvarande avtal för effektreserven löper ut. Regeringen tog den 17 november 2022 beslut om en tillförlitlighetsnorm som uppgår till 1 timme per år. Regeringen har också gett i uppdrag till

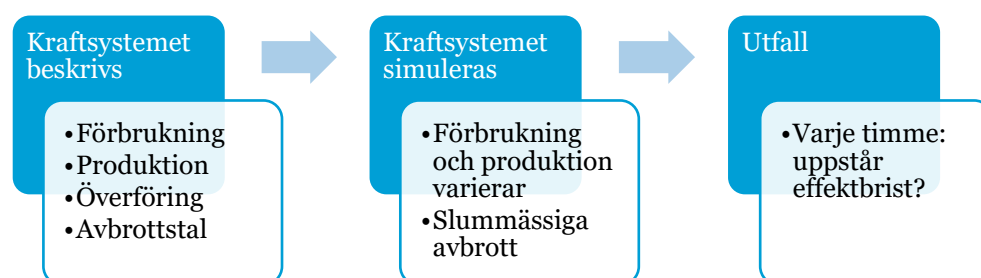
⁸⁴ Enligt Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 av den 5 juni 2019 om den inre marknaden för el.

⁸⁵ Om det uppvisas i den studie som ENTSO-E tar fram och som ska godkännas av ACER eller i en nationell bedömning om effekttillräcklighet som uppnår krav enligt artikel 24 Elmarknadsförordningen.

Energimarknadsinspektionen att årligen beräkna tillförlitlighetsnormen och vid behov föreslå en uppdaterad siffra⁸⁶.

Probabilistisk metod för beräkning av effekttillräcklighet

I den probabilistiska metoden byggs det europeiska kraftsystemet upp i en datamodell, med förbindelser mellan elområden (och länder), samt konsumtion och produktionsenheter. Ett avbrotttal i procent av tid ansätts för varje produktionslag och typ av förbindelse. Modellen simuleras sedan över ett stort antal år när vind, vatten, förbrukning med mera varierar. Slumpmässiga avbrott för varje timme på produktionsenheter och förbindelser genereras i enlighet med avbrotttalen. Timme för timme utvärderas modellen om förbrukningen i varje elområde kan tillgodoses. Denna metod tar alltså hänsyn till import- /exportkapacitet mellan elområden samt både nationella och utländska produktionsresurser, samt oplanerade avbrott på både produktion och överföringsförbindelser. Figur 44 beskriver schematiskt hur den probabilistiska metoden fungerar.



Figur 44. Schematisk beskrivning av den probabilistiska metoden. Källa: Svenska krafnet.

Utfallet från den probabilistiska metoden uppskattar hur stor del av tiden som faktisk effektbrist uppstår inom varje elområde, vilket i verkligheten motsvaras av lastfrånkoppling

Metoden efterliknar bättre hur det europeiskt sammankopplade kraftsystemet i praktiken fungerar jämfört med till exempel en statisk metod som enbart beräknar ett lands importbehov. Den probabilistiska metoden tar inte hänsyn till nätbegränsningar inom elområden (förutom indirekt då dessa påverkar snittkapaciteterna, och det är de historiska snittkapaciteterna som används i modellen). Modellen optimerar dessutom fördelningen av kraft mellan länder

⁸⁶ Regeringsbeslut III I, I2022/02083, 2022-11-17.

för att minimera den totala effektbristen i Europa, vilket inte nödvändigtvis sker i den verkliga driftsituationen. Båda dessa faktorer leder potentiellt till att resultaten blir mer optimistiska. Mätetalet för metoden (LOLE) är dessutom ett medelvärde över alla simulerade väderår, vilket döljer de extremutfall som i verkligheten kan vara de mest utmanande situationerna som kraftsystemet måste kunna hantera.

