

Ärende nr: SVK 2025/1843

Datum: 2026-02-25

Kraftsystemets förmågor – potential för att öka vattenkraft och kraftvärme

Delrapport 2 av uppdrag 3.3 i Svenska kraftnäts regleringsbrev
för 2025

Svenska kraftnät

Svenska kraftnät är en myndighet som utifrån ett samhällsbyggnadsperspektiv skapar förutsättningar för en samhällsekonomiskt effektiv, internationellt konkurrenskraftig, hållbar och trygg elförsörjning i Sverige.

Myndigheten har i uppdrag att förvalta, driva och utveckla transmissionsnätet så att samhällets behov av el möts i alla lägen, samt för utvecklingen av elmarknadens funktion.

Svenska kraftnät ansvarar dessutom för elberedskap, tillsyn samt för vägledning kring dammsäkerhet.

Mer information finns på svk.se

Version Ange version
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	4
1 Inledning.....	5
1.1 Uppdragsbeskrivning.....	5
1.1.1 Avgränsning	6
1.2 Samarbete och extern dialog.....	6
1.3 Tidigare potentialbedömningar	6
1.3.1 Tidigare potentialbedömningar av vattenkraft.....	6
1.3.2 Tidigare potentialbedömningar av kraftvärme	8
2 Enkät svar om ökad vattenkraft och kraftvärme	9
2.1 Potential och utmaningar för vattenkraft	10
2.1.1 Potential för ökad elproduktion, effektökning och utökad reglerförmåga	10
2.1.2 Potential för investeringar i andra flexibilitetshöjande åtgärder	16
2.1.3 Framtida utmaningar	18
2.1.4 Nationell potential och jämförelse med tidigare potentialstudier	18
2.2 Potential och utmaningar i kraftvärme	20
2.2.1 Produktion och styrning av kraftvärme.....	20
2.2.2 Potential för ökad elproduktion, effektökning och ökad reglerförmåga 21	
2.2.3 Frekvensreglering.....	25
2.2.4 Nationell potential och jämförelse med tidigare potentialstudie	26
3 Nyttor och kostnader av ökad vattenkraft och kraftvärme ..	29
Referenslista.....	31

Sammanfattning

För att kartlägga potential för ökad effekt, reglerförmåga och flexibilitet i vattenkraft och kraftvärme har en enkätundersökning med vattenkraft- och kraftvärmeägarna genomförts. Nyttan av att öka installerad effekt, elproduktion och flexibilitet i vattenkraft och kraftvärme innebär att förutsättningarna för ett drift- och leveranssäkert elsystem förbättras.

Det finns planerade projekt som kan öka elproduktionen från vattenkraft med ungefär 750 GWh och installerad effekt med 450 MW till 2035. Den ekonomiska potentialen uppges vara 1 850 GWh i elproduktion och 1 900 MW i installerad effekt till 2050 (utöver de planerade projekten). Detta blir sammanlagt runt 2 700 GWh och 2 350 MW till 2050 (pumpkraft ingår i potentialbedömningen). En stor del av denna potential finns i norra Sverige (SE2). Tidigare studier som framförallt bedömt teknisk potential har haft högre siffror – omkring 4000 MW på lång sikt. En stor andel av vattenkraftsägarna avser att öka sina möjligheter till flexibilitet, främst genom uppgradering av aggregat och styrsystem samt ökad automatisering. Utmaningar för att realisera potentialen är framförallt kopplade till tillståndsfrågor och höga investeringskostnader. Den ekonomiska lönsamheten bestäms av faktorer som framtida intäkter, investeringskostnader och driftskostnader. Alla dessa faktorer nämns som utmaningar, men höga investeringskostnader är det som bedöms som en stor utmaning av flest bolag. För de storskaliga vattenkraftsägarna är även dammsäkerhetsaspekter en utmaning.

För kraftvärmen visar enkäten att elproduktionen ökar fram till 2030 i jämförelse med 2024 (från 4,7 TWh till cirka 6,3 TWh), huvudsakligen på grund av bättre marknadsförutsättningar efter 2024. Sammanlagt minskar effekt och elproduktion mellan 2030 och 2035 för att därefter plana ut till 2040. För runt 70 procent av anläggningarna finns planer på att öka flexibiliteten, främst genom elpannor. Resultaten för kraftvärmen är snarlika tidigare enkätundersökning med liknande frågor från 2023.

1 Inledning

Ett väl fungerande elsystem är en grundförutsättning för samhällsviktig verksamhet, näringsliv och befolkningens trygghet. Nyttan av att öka installerad effekt, elproduktion och flexibilitet i vattenkraft och kraftvärme innebär att förutsättningarna för ett drift- och leveranssäkert elsystem förbättras. Både vattenkraft- och kraftvärme är kraftslag som kan bidra i alla drifttillstånd¹ vilket innebär att en ökning kan bidra med flera av de nyttor som ett drift- och leveranssäkert elsystem behöver.

1.1 Uppdragsbeskrivning

Svenska kraftnäts regleringsbrev för år 2025 innehåller ett uppdrag benämnt 3.3 Kraftsystemets förmågor:

Affärsverket svenska kraftnät ska för relevanta geografiska områden i Sverige kartlägga och förbereda för en årlig uppföljning av regional effekt och ö-drift. Med regional effekt avses exempelvis installerad effekt per kraftslag, eleffekt- och elenergiförbrukning samt förmåga till dödnätsstart och ö-drift. Affärsverket ska också analysera potential för flexibilitet, effekthöjning och utökad reglerförmåga i små- och storskalig vattenkraft och i andra relevanta kraftslag. Analysen bör även inkludera en kostnads-nyttoanalys, belysa miljö- eller annan omgivningspåverkan samt beakta både anläggningar som anses vara av väsentlig betydelse för elförsörjningen och mindre anläggningar. Affärsverket ska i sin analys inhämta kunskap och synpunkter från Statens energimyndighet samt andra relevanta aktörer som kan anses som nödvändiga för uppdragets genomförande. I relevanta delar ska affärsverket ta utgångspunkt i Energimyndighetens redovisning av regeringsuppdraget om energiförsörjning för totalförsvaret (KN2023/03802).

Svenska kraftnät har tolkat uppdraget som två separata delar och redovisar det därför i två separata rapporter. Denna rapport redogör för den andra delen av uppdraget, det vill säga:

Affärsverket ska också analysera potential för flexibilitet, effekthöjning och utökad reglerförmåga i små- och storskalig vattenkraft och i andra

¹ Det finns fem definierade systemdrifttillstånd: Normaldrift, Skärpt drift, Nöddrift, Nätsammanbrott, Återuppbyggnad i Kommissionens förordning (EU) 2017/1485 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystemet.

relevanta kraftslag. Analysen bör även inkludera en kostnads-nyttoanalys, belysa miljö- eller annan omgivningspåverkan samt beakta både anläggningar som anses vara av väsentlig betydelse för elförsörjningen och mindre anläggningar.

Den andra delen av uppdraget redovisas i rapporten *Kraftsystemets förmågor - kartläggning och förberedelse för uppföljning av regional effekt och ö-drift, Delrapport 1 av uppdrag 3.3 i Svenska kraftnäts regleringsbrev för 2025 (Svk 2025/1843).*

1.1.1 Avgränsning

Analysen av ökad potential för vattenkraft och kraftvärme har avgränsats till att baseras genomförda enkätstudier. Den baseras på inkomna svar från ägare av kraftvärmeverk, storskalig och småskalig vattenkraft.

1.2 Samarbete och extern dialog

Dialoger och enkäter har tagits fram i samarbete med Energimyndigheten och branschen (Energiföretagen Sverige och Svensk vattenkraftförening). Underlag om lokalisering av höga naturvärden i form av Natura 2000-områden har inhämtats från Vattenmyndigheten i Samverkan.

1.3 Tidigare potentialbedömningar

Det har tidigare tagits fram flera potentialstudier för både vattenkraft och kraftvärme. Resultaten från dessa studier beskrivs i detta kapitel.

