



Bilaga B - Promemoria gällande analyser kopplade till HARO-värden och gränsvärden

Sammanfattning	2
1 Förslag för HARO-värden.....	3
1.1 HARO-värdena bibehålls utan förändringar i vattenförvaltningsförordningen för samtliga grupper förutom Övriga avrinningsområden och Delångersån	3
1.2 Inga nya avrinningsområden får egna HARO-värden utifrån uppdaterade reglerbidragsklasser	4
1.3 Inget behov av omfördelning mellan huvudavrinningsområden.....	4
1.4 Ingen ytterligare nedbrytning per geografiskt område utöver den nivå som finns idag	6
1.5 Nedbrytning av gruppen <i>Övriga avrinningsområden</i> utifrån tidsperioder.....	6
2 Konsekvenser av förändrade HARO-värden eller att bibehålla befintliga HARO-värden	7
2.1 Konsekvenser av förändringar av HARO-värdena	7
2.1.1 Försvårar för provningsgrupper som redan har genomgått fördjupad normöversyn eller där provning pågår	7
2.2 Konsekvenser av att bibehålla befintliga HARO-värden	7
2.3 Konsekvenser av nedbrytning	7
2.3.1 Flera av de områden som föreslås brytas ned är redan inne i provningen	7
2.3.2 HARO-värden per huvudavrinningsområde och provningsgrupp.....	8
2.4 Konsekvenser med HARO-värden	9
3 Rekommenderad gräns för att säkerställa acceptabel påverkan på elproduktion	9
3.1 Förenklad bedömning av betydande negativ påverkan vid KMV förklarande.....	10
3.2 Förenkling vid normsättning och utredning av MSK.....	11
3.3 Konsekvenser av tillämpning av gräns för förenkling	12
4 Saldoföring och uppföljning	14
Bilaga: HARO-värden per HARO	16
Bilaga: HARO-värden per provningsgrupp	19
Bilaga: Metodbeskrivning beräkning av riktvärdet och HARO-värdena	24
Bilaga: Vattenkraftverk med koppling till Natura 2000-områden	29

Sammanfattning

En grundbult i den nationella planen och vattenförvaltningsförordningen är HARO-värdena (HARO-värdena redovisas i bilaga 3 till vattenförvaltningsförordningen). Myndigheterna bedömer att det inte finns något behov av att omfördela HARO-värdena, som endast påvisar påverkan på en av flera förmågor, för att säkerställa en nationell effektiv tillgång till vattenkraftsel. Utöver detta bedömer myndigheterna att förändringar av HARO-värdena skapar osäkerhet och följdproblem i omprövningarna och föreslår därför att utgångspunkten bör vara att ändra dem i så liten utsträckning som möjligt. Myndigheternas förslag är följande:

- Myndigheterna föreslår att HARO-värdet sänks från 0,167 till 0,101 TWh för gruppen *Övriga avrinningsområden* och att HARO-värdet höjs från 0,001 till 0,010 TWh för Delångersån. Ingen ytterligare nedbrytning på mindre geografiska områden rekommenderas utöver den nivå som finns idag.
- Myndigheterna ger förslag på en nedbrytning av gruppen *Övriga avrinningsområden* utifrån tidsperioder för att ge stöd åt de länsstyrelser som är vattenmyndigheter. Vattenmyndigheterna bör fortlöpande redovisa hur beräknade elproduktionsförluster för beslutade miljö kvalitetsnormer förhåller sig till HARO-värdet och dess nedbrytning över tid.
- För ytterligare transparens kring de elproduktionsförluster som kan bli följden av beslutade miljöåtgärder och hur dessa förhåller sig till det nationella riktvärdet om 1,5 terawattimmar är det även viktigt att bedöma vilken elproduktionsförlust domstolarnas beslutade miljövillkor leder till. En sådan bedömning behöver göras av Energimyndigheten, förslagsvis inom ramen för HaV:s arbete med att fortlöpande följa upp genomförandet av den nationella planen.
- Vattenförekomster med väsentligt ändrad fysisk karaktär (VÄFK) påverkade av kraftverk från 0,2 MW ska kunna förklaras som Kraftigt Modifierat Vatten (KMV).
- Mindre strängt krav (MSK) föreslås kunna utredas för vattenförekomster påverkade av kraftverk från 0,4 MW. Gäller både KMV och naturligt vatten.
- Gränserna motiveras av att de med marginal ryms inom HARO-värdena och samtidigt säkerställer att det finns utrymme att genomföra åtgärder även vid kraftverk över gränserna.

I följande bilagor redovisas HARO-värden för samtliga huvudavrinningsområden och prövningsgrupper, men rekommendationen är att inte bryta ned på mindre geografiska områden än vad som finns idag.

- Bilaga: HARO-värden per HARO
- Bilaga: HARO-värden per prövningsgrupp

Om HARO-värdena bryts ned i mindre geografiska enheter än idag föreslås en extern remissrunda för att genomföra en kvalitetskontroll av underliggande beräkningsdata.

I kapitel 2 beskrivs behovet och konsekvenserna av en omfördelning mellan avrinningsområden och i kapitel 3 beskrivs konsekvenser av nedbrytning för samtliga huvudavrinningsområden och prövningsgrupper. I kapitel 4 beskrivs gränserna för KMV och MSK på 0,2 respektive 0,4 MW.

1 Förslag för HARO-värden

1.1 HARO-värdena bibehålls utan förändringar i vattenförvaltningsförordningen för samtliga grupper förutom Övriga avrinningsområden och Delångersån

HARO-värdena finns redovisade i bilaga 3 i vattenförvaltningsförordningen där 22 områden särredovisas och sedan en post för övriga avrinningsområden. Myndigheterna bedömer det inte som rimligt att ändra HARO-värden för avrinningsområden som redan är i prövning. Vidare ska normerna vara beslutade i god tid före prövning och det bedöms inte som aktuellt att uppdatera HARO-värden som ska prövas 2027 eller 2028, om det inte är synnerligen motiverat (se resonemang om Delångersån nedan). Ändringar för dessa prövningsgrupper innebär också utmaningar för verksamhetsutövare och länsstyrelser i samverkansprocessen. Det kan också påverka möjligheterna att hålla tidsplanen för samtliga inblandade.

Utöver detta är utgångspunkten att ändra på HARO-värdena så lite som möjligt för att behålla förutsebarheten i processen. För följande grupper bedömer myndigheterna att det är motiverat:

- *Delångersån (45000)*. I tidigare beräkningar redovisades en elproduktionsförlust om 0,001 TWh för detta huvudavrinningsområde och en post inom *Övriga avrinningsområden* på 0,009 TWh för *Mellan Delångersån och Nianån (45046)*. Egentligen tillhör 45046 huvudavrinningsområdet 45000 och de bör således redovisas tillsammans. Nytt värde för Delångersån blir således 0,010 TWh. *Övriga avrinningsområden* justeras ned med 0,009 TWh utifrån detta.
- *Övriga avrinningsområden*. På grund av fel vid redovisning eller i underlaget anges en betydligt för hög elproduktionsförlust för några avrinningsområden inom denna grupp. Det gäller *Mellan Delångersån och Nianån* (se punkten ovan), *Lögdeälven*¹, *Sävarån*² samt *Mellan Nätraån och Ångermanälven*³. Mindre justeringar görs även för små avrinningsområden som helt saknade elproduktionsförlust i tidigare beräkningar. I övrigt görs inga förändringar i gruppen utan det är i grunden tidigare beräkningar som används. Efter dessa justeringar blir HARO-värde 0,101 TWh⁴.

Inga övriga HARO-värden behöver justeras utifrån ovanstående förslag då HARO-värdena i vattenförvaltningsförordningen summeras till 1,557 TWh. Efter förändringen kommer således värdena i vattenförvaltningsförordningen närmre riktvärdet om 1,5 TWh elproduktionsförlust.

¹ I Lögdeälven finns det inga vattenkraftverk, men ändå en elproduktionsförlust om 0,003 TWh i tidigare beräkningar. Detta sätts till 0 TWh.

² Justeras ned från 0,006 TWh till 0,0003 TWh på grund av felaktiga uppgifter om kraftverk.

³ *Mellan Nätraån och Ångermanälven* har det blivit fel vid redovisningen och istället för 0,05 TWh motsvarar elproduktionen i underlaget en elproduktionsförlust om 0,00018 TWh. Siffran ändras således till 0,00018 TWh och redovisas tillsammans med huvudavrinningsområden *Nätraån*.

⁴ I vattenförvaltningsförordningen redovisas en produktionsförlust för *övriga avrinningsområden* på 0,167 TWh, vilket i nationella planen beskrivs som en produktionsförlust motsvarande 11,7 procent av elproduktionen i gruppen. Detta bygger på en överskattning av elproduktionen i gruppen och brister i dataunderlaget, vilket innebär att 0,167 TWh är en relativt stor överskattning av elproduktionsförlusten, medan 11,7 procent är en relativt stor underskattning.

1.2 Inga nya avrinningsområden får egna HARO-värden utifrån uppdaterade reglerbidragsklasser

De 22 avrinningsområden som har egna HARO-värden enligt bilaga 3 till vattenförvaltningsförordningen och nationella planen, är huvudavrinningsområden med minst ett klass-1 kraftverk. Ytterligare sju huvudavrinningsområden har fått klass-1 kraftverk i och med uppdateringen av reglerbidragsrapporten⁵. De huvudavrinningsområdena ingår idag i gruppen "Sammanlagt för övriga avrinningsområden". Av dessa sju nya huvudavrinningsområden lämnade vattenkraftverken i ett huvudavrinningsområde in till omprövning 2022 (Roflsån) och vattenkraftverken i tre huvudavrinningsområden ska lämna in 2026 eller 2027 (*Alsterån, Mörrumsån och Nea*). Det bedöms inte som rimligt att ändra förutsättningarna för dem genom att ge dem egna HARO-värden.

De sista tre huvudavrinningsområdena, Nätraån, Lyckebyån och Ronnebyån ska provas på 2030-talet och alla har relativt låg elproduktion. Osäkerheterna i de beräknade HARO-värden för Nätraån, Lyckebyån och Ronnebyån är för stora för att ge dem egna HARO-värden.

Inga övriga förändringar sker för avrinningsområden som redan är i prövning där antal klass-1 kraftverk förändrats eller där elproduktionen är låg.