Elberedskap – övergripande metodbeskrivning

Svenska kraftnät har i samarbete med Sweco tagit fram en metod som bygger på information om vattenkraftverket från anläggningsinnehavaren. Den informationen används för att översiktligt bedöma om ett vattenkraftverk har de elberedskapsförmågor som efterfrågas. I bedömningarna görs antaganden för att bedöma och komplettera informationen från anläggningsinnehavaren. Resultatet kommer att kunna användas för att bedöma om en anläggning har egenskaper som är viktiga för Sveriges elberedskap. Metoden kommer löpande utvärderas och kommer att justeras vid behov.

Bedömningen kompletteras med information om anläggningens placering, behovet i området och information om befintliga beslut om beredskapsåtgärder.

Metoden är vald för att på ett effektivt sätt bedöma ett stort antal anläggningar på begränsad tid. Bedömningarna kommer i vissa fall att kompletteras med verifierande prov (frekvens- och spänningsreglering samt simulerat ö-driftprov) av anläggningarna.

Följande faktorer är av betydelse för att bedöma om en vattenkraftanläggning har teknisk möjlighet till att tillhandahålla elberedskapsförmågor:

- Effekt
- Generatortyp
- Turbintyp
- Typ av reglering
- Fallhöjd
- Rotationsenergi
- Nätanslutning
- Vattenvägens utformning
- Dödnätstart
- Husturbindrift

Vattenkraftens elberedskapsförmågor

Vattenkraften bidrar med flera förmågor som är viktiga för att återuppbygga ett elnät efter ett omfattande avbrott eller som elproduktionsanläggning i en ö-drift. Förmågorna och vilka tekniska krav som behöver uppfyllas beskrivs nedan:

Dödnätstart

Dödnätsstartsförmåga är förmågan att kunna starta upp ett kraftverk utan extern anslutning till elnätet. För att kunna starta upp ett ö-nät utifrån ett helt spänningslöst nät krävs minst ett kraftverk med dödnätsstartsförmåga. Förutsättningarna för denna förmåga beror på en rad omständigheter bland annat effektbehovet för att starta anläggningen och tillgång till reservkraft för försörjning av stödsystem.

Efter en dödnätsstart går kraftverket normalt in i så kallad husturbindrift då anläggningen försörjer sig själv utan koppling till yttre nät. Det är viktigt att anläggningen har en uthållighet i det driftläget då det kan dröja innan extern last kopplas till ö-nätet.

Vattenkraftverk lämpar sig generellt bra till dödnätsstart då de har relativt låga behov av uppstartseffekt samt är relativt snabbstartade.

Ö-drift

För att kunna driva ett geografiskt isolerat elnät krävs att produktion och förbrukning kan balanseras inom ö-nätet. Ett eller ett fåtal kraftverk behöver tillhandahålla samtlig av följande förmågor:

- Aktiv och reaktiv effekt
- Rotationsenergi
- Frekvensreglering
- Spänningsreglering

Uthållighet

Rotationsenergin i ett kraftsystem utgör en tröghet som kortvarigt reducerar den dynamiska frekvensförändringen vid obalans mellan producerad och konsumerad effekt. Ju större rotationsenergi ett system har desto mer motståndskraftigt är det mot lastförändringar. Lastförändringar sker hela tiden i elnätet och är i en ö-drift relativt stora i förhållande till tillgänglig effekt.

Aggregat som ska kunna driva ett ö-nät behöver ha möjlighet att tillsammans med annan spänningsreglerande utrustning i nätet, reglera och stabilisera spänningen inom rimliga nivåer.

Vattenkraft med magasin lämpar sig bra till ö-drift då de inte är beroende av en bränsleförsörjning. Naturlig tillrinning kan då, tillsammans med övriga goda förutsättningar, ge lång uthållighet. Det förutsätter att vattendragets övriga vattenkraftverk har möjlighet att reglera flödet.

En vattenkraftstations tekniska förutsättningar för att kunna frekvensreglera beror bland annat på kraftverkets utformning i vattenvägar och aggregat. Vattenvägen behöver vara utformad så att det roterande systemets tidskonstant (T_m) är tillräckligt stort i förhållande till vattenvägens tidskonstant (T_w) för att en stabil reglering ska erhållas i ö-drift.

Utöver det ställs krav på turbinregulatorns och pådragsregleringens manöverhastighet.