1.3.1 Tidigare potentialbedömningar av vattenkraft

I en rapport² från 2024 bedömer Afry att potentialen för effektökning i vattenkraften i Sverige är cirka 4 000 MW fram till 2050. Den största delen är i norra Sverige följt av 350 MW i SE3 och 40 MW i SE4. Potentialen baseras på uppskattningar av effekten av att bygga bort flaskhalsar i de största älvarna samt renovera stora- och småskaliga stationer med investeringsbehov relaterat till ålder. Fram till 2035

² Afry, Potential för ökad effekt och balansering från Sveriges vattenkraft - En rapport sammanställd av AFRY Management Consulting på uppdrag av Sveriges Ingenjörer, 2024-10-18. Länk: <https://www.sverigesingenjorer.se/opinion-och-press/pressmeddelanden/snabbutred-satsning-pavattenkraften-for-sveriges-elbehov/>

beräknas potentialen till cirka 1 300 MW. I rapporten nämns flera utmaningar för utbyggnaden: Nationella planen för omprövning av vattenkraften, tillstånd för vattenflöden, lönsamhet för vattenkraftsägare, kompetens och produktionskapacitet hos leverantörer samt ledtider för ökad elnätsanslutning.

I en rapport³ från 2016 uppskattar Sweco den totala potentialen för effektutbyggnad till 3 400 MW för de tio största älvarna med vattenkraft. Om resultatet extrapoleras för att inkludera övriga älvar med vattenkraftverk uppgår potentialen till 3 900 MW. I den rapporten nämns också flera utmaningar för att realisera potentialen: Omprövning av vattendomar och miljötillstånd, elpriser, skatter och nätavgifter.

I Swecos rapport från 2016 och Afrys rapport från 2024 görs inga detaljerade bedömningar av lönsamheten för att investera i dessa potentialer. Dessa uppskattningar är därför främst ur ett tekniskt perspektiv och täcker inte in lönsamhet eller vad det innebär att vattenkraften ska förses med moderna miljövillkor.

I en rapport⁴ från 2012 med särskilt fokus på småskaliga vattenkraftverk under 2 MW finns en sammanställning baserad på en enkätundersökning (besvarad av uppskattningsvis nio procent av de småskaliga vattenkraftverken) som visar att 80 procent av verken har en potential att öka sin effekt, och att 55 procent planerar att göra det inom 10 år. Svensk vattenkraftförening inkom vidare 2024 med ett PM till Svenska kraftnät med uppskattningar av elproduktionsökning i den småskaliga vattenkraften (under 10 MW). Där i redogörs för en potential för en utökad elproduktion på mellan 2 och 3 TWh (Uppgradering/utbyte av turbiner/generatorer kan ge ett tillskott av 0,75–1,25 TWh, utökad utbyggnadsflöde kan ge ett tillskott av 0,75–1,25 TWh, och utökad automatisering/fjärrstyrning kan ge ett tillskott om minst 0,5 TWh).

³ Sweco, Effektutbyggnad vattenkraft – En kvantitativ analys av potentialen för effektutbyggnad i befintliga svenska vattenkraftverk på uppdrag av Skellefteå kraft och Fortum, 2016-04-19. Länk: https://www.skekraft.se/wp-content/uploads/2020/12/Effektutbyggnad_vattenkraft_-_sveriges_storsta_kraftprod_alvar.pdf

⁴ Ström, Marcus, Småskalig vattenkraft – Framtid och planer, 2012. Länk: <https://www.divaportal.org/smash/get/diva2:544010/FULLTEXT01.pdf>

1.3.2 Tidigare potentialbedömningar av kraftvärme

År 2023 genomförde Sweco en potentialstudie⁵ för elproduktion från kraftvärme. Fokus i rapporten är potentialen för utökad elproduktionskapacitet under kalla vinterdagar när elbehovet är stort, men kartläggningen inkluderar även övergripande elproduktionspotential under sommar, vår och höst. Elproduktionspotentialen bedöms på tre års sikt till 253 MW nationellt (13 MW i SE1, 12 MW i SE2, 209 MW i SE3 och 19 MW i SE4).

Samma år publicerade även Energiforsk en rapport⁸ med potentialbedömningar utifrån enkäter. Där bedöms att tillgänglig eleffekt i svenska kraftvärmeverk fram till 2035 kommer vara relativt konstant då utfasning av gamla anläggningar vägs upp av nya investeringar. En fjärdedel av de tillfrågade företagen planerar för flexibilitetsåtgärder i form av värmeackumulatorer, återkylare, säsongslager, batterier och flexibla avtal med industrikunder för att elproduktionen i ökad omfattning ska kunna frikopplas från värmebehovet.

I oktober 2025 publicerade AFRY rapporten Potential för ökad eleffekt och beredskap från Sveriges fjärr- och kraftvärme⁶ som undersöker potentialen för ökad eleffekt och ökat beredskapsbidrag från kraftvärmens. En total teoretisk potential för ny eleffekt i befintligt fjärrvärmebestånd beräknas till cirka 820 MW till 2028, och består till största delen av mindre anläggningar. Potentialen härleds främst från SE3 följt av SE4, vilket grundar sig i den större volymen installerad fjärrvärme i södra Sverige. Uppskattad potential bland storstadsregionerna är störst i Stockholm på 172 MW, följt av Göteborg på 56 MW och Malmö på 21 MW. I rapporten lyfts också kraftvärmens potential för att bidra med el till samhällsviktiga verksamheter under störningar och kriser. Enligt studien så skulle kraftvärmens kunna tillgodose cirka 70 procent, 60 procent respektive 50 procent av det totala elbehovet i Stockholm, Göteborg och Malmö, förutsatt en tillförlitlig bränsleförsörjning.

⁵ Sweco, Elproduktionspotential kraftvärme - Kartläggning på uppdrag av Energimyndigheten, 2023-03-16 ⁸ Energiforsk, Fjärrvärmesektorns bidrag till ett leveranssäkert elsystem (Rapport 2023-977), december 2023. Länk: <https://energiforsk.se/media/33018/2023-977-fjarrvarmesektorns-bidrag-till-ett-leveranssakertelsystem.pdf>

⁶ [afry sveriges-ingenjorer potential-fjarr--och-kraftvarme slutrapport.pdf](#)

2 Enkät svar om ökad vattenkraft och kraftvärme

Potentialbedömningen i denna rapport baseras på enkät svar från ägare av vattenkraftverk och kraftvärmeverk. Enkäterna täcker in både ökning och minskningar av installerad effekt och elproduktion. Potentialen som redovisas är summan av dessa. Även pumpkraftverk täcks in av vattenkraftsenkäterna.

Enkäterna till vattenkraftägare omfattar *planerade projekt* och *ekonomisk potential*. *Planerade projekt* omfattar projekt med ett investeringsbeslut eller motsvarande. *Ekonomisk potential* är bedömd potential under gynnsamma förhållanden gällande till exempel regelverk och lönsamhet.⁷ Planerade projekt har en högre sannolikhet för genomförande i jämförelse med ekonomisk potential. Dock kan förändringar göras eller projekt ställas in även efter ett investeringsbeslut. Den ekonomiska potentialen innehåller större osäkerheter och på längre sikt kan faktorer som idag är svåra att förutse spela in.

För kraftvärme efterfrågas framförallt planerade projekt och förväntad utveckling då den ekonomiska potentialen inte begränsas på samma sätt som för vattenkraften. Kraftvärmeenheten har genomförts tillsammans med konsultbolaget Profu och är, med några få undantag, identisk med en liknande enkätstudie som Profu redovisade i en rapport från 2023 publicerad av Energiforsk.⁸

Frågorna till ägare av främst storskalig vattenkraft skiljer sig till viss del åt från frågorna till ägare av småskalig vattenkraft (vattenkraftverk med en installerad effekt under 10 MW). Ägarna till den storskaliga vattenkraften svarar utifrån huvudavrinningsområden, medan ägare av småskalig vattenkraft svarar per kraftverk. Skillnaden beror på att Energiföretagen

⁷ För den storskaliga vattenkraften förtydligades denna definition efter att tre företag besvarat enkäten med följande text: "Med detta avser vi en ekonomiskt lönsam potential i ett elsystem med stor efterfrågan på vattenkraft (tänk ett dubblerat elbehov och mycket vindkraft). Övriga faktorer med vikt för att realisera potentialen kan ses som gynnsamma ur ett vattenkraftsperspektiv, men utan att avvika i alltför stor grad från dagens situation."