1.3 Inget behov av omfördelning mellan huvudavrinningsområden

Utgångspunkten för att omfördela HARO-värden mellan huvudavrinningsområden är att det kan finnas möjliga alternativ som på ett bättre sätt gör det möjligt att säkerställa att det samlade resultatet av omprövningarna leder till största möjliga nytta för vattenmiljön och en nationell effektiv tillgång till vattenkraftsel. Följande resonemang ligger till grund för myndigheternas bedömning att det inte är möjligt att ta fram ett nytt alternativ som bättre beaktar dessa perspektiv. Beräkningsmetoden för HARO-värdena beskrivs i mer detalj i Bilaga: Metodbeskrivning beräkning av riktvärdet och HARO-värdena.

Den metod som användes vid beräkningen av riktvärdet i strategin och för HARO-värden i nationella planen utgår ifrån schablonmiljöåtgärder för konnektivitet (till exempel fiskväg eller vatten i naturfåra). Stora kraftverk (10 MW och uppåt med en torrfåra över 500 meter) får ingen produktionsförlust, stora kraftverk utan lång torrfåra får en elproduktionsförlust motsvarande fem procent av medelvattenföring (MQ) och kraftverk under 10 MW får en produktionsförlust motsvarande medellågvattenföring (MLQ). Beräkningar utifrån dessa antaganden görs per kraftverk, men de är inte anpassade utifrån förutsättningarna på plats (till exempel ingår inga befintliga miljövillkor och ingen analys görs över miljöbehov) och är förenklingar av verkligheten. Totalt summerades elproduktionsförlusten till riktvärdet om 1,5 TWh elproduktionsförlust. Genom att utgå från medelvattenföring och medellågvattenföring tas viss hänsyn till skillnader i miljöbehov mellan olika avrinningsområden, men beräkningen tar inte hänsyn till nödvändiga miljöåtgärder för enskilda kraftverk eller specifika miljöbehov kopplat till exempelvis Natura 2000-områden. Beräkningen tar inte heller hänsyn till övriga av vattenkraftens förmågor såsom reglerkraft, bidrag till frekvens- och spänningsstabilitet eller elberedskap.

I Tabell 1 redovisas riktvärdet om 1,5 TWh elproduktionsförlust fördelat per elområde. Tabellen visar att elproduktionsförlusten i relation till elanvändning och -produktion är på liknande nivåer

⁵ Reglerkraft av särskild vikt för elsystemets leveranssäkerhet. Energimyndigheten, ER 2026:12 som publiceras under april 2026

för samtliga elområden. En omfördelning av elproduktionsförlust mellan elområden skulle endast ändra elproduktionsförlusten marginellt i relation till elanvändning och elproduktion i respektive elområde, förutsatt att det inte helt går att utesluta elproduktionsförluster till en viss nivå i alla elområden.

Per elområde	SE1	SE2	SE3	SE4
Elproduktion (TWh)	19,6	36,5	10,2	1,3
Elproduktionsförlust (TWh)	0,16	0,57	0,61	0,16
Elproduktionsförlust som andel av elanvändning	1%	3%	1%	1%
Elproduktionsförlust som andel av elproduktion	1%	1%	1%	2%

Tabell 1. Elproduktion (TWh), elproduktionsförlust (TWh) enligt de värden som redovisas i Vattenförvaltningsförordningen (med förändring av gruppen Övriga avrinningsområden och Delångersån enligt förslag i denna rapport), elproduktion som andel av elanvändning respektive elproduktion i respektive elområde. Elproduktion och -användning är beräknat utifrån ett medelvärde mellan 2021 till 2025.

Vidare har Energimyndigheten och Svenska kraftnät tydliggjort vad som omfattas av begreppet en nationell effektiv tillgång till vattenkraftsel och tagit fram ett arbetssätt för att bidra med underlag som kan beskriva påverkan på vattenkraftens förmågor till följd av miljöåtgärder, se vägledningen. Sedan HARO-värdena beräknades och redovisades i nationella planen finns också information om vilka kraftverk som är av särskild vikt för Sveriges leveranssäkerhet avseende reglerkraft (klass-1 kraftverk) och Svenska kraftnät gör löpande analyser för vilka kraftverk som är av särskild vikt för Sveriges leveranssäkerhet avseende elberedskap och kraftsystemstabilitet (frekvens- och spänningsstabilitet). Antalet klass-1 kraftverk kommer också att utökas under 2026 i och med en ny reglerbidragsrapport. Vidare behöver lokala och regionala nätägare lämna underlag för kraftverk av vikt i deras nät kopplat till lokal och regional elsystemstabilitet och beredskap.

Påverkan på alla vattenkraftens förmågor till följd av miljöåtgärder behöver beskrivas och bedömas, och det är den totala påverkan som de länsstyrelser som är vattenmyndigheter ska beakta vid förklarande av KMV och i normsättningen. Det innebär att det inte finns något behov av att omfördela HARO-värden, som endast påvisar påverkan på en av flera förmågor, för att säkerställa en nationell effektiv tillgång till vattenkraftsel.

Nya beräkningar med uppdaterad data om installerad effekt, elproduktion, medelågvattenföring och medelvattenföring med mera har gjorts i uppdraget för att kvalitetssäkra tidigare beräkningar (se Bilaga: Metodbeskrivning beräkning av riktvärdet och HARO-värdena). Det blir relativt stora skillnader mellan nya och befintliga HARO-värden. Metoden och antagandena för miljöåtgärder är desamma, men uppdaterade MQ, MLQ, elproduktion med mera leder till större förändringar. En tydlig trend är att elproduktionsförlusten ökar i huvudavrinningsområden med viktig reglerkraft (klass-1kraftverk), vilket skulle kunna innebära att hela HARO-värdet inte kan användas fullt ut i dessa huvudavrinningsområden då reglerkraften behöver prioriteras framför miljöåtgärder.

Bedömningen är således att det ur ett elsystembehov inte finns behov av att omfördela HARO-värden. När det gäller en eventuell omfördelning av HARO-värdena i syfte att möjliggöra största möjliga nytta för vattenmiljön ser myndigheterna ingen möjlighet att göra det, eftersom underlagen kring var det blir störst miljönytta idag är ofullständiga.

1.4 Ingen ytterligare nedbrytning på mindre geografiska områden utöver den nivå som finns idag

För att svara på uppdraget redovisas en nedbrytning av HARO-värden för samtliga HARO och provningsgrupper. Myndigheternas rekommendation är att de inte används vilket beskrivs i konsekvensbeskrivningen i kapitel 3.

- Bilaga: HARO-värden per HARO
- Bilaga: HARO-värden per provningsgrupp

Om HARO-värdena bryts ned i mindre geografiska enheter än idag föreslås en extern remissrunda för att genomföra en kvalitetskontroll av underliggande beräkningsdata.

1.5 Nedbrytning av gruppen *Övriga avrinningsområden* utifrån tidsperioder

I gruppen *Övriga avrinningsområden* ingår alla avrinningsområden som inte har ett kraftverk enligt reglerklass 1. Det rör sig om knappt 400 kraftverk med en elproduktion om cirka 600 GWh. Varje avrinningsområde för sig har relativt låg produktion och osäkerheterna i HARO-värdena för dessa avrinningsområden är betydande (läs mer i kapitel 4 Saldoföring och uppföljning). För att ge stöd åt de länsstyrelser som är vattenmyndigheter att hamna inom HARO-värdet för denna grupp föreslås att vattenmyndigheterna ska räkna av produktionsförlusten utifrån två tidsperioder enligt följande:

- Fram till och med år 2029: Elproduktionsförlust om 74 GWh.
- Från 2030 och framåt: Elproduktionsförlust om 26 GWh.

Som stöd för bokföring av elproduktionsförluster kan vattenmyndigheterna använda beräkningarna per provningsgrupp som redovisas i Bilaga: HARO-värden per provningsgrupp.”. Dessa kan ge stöd för om vattenmyndigheterna ligger inom HARO-värdet för respektive tidsperiod, men ska inte gälla som ett HARO-värde per provningsgrupp.

Elproduktionsförlusterna per år för *Övriga avrinningsområden* redovisas i Tabell 3. Åren fram till 2029 summeras till 74 GWh och från och med år 2030 till 26 GWh.

2 Konsekvenser av förändrade HARO-värden eller att bibehålla befintliga HARO-värden

2.1 Konsekvenser av förändringar av HARO-värdena

2.1.1 Försvårar för prövningsgrupper som redan har genomgått fördjupad normöversyn eller där prövning pågår

I Bilaga: "Metodbeskrivning beräkning av riktvärdet och HARO-värdena" redovisas HARO-värdeberäkningar utförda med ny och uppdaterad indata om kraftverk, torrfåror och flöden utifrån samma metodik som användes för gällande HARO-värden. Dessa beräkningar i kombination med gällande riktvärde om 1,5 terawattimmar produktionsförlust skulle innebära att alla HARO-värden behöver revideras. Sådana ändringar påverkar dels kraftverk som ligger i prövning och kraftverk i områden som redan har genomgått fördjupad normöversyn. För kraftverk som redan är i prövning kan det innebära att 22:13 ärenden aktualiseras. Det kan även innebära att Vattenmyndigheterna behöva genomföra fördjupad normöversyn på nytt med anledning av förändrade HARO-värden. Förändring av HARO-värden riskeras att ha negativ påverkan på omprövningens tidsplan.

Dessa negativa effekter skulle minska om eventuella förändringar enbart sker i områden som har prövning i framtiden.

2.2 Konsekvenser av att bibehålla befintliga HARO-värden

Befintliga HARO-värden är väletablerade och tillämpas av Vattenmyndigheterna vid KMV-utpekande och normsättning. Bibehålls befintliga HARO-värden uppstår det inte behov av normöversyn eller 22:13-ärende med anledning av förändrade HARO-värden.

Det finns idag bättre elproduktionsdata för HARO-beräkningar och vissa felaktigheter förs därför vidare om befintliga HARO-värden bibehålls. Flera remissinstanser har också påpekat det är vanskliga med att använda "långa torrfåror" som en parameter för antagande om ingen elproduktionsförlust. Samtidigt innebär tidigare beräkningar att älvsystem med hög produktion och reglerkraft får lägre riktvärden.

Befintliga HARO-värden tar ingen hänsyn till var klass 1-kraftverk finns. Det kan innebära att det inte är möjligt att genomföra miljöåtgärder som når upp till HARO-värdet då reglerkraften i älven behöver värnas i större utsträckning. Det kan innebära att färre miljöåtgärder genomförs och ett avsteg från största möjliga nytta för vattenmiljön.