Hydrauliksystemet behöver vara korrekt utformat för att uppnå en tillräckligt hög manöverhastighet.

Utvärdering av kraftverken

Utvärderingen är baserad på information från anläggningsinnehavaren kombinerat med antagande som utgår från tidigare erfarenheter och kunskap om vattenkraftverk i ö-drift.

För att ett kraftverk ska ha förmåga till att starta upp och driva ett ö-nät måste kraftverket ha förmåga till:

- Dödnätsstart
- Frekvensreglering
- Spänningsreglering
- Uthållighet (storlek på magasin)

För att ett kraftverk ska ha förmåga att bidra till ett ö-nät måste det ha förmåga till:

- Frekvensreglering
- Spänningsreglering
- Uthållighet (storlek på magasin)

Kravet på förmåga till frekvensreglering är dock något lägre än för ett kraftverk som ensamt reglerar ett ö-nät.

Frekvensreglering i svagt nät

Förmågan att styra effekten efter frekvensen i elnätet, det vill säga löpande göra justeringar för att balansera elproduktionen mot förbrukningen, kallas

frekvensreglering. Detta sköts i huvudsak av automatiska reglersystem som är aktiva i olika grad när aggregaten ligger infasade mot nätet.

För att ett aggregat eller kraftverk ska ha denna förmåga behöver det roterande systemets tröghet vara större än vattenvägens tröghet. Om axelsystemets tröghet är för liten i förhållande till vattenvägen blir effektsvaret vid en reglering omvänt, dvs. en ökning av pådraget ger en minskning av effekten till dess att vattnet i vattenvägen har hunnit accelerera. Detta fenomen uppkommer alltid vid ändring av flödet i vattenvägen, men kompenseras av rotationsenergin hos det roterande systemet. Om rotationsenergin är för liten är det i princip omöjligt att stabilt reglera aggregatet.

För att på ett enkelt sätt få en indikation om ett kraftverk har de grundläggande egenskaperna för reglerstabilitet beräknas kvoten mellan axelsystemets accelerationstid och vattenvägens accelerationstid, T_m/T_w .

Tumregler för T_m/T_w -kvoten beskrivs nedan⁸⁷.

För att ett kraftverk ska kunna reglera frekvensen på ett eget ö-nät:

$$\frac{T_m}{T_w} \geq 3$$

För att ett kraftverk ska kunna ge stöd till frekvenshållning:

$$\frac{T_m}{T_w} \geq 2,5,$$

Det helt dominerande bidraget till det roterande systemets accelerationstid är generatorns rotationsenergi samt eventuellt svänghjul. Turbinhjulet och axeln är oftast försumbara i jämförelse. T_m kan beräknas ifrån rotationsenergi (J , GD^2 , WR^2) eller tröghetskonstant (H) som är de storheter som vanligast anges för generatorer.

$$T_m = \frac{J \cdot \omega^2}{P} \quad [s]$$

Där

J = Masströghetsmoment [kgm^2]

$$\omega = \frac{rpm \cdot \pi}{30}$$

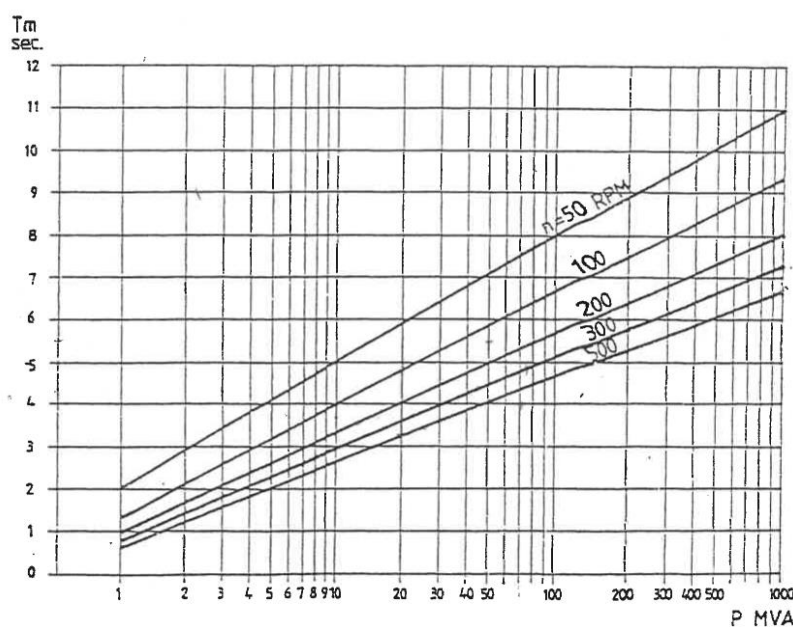
⁸⁷ E, Holmén. 2008. .