⁸ Energiforsk, Fjärrvärmesektorns bidrag till ett leveranssäkert elsystem (Rapport 2023-977), december 2023. Länk:<https://energiforsk.se/media/33018/2023-977-fjarrvarmesektorns-bidrag-till-ett-leveranssakertelsystem.pdf>.

bedömde det som känsliga uppgifter för ägare av storskalig vattenkraft att besvara per kraftverk.

Ägare till småskalig vattenkraft har endast tillfrågats om potential till 2035, medan frågorna för kraftvärmen sträcker sig fram till 2040 och för den storskaliga vattenkraften fram till 2050 (med nedslag vart femte år). Detta utifrån vad som har bedömts möjligt att svara på för respektive målgrupp.

2.1 Potential och utmaningar för vattenkraft

Enkäten till ägarna till storskalig vattenkraft distribuerades via Energiföretagen. Totalt besvaras enkäten av 11 företag, varav två inte äger egen produktion utan är vattenregleringsföretag. Företagen har tillsammans en installerad effekt om cirka 16 GW och en normalårsproduktion om 63 TWh. Det innebär en hundraprocentig svarsfrekvens bland de storskaliga vattenkraftsägarna och täcker runt 94 procent av elproduktionen från vattenkraft.

Enkäten riktad till ägare för småskalig vattenkraft distribuerades via Svensk vattenkraftförening (SVAF). Enkäten gick ut till de som finns i SVAF:s medlemsregister och inga andra utskick har gjorts. Enligt uppgifter från SVAF når utskicken cirka 400 medlemmar, vilka tillsammans äger cirka 800 vattenkraftverk. Totalt besvarades enkäten av 95 personer och för sammanlagt 164 vattenkraftverk. Detta ger en svarsfrekvens om cirka 24 procent räknat utifrån antal medlemmar och cirka 21 procent utifrån antal vattenkraftverk.

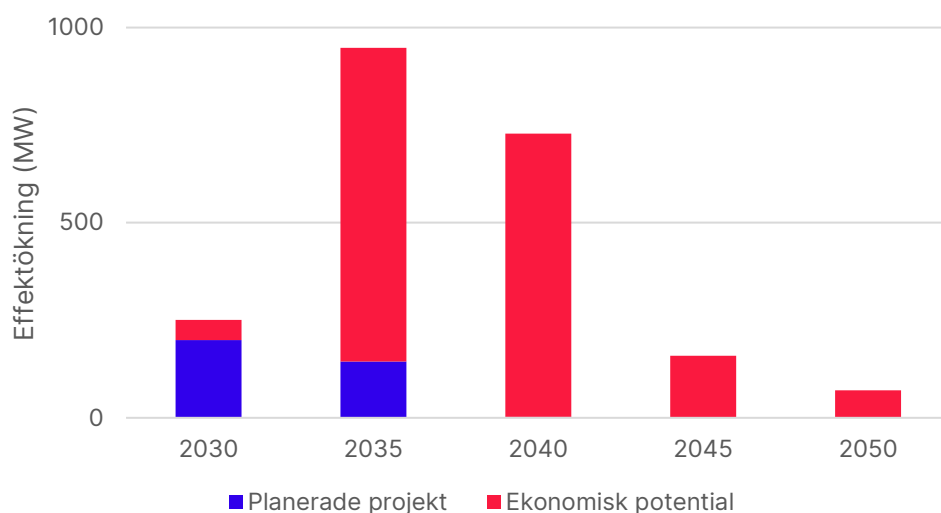
För den småskaliga vattenkraften efterfrågades underlag fram till och med 2035, medan den storskaliga vattenkraften har ett tidsperspektiv fram till 2050. Val av tidsperspektiv har gjort i samråd med branschföreningarna.

2.1.1 Potential för ökad elproduktion, effektökning och utökad reglerförmåga

Ägare av storskalig vattenkraft planerar att fram till och med 2035 investera i projekt som höjer den installerade effekten med cirka 345 MW och 490 GWh i normalårsproduktion. Drygt hälften av investeringarna

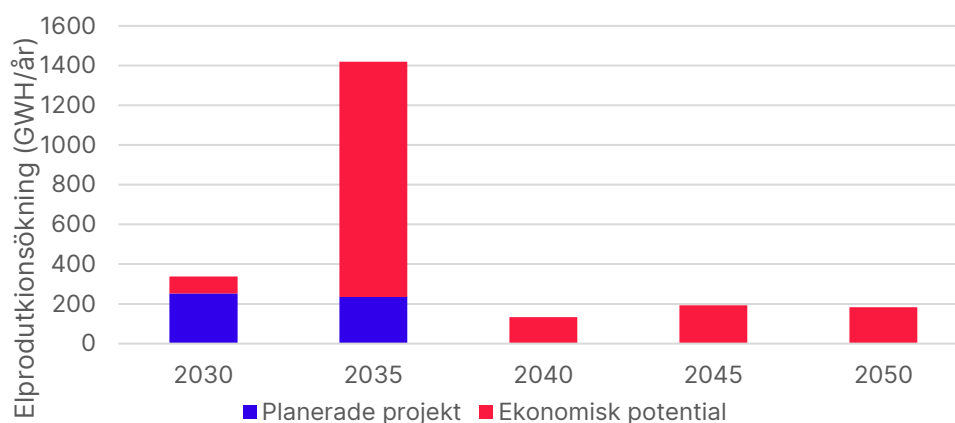
planeras att genomföras före 2030. Den ekonomiska potentialen⁹ under denna period bedöms vara mer än dubbelt så stor som planerade projekt. Efter 2035 minskar andelen planerade projekt, medan den ekonomiska potentialen bedöms som ungefär lika stor för den installerade effekten efter 2035 till 2050 som till och med 2035. Den ekonomiska potentialen för elproduktion från vattenkraft går däremot ner kraftigt efter 2035. Ökningen i installerad effekt leder inte till mer elproduktion i två av de större projekten, se Figur 1 och Figur 2, utan fokus där är ökad reglerförmåga. Det finns verksamhetsutövare som har valt att inte beskriva potentialen för nya projekt som utreds eftersom de ännu inte kan säga om dessa har en ekonomisk potential.

Investeringsbeslut tas i regel endast med några års framförhållning, vilket innebär att det inte finns planerade projekt efter 2035.



Figur 1. Planerade projekt och ekonomisk potential för effektökning hos de storskaliga vattenkraftsägarna.

⁹ Ekonomisk potential avser potential under gynnsamma förhållanden gällande till exempel regelverk och lönsamhet. Efter att tre företag besvarat enkäten förtydligades detta med följande text: "Med detta avser vi en ekonomiskt lönsam potential i ett elsystem med stor efterfrågan på vattenkraft (tänk ett dubblerat elbehov och mycket vindkraft). Övriga faktorer med vikt för att realisera potentialen kan ses som gynnsamma ur ett vattenkraftsperspektiv, men utan att avvika i alltför stor grad från dagens situation."



Figur 2. Planerade projekt och ekonomisk potential för ökad elproduktion hos de storskaliga vattenkraftsägarna.

Störst planerad ökning av installerad effekt finns i älvarna i elområde SE1 och SE2 (Luleälven, Indalsälven, Ljusnan, Umeälven, Ångermanälven). I SE3 finns det viss planerad effektökning i Dalälven och Göta älv. I övrigt är det endast mindre ökningar i SE3 och SE4. Den geografiska fördelningen är liknande även när det gäller den ekonomiska potentialen, se Tabell 1 och Tabell 2.