2.3 Konsekvenser av nedbrytning

2.3.1 Flera av de områden som föreslås brytas ned är redan inne i prövningen

Nedbrytning av gällande HARO-värden innebär att områden som redan är inne i prövning kan påverkas. Det kan leda till att tidplanen för omprövningen påverkas om nedbrutna HARO-värdena kräver justering av gällande miljö kvalitetsnormer.

2.3.2 HARO-värden per huvudavrinningsområde och provningsgrupp

Behovet att se över om det är möjligt att bryta ner HARO-värden finns för de huvudavrinningsområden som har flera provningsgrupper där provning sker vid olika tidpunkter och för de huvudavrinningsområden med ett gemensamt HARO-värde. Inom dessa båda grupperna finns det provningsgrupper som har provning vid olika tidpunkter. Inom gruppen som har gemensamt HARO-värde är provningen spridd över en längre tidsperiod. Att bryta ner HARO-värden gör det enklare för de länsstyrelser som är vattenmyndigheter att förhålla sig till HARO-värdet vid förklarande av KMV och i normsättningen.

Eftersom det nationella riktvärdet om 1,5 TWh summeras genom att en elproduktionsförlust beräknas per kraftverk är det möjligt att redovisa HARO-värden för alla huvudavrinningsområden och per provningsgrupp. Beräkning av elproduktionsförlust per kraftverk bygger på flödesdata från SMHI, data om elproduktion och effekt, längd på torrfåror och schablonmiljöåtgärder för konnektivitet (till exempel fiskväg eller vatten i naturfåra). Stora kraftverk (10 MW och uppåt med en torrfåra över 500 meter) får ingen produktionsförlust, stora kraftverk utan lång torrfåra får en elproduktionsförlust motsvarande fem procent av medelvattenföring och kraftverk under 10 MW får en produktionsförlust motsvarande medellågvattenföring.

Osäkerhet kring data och antaganden innebär redan vid den nedbrytningsnivå som redovisas i vattenförvaltningsförordningen att det finns en viss risk för negativa konsekvenser, särskilt för mindre avrinningsområden. Riskerna ökar med ökad nedbrytning. I Bilaga: HARO-värden per HARO och Bilaga: HARO-värden per provningsgrupp redovisas HARO-värden för alla huvudavrinningsområden och provningsgrupper baserat på de beräkningar som ligger till grund för de HARO-värden som vattenförvaltningsförordningen anger. På dessa nedbrytningsnivåer som redovisas finns risk för stora negativa konsekvenser vilket gör att en ytterligare nedbrytning per till exempel kraftverk inte bedöms som relevant.

De risker för negativa konsekvenser som nedbrytning på avrinningsområde eller provningsgrupp innebär beror av de osäkerheter som finns i den data och de schablonantagande som användes när produktionsförlust per kraftverk beräknas. I flödena för medellågvattenföring och medelvattenföring från SMHI uppges i regel osäkerheter på runt 30 procent, vilket får ett direkt genomslag på beräkningarna.

Merparten av all vattenkraft saknas moderna miljövillkor och dessa ska ingå i beräkningarna av HARO-värden. Liknade konsekvenser kan även uppstå där kraftverk redan har krav på flödestappningar för vattenmiljö i och med att beräkningarna inte tar sådan hänsyn. Det innebär att beräknat HARO-värde eller de nedbrytningar som redovisas inte med säkerhet motsvarar den produktionsförlust som effektiva miljöåtgärder innebär.

Nedbrytning ger större problem i huvudavrinningsområden och provningsgrupper med få kraftverk. Där kan nedbrytning leda till stor negativ påverkan. I områden med mindre kraftverk är den data som används förknippad med betydligt större osäkerhet, både när det gäller vattenflöde och elproduktion.

Bryts HARO-värdet ner för mindre avrinningsområden och provningsgrupper finns det risk att möjligheten till effektiva miljöåtgärder minskar. Åtgärdsutrymmet kan låsas fast i område där låg miljönytta är möjlig att erhålla alternativt att åtgärdsutrymmet är för begränsat där det finns möjlighet till hög miljönytta.

Visserligen kan det utifrån ett verksamhetsutövarperspektiv upplevas som att tydlighet och förutsägbarhet ökar om ett avrinningsområde, prövningsgrupp eller kraftverk har eget HARO-värde. Det förutsätter dock att värden har tagits fram utifrån de förutsättningar och miljöbehov som verkligen råder i aktuellt område.

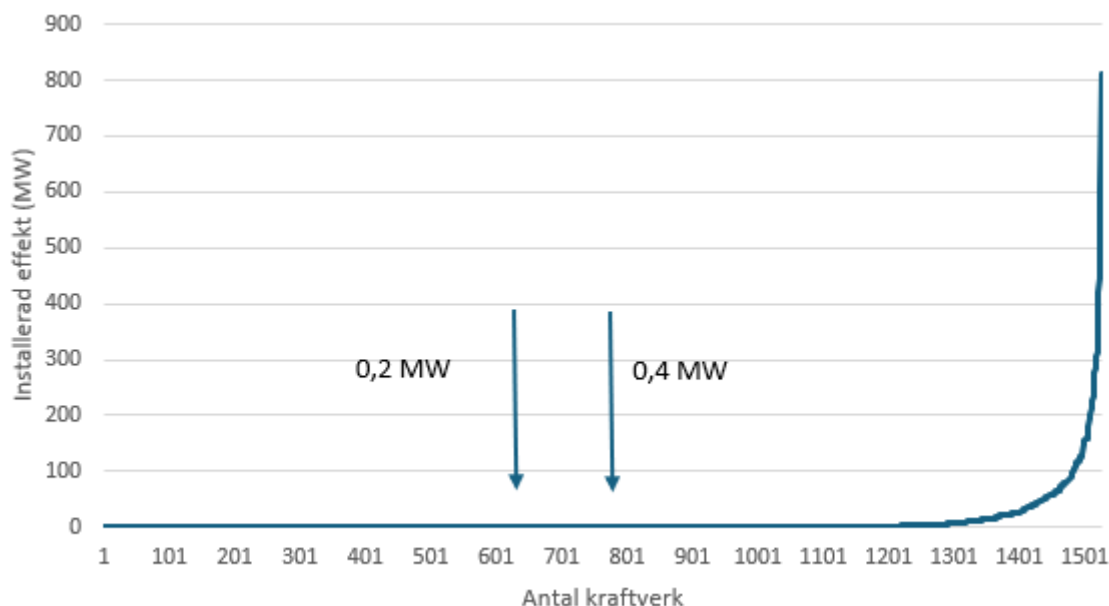
2.4 Konsekvenser med HARO-värden

Vattenförvaltningsförordningens reglering av riktvärde 1,5 terawattimmar nedbrutet till avrinningsområdesvis riktvärden och påverkan på vattenkraftens andra förmågor ska beaktas för att säkerställa intresset av en nationell effektiv tillgång till vattenkraftsel kan försvåra möjligheten att erhålla största möjliga nytta för vattenmiljön. När påverkan på reglerförmåga och andra viktiga förmågor beaktas kan det leda till att produktionsförlusten blir lägre än vad nedbrutet riktvärde medger. Med bindande nedbrutna riktvärden begränsas möjligheten till att utnyttja del av riktvärdet för miljöåtgärder in annat område för att skapa största möjliga nytta för vattenmiljön. Genom att behålla nuvarande geografiska nivå – där HARO-värden fördelas på huvudavrinningsområden – bibehålls flexibiliteten i systemet. Denna konsekvens finns främst i områden med klass-1 kraftverk och risken ökar om bindande riktvärden bryts ner ytterligare.

3 Rekommenderad gräns för att säkerställa acceptabel påverkan på elproduktion

För att säkerställa att översynen av miljö kvalitetsnormer inför omprövning leder mot planeringsmålet för nationella planen, riktvärdet om 1,5 TWh, rekommenderas ett arbetssätt vid förklarande av KMV och normsättning, inklusive mindre strängt krav (MSK), som tar stöd av HARO-värden och vissa förenklade principer för att bedöma påverkan på elproduktionen.

Det finns ungefär 1500 kraftverk anmälda till NAP. De 300 största kraftverken står för 97 % av elproduktionen.



Figur 1. Vattenkraftverk sorterade efter installerade effekt (MW).Antalet kraftverk som har en installerad effekt under 0,2 och 0,4 MW är runt 600 respektive 800. För de anmälda till NAP.

3.1 Förenklad bedömning av betydande negativ påverkan vid KMV förklarande

För att förenkla bedömningen av om åtgärder för god ekologisk status (GES) riskerar leda till betydande negativ påverkan (BNP) på förmågan elproduktion föreslås att olika gränser på kraftverks storlek (installerad effekt⁶) kan användas som stöd vid KMV utpekande.

Det finns ett stort antal kraftverk med låg installerad effekt. Runt 600 kraftverk av de som ingår i NAP har lägre än 0,2 MW installerad effekt och står för 0,2 % av den årliga elproduktionen.

Vid bedömningen av BNP på nationell elproduktion tillämpas riktvärdet om 1,5 TWh och dess fördelning i HARO-värden. Vid den förenklade bedömningen innebär BNP att den uppskattade elproduktionsförlusten överskrider HARO-värdet eller nationella riktvärdet. Uppskattning av produktionsförlust från åtgärder för att uppnå GES kan ske på ett förenklat sätt vid bedömningen av BNP. Med ökande storlek på kraftverk tilltar produktionsförlusten⁷ snabbt och HARO-värden och det nationella riktvärdet 1,5 TWh riskerar att överskridas.

Gruppen kraftverk *under* 0,2 MW installerad effekt har en så pass låg elproduktion att åtgärder för GES *aldrig* riskera att HARO-värdena eller nationella riktvärdet överskrids. De kan därmed inte förklaras som KMV med avseende på BNP på elproduktion. Det gäller för samtliga HARO och gruppen övriga avrinningsområden, Tabell 2.

⁶ Med installerad effekt avses den maximala effekt som varaktigt har levererats ut mot nätet. Märkeffekt på generator kan vara högre än den effekten.

⁷ Produktionsförlusten för att nå GES uppskattas till 50 % av normalårsproduktionen, vilket är en förenkling. Vissa kraftverk med hög fallhöjd och stora magasin skulle behöva rivas ut och avvecklas helt för att vattenförekomsten ska uppnå GES, medan andra vattenförekomster kan uppnå GES med rimliga åtgärder.