$P = \text{Effekt [W]}$

J förhåller sig till de andra storheterna som $J=WR^2=GD^2/4$.

$H [\text{Ws/VA}] = T_m/2$ om $\cos(\phi) = 1$.

I brist på information om rotationsenergi kan en normalt konstruerad generators accelerationstid skattas från Figur 45.



Figur 45. T_m för "normalt" konstruerade generatorer. ⁸⁸

För främst Francisaggregat i äldre kraftverk förekommer det att generatorm har utrustats med ett svänghjul. I de fall det finns information om att ett svänghjul finns men ingen information om storleken antas det att svänghjulet är så stort att T_m/T_w -kvoten för ö-nät uppfylls. En kontroll görs så att svänghjulets storlek inte blir orimligt stort. Motiveringen till det är att äldre kraftverk som utrustats med svänghjul sannolikt byggts för drift av ett svagt nät.

Vattenvägens accelerationstid (T_w) definieras som den tid det tar att genom gravitation accelerera vattnet i vattenvägen. För kraftverk med långa vattenvägar är accelerationstiden i dessa större än accelerationstiden genom turbinen (inklusive spiral och sugrör). I den här metoden definieras lång vattenväg som tunnlar och tuber som är längre än dubbla fallhöjden. För kraftstationer med vattenvägar som är kortare än dubbla fallhöjden har endast

⁸⁸ E, Holmén. 2008.

accelerationstid genom turbinen (inklusive spiral och sugrör) beaktats. I de fall det finns annan information om vattenvägens utformning som exempelvis svallgallerier kommer det beaktas i utvärderingen.

För tunnel och tub beräknas T_w enligt följande:

$$T_w = \frac{Q}{g \cdot H_n} \cdot \frac{L}{A}$$

Där:

Q = volymström [m³/s]

H_n = Nettofallhöjd [m]

L = Vattenvägens (tunnel/tub) längd [m]

A = Vattenvägens (tunnel/tub) tvärsnitt [m²]

Tvärsnittet på vattenvägen kommer i de fall information saknas antas sådant att det uppfyller tumregeln för fallförluster i vattenvägen. Vattenvägens ytråhet hämtas från standardtabeller där tuber antas vara stål och tunnlar råsprängt berg.

Tumregeln för fallförluster i vattenvägen innebär att:

$$H_f(Q_{\max}) < h_g \cdot 3,5\%$$

där h_g är bruttofallhöjden i meter och Q_{\max} är maxflödet genom vattenvägen i m³/s.

För vattenvägen genom själva turbinen används följande tumregel som representerar en medelturbin⁸⁹:

$$T_w = \frac{Q}{g \cdot H_n} \cdot \frac{7}{Dt}$$

Dt = Turbinhulets nominella diameter [m]

Turbinens diameter kommer i de fall information saknas beräknas från indata om turbintyp, fallhöjd, flöde och varvtal.

Vattenvägens T_w är beroende av flödet medan det roterande systemets T_m i princip är konstant (så länge varvtalet är nära synkronvarvtalet, eller sett från

⁸⁹ E, Holmén. 2008.

nätsidan, så länge nätfrekvensen inte avviker stort från 50 Hz). Det betyder att ett kraftverk som inte uppfyller T_m/T_w -kvoten vid full effekt kan uppfylla den vid dellast. För att inte utvärderingen av förmåga ska vara onödigt hård kommer T_m/T_w -kvoten beräknats vid 85 procent last.