Planerade projekt, MW	2030	2035	2040	2045	2050
SE1	102	0	0	0	0
SE2	81	140	2	0	0
SE3	19	2	0	0	0
SE4	0	1	0	0	0
Övriga avrinningsområden:	-2	1	1	0	0
Summa	200	144	3	0	0

Ekonomisk potential, MW	2030	2035	2040	2045	2050
SE1	0	15	265	38	4
SE2	43	752	428	101	44
SE3	8	27	19	20	23
SE4	0	8	0	0	0
Övriga avrinningsområden:	0	3	14	0	0
Summa	51	805	726	159	71

Tabell 1. Planerade projekt respektive ekonomisk potential för effekt (MW) hos ägare till storskalig vattenkraft per elområde. De kraftverk som hamnar inom "Övriga avrinningsområden" är inte möjliga att dela upp per elområde.

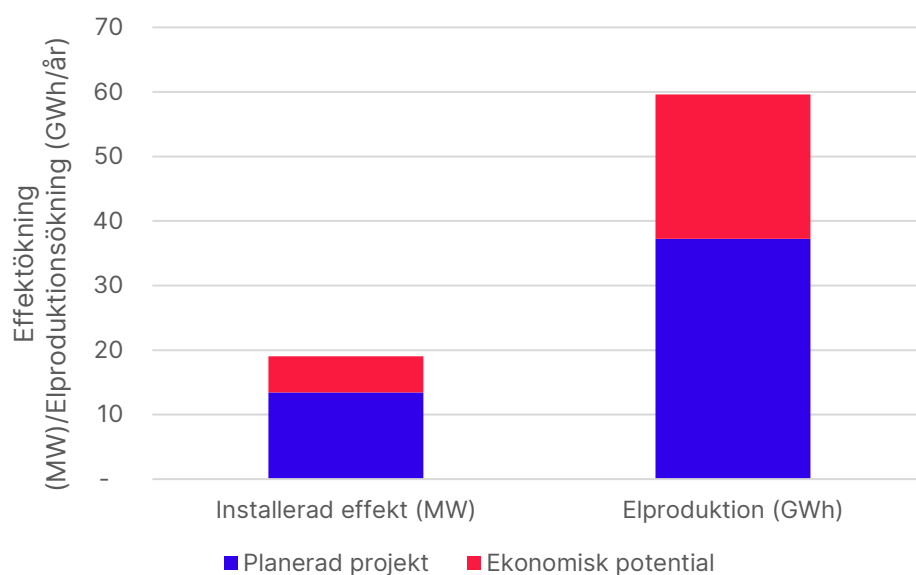
Planerade projekt, GWh	2030	2035	2040	2045	2050
SE1	0	0	0	0	0
SE2	177	224	0	0	0
SE3	81	5	0	0	0
SE4	0	4	0	0	0
Övriga avrinningsområden:	-6	1	3	0	0
Summa:	252	234	3	0	0

Ekonomisk potential, GWh	2030	2035	2040	2045	2050
SE1	0	12	24	51	14
SE2	59	1052	53	84	94
SE3	25	63	53	59	75
SE4	0	44	0	0	0
Övriga avrinningsområden:	0	14	0	0	0
Summa	84	1185	130	194	183

Tabell 2. Planerade projekt respektive ekonomisk potential för elproduktion (GWh) hos ägare av storskalig vattenkraft per elområde. De kraftverk som hamnar inom "Övriga avrinningsområden" är inte möjliga att dela upp per elområde.

För den småskaliga vattenkraften finns det planerade investeringar som kan höja den installerade effekten och elproduktionen före 2035 med 20 procent respektive 13 procent. Utöver detta finns det ytterligare ekonomisk potential för investeringar i 35 kraftverk, vilket motsvarar en ökning om åtta procent för installerad effekt och elproduktion vardera.¹⁰ I Figur 3 visas detta för hela Sverige. Fem av de planerade investeringarna är i nya anläggningar medan övriga är i befintliga anläggningar.

¹⁰ Frågan i enkäten riktad till ägare av småskalig vattenkraft om ekonomisk potential innehöll endast en ruta där den svarande fick fylla i potential för installerad effekt och/eller potential för elproduktion. I de fall där enbart en av dessa har fyllts i och vi bedömer att det även gör att den andra av dessa också ökar har ett antagande om 3950 tim per år antagits (genomsnitt för övriga kraftverk i enkäten) för att kunna beräkna den andra.



Figur 3. Planerad ökning till 2035 för installerad effekt (MW) och elproduktion (GWh) samt ytterligare teknisk potential utöver detta för småskalig vattenkraft.

Framförallt återfinns planerade projekt och ekonomisk potential i södra Sverige (SE3 och SE4), se Tabell 3.

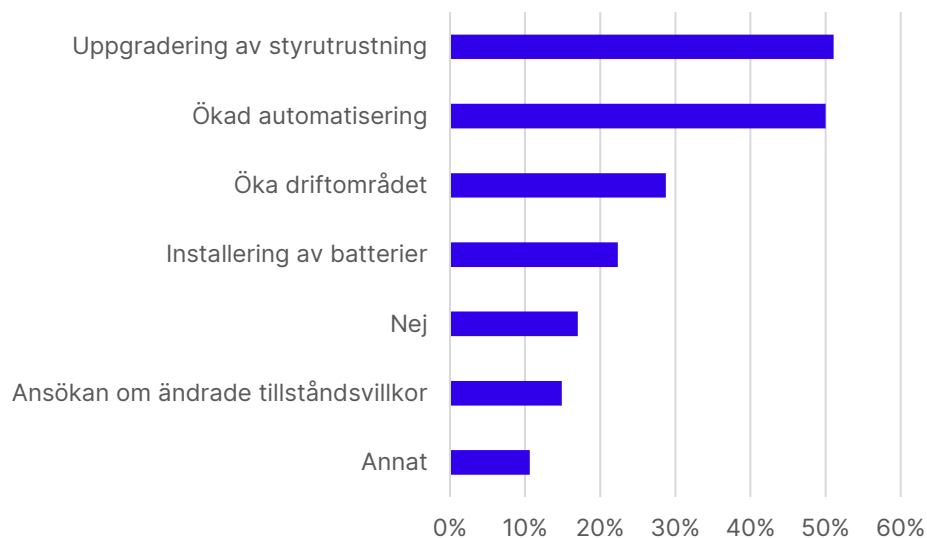
	Planerade projekt, MW	Ekonomisk potential, MW	Planerade projekt (GWh)	Ekonomisk potential (GWh)
SE1	-	-	-	-
SE2	1	0	3	2
SE3	9	4	27	15
SE4	3	1	7	5
Summa	13	5	37	22

Tabell 3. Planerade projekt respektive ekonomisk potential för elproduktion (GWh) inom småskalig vattenkraft per elområde till 2035.