Gruppen kraftverk från 0,2 till under 0,4 MW installerad effekt motsvarar runt 200 kraftverk som ha en sammanlagd elproduktion om 0,2 TWh. Elproduktionsförlusten för generella åtgärder för GES eller GEP för den gruppen motsvarar 0,1 respektive 0,06 TWh. Förutsättningarna skiljer sig mellan olika avrinningsområden. I vissa HARO står denna grupp för en större del elproduktionen. Om GES åtgärder genomförs för alla kraftverk under 0,4 MW börjar elproduktionsförlusten ianspråkta stor andel av HARO-värdet, Tabell 2. Det är därför inte säkert att alla åtgärder kan genomföras utan att BNP uppstår. I denna grupp behöver vattenmyndigheten närmare utreda om GES är möjligt att uppnå utan BNP. Vattenmyndigheten kan i den bedömningen ta hjälp av Tabell 2 för att avgöra när fördjupade utredningar krävs.

Gränserna är satta utifrån att inget HARO-värde ska riskeras överskridas. Samtidigt som gränsen säkerställer att HARO-värdena inte överskrids måste det finnas en skälig andel kvar av HARO-värdet för de vattenförekomsterna påverkade av vattenkraftverk med en installerade effekt över 0,4 MW. För kraftverk med en installerad effekt som är högre än 0,4 MW kan vattenmyndigheten utgå ifrån att åtgärder för GES alltid leder till BNP.

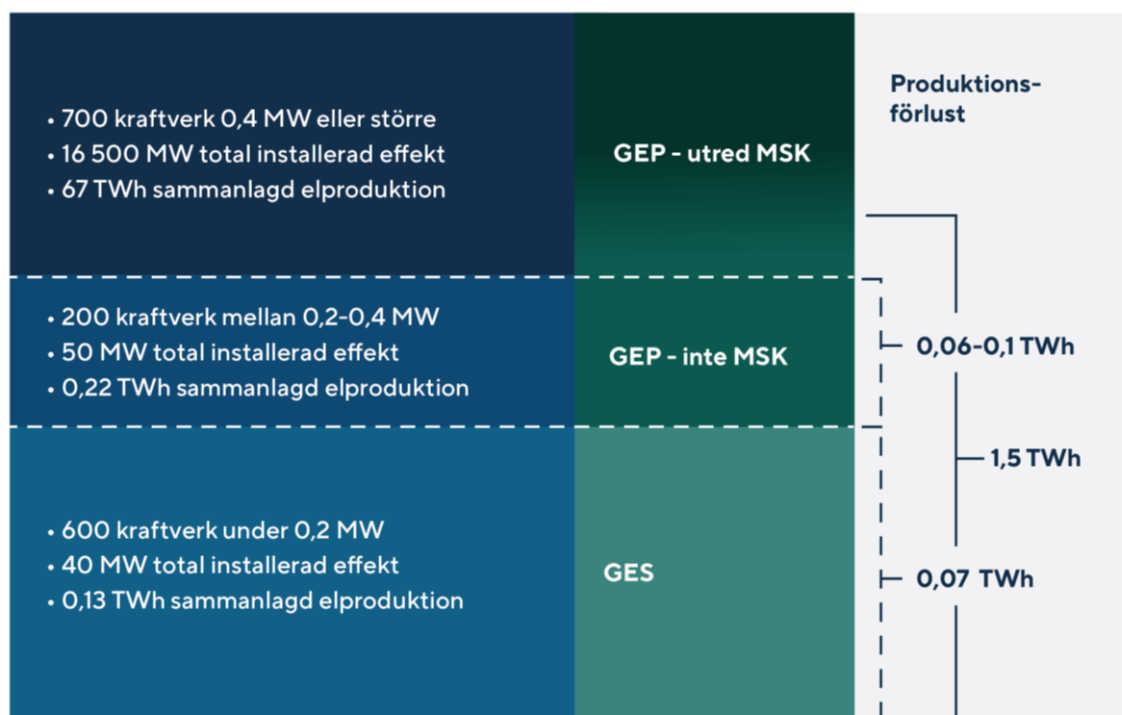
I vattenförekomster med väsentligt ändrad fysisk karaktär på grund av påverkan från vattenkraftverk med en installerad effekt under 0,2 MW riskerar generella GES-åtgärder *inte* leda till BNP. Från 0,2 MW – 0,4 MW bör vattenmyndigheten utreda närmare om generella åtgärder för att uppnå GES riskerar leder till BNP på nationell elproduktion. Från 0,4 MW installerad effekt bör alltid generella åtgärder för GES bedömas leda till BNP. Gränserna för installerad effekt bör tillämpas som en förenkling i steg (B) vid KMV- förklarandet.

3.2 Förenkling vid normsättning och utredning av MSK

Elproduktionsförlusten från generella åtgärder för GEP kan också beräknas på ett förenklat sätt.⁸ En sådan förenkling kan vattenmyndigheten tillämpa när mindre stränga krav (MSK) bör utredas (steg G enligt vägledningen). Vattenförekomster påverkade av kraftverk från 0,4 MW installerad effekt ska utredas närmare för MSK.

Gränsen för när MSK bör utredas kopplas till HARO-värdena och det nationella riktvärdet om 1,5 TWh. Gränsen är satt så att produktionsförlusterna vid GES-åtgärder för de minsta kraftverken under 0,2 MW och GEP-åtgärder för de under 0,4 MW med säkerhet ryms inom HARO-värdena och det nationella riktvärden om 1,5 TWh.

⁸ Åtgärder för GEP motsvarar en fiskväg med flöde om MLQ med ett tak på maximalt 1 m³/s. Produktionsförlusten uppskattas genom att historisk medelproduktion multipliceras med faktorn MLQ/MQ, där MLQ är som högst 1 m³/s. Spridningen i den procentuella produktionsförlusten varierar mycket mellan olika områden.



Figur 2. Fördelning av antalet kraftverk utifrån storlek på installerad effekt. 600 kraftverk är under 0,2 MW. 200 kraftverk är mellan 0,2 och 0,4 MW. 700 kraftverk har en installerad effekt från 0,4 MW och högre. Vattenförekomster med väsentligt förändrad fysisk karaktär (VÄFK) påverkade av kraftverk över 0,4 MW ska alltid utredas för KMV, åtgärder för att nå GES riskerar *alltid* leda till BNP. Generella åtgärder för god ekologisk status (GES) vid kraftverk under 0,2 MW bedöms inte riskera en BNP på elproduktionen nationellt eller att HARO-värdena överskrids. För vattenförekomster påverkade av kraftverk i gruppen från 0,2 till under 0,4 MW behöver risken för BNP utredas närmare.

3.3 Konsekvenser av tillämpning av gräns för förenkling

Den förenklade bedömningen om åtgärder för GES riskerar att leda till BNP bör utgöra en påtaglig förenkling vid förklarandet av vattenförekomster som KMV, påverkade av mindre kraftverk.

Förutsättningen för att kunna tillämpa KMV är att vattenförekomsten har väsentligt ändrad fysisk karaktär (VÄFK). En gräns för storlek på kraftverk på från 0,4 MW installerad effekt när BNP på elproduktion *alltid* antas uppstå, innebär att ett större antal vattenförekomster som idag är naturligt vatten med normen GES kommer att förklaras som KMV med normen GEP (som huvudregel). Ambitionen på miljöanpassningen kommer fortsatt vara relativt hög vid normen GEP och för många vattenförekomster kan kraven vara liknande som för GES men med något sänkt nivå. På samma vis kommer gränsen på 0,4 MW påverka antalet vattenförekomster som kan utredas för MSK. Både naturliga vatten och KMV som påverkas av kraftverk från 0,4 MW installerad effekt ska kunna utredas för MSK. Sammantaget ger förenklingarna möjlighet att peka ut fler KMV och beslut om MSK jämfört med tidigare.

Den samlade elproduktionen från de cirka 600 kraftverken under 0,2 MW installerad effekt är 0,1 TWh med en samlade installerade effekten på 40 MW (av de som ingår i NAP). Den uppskattade

produktionsförlusten för gruppen blir 0,07 TWh. Bedömningen är att den produktionsförlusten inte riskerar att äventyra riktvärdet om 1,5 TWh eller något av de särredovisade HARO-värden⁹ i VFF. Norrström är det HARO som har störst andelen produktion från kraftverk under 0,4 MW, 25 %. Om åtgärder för GES genomförs vid alla dessa kraftverk uppskattas elproduktionsförlusten att uppgå till 81% av HARO-värdet för Norrström, Tabell 2. Norrström är ett område som kräver noggrannare utredning för när BNP riskerar att uppstå.

Produktionsförlusten sammantaget, om GES åtgärder vidtas i kraftverk i gruppen under 0,2 MW och GEP åtgärder vidtas i kraftverk under 0,4 MW, motsvarar 0.13 TWh och riskerar därmed inte att riktvärdet 1,5 TWh överskrids. Inget av de HARO (inkluderat gruppen övriga avrinningsområden) som redovisas i vattenförvaltningsförordningen får en uppskattad elproduktionsförlust som motsvarar mer än 60% % av HARO-värdet, se Tabell 2. Norrström avviker mot andra HARO, med ett stort antal kraftverk under 0,4 MW, samtidigt finns det utrymme i gruppen för de fåtal större kraftverk också.

Gruppen övriga avrinningsområden i bilaga 3 i vattenförvaltningsförordningen består av avrinningsområden med väldigt varierande förutsättningar. Flera HARO är små med enbart kraftverk under 0,2 MW. Tillämpningen av de föreslagna gränserna förutsätter att gruppen övriga avrinningsområden inte bryts ner på enskilda provningsgrupper. Osäkerheterna i antagandena som ligger till grund för HARO-värdenas beräkning får mer genomslag och blir mer uttalade desto mindre området är.

Tillämpning av gränserna, för att förenkla bedömningarna vid KMV och MSK, bidrar till att säkerställa att påverkan hålls inom HARO-värdena och nationella riktvärdet. Det bör säkerställa en acceptabel påverkan på vattenkraftproduktionen vid omprövningen.

⁹ Förutsatt att felaktigheterna för Delångersån korrigeras i bilaga 3 till vattenförvaltningsförordningen.