Utöver rätt proportioner på accelerationstiderna måste aggregatets mekaniska, hydrauliska och elektriska reglerutrustning vara utformad så att den kan hantera frekvensreglering. Kraftverk som vid uppförandet var kapabla till ö-drift har i många fall förnyats där denna utrustning har ersatts med modernare utrustning men utan krav på denna förmåga. Dubbelreglerade turbiner (till exempel Kaplan) har generellt svårt att reglera tillräckligt snabbt för att uppfylla dagens krav för FCR. Löphjulets reglering är ofta för långsam och släpar efter ledskenorna (pådraget). Många mindre turbiner har även enkelverkande servo med motvikt på pådraget. Det är ofta en billigare lösning som inte är snabb nog för frekvensreglering. Även om problemet med långsam reglering ofta härrör från löphjulsregleringen ger pådragsregleringen en indikation om hur löphjulsregleringen dimensionerats.

Om anläggningsägaren har angett att stationen är kvalificerad för FCR och T_m/T_w -kvoten är uppfylld anses kraftverket ha förmåga till frekvensreglering i ö-nät.

Om kraftverket inte är kvalificerat för FCR kommer följande antaganden att göras:

- Francisturbiner uppfyller turbinregleringskraven (förutsatt uppfylld T_m/T_w -kvot).
- Dubbelreglerade turbiner med dubbelverkande servo uppfyller kraven för bidrag till frekvensreglering, men ej eget ö-nät (förutsatt uppfylld T_m/T_w -kvot).
- Dubbelreglerade turbiner med motviktsstängning uppfyller inte kraven.

Spänningsreglering

Bedömning av förmågan att spänningsreglera kommer göras utifrån inkomna ja eller nej-svar på frågan om förmåga till spänningsreglering och synkrongenerator. I denna bedömning krävs både synkrongenerator och ett ja på frågan om spänningsreglering för att förmågan ska anses uppfylld.

Geografisk utvärdering

Beroende på var ett kraftverk är placerat både geografiskt och i förhållande till elnätet kan elberedskapsbehovet variera. En bedömning kommer att göras av behovet i området baserat på totalförsvarets behov och om det finns andra samhällsviktiga förbrukare som är möjliga att försörja i en eventuell ö-drift.

Det möjliga avståndet mellan vattenkraftverk och last i ett ö-nät varierar beroende på flera faktorer, exempel effekten hos kraftverket, elnätets uppbyggnad och belastningsprofilen i näten.

Avståndsbedömning utifrån nätets spänningsnivå

För att få en grov uppskattning om avståndet har ett antagande gjorts utifrån den spänningsnivå på elnätet som kraftverket är ansluten till.

Ett generellt antagande om avstånd mellan kraft och last har gjorts till 1 km per kV. Dessa avstånd är dock längd på kraftledningar och kablar. För att få mer en uppskattning på själva avståndet fågelvägen mellan last och kraftverk används en faktor 1,25 för regionnät och 1,5 för lokalnät.

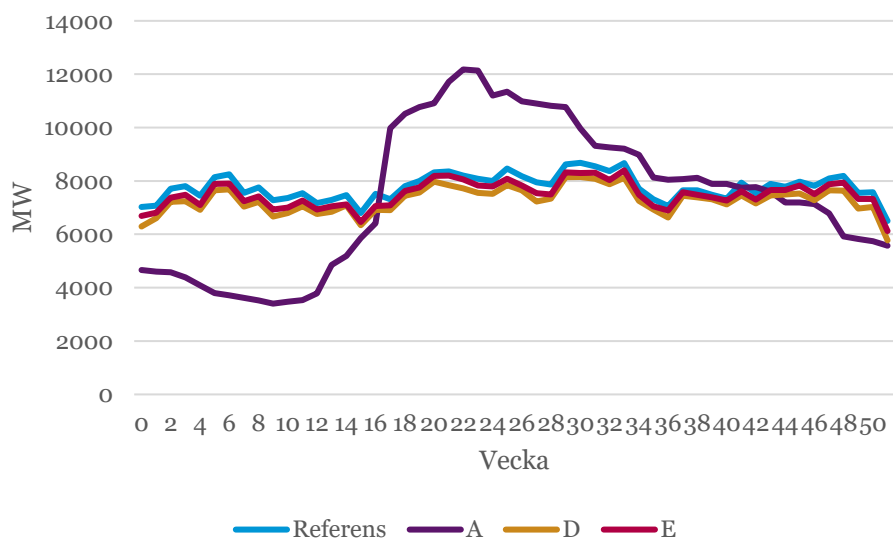
Bilaga Resultat elmarknadssimuleringar för år 2045