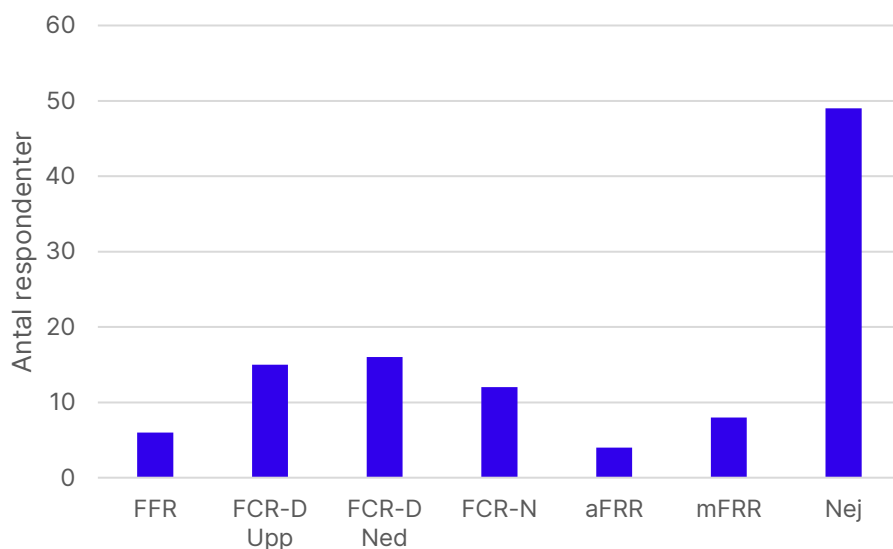
2.1.2 Potential för investeringar i andra flexibilitetshöjande åtgärder

Ägarna av storskalig vattenkraft planerar flera olika typer av flexibilitetshöjande åtgärder före 2035 som inte nödvändigtvis ökar installerad effekt eller elproduktion. Framförallt planeras uppgradering av aggregat och styrutrustning samt ökad automatisering. Även ansökan om ändrade tillståndsvillkor hamnar högt upp över åtgärder som planeras för att öka flexibiliteten. Dessa enkätsvar har samlats in per huvudavrinningsområde och går inte att bryta ned per kraftverk, vilket gör att det inte är möjligt att kvantifiera dem utifrån installerad effekt eller elproduktion.

För den småskaliga vattenkraften uppger ungefär hälften av respondenterna att de planerar investeringar som ökar flexibiliteten. Det rör sig framförallt om ökad automatisering och uppgradering av styrutrustning, se Figur 4. Det finns också ett visst intresse för att bidra mer till Svenska kraftnäts stödtjänster och avhjälpande åtgärder och där uppger mellan fyra och sexton respondenter (beroende på stödtjänst/avhjälpande åtgärd) att de planerar att bidra mer, se Figur 5. En majoritet svarar dock att de inte planerar att göra några investeringar för att bidra till stödtjänster och avhjälpande åtgärder. På frågan varför de inte avser att bidra mer så är det framförallt tekniska begränsningar (36 svarande) och komplicerat regelverk/saknas kompetens (24 svarande) som lyfts fram som anledningar. Motsvarande fråga har inte ställts till de storskaliga vattenkraftsägarna då dessa uppgifter per huvudavrinningsområdesnivå ger relativt lite information.



Figur 4. Andel av de svarande som uppgav att de planerar för respektive åtgärd för att öka vattenkraftverkens flexibilitet i småskaliga vattenkraftverk. Detta är svar på frågan "Planerar du/ni att investera i andra typer av åtgärder som kan öka anläggningarnas flexibilitet eller reglerförmåga fram till 2035?". Observera att man kan välja flera svarsalternativ per svarande.



Figur 5. Planer på att bidra med stödtjänster och avhjälpande åtgärder från ägarna till småskalig vattenkraft. Svar på frågan "Planerar du/ni att bidra till någon av de frekvensrelaterade stödtjänsterna och avhjälpande åtgärderna (Svenska kraftnätets) som ni idag inte bidrar med? Kryssa i vid respektive stödtjänst.". Observera att man kan välja flera svarsalternativ per svarande.

2.1.3 Framtida utmaningar

Ägarna av storskalig vattenkraft anger flera utmaningar inför framtiden. På kort sikt (till 2030) är det framförallt krav på moderna miljövillkor som bedöms som den största utmaningen tillsammans med dammsäkerhetsaspekter, tätt följt av höga investeringskostnader. Till 2035 är det framförallt osäkerhet eller svårigheter kopplade till tillstånd för ändrad verksamhet som bedöms som den största utmaningen följt av höga investerings- och driftskostnader. Även dammsäkerhetsaspekter och långa ledtider bedöms som utmaningar av flera. Därefter kommer punkterna om tidsplanen för omprövningarna, osäkerheter kopplade till moderna miljövillkor och krav på moderna miljövillkor.

På längre sikt varierar utmaningarna och många uppger att osäkerheter kopplade till moderna miljövillkor, tidsplanen för omprövningarna, finansiering av investeringar, höga driftskostnader, potentiellt låga intäkter och långa ledtider hos leverantörer. Faktorerna som kopplar till en investerings lönsamhet i form av framtida intäkter, investeringskostnader och driftskostnader kopplar till varandra, men relationen dem emellan har inte undersökts vidare i denna rapport.

Ägarna av småskalig vattenkraft lyfter framförallt utmaningar kopplade till att vattenkraften ska förses med moderna miljövillkor och svårigheter med att få nya tillstånd. Majoritet av respondenterna anger att detta är avgörande framtidsfrågor. Utmaningar som anges i fritext är bland annat vattenbrist på grund av klimatförändringar, de nya effekttarifferna från elnätsbolagen samt tillstånd och omprövningarna där kritik framförs mot myndigheter, riksdag och regering.

2.1.4 Nationell potential och jämförelse med tidigare potentialstudier

För den storskaliga vattenkraften erhålls svar som omfattar alla kraftverk. Svarsfrekvensen för den småskaliga vattenkraften är å andra sidan relativt låg. Genom att anta att svaren för den småskaliga vattenkraften är representativ för all småskalig vattenkraft som inte ägs av ägare till storskalig vattenkraft¹¹ och addera svaren för den storskaliga vattenkraften summeras potentialen i Tabell 3.

¹¹ Antagande om att installerad effekt för småskalig vattenkraft i Sverige är 1 GW och en elproduktion om 4 TWh. Av dessa ägs cirka hälften av installerad effekt och elproduktion av de storskaliga vattenkraftsägarna som besvarat enkäten via Energiföretagen, denna del räknas således inte med i uppskalningen av de småskaliga vattenkraftsägarnas potential för att undvika dubbelräkning.

	2035	2050*	Totalt
Planerade projekt (MW)	444	3	446
Ekonomisk potential (MW)	896	955	1 851
Planerade projekt (GWh)	747	3	750
Ekonomisk potential (GWh)	1 430	506	1 936

Tabell 3. Planerade projekt och ekonomisk potential för elproduktion och installerad effekt till 2035 för småskalig och storskalig vattenkraft och till 2050 för storskalig vattenkraft(*).

Planerade projekt och ekonomisk potential är något högre till 2035 (totalt 1 340 MW bestående av planerade projekt om 444 MW och ekonomisk potential om 896 MW) i jämförelse med Afrys¹² rapport (1300 MW), men lägre på längre sikt (2 297 MW i jämförelse med 4 000 MW). Även Swecos¹³ rapport har högre potential för vattenkraften på lång sikt (3900 MW). Eftersom denna enkätundersökning inriktar sig på vad som är planerat alternativt ekonomiskt lönsamt är skillnaden förväntad då Afry och Sweco framförallt bedömer teknisk potential.

Planerade projekt och ekonomisk potential för den småskaliga vattenkraften är lägre i denna undersökning än i tidigare rapport¹⁴ och Svensk vattenkraftförenings PM, men fortfarande relativt stor procentuellt räknat.

¹² Afry, Potential för ökad effekt och balansering från Sveriges vattenkraft - En rapport sammanställd av AFRY Management Consulting för Sveriges Ingenjörer, 2024-10-18. Länk: <https://www.sverigesingenjorer.se/opinionoch-press/pressmeddelanden/snabbutred-satsning-pa-vattenkraften-for-sveriges-elbehov/>

¹³ Sweco, Effektutbyggnad vattenkraft – En kvantitativ analys av potentialen för effektutbyggnad i befintliga svenska vattenkraftverk på uppdrag av Skellefteå kraft och Fortum, 2016-04-19. Länk: https://www.skekraft.se/wp-content/uploads/2020/12/Effektutbyggnad_vattenkraft__sveriges_storsta_kraftprod__alvar.pdf

¹⁴ Ström, Marcus, Småskalig vattenkraft – Framtid och planer, 2012. Länk: <https://www.divaportal.org/smash/get/diva2:544010/FULLTEXT01.pdf>

Skillnaden mellan ekonomisk potential (1 851 MW) och planerade projekt (446 MW) fram till 2050 är relativt stor vilket till stor del beror på utmaningar som även nämns i rapporterna ovan. Till exempel omprövningarna av vattenkraft och moderna miljövillkor, investeringskostnader och dammsäkerhetsaspekter. En stor anledning till skillnaden är också att investeringsbeslut i regel tas med några års framförhållning, vilket gör att det inte är rimligt med några planerade projekt efter 2035.