HARO	Andel av elproduktionsförlust för GES-åtgärder för samtliga kraftverk under 0,4 MW	Andel av elproduktionsförlust för GES-åtgärder för kraftverk under 0,2 MW och GEP-åtgärder för kraftverk mellan 0,2 och 0,4 MW	Andel elproduktion för kraftverk under 0,4 MW
Luleälven	1%	1%	0%
Skellefteälven	1%	1%	0%
Rickleån	7%	7%	3%
Umeälven	1%	1%	0%
Gideälven	3%	2%	0%
Moälven	4%	4%	2%
Ångermanälven	17%	11%	0%
Indalsälven	1%	1%	0%
Ljungan	14%	9%	0%
Delångersån	13%	5%	4%
Ljusnan	4%	3%	0%
Gavleån	11%	10%	9%
Dalälven	6%	4%	1%
Norrström	81%	60%	25%
Motalaström	19%	14%	5%
Emån	14%	12%	15%
Helge å	6%	5%	6%
Lagan	6%	6%	2%
Nissan	27%	18%	4%
Viskan	14%	9%	4%
Göta älv	15%	10%	2%
Ätran	26%	24%	4%
Övriga avrinningsområden	32%	20%	13%

Tabell 2. Elproduktionsförlust för gruppen kraftverk under 0,2 respektive 0,4 MW (GES och GEP gruppen) för de särredovisade HARO och gruppen övriga avrinningsområden. Delångersån och gruppen övriga avrinningsområden redovisas med korrigerade värden som inte överensstämmer med elproduktionsförlusterna i bilaga 3 till vattenförvaltningsförordningen. Elproduktionsförlusten för GES-åtgärder är uppskattad till 50 % (hög uppskattning) av normalårsproduktionen. Elproduktionsförlusten för GEP-åtgärder beräknas utifrån en fiskväg med MLQ med ett tak på maximalt 1 m³/s. Elproduktionsförlusten redovisas i procent av total elproduktionsförlust per avrinningsområde. Även elproduktion för de kraftverk med installerad effekt som andel av total elproduktion i respektive avrinningsområde redovisas.

4 Saldoföring och uppföljning

Transparens kring förväntade produktionsförluster som följd av miljöåtgärder behöver förbättras. För ökad transparens för hur förlusten av elproduktion till följd av omprövningen förhåller sig till riktvärde 1,5 TWh rekommenderar vi ett arbetssätt med saldoföring och uppföljning.

Vattenmyndigheterna bör fortlöpande redovisa de produktionsförluster som fastställda miljö kvalitetsnormer förväntas leda till och saldoföra mot gällande HARO-värden och de beräkningarna per provningsgrupp som redovisas i Bilaga: HARO-värden per provningsgrupp. Saldoföring bör även ske utifrån den tidsmässiga nedbrytningen som redovisas i detta uppdrag. I Tabell 3 redovisas hur vattenförvaltningsförordningens HARO-värden är fördelade per provningsår, både för avrinningsområden med egna värden och övriga avrinningsområden. Av tabellen framgår även antal kraftverk som omprövas och dess elproduktion.

För ytterligare transparens kring de elproduktionsförluster som kan bli följden av beslutade miljöåtgärder och hur dessa förhåller sig till det nationella riktvärdet om 1,5 terawattimmar är det även viktigt att bedöma vilken elproduktionsförlust domstolarnas beslutade miljövillkor leder till. En sådan bedömning behöver göras av Energimyndigheten, förslagsvis inom ramen för HaV:s arbete med att fortlöpande följa upp genomförandet av den nationella planen.

Uppföljning bör då ske utifrån åtgärder som leder till mindre vatten för elproduktion men även de produktionsförluster som uppstår vid nedläggning av vattenkraft.

År	Antal kraftverk	Elproduktion (GWh)	Befintlig elproduktionsförlust i vattenförvaltningsförordningen (GWh) med mindre justeringar	Varav övriga avrinningsområden: Befintlig elproduktionsförlust i vattenförvaltningsförordningen (GWh) med mindre justeringar
2022	98	124	18	13
2023	0	-	-	-
2024	1	4	-	-
2025	104	2 417	59	23
2026	91	1 531	45	33
2027	100	777	64	5
2028	112	10 821	107	-
2029	123	10 078	228	-
2030	135	7 535	116	-
2031	97	622	52	-
2032	106	2 818	85	12
2033	83	16 679	245	0
2034	138	10 185	255	-
2035	98	2 347	130	1
2036	91	1 164	39	9
2037	68	155	16	2
2038	74	186	39	0
2039	11	5	1	-
Summa	1 530	67 448	1 500	100

Tabell 3. Antal kraftverk, elproduktion och HARO-värde per provningsår. HARO-värdet baseras på de HARO-värden som redovisas i Vattenförvaltningsförordningen (VFF) med vissa justeringar (se kapitel **Fel! Hittar inte referenskälla.** för mer information). Kolumnen längst till höger visar gruppen *Övriga avrinningsområden*.

Bilaga: HARO-värden per HARO

I Tabell 4 redovisas elproduktionsförlust (GWh) per huvudavrinningsområde (HARO) enligt befintliga värden i vattenförvaltningsförordningen. Värdena för *Delångersån* och *Övriga avrinningsområden* har uppdaterats, se förklaring i kapitel 1.1 HARO-värdena bibehålls utan förändringar i vattenförvaltningsförordningen för samtliga grupper förutom Övriga avrinningsområden och Delångersån.

HARO	Namn	Befintlig elproduktionsförlust i vattenförvaltningsförordningen (GWh) med mindre justeringar
9000	Luleälven	150,5
20000	Skellefteälven	29,4
24000	Rickleån	4,4
28000	Umeälven	198,3
34000	Gideälven	12,8
36000	Moälven	6,5
38000	Ångermanälven	14,7
40000	Indalsälven	196,0
42000	Ljungan	12,4
45000	Delångersån	10,2
48000	Ljusnan	61,3
52000	Gavleån	17,6
53000	Dalälven	186,5
61000	Norrström	68,1
67000	Motalaström	44,1
74000	Emån	18,8
88000	Helge å	27,0
98000	Lagan	60,1
101000	Nissan	12,6
105000	Viskan	15,9
108000	Göta älv	235,1
103000	Ätran	16,9
1000	Torneälven	1,4
3000	Sangisälven	0,2
12000	Alterälven	0,02
13000	Piteälven	7,0
17000	Åbyälven	2,2
21000	Bureälven	1,4
26000	Sävarån	0,03
27000	Tavelån	0,01
30000	Öreälven	4,7
37000	Nätraån	10,6
43000	Gnarpsån	0,4
44000	Harmångersån	2,8
46000	Nianån	0,4
50000	Hamrångeån	1,2

51000	Testeboån	2,7
54000	Tämnrån	0,6
55000	Forsmarksån	-
63000	Trosaån	-
65000	Nyköpingsån	6,9
66000	Kilaån	0,3
68000	Söderköpingsån	5,0
69000	Vindån	0,04
70000	Storån	1,6
71000	Botorpsströmmen	2,4
72000	Marströmmen	0,1
73000	Virån	0,1
75000	Alsterån	6,5
77000	Ljungbyån	0,2
78000	Hagbyån	0,0
79000	Bruatorpsån	0,0
80000	Lyckebyån	1,0
81000	Nättrabyån	0,3
82000	Ronnebyån	8,0
83000	Vierysån	-
84000	Bräkneån	0,2
85000	Mieån	0,4
86000	Mörrumsån	22,7
87000	Skråbeån	0,5
89000	Nybroån	-
91000	Höje å	-
92000	Kävlingeån	0,3
93000	Saxån	-
96000	Rönne å	1,8
97000	Stensån	0,01
99000	Genevadsån	0,5
100000	Fylleån	0,5
102000	Suseån	0,7
104000	Himleån	-
106000	Rolfsån	1,3
107000	Kungsbackaån	0,3
109000	Bäveån	0,3
110000	Örekilsälven	1,6
112000	Enningdalsälven	0,04
18000	Byskeälven	-
19000	Kågeälven	0,2
23000	Kålabodaälven	-
31000	Leduälven	-
32000	Lögdeälven	-
33000	Husån	0,3
14000	Lillpiteälven	-

114000	Nea	0,6
35000	Idbyån	0,01
118000	Gotland nordost	-
62000	Tyresån	0,2
	Summa:	1 500

Tabell 4. Elproduktionsförlust (GWh) per huvudavrinningsområde (HARO). Den första kolumnen med elproduktionsförluster utgår från befintligt värde i bilaga 3 i Vattenförvaltningsförordningen (inklusive korrigeringar för *Delångersån* och *Övriga avrinningsområden*)

Bilaga: HARO-värden per provningsgrupp

I Tabell 5 redovisas elproduktionsförlust (GWh) per provningsgrupp enligt befintliga värden i vattenförvaltningsförordningen. Värdena för *Delångersån* och *Övriga avrinningsområden* har uppdaterats, se förklaring i kapitel 1.1 HARO-värdena bibehålls utan förändringar i vattenförvaltningsförordningen för samtliga grupper förutom Övriga avrinningsområden och Delångersån.

Då det i beräkningsunderlaget från tidigare beräkningar inte är möjligt att återskapa värden per provningsgrupp har fördelningen av HARO-värde mellan provningsgrupper inom samma huvudavrinningsområde gjorts utifrån hur den fördelningen blir i nya beräkningar med uppdaterad data.