Vattenkraft årsproduktion 2045 Elektrifiering Planerbart	Referens	A	D	E
Medelproduktion	68	65	64	66
Maxproduktion	79	76	75	77
Minproduktion	56	52	52	54
Skillnad medelproduktion	-	-2,8	-4,2	-2,3
Skillnad maxproduktion	-	-3,3	-4,0	-2,1
Skillnad minproduktion	-	4,1	-4,4	-2,6

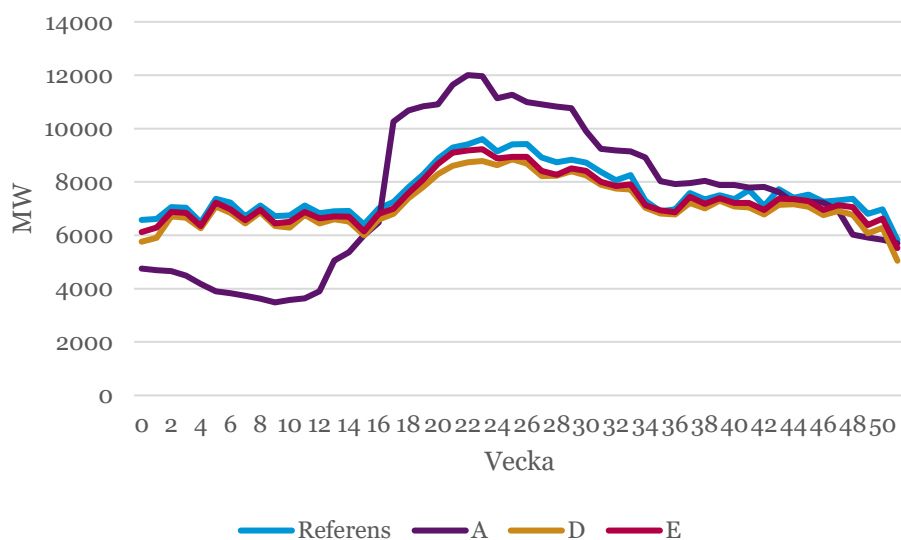
Tabell 17. Medel, max och min årsproduktion för väderåren 1991-2016 för respektive miljöalternativ för år 2045 Elektrifiering Planerbart. Avvikelsen beskriver skillnaden mellan referensalternativet och respektive alternativ. Källa: Svenska kraftnät.

Vattenkraft årsproduktion 2045 Elektrifiering Förnybart	Referens	A	D	E
Medelproduktion	67	66	63	64
Maxproduktion	78	76	74	75
Minproduktion	52	52	48	49
Skillnad medelproduktion	-	-1	-4,0	-2,3
Skillnad maxproduktion	-	-2,0	-3,8	-2,3
Skillnad minproduktion	-	-0,6	-3,5	-2,4

Tabell 18. Medel, max och min årsproduktion för väderåren 1991-2016 för respektive miljöalternativ för år 2045 Elektrifiering Förnybart. Avvikelsen beskriver skillnaden mellan referensalternativet och respektive alternativ. Källa: Svenska kraftnät.