I samtliga huvudavrinningsområdena förutom Viskan, Rickleån och Skellefteälven finns det ett stort antal kraftverk som påverkas av Natura 2000-områden vilket kan innebära särskild miljöhänsyn vid ombyggnad och utbyggnad. Det kan försvåra realiseringen av denna potential.

2.2 Potential och utmaningar i kraftvärme

För att analysera kraftvärmens potential för ökad flexibilitet, effekthöjning och utökad reglerförmåga genomförs en enkätundersökning. Enkäten distribueras via Energiföretagen. Totalt besvarades enkäten av 49 företag för 65 anläggningar. Tillsammans hade de 2024 en elproduktion på 4,7 TWh vilket motsvarar omkring 80 procent av elproduktion från kraftvärme (fjärrvärme) i Sverige.

Kraftvärme sker i Sverige på två olika sätt: dels som kraftvärme kopplad till fjärrvärmeleveranser och dels i industrin som industriell kraftvärme¹⁵, även kallat mottryck. När det gäller kraftvärme kopplad till fjärrvärme används framför allt biobränslen, som står för ungefär hälften av allt bränsle i el- och värmeproduktionen. En stor del är trädbränslen, och dessutom används mycket avfall. I den här undersökning har fokus varit på kraftvärmens kopplat till fjärrvärme.

2.2.1 Produktion och styrning av kraftvärme

Det finns olika tekniker för att producera kraftvärme. Den vanligaste är ångturbinen, som drivs av ånga från biobränslen eller avfallsförbränning. Den här tekniken är väl beprövad och ger hög verkningsgrad eftersom

¹⁵ I industrin, framför allt inom massa- och pappersindustrin, används ånga i olika processer. Denna ånga får först driva en turbin som producerar el, innan ångan går vidare till själva industriprocessen. På det sättet skapas el som en del av industrins normala produktion. Bränslet som används är oftast restprodukter från industrin själv, till exempel bark eller svartlut.

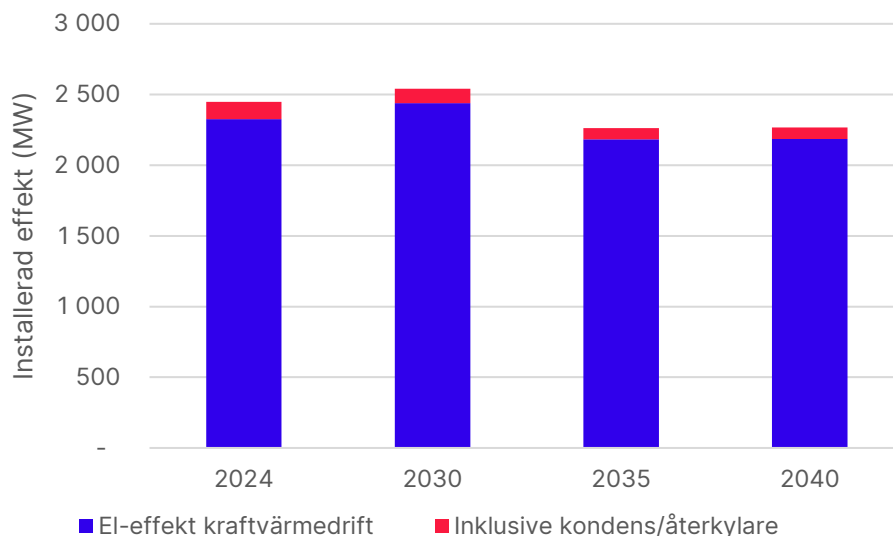
både el och värme tas tillvara. I vissa anläggningar används gasturbiner, som kan starta snabbt och därför passar bra som reserv eller för extra elproduktion när behovet är stort. En del anläggningar använder också kombikraftverk, som kombinerar gasturbin och ångturbin för att få ut mer energi ur bränslet.

Kraftvärmeverk kan köras på olika sätt beroende på behovet av värme. Det vanligaste är att man kör i kraftvärmeläge, där värmen tas tillvara i fjärrvärmenätet. Men ibland när värmebehovet är lågt – till exempel på sommaren – kan vissa anläggningar köras i kondensdrift. Då produceras bara el, och den värme som annars skulle levereras till fjärrvärmen kylv bort i stället. Detta kräver mer bränsle per producerad kilowattimme el och används därför sparsamt. För att kunna producera el även när värmebehovet är lågt behöver anläggningarna återkylningssystem. Det kan vara havsvattenkylning, kyltorn eller luftkylning. Dessa system gör att kraftvärmeverken kan fungera mer flexibelt och bidra med el även när fjärrvärmeunderlaget är litet.

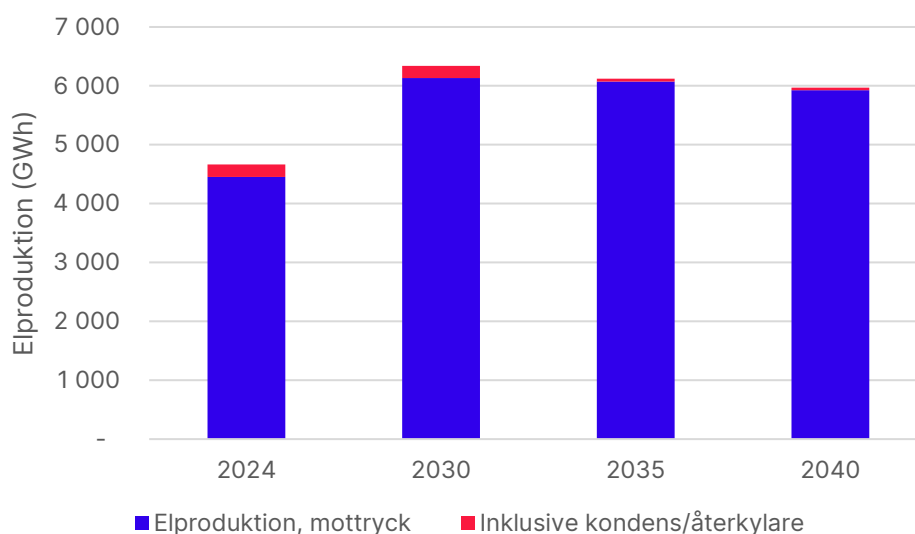
2.2.2 Potential för ökad elproduktion, effektökning och ökad reglerförmåga

Totalt planeras elproduktionen öka från ungefär 4,7 TWh (inklusive mottryck och kondensåterkylning) 2024 till runt 6,3 TWh 2030 för att därefter minska något till 2035 och 2040, se Figur 8. Ökningen från 2024 och framåt beror till stor del på att vissa bränslepriser var höga i relation till elpriset 2024. Det beror inte på en ökning av planerade projekt. Den stegvisa minskningen efter 2030 beror framförallt på nedtrappning och avveckling.

Samtidigt som det sker effektökning i fyra anläggningar på mellan 20 till 35 MW varav en i SE2, två SE3 och en i SE4 så avvecklas en anläggning eller del av anläggning i varje elområde fram till 2035. Se Figur 7.



Figur 7. Effekt för kraftvärmedrift och total effekt inklusive kondens/återkylare (maximal installerad effekt som kan utnyttjas under minst 12 timmar i sträck).



Figur 8. Förändring av elproduktion från mottrycksproduktion och kondens/återkylning.