Id-nummer	Prövningsgrupp	Elproduktionsförlust beräknad utifrån HARO-värdena i Vattenförvaltningsförordningen (GWh)
1_1	Torneälven	1,4
3_1	Sangisälven	0,2
9_1	Luleälven	148,5
9_2	Bodån	1,1
9_3	Bodträskån	1,0
12_1	Alterälven	-
13_1	Piteälven	7,0
17_1	Åbyälven	2,2
19_1	Kågeälven	0,2
20_1	Skellefteälven	29,4
21_1	Bureälven	1,4
24_1	Rickleån	4,4
26_1	Sävarån	0,03
27_1	Tavelån	0,01
28_1	Umeälven	197,5
28_2	Vindelälven	0,8
28_4	Stornorrfors	-
30_1	Öreälven	4,7
33_1	Husån	0,3
34_1	Gideälven	12,8
35_1	Idbyån	0,01
36_1	Moälven	6,5
37_1	Nätraån	10,3
37/38_1	Mellan Nätraån och Ångermanälven	0,2
38_1	Ångermanälven	11,2
38_2	Faxälven	2,5
38_3	Fjällsjöälven	0,7
38_4	Vojmån	0,3
38/39_1	Mellan Ångermanälven och Gådeån	-
40_1	Indalsälven	179,5
40_2	Storsjön	0,7

40_3	Dammån	0,2
40_4	Storbodströmmen	-
40_5	Indalsälven uppströms Ockeströmmen	-
40_6	Åreälven	2,1
40_7	Ytterån uppströms Storsjön	0,05
40_8	Långan	8,0
40_9	Hårkan	5,5
42_1	Ljungan	11,4
42_2	Gimån	0,9
43_1	Gnarpsån	0,2
44_1	Harmångersån	2,8
45_1	Delångersån	10,2
48_1	Ljusnan nedströms Orsjön	22,5
48_2	Voxnan	15,9
48_3	Ljusnan uppströms Orsjön	3,8
48_4	Ljusnan uppströms Laforsen	19,1
50_1	Hamrångeån	1,2
51_1	Testeboån	2,7
52_1	Gavleån	14,0
52_2	Gavleån uppströms Storsjön	3,6
53_1	Dalälven nedre	2,5
53_2	Dalälven mellan	88,8
53_3	Västerdalälven	39,2
53_4	Österdalälven	19,3
53_5	Lillälven uppströms Dalälven	16,9
53_6	Oreälven	14,1
53_9	Siljan med mindre biflöden	8,1
54_1	Tämnarån	0,6
61_1	Eksågsån	0,5
61_2	Hjälmaren	2,1
61_3	Svartån till Hjälmaren	1,8
61_4	Teen uppströms	1,4
61_5	Nedre Arbogaån	7,4
61_6	Dyltaån	2,6
61_7	Borsån	34,9
61_8	Sverkestaån	1,6
61_9	Hedströmmen	2,1
61_10	Kolbäcksån nedre	7,8
61_11	Kolbäcksån övre	4,9
61_12	Svartån till Mälaren	0,6
61_13	Sagån	0,1
61_14	Örsundaån	0,02
61_15	Fyrisån	0,1
62_1	Tyresån	0,2
63_1	Trosaån	-
65_1	Nyköpingsån	6,9

66_1	Kilaån	0,2
66/67_1	Norr Bråviken	0,1
67_1	Motala ströms huvudfåra	4,0
67_3	Stångån	8,6
67_4	Svartån uppströms Roxen	20,9
67_5	Vättern södra	8,7
67_6	Hällestadsån uppströms Glan	3,4
67_9	Vättern norra	1,7
67_13	Huskvarnaån	0,8
68_1	Söderköpingsån	5,0
68/69_1	Mellan Söderköpingsån och Vindån	-
69_1	Vindån	0,04
70_1	Storån	1,0
70/71_1	Mellan Storån och Botorpsströmmen	0,2
71_1	Botorpsströmmen	2,4
72_1	Marströmmen	0,1
73_1	Virån	0,1
74_1	Emån nedströms Gårdvedaån	8,5
74_2	Gårdvedaån	1,1
74_3	Emån uppströms Gårdvedaån	8,9
74_4	Silverån	0,2
75_1	Alsterån	4,0
77_1	Ljungbyån	0,2
78_1	Hagbyån	0,02
79_1	Bruatorpsån	0,02
80_1	Lyckebyån	1,0
80/81_1	Fylletorpsån	-
81_1	Nättrabyån	0,3
81/82_1	Listerbyån	-
82_1	Ronnebyån	8,0
83_1	Vierysån	-
84_1	Bräkneån	0,2
84/85_1	Hällarydsån	-
85_1	Mieån	0,4
86_1	Mörrumsån nedströms Åsnen	20,4
86_2	Mörrumsån mellan Åsnen och Helgasjön	1,6
86_3	Mörrumsån uppströms Helgasjön	0,7
87_1	Skråbeån	0,5
88_1	Helge å	25,4
88_2	Almaån	1,4
88_4	Vramsån	0,2
88/89_1	Österlen	0,01
92_1	Kävlingeån	0,3
95_1	Vege å	-
96_1	Rönne å	1,8
97_1	Stensån	0,01

98_1	Lagan nedströms Ängabäck	21,5
98_2	Lagan biflöden nedströms Ängabäck	0,4
98_3	Krokån och Vänneån	0,8
98_4	Lagan uppströms Ängabäck	25,6
98_5	Bolmån	2,0
98_6	Toftaån	8,3
98_7	Härån	1,4
99_1	Genevadsån	0,5
100_1	Fylleån	0,5
101_1	Nissan nedströms Färgaryd	9,2
101_2	Kilan	1,1
101_3	Nissan uppströms Färgaryd	2,4
102_1	Suseån	0,7
103_1	Ätran samt Högvadsån	0,6
103_2	Ätran uppströms Högvadsån	10,7
103_3	Ätran biflöden från Fegen	0,1
103_4	Assman uppströms Ätran	1,5
103/104_1	Tvååkersån m.fl.	0,03
105_1	Viskan	15,9
105/106_1	Mellan Viskan och Rolfsån	0,01
106_1	Rolfsån	1,3
107_1	Kungsbackaån	0,1
107/108_1	Mellan Onsalahalvön och Göta älv	0,2
108_1	Vänern mindre tillflöden	0,5
108_2	Dalbergsån	3,3
108_3	Forsnäsån	0,5
108_4	Åmålsån	0,5
108_5	Alsterälven	0,6
108_6	Visman	0,2
108_7	Råmmån och Sjøråsån	0,01
108_8	Nossan	2,2
108_9	Mölnålsån	0,1
108_10	Borgvikeälven	0,9
108_A_1	Upperudsälven 1	43,1
108_A_2	Upperudsälven 2	0,7
108_A_3	Upperudsälven 3	0,7
108_A_4	Upperudsälven 4	6,1
108_B_1	Byälven 1	5,2
108_B_2	Byälven 2	0,5
108_B_3	Byälven 3	3,4
108_B_4	Byälven 4	4,3
108_C_1	Norsälven nedströms Övre Fryken	12,3
108_C_2	Norsälven uppströms Övre Fryken	5,7
108_D_1	Klarälven	54,6
108_D_2	Kvarntorpsån	0,8
108_D_3	Tjärnsälven	0,5

108_D_4	Årosälven	19,4
108_E_1	Gullspångsälven nedre	15,9
108_E_2	Lungälven och Bjurbäcksälven	1,1
108_E_3	Storforsälven	3,2
108_E_4	Svartälven biflöden	1,7
108_E_5	Svartälven övre	6,3
108_E_6	Sikforsån	1,4
108_F_1	Tidan nedströms Östen	2,7
108_F_2	Tidan uppströms Östen	4,2
108_F_3	Ösan uppströms Östen	0,5
108_F_4	Tidan biflöden till Stråken	0,4
108_G_1	Lidan	2,9
108_H_1	Säveån	10,2
108_I_1	Göta älvs huvudfåra	18,4
109_1	Bäveån	0,3
110_1	Örekilsälven	1,6
112_1	Enningdalsälven	0,04
114_1	Nea	0,6
118/117_1	Gotland nordost	-
001	Avrinning till Norge inom domsområdet för Mark- och miljödomstolen vid Umeå tingsrätt	-
002	Avrinning till Östersjön inom domsområdet för Mark- och miljödomstolen vid Umeå tingsrätt	-
003	Avrinning till Norge inom domsområdet för	-
004	Avrinning till Östersjön inom domsområdet för Mark- och miljödomstolen vid Östersunds tingsrätt	-
005	Avrinning till Norge inom domsområdet för Mark- och miljödomstolen vid Vänersborgs tingsrätt	-
006	Avrinning till Östersjön inom domsområdet för Mark- och miljödomstolen vid Nacka tingsrätt	-
007	Avrinning till Västerhavet inom domsområdet för Mark- och miljödomstolen vid Vänersborgs tingsrätt	-
008	Avrinning till Östersjön och Västerhavet inom domsområdet för Mark- och miljödomstolen vid Växjö tingsrätt	-
	Summa	1 500

Tabell 5. HARO-värde per provningsgrupp för beräkningarna som ligger till grund för befintliga värden i Vattenförvaltningsförordningen (endast en uppdatering av *Övriga avrinningsområden*) och utifrån uppdaterade beräkningar.

Bilaga: Metodbeskrivning beräkning av riktvärdet och HARO-värdena

Det nationella riktvärdet om 1,5 TWh elproduktionsförlust togs fram i arbetet med strategin¹⁰. En beskrivning av beräkningarna redovisas i den nationella planen¹¹, i strategin samt i en tidigare översyn av HARO-värdena¹².

Strategi för åtgärder i vattenkraften (2014)

När strategin togs fram var antalet kända vattenkraftverk cirka 1 800 stycken. För cirka 880 kraftverk sammanställdes information om effekt, produktion, fallhöjd samt statistik för flöden från SMHI (i de aktuella vattendragen som kraftverken befinner sig). Effekt och produktionsvärden hämtades från flera olika källor till exempel elcertifikatsystemet och från kraftverksägarnas egna webbsidor. Även fallhöjden hämtades från samma källor eller uppmättes med stöd av lantmäteriets höjddata i de fall det behövdes.

I ett nästa steg beräknades produktionsförluster för en del "typiska miljöåtgärder som bidrar till att nå god ekologisk status". Åtgärderna omfattade minimitappningskrav motsvarande medellågvattenföring och konnektivitet i alla vattenkraftverk¹³. Med denna typ av miljöåtgärder i alla vattenkraftverk uppgick produktionsförlusterna till 16 TWh

Beräkningsresultat visade att produktionsförlusterna ökar snabbare efter en ackumulerad produktionsförlust motsvarande 1,5 TWh, om vattenkraftverken rangordnades efter installerad effekt. För varje ytterligare vattenkraftverk över en ackumulerad produktionsminskning på 1,5 TWh ledde det till större konsekvenser på produktionen och elsystemet. Därför bedömdes det att ett riktvärde på cirka 1,5 TWh motsvarade en brytpunkt.

För att analysera vilka miljöåtgärder som är möjliga att genomföra inom riktvärdet 1,5 TWh beräknades produktionsbortfall med olika åtgärdsalternativ för de olika vattenkraftverken. Vattenkraftverken delades in i följande fyra kategorier:

Storskaliga vattenkraftverk (installerad effekt om 10 MW eller mer) med en torrfåra på mer än 500 meter helt eller delvis, torrlagda vattendragsträckor (naturfåror) nedströms kraftverket. I dessa uteslöts minimitappningskrav vilket också innebär att konnektivitetsåtgärder inte ingår i beräkningarna

Storskaliga vattenkraftverk (installerad effekt om 10 MW eller mer) som har avskurna torrfåror som är kortare än 500 meter

I dessa antas att en fiskväg med ett flöde motsvarande 5 procent av medelvattenföringen (MQ) genomförs.