Figur 46. Vattenkraftens medeleffekt per vecka för 2045 Elektrifiering planerbart. Källa: Svenska kraftnät



Figur 47. Vattenkraftens medeleffekt per vecka för 2045 Elektrifiering förnybart. Källa: Svenska kraftnät

Bilaga Jämförelse med andra beräkningar av elproduktionsminskningar

Miljöalternativ D baseras på antaganden som har gjorts tidigare av de länsstyrelser som är vattenmyndigheter och miljöalternativ E baseras på antaganden som har gjorts tidigare Havs- och vattenmyndigheten, se Tabell 4 samt *Bilaga Uppskattat miljöanpassningsbehov enligt vattenförvaltningscykel 2.5*. Antagandena har till viss del modifierats av Svenska kraftnät för att passa in i elmarknadsmodelleringen. Resultaten för elproduktion skiljer sig till viss del åt, se Tabell 19.

	Tidigare beräkning	I denna rapport
Miljöalternativ D	1,7 TWh*	4,2 TWh
Miljöalternativ E	1,5 TWh	2,4 TWh

Tabell 19. Jämförelse mellan beräkningar i denna rapport och beräkningar som har gjorts i tidigare arbeten. Källa: Svenska kraftnät.

*Denna beräkning gäller för de kraftverk som förklarats som kraftigt modifierade vatten i vattenförvaltningscykel 2.5. Det innebär att förluster i naturliga vatten inte räknas med och att elproduktionsminskningen således skulle vara högre om all vattenkraft räknas in. I Svenska kraftnäts beräkningar i denna rapport ingår miljöanpassningar för alla vattenkraftverk.

En stor skillnad mot tidigare beräkningar är att elmarknadsmodelleringen tar hänsyn till hur hela elsystemet samspelar (inte bara respektive kraftverk för sig). Dessutom optimeras vattenkraften i elmarknadsmodelleringen mer än i verkligheten på grund av att modellen vet hur tillrinningen framåt i tiden ser ut ("perfect foresight"), medan vattenkraftsägare i verkligheten baserar körningen på kortare väderprognoser. Utöver dessa övergripande skillnader kan också antaganden om fallhöjd skilja, vilket kan få stor påverkan på slutresultatet.

Även Svenska kraftnät har gjort beräkningar för elproduktionsminskningar kopplat till miljöåtgärder tidigare. I Långsiktig Marknadsanalys 2021⁹⁰ presenterades en liknande elmarknadssimulering baserat på antagandena för en elproduktionsförlust om 1,5 TWh. I den långsiktiga marknadsanalysen presenteras resultat för Elektrifiering Förnybart och Elektrifiering Planerbart för år 2045. En del antaganden om indata för till exempel förbrukning har

⁹⁰ Svenska kraftnät, Långsiktig marknadsanalys 2021.

ändrats eftersom Svenska kraftnät kontinuerlig uppdaterar antagande i simuleringsverktyg. Inom det här regeringsuppdraget har grundantagandena för 1,5 TWh elproduktionsförlust undersökts närmre och de skiljer sig på flera avgörande punkter, se Tabell 20.

	Långsiktig marknadsanalys 2021	I denna rapport	Kommentar
Flöden som ej går igenom turbin	Inga åtgärder i storskaliga kraftverk med längre torrfåra, 3,5 m ³ /s i kraftverk över 10 MW utan torrfåra och 5,25 m ³ /s i övriga kraftverk.	Inga åtgärder i storskaliga kraftverk med längre torrfåra, 5 procent av medelvattenföring i storskaliga kraftverk utan längre torrfåra, medellågvattenföring i medelstora kraftverk och i mindre kraftverk.	5 procent av medelvattenföring en är betydligt högre än 3,5 m ³ /s för en stor del av vattenkraftverken (10-15 gånger högre i många fall). Detta gör i princip hela skillnaden mellan dessa simuleringar.
Elproduktionsförlust (TWh/år)	0,3	2,4	

Tabell 20. Skillnaden mellan en del grundantaganden för miljöanpassad vattenkraft i den här rapporten jämfört med de simuleringar som togs fram i Svenska kraftnäts Långsiktiga Marknadsanalys 2021. Källa: Svenska kraftnät.

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

SVENSKA KRAFTNÄT
Box 1200
172 24 Sundbyberg
Sturegatan 1

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