Omfattningen av kraftvärmeverkens produktionsflexibilitet undersöks till viss del genom frågan "Har ni idag möjlighet till flexibel körning av elproduktion? Om ja, ange omfattning i effekt och tid (tid för upp- och nedrampning)?" Frågan har besvarats med jakande svar för 45 av 65 anläggningar. Nuvarande totala elproduktionskapaciteten hos de som svarat (alla 65 anläggningar) motsvarar 2327 MW (el-effekt

kraftvärmedrift) och motsvarande siffra för de 45 anläggningar med jakande svar är 1836 MW.

I praktiken påverkas enskilda anläggningars förmåga till upp- respektive nedreglering av ett antal faktorer som inte helt fångas av ställd fråga, vilket gör det svårt att skatta flexibiliteten i termer av möjlig effektreglering per en specifik tidsenhet. Några exempel på dessa faktorer är:

- Det finns en övergripande skillnad mellan fall där en enhet kan reglera produktionen med turbinen eller om anläggningen även behöver ändra pannlasten för att möjliggöra ändrad elproduktionseffekt. Det ger två helt olika tidsskalor på hur snabbt regleringen kan ske. Tidsskalan på förändringen av pannlasten beror bland annat på vilket bränsle anläggningen använder och vilken typ av panna som är aktuell. I princip kan regleringen ske enligt följande:
 - Nedreglering kan i de flesta fall göras snabbt genom att man kör ånga förbi turbinen vilket flertalet anläggningar kan.
 - Snabb uppreglering finns för de flesta anläggningar enbart när de redan backat elproduktionen och väljer att på samma pannlast öka ångan genom turbinen.
 - Mer långsam uppreglering innebär att man ökar lasten på pannan vilket i vissa fall görs genom ökad pannlast och därmed ökad el- och värmeproduktion, varför det i dessa fall måste finnas avsättning för den ökade värmen antingen till ackumulator, återkylare eller kondensor.
 - Viktigt att notera är att regleringen av turbinen endast kan ske mellan dess minlast och maxlast. Att stänga ner eller starta upp turbinen är en arbets- och tidskrävande process och görs vanligtvis inte för flexibilitet med kortare varaktighet. Detta görs vanligtvis endast när man bedömer att turbinen skall vara avställd en längre tid.

Vad gäller enkätsvaren kan man konstatera att:

- Svaren innehåller ett flertal olika tidsskalor (t.ex. MW/minut eller hela effekten på fyra timmar)
- En del har angett regleringsförmågan till mellan 0 och maxeffekt och en del har svarat effekten mellan turbinens minlast och maxlast. För flera är det oklart vilket effektintervall som avses.

- En del har olika angivna tider som svar på upp- och nedreglering.
- Det finns en del svar med reglerintervall, men utan tidsfaktor.

Med ovanstående reservationer har gjorts ett försök till omräkning den av *snabba* regleringsförmågan (upp/ned) till MW/15 minuter. Enkätsvaren indikerar en regleringsförmåga på cirka 730 MW/15 minuter. Ett fåtal av svaren (mindre än 20 procent) anger att det gäller både upp- och nedreglering. Detta i perspektiv av den sammanlagda turbineffekten på 2 327 MW (kraftvärmedrift).

Vad gäller den långsammare uppregleringen går det inte att fullt ut utläsa detta från enkäten, men det kan konstateras att möjligheten att få avsättning för ökad värmeproduktion har angivits enligt följande:

- Ackumulatorer. Den totala angivna energivolymer för alla svarande summeras till knappt 50 GWh och motsvarande i/ur-laddningseffekten till drygt 2300 MW. Dessa summor avser värmeenergi samt värmeeffekt och inte el. Summan inkluderar mindre så väl som större ackumulatorer.¹⁶ Varaktigheten och effekt kan dock begränsas av rådande fyllnadsgrad när ökad last skulle vara aktuellt, dvs när det blir aktuellt att ladda ackumulatören. Flertalet företag har angivit uppgifter om ackumulatören i enkäten.
- Återkylare/kondensor. Den totala angivna effekten inklusive för återkylare/kondens är angiven till 122 MW. För flera av svaren framgår inte om det är via återkylare eller kondensor. Dessutom indikerar vissa av svaren en blandning mellan eleffekt och bortkyld värmeeffekt.¹⁷ Återkylar-/kondenseffekten begränsas dock av temperaturen när det blir aktuellt med återkylning/kondens. Flertalet har angivit att de inte har möjlighet till återkylning eller kondens.

Vad gäller företagens svar på frågan om de i framtiden avser att öka sina möjligheter att bidra med flexibilitet för respektive anläggning har 33 svarat ja, medan 24 har svarat nej. Övriga företag har inte besvarat frågan.

¹⁶ Om man antar följande storleksintervall på ackumulatorerna: 0-250, 251-1000, >1001 MWh, så blir antalet 15, 22, respektive 13 stycken. Motsvarande i energitermer blir 5%, 25% respektive 70%.

¹⁷ Tolkningen av formuleringarna i svaren är att ca hälften av effekten avser eleffekt. Resten avser värme eller är oklart vad som avses.

Svaren om vilken åtgärd de avser att bidra med är delvis svårtolkade eftersom frågan var öppet formulerat. Man kan dock konstatera att sju företag avser att bidra med elpannor för flexibilitet, varav 70 MW avser nya planerade elpannor.

Utöver detta finns det ett par större andra objekt (>20 MW) som avser att erbjuda flexibilitet. Den sammanlagda effekten för dessa är uppskattad till 160 MW (ungefär 145 MW/15 minuter).

Sammantaget innebär detta att frågan om kraftvärmeverkens reglerförmåga är komplex och dessutom beroende i vilken driftsituation som respektive nät befinner sig i när det blir aktuellt med reglering. Utöver ovanstående faktorer finns även lokala tekniska faktorer som påverkar förmågan och viljan att reglera utöver de ekonomiska signaler som man vanligtvis arbetar efter. Fjärr- och kraftvärmen består av anläggningar med olika tekniska och operativa förutsättningar. Faktorer som till exempel tillgänglighet, uppstartstid och -kostnader, bränslelogistik och anläggningsålder påverkar i hög grad hur mycket kraftvärme som vid varje given tidpunkt är tekniskt möjlig, och ekonomiskt motiverad, att producera. Det innebär att den kraftvärmeproduktion som faktiskt kan nyttjas i systemet inte enbart styrs av installerad kapacitet utan av ett samspel mellan teknik, ekonomi, bränslemix, regelverk och marknadsförutsättningar.

2.2.3 Frekvensreglering

Idag är 22 kraftvärmeverk förkvalificerade för att leverera frekvensrelaterade reserver¹⁸, runt 400 MW för mFRR och enstaka MW för övriga stödtjänster.

Det finns ett intresse bland fler anläggningsägare att börja leverera stödtjänster och avhjälpande åtgärder. I Tabell 5 visas antal anläggningar och typ av anläggningar där det finns intresse av att framöver bidra till någon av de frekvensrelaterade reserver (som de i dagsläget inte bidrar till). Framförallt gäller det mFRR med kraftvärme, men också med elpannor. Kraftvärmeverken där intresse finns att börja leverera mFRR har en sammanlagd installerad effekt om runt 1060 MW, medan de kraftvärmeverk som har uppgivit någon av de andra stödtjänsterna och avhjälpande åtgärderna har en sammanlagd installerad effekt om mellan

¹⁸ Frekvensrelaterade reserver inkluderar stödtjänster och avhjälpande åtgärder.

80–380 MW. För elpannor är motsvarande effekt 230 MW för mFRR och mellan 40–100 MW för övriga.

	Kraftvärme	Värmepump	Elpanna	Annat*
FFR	2	1	4	0
FCR-N	5	2	4	1
FCR-D ned	6	4	9	2
FCR-D upp	7	2	8	2
aFRR	6	3	5	1
mFRR	29	6	20	4

Tabell 5. Antal anläggningar där det finns intresse av att framöver bidra till någon av de frekvensrelaterade reserverna. *Framförallt batterier men även vattenkraft och solkraft

Anledningar till att anläggningar inte bidrar till någon av Svenska kraftnäts frekvensrelaterade reserver i dagsläget är olika men beror till största delen på tekniska begränsningar. Även regulatoriska hinder och kompetensbrist nämns som anledningar. Dessa anledningar tyder på att det kan vara svårt att realisera denna potential då framförallt tekniska begränsningar kan kräva stora investeringar för att åtgärda.