Medelstora och småskaliga vattenkraftverk (installerad effekt under 10 MW)

I dessa antas att fiskväg och minimitappning motsvarande medellågvattenföring (MLQ) genomförs.

¹⁰ Strategi för åtgärder i vattenkraften, Havs- och vattenmyndigheten 2014:14.

¹¹ Regeringens beslut M2019/01769, 2020-06-25, Nationell plan för moderna miljövillkor

¹² Översyn av HARO-värdena i den nationella planen för moderna miljövillkor, 2021-04-13.

¹³ För att nå god ekologisk status kan också miljöåtgärder som förbättrar möjligheten för till exempel naturlig vattenföring behövas.

Övriga antaganden:

- Inga befintliga miljövillkor räknas in.
- 5 procent av medelvattenföringen (MQ) likställs med 5 procent av elproduktionen.
- Den procentuella minskningen från ett spill av medellågvattenföring (MLQ) likställs med MLQ/MQ av elproduktionen.

Nationella planen (2020) och vattenförvaltningsförordningen (2025)

I förarbete och förslag till den nationella planen¹⁴ (2019) bröts riktvärdet 1,5 TWh ned till värden för de 22 huvudavrinningsområdena som har kraftverk som särskilt bidrar med reglerförmåga (reglerbidragsklass 1) och en post för övriga huvudavrinningsområden.

I beräkningarna i förslaget till den nationella planen fanns det ett uppdaterat underlag med elproduktion eller installerad effekt för runt 1600 (av 1800) vattenkraftverk totalt. Total elproduktion för kraftverken i beräkningen är 64 TWh. Antaganden för övriga kraftverk gjordes på motsvarande sätt som i strategin (se Tabell 6).

I nationella planen publicerades HARO-värdena som procentuell produktionsminskning. Den procentuella produktionsminskningen beräknades utifrån en normalårsproduktion om 68 TWh vattenkraftsel (det vill säga fyra TWh mer än i beräkningsunderlaget för elproduktionsförlusten), vilket innebär att de procentuella minskningarna för vissa huvudavrinningsområden är lägre än vad beräkningarna ger underlag för. Värdena i Vattenförvaltningsförordningen bygger på samma beräkningar, men elproduktionsförlust anges i terawattimmar.

Beräkning utifrån uppdaterat underlag i detta regeringsuppdrag

Dataunderlag

Idag finns mer tillgänglig data för kraftverk, elproduktion, installerad effekt och vattenflöden.

Elproduktion och installerad effekt har samlats in på följande vis:

1. I första hand genom Energimyndighetens register för ursprungsgarantier. Medelvärdet för alla produktionsår med produktion över noll mellan 2013 till 2022 beräknas per kraftverk. Detta motsvarar ungefär 67 TWh totalt (även för de kraftverk som inte ingår i NAP).
2. I andra hand har elproduktion från Havs- och vattenmyndighetens register för anmälda till NAP använts. Detta motsvarar 0,5 TWh totalt (även för de kraftverk som inte ingår i NAP).

Vattenflöden per kraftverk har hämtats av Havs- och vattenmyndigheten från SMHI utifrån geografisk position.

Utöver elproduktion och vattenflöden är också längre torrfåror (torrfåror över 500 m) en viktig parameter som får betydande genomslag i beräkningarna. De torrfåror som användes i tidigare

¹⁴ Havs- och vattenmyndigheten, Energimyndigheten och Svenska kraftnät, Förslag till nationell plan för omprövning av vattenkraft. Länk: <https://www.havochvatten.se/download/18.1bd43926172bdc4d64881cc1/1708959747336/bilaga-2-nationell-plan-moderna-miljovillkor.pdf>

beräkningar har jämförts med en databas över torrfåror från SLU samt diskuterats med länsstyrelserna.

Resultat

Det nya underlaget är mer omfattande och samma principer och antaganden om miljöåtgärder leder till en större elproduktionsförlust, se Tabell 6. Där beräkningsalternativ 1 motsvarar det i strategin, dock med det nya och mer omfattande underlaget. Efter att metodbeskrivningen var ute på remiss till länsstyrelser, de länsstyrelser som är vattenmyndigheter, Energiföretagen och Svensk vattenkraftförening (Svaf) har även beräkningsalternativ 2b, 2c samt 4 lagts till. Flera andra synpunkter och egna förslag på beräkningsalternativ inkom och har analyserats, men finns inte med som beräkningsalternativ här.

Beräkningsalternativ	Elproduktionsförlust, TWh
1. Strategins antaganden om flöden och torrfåror	1,6
2. Uppdaterade torrfåror* (samma antaganden som strategin i övrigt)	1,9
2b. Tillagt en undre gräns för konnektivitetsåtgärd om 0,1 m ³ /s eller medelvattenföring (om medelvattenföringen är mindre än 0,1 m ³ /s)	1,95
2c. Tillagt en övre gräns om 2 m ³ /s för konnektivitetsåtgärder.	0,7
2d. För kraftverk under 0,2 MW antas 50% elproduktionsförluster	1,9
3. Inga torrfåror används som antagande (5% av MQ för alla kraftverk från 10MW och uppåt, MLQ för övriga)	3,9
4. Nya antaganden:	1,4
-Kraftverk över 100 MW får noll elproduktionsförlust	
-Kraftverk mellan 10 och 100 MW med flöde över 250 m ³ /s sätts elproduktionsförlusten till 1% av MQ	
- Kraftverk mellan 10 och 100 MW med flöde över 100 m ³ /s sätts till 2% av MQ	
-under 10 MW sätts elproduktionsförlusten till MLQ	

Tabell 6. Beräkningsexempel för elproduktionsförlust till följd av miljöåtgärder. I samtliga fall används uppdaterat underlag för elproduktion, installerad effekt och vattenflöden. För beräkningsalternativ 1 och 2 är antaganden för miljöåtgärder samma som i strategin (Under 10 MW installerad effekt släpps MLQ utanför turbin, lika med eller större än 10 MW utan längre torrfåror släpps 5% av MQ utanför turbin, lika med eller större än 10 MW med längre torrfåror släpps inget utanför turbin), men med två varianter i och med 2. Och 2.c. Med längre torrfåror avses torrfåror över 500 m. I fall 3 har samtliga kraftverk med minst 10 MW i installerad effekt ett spill om 5 procent av MQ (vilket skiljer sig från strategin).

Eftersom uppdraget utgår från en produktionsförlust om 1,5 TWh justeras produktionsförlusten till att bli 1,5 TWh i respektive beräkningsalternativ utifrån andel av produktionsförlust. Om ett huvudavrinningsområde har en elproduktionsförlust om 170 GWh i beräkningsalternativ 1 där total elproduktionsminskning är 1,7 TWh (det vill säga 10 procent av elproduktionsförlusten) får detta huvudavrinningsområde 10 procent av 1,5 TWh som elproduktionsförlust. Det leder fram till

HARO-värdena i Tabell 7. I tabellen anges enbart siffror för respektive beräkningsalternativ, se Tabell 6 för beskrivningar.

Anledningen till att 2d redovisas i detta underlag istället för 2 är för att det är utgångspunkten vid bestämningen av gränsvärdena, samtliga elproduktionsförluster för kraftverk under 0,4 MW justeras inte heller ned utan för de under 0,2 MW gäller en elproduktionsförlust om 50% och för de mellan 0,2 och 0,4 MW gäller MLQ (utan nedjustering).

Namn	1. Strategins torrfårar (GWh)	2d. Uppdaterade torrfårar (GWh)	3. Inga torrfårar (GWh)	Elproduktions- förlust VFF (GWh)	Uppdaterad elproduktions- förlust VFF (GWh)
Luleälven	254	213	298	151	151
Skelleteälven	20	65	88	29	29
Rickleån	7	6	3	4	4
Umeälven	93	132	149	198	198
Gideälven	10	9	9	13	13
Moälven	5	4	2	7	7
Ångermanälven	105	91	230	15	15
Indalsälven	195	241	194	196	196
Ljungan	17	25	45	12	12
Delångersån	11	9	4	1	10
Ljusnan	75	72	86	61	61
Gavleån	11	10	5	18	18
Dalälven	193	152	115	186	186
Norrström	73	73	31	68	68
Motalaström	46	37	22	44	44
Emån	12	12	5	19	19
Helge å	9	8	4	27	27
Lagan	28	30	18	60	60
Nissan	13	12	6	13	13
Viskan	19	17	8	16	16
Göta älv	196	181	132	235	235
Ätran	21	20	11	17	17
Övriga avrinningsområden	86	81	36	167	101
Summa	1 500	1 500	1 500	1 557	1 500

Tabell 7. Beräkningsexempel för elproduktionsförlust i GWh till följd av miljöåtgärder fördelat per huvudavrinningsområde. Se Tabell 6 för beskrivning av respektive beräkningsalternativ.

*Vattenförvaltningsförordningen (VFF) i bilaga 3.

Huvudavrinningsområdet *Delångersån* samt *Övriga avrinningsområden* har justerats, se mer i kapitel **Fel! Hittar inte referenskölla..

Slutsats

Beräkningsalternativen och underlaget som framkom vid analyserna av dessa resulterade i slutsatserna som finns i denna rapport. De olika beräkningsalternativen skiljer sig från befintliga HARO-värden på olika sett, men bedömningen är att en anpassning utifrån nya beräkningar inte för med sig tillräckligt med positiva effekter för elsystemet eller vattenmiljön för att överväga de negativa effekterna av att ändra på grundförutsättningarna för omprövningarna.

Bilaga: Vattenkraftverk med koppling till Natura 2000-områden

Redan i den nationella planen¹⁵ för omprövning av vattenkraft (2019) beskrevs en potentiell målkonflikt mellan vattenkraft och Natura 2000 där flera älvar pekades ut specifikt (Luleälven, Indalsälven, Gullspångsälven, Klarälven och Umeälven). Utifrån underlag från länsstyrelserna som sammanställts av vattenmyndigheterna i samverkan pekas de vattenförekomster ut som är kopplade till akvatiska Natura 2000-områden och deras miljökrav. Detta har Svenska kraftnät sedan använt för att analysera vilka kraftverk som kan påverkas av miljökrav kopplade till Natura 2000. Vattenmyndigheterna i samverkan har också gjort en analys utifrån naturvärdesinventering och vilka arter/naturtyper som kopplar till olika vattenförekomster och Natura 2000. Detta har benämnts som "sannolika krav".

Resultaten visar att de kraftverk som kan påverkas av Natura 2000-krav tillsammans producerar 21,7 TWh el och har 5,7 GW i installerad effekt. I Tabell 8 redovisas antal kraftverk, installerad effekt och elproduktion som kan påverkas av miljökrav kopplade till Natura 2000-områden för konnektivitet (behov av transport upp och nedströms i till exempel en fisktrappa eller naturfåra) och hydromorfologi (behov av livsmiljöer som kan innebära mintappningar genom kraftverken). I tabellen redovisas åtgärder kopplade till konnektivitet och hydromorfologi tillsammans då skillnaden dem emellan är låg.

Uppdaterade och specificerade krav är relativt låg då det finns få uppdaterade bevarandeplaner idag och detta inkluderas således inte i analysen.

	Påverkan konnektivitet eller hydromorfologi	Sannolikt krav konnektivitet eller hydromorfologi
Antal vattenkraftverk	600	500
Installerad effekt (MW)	5 700	5 300
Elproduktion (GWh)	21 700	20 000

Tabell 8. Sammanställning av vattenkraftverk som kan påverka Natura 2000-områden idag och kvantifiering av om det är sannolikt att de får miljökrav kopplat till Natura 2000-området eller om det finns uppdaterade och specificerade sådana krav (i uppdaterade bevarandeplaner) **utifrån antal vattenkraftverk, installerad effekt och elproduktion.**

I Tabell 9 visas elproduktion från vattenkraftverk med Natura 2000 koppling fördelat per elområde. Störst andel med "påverkan" och "sannolikt krav" återfinns i elområde 2 och 3.

Elproduktion per elområde (GWh)	Påverkan konnektivitet eller hydrologi	Sannolikt krav konnektivitet eller hydrologi
Elområde 1	3 262	3 262
Elområde 2	11 887	10 227

¹⁵ Havs- och vattenmyndigheten, Energimyndigheten och Svenska kraftnät, Förslag till nationell plan för omprövning av vattenkraft. Länk: <https://www.havochvatten.se/download/18.1bd43926172bdc4d64881cc1/1708959747336/bilaga-2-nationell-plan-moderna-miljovillkor.pdf>

Elområde 3	5 973	5 910
Elområde 4	628	626
Summa	21 749	20 025

Tabell 9. Sammanställning av vattenkraftverk som kan påverka Natura 2000-områden idag och kvantifiering av om det är sannolikt att de får miljökrav kopplat till Natura 2000-området **utifrån elproduktion fördelat per elområde.**

Denna bild bekräftas även i fördelningen per huvudavrinningsområde i Tabell 10.

Namn	Påverkan vattenkraft konnektivitet	Sannolikt krav konnektivitet	Påverkan vattenkraft Hydrologi	Sannolikt krav hydrologi
Luleälven	3 041	3 041	3 041	3 041
Skellefteåälven	5	5	5	5
Rickleån	4	4	4	4
Umeälven	2 437	2 437	2 437	2 437
Gideälven	224	224	224	224
Moälven	26	26	26	26
Ångemanälven	1 826	800	800	1 826
Indalsälven	4 993	2 757	4 381	5 003
Ljungan	693	693	693	692
Delångersån	36	35	35	36
Ljusnan	1 277	1 137	1 265	1 277
Dalälven	4 051	4 192	4 192	4 193
Norrström	129	109	111	132
Motalaström	152	68	133	156
Emån	57	57	57	57
Helge å	106	106	106	106
Lagan	101	5	104	104
Nissan	89	89	89	89
Ätran	156	153	153	156
Viskan	7	7	7	7
Göta älv	1 302	1 118	1 301	1 312
Torneälven	6	6	6	6
Piteälven	204	202	204	204
Åbyälven	7	7	7	7
Sävereån	1	1	1	1
Öreälven	52	52	52	52

Testeboån	10	10	10	10
Nyköpingsån	2	1	2	2
Mellan Kilaån och Motåls ström	1	1	1	1
Vindån	0	0	-	0
Storån	3	1	1	3
Mellan Botorpsströmmen och Marströmmen	-	-	-	1
Alsterån	122	122	122	122
Ljungbyån	3	3	3	3
Lyckebyån	5	5	5	5
Mellan Lyckebyån och Nättrabyån	0	0	0	0
Ronnebyån	0	0	0	0
Vierysån	0	0	0	0
Bräkneån	1	1	1	1
Mieån	4	4	4	4
Mörrumsån	78	76	77	78
Skråbeån	4	4	4	4
Mellan Helge å och Nybroån	0	0	0	0
Kävlingeån	1	-	-	1
Rönne å	5	5	5	5
Genevadån	2	2	2	2
Fylleån	4	4	4	4
Suseån	4	4	4	4
Mellan Ätran och Himleån	0	-	-	0
Mellan Kungsbackaån och Göta älv	0	-	-	0
Örekilsälven	-	3	3	3
Summa	21 232	17 579	19 683	21 406

Tabell 10. Sammanställning av vattenkraftverk som kan påverka Natura 2000-områden idag och kvantifiering av om det är sannolikt att de får miljökrav kopplat till Natura 2000-området eller om det finns uppdaterade och specificerade sådana krav (i uppdaterade bevarandeplaner) utifrån **elproduktion per huvudavrinningsområde**. Enbart huvudavrinningsområden med en koppling mellan Natura 2000-områden och vattenkraftverk inkluderas.

Vad kan kopplingen till Natura 2000-områden innebära för vattenkraftverken?

Vilka mer långtgående miljökrav som kan bli aktuella utifrån särskilda krav till följd av Natura 2000 beror på vilka arter och akvatiska miljöer (livsmiljötyper) som bedöms som skyddsvärda i respektive Natura 2000-områdes bevarandeplan samt hur stor påverkan och åtgärdsbehovet är.

Övergripande finns krav utifrån utpekade skyddsvärda arter eller särskilda populationer, utpekade livsmiljötyper eller arter representativa för utpekade livsmiljötyper. Exempel på arter är lax, ål, havsnejonöga, flodpärlmussla mm. Gullspångslaxen är ett exempel på en särskilt utpekad population. Svämädellövsskogar eller alpina vattendrag är exempel på särskilda utpekade livsmiljötyper.

Huruvida dessa behov går utöver övriga krav kopplade till omprövningarna är svårt att säga utan platsspecifika analyser.

Metodbeskrivning

För att inhämta relevanta uppgifter om de skyddade områden i form av Natura 2000 områden som fastställts genom art- och habitatdirektivet (92/43/EEG) samt fågeldirektivet (2009/147/EG) hämtas inledningsvis ett uttag av Naturvårdsverkets databas över Natura 2000-objekten (NVR, inhämtat 2023-09-11).

Natura 2000-objekt som berörs av vattenförvaltningen filtreras fram genom att välja de arter och habitat som har vattenberoende status enligt Naturvårdsverkets handbok om kartläggning och analys¹⁶, som i sin tur refererar till CIS Guidance Document no 12¹⁷, se Tabell 11.

Kategori	Natura 2000-arter (1A-1C)	Natura 2000-habitat (2A-2C)
1A/2A	Akvatiska arter som lever i ytvatten, enligt definition i Artikel 2 i RDV.	Habitat bestående av ytvatten eller helt förekommande i ytvatten enligt definition i Artikel 2 i RDV.
1B/2B	Arter med minst ett akvatiskt livsstadium beroende av ytvatten.	Habitat beroende av regelbunden översvämning av ytvatten eller grundvattennivån
1C/2C	Arter beroende av icke-akvatiska, men vattenberoende, habitat tillhörande 2.b och 2.c i habitatkolumnen denna tabell	Icke-akvatiska habitat beroende av påverkan av ytvatten, ex spray, luftfuktighet orsakad av ytvatten, mekanisk påverkan etc.

Tabell 11. Beskrivning över kriterier för vattenberoendestatus enligt Naturvårdsverkets handbok

De filtrerade Natura 2000-objekten resulterade i ett urval av 3 125 unika Natura 2000-områden som har en eller flera habitat/arter som är vattenberoende. Därefter gjorde vattenmyndigheten en geografisk överlappsanalys i GIS mellan vattenförekomstgeometrierna och Natura 2000-områdes geometrierna. Vattenmyndigheten gav sedan beredningssekretariaten med stöd från naturenheterna på länsstyrelserna i uppgift att kvalitetssäkra resultatet, och att lägga till

¹⁶ Naturvårdsverket 2007. Handbok 2007:3 Kartläggning och analys av ytvatten - en handbok för tillämpningen av 3 kap. 1 och 2 §§, Förordningen (2004:660) om förvaltning av kvaliteten på vattenmiljön.

¹⁷ Guidance document n.o 12 The role of wetlands in the Water Framework Directive s.32.
[https://circabc.europa.eu/sd/a/47ac25cc-3b7f-4498-a542-afd9e3dc3a4b/Guidance%20No%2012%20-%20Wetlands%20\(WG%20B\).pdf](https://circabc.europa.eu/sd/a/47ac25cc-3b7f-4498-a542-afd9e3dc3a4b/Guidance%20No%2012%20-%20Wetlands%20(WG%20B).pdf)

vattenförekomster som inte har något geografisk överlapp men som påverkas av ett Natura 2000-område. Exempelvis naturtyper som är beroende av översvämningar (svämdellövskogar, svämlövskogar, svämängar) långt ner i avrinningsområden som påverkas starkt av vattenkraftsmagasin högt upp i avrinningsområdet eller områden med arter och/eller habitat högt upp i ett avrinningsområde som är beroende av att fisk kan vandra dit (exempelvis flodpärlmussla). Det slutliga resultatet av koppling mellan vattenförekomster och Natura 2000-områden laddades sedan upp i VISS 2.0.

Därefter användes vattenmyndigheternas påverkansanalys för att ta reda på om det fanns vattenkraftspåverkan i de aktuella vattenförekomsterna med Natura 2000 koppling. För att få fram om det skulle förekomma sannolika krav på aktuella vattenförekomster med Natura 2000-områdena användes Hav- och vattenmyndighetens rapport som underlag. Rapporten beskriver arter och livsmiljötyper som är känsliga för hydromorfologisk påverkan av dämmande och vattenreglerande verksamheter som exempelvis vattenkraft. Vattenförekomster som omfattas av ett Natura 2000-område, med en eller flera av dessa arter eller livsmiljötyper, betraktades ha sannolika krav för hydrologi eller konnektivitet beroende på vilken art eller livsmiljötyp.

Svenska kraftnät gjorde sedan en geografisk koppling mellan vattenförekomsterna och vattenkraftverk, för att ta reda på antal vattenkraftverk, dess installerad effekt och produktion.