2.2.4 Nationell potential och jämförelse med tidigare potentialstudie

Elproduktion och installerad effekt ökar fram till 2030, vilket framförallt beror på att 2024 var ett år med lägre elproduktion beroende på bränslepriser. Efter det är elproduktionen relativt oförändrad där nedläggningar täcks upp av nya investeringar.

	2024	2030	2035	2040
El-effekt kraftvärmedrift, MW	2 327	2 440	2 183	2 186
Inklusive kondens/återkylare, MW	122	102	80	80
Elproduktion, mottryck, GWh	4 454	6 130	6 076	5 926
Inklusive kondens/återkylare, GWh	209	209	44	44

Tabell 6. Förändring av elproduktion och effekt för kraftvärme mellan 2024 fram till 2040. År 2024 är faktisk produktion. Källa: Svenska kraftnät

Detta är i linje med bedömningarna i Energiforsks rapport¹⁹.

Enkätundersökningen i denna rapport är i princip identisk med Energiforsks enkät och svaren är således jämförbara. En skillnad mellan dessa rapporter är att en betydligt större andel av alla svarande uppger att de planerar att investera mer i flexibilitetshöjande åtgärder idag (runt 70 procent i genomförd enkät mot en fjärdedel i Energiforsks rapport).

Fjärrvärmerna kan erbjuda stor flexibilitet både i produktion och konsumtion av el. En stor del av fjärrvärmeproduktionen styrs idag aktuella elpriser, vilket innebär att vid höga elpriser kan företagen välja att producera el i kraftvärmeverk och vid låga elpris kan de avstå från att producera och istället konsumera el i värmepumpar och elpannor. Viktigt i sammanhanget är dock att fjärrvärmesystemet på olika orter är i sin uppbyggnad väldigt olika beroende på främst storlek och lokala förutsättningar (t.ex. tillgång till restvärme, skogsrester och avfall).

Fjärrvärmens möjligheter att öka elproduktionen vid höga elpriser är främst att:

- om inte kraftvärmeverken redan går fullt och om inte efterfrågan av värmen är tillräckligt stor kan produktionen välja att fylla på en

¹⁹ Energiforsk, Fjärrvärmesektorns bidrag till ett leveranssäkert elsystem (Rapport 2023-977), december 2023. Länk: <https://energiforsk.se/media/33018/2023-977-fjarrvarmesektorns-bidrag-till-ett-leveranssakertelsystem.pdf>

värmeackumulator (detta finns i ett relativt stort antal av Sveriges fjärrvärmesystem).

- backa rökgaskondenseringen för att öka utrymmet för kraftvärmeverken. Rökgaskondensering är en teknik för att öka verkningsgraden på anläggningar som använder fuktiga bränslen.
- kyla bort värme genom att kyla mot uteluften eller mot vatten. Omfattningen av detta är dock ofta begränsat genom företagens miljötillstånd.

Fjärrvärmens möjligheter att anpassa sig mot låga elpriser är bland annat att:

- Undvika att producera el i kraftvärmeverken, genom att välja att inte skicka ångan genom turbinen utan direkt ut till fjärrvärmekunderna.
- Köra eventuella värmepumpar och elpannor. Även vid låga elpriser begränsas dock ofta lönsamheten för att köra värmepumparna och elpannorna av elskatten och av eleffektavgiften.

3 Nyttor och kostnader av ökad vattenkraft och kraftvärme

Nytan av att öka installerad effekt, elproduktion och flexibilitet i vattenkraft och kraftvärme innebär att förutsättningarna för ett drift- och leveranssäkert elsystem förbättras. Både vattenkraft- och kraftvärme är kraftslag som kan bidra i alla drifttillstånd²⁰ vilket innebär att en ökning kan bidra med flera av de nytter som ett drift- och leveranssäkert elsystem behöver. Hur stort bidraget blir av varje enskilt projekt beror på vilka och storlek av de olika förmågorna (reglerkraft, frekvens- och spänningsreglering, elproduktion, elberedskap eller regional och lokal stabilitet) som ökar, och också behovet av förmågorna som anläggningen kan bidra med²¹. Utgångspunkten för analysen har varit planerade projekt och ekonomisk potential, där företagen således genomfört en intern analys över kostnader och nytter ur ett företagsekonomiskt perspektiv.

Investeringskostnaden omfattar teknisk utrustning för att till exempel öka den installerade effekten, investeringar i dammanläggningar, tillhörande infrastruktur med mera. Därtill kan också kostnader som följer av ytterligare krav för särskilda tekniska förmågor att klara variationer i spänning och frekvens, och tåla störningar i elnätet och samtidigt förbli anslutna enligt kommissionens förordning (EU) 2016/31 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer. Krav enligt den Europeiska lagstiftningen RfG ställs på nybyggnation av anläggningar samt befintliga anläggningar som byggs om. Utöver kostnader för teknisk utrustning tillkommer administrativa kostnader för ändring i tillstånd, omprövning eller ny tillståndsprövning. Beroende på om ändringen innebär en betydande miljöpåverkan påverkar omfattningen av information och eventuella åtgärder som behöver genomföras.

²⁰ Det finns fem definierade systemdrifttillstånd: Normaldrift, Skärpt drift, Nöddrift, Nätsammanbrott, Återuppbyggnad i Kommissionens förordning (EU) 2017/1485 om fastställande av riktlinjer för driften av elöverföringssystemet,

²¹ Se till exempel beskrivningar i rapport Kraftsystemets förmågor - Kartläggning och förberedelse för uppföljning av regional effekt och ö-drift.

Att vattenkraften ska förses med moderna miljövillkor påverkar förutsättningar för både planerade projekt och den ekonomiska potentialen. Det kommer att uppstå kostnader till följd av miljöanpassningar, vilket kan begränsa möjligheten att använda vattenkraftens bidrag till de nyttor och behov som elsystemet har. Både den storskaliga och småskaliga vattenkraften anger att moderna miljövillkor är en utmaning på både kort- och länge sikt. Svenska kraftnät instämmer i att det behövs tydligare vägledning i hur vattenkraftens förmågor ska beaktas innan det går att bedöma hur stor påverkan på vattenkraften till följd av moderna miljövillkor blir. Hur särskilda miljöanpassningar för att uppfylla gynnsam bevarade status för Natura 2000 innebär också en osäkerhet²². Därtill kan också frågan om hur förvaltningsplanen för ål och eventuella miljöanpassningar som behövs enligt restaureringsförordningen påverka förutsättningarna för att öka vattenkraften.

Planerade projekt och ekonomisk potential för vattenkraftverken i denna rapport är framförallt i redan befintliga kraftverk, vilket kan minska omfattningen av miljöpåverkan. Samtidigt är bedömningen av vattenkraftverkens miljöpåverkan platsspecifik. Planerade projekt har i stor utsträckning redan miljötillstånd eller stor tilltro till att sådana tillstånd kommer erhållas, vilket innebär att miljöpåverkan har analyserats grundligt. I princip samtliga investeringar i kraftvärme sker också på befintliga platser.

För åtgärder som bidrar till att upprätthålla leveranssäkerheten i elsystemet men inte genomförs på grund av marknadsmässiga grunder kan småskaliga vattenkraftverk få stöd genom investeringsstödet Kraftlyftet²⁵. Det innebär att projekt som inte bedöms som marknadsmässiga kan komma att genomföras ändå.

²² Det finns osäkerheter i vilka miljöanpassningar som behövs och hur eventuella undantag ska hanteras när vattenkraften förses med moderna miljövillkor. ²⁵ [Kraftlyftet](#)

Referenslista

Afry, Potential för ökad effekt och balansering från Sveriges vattenkraft - En rapport sammanställd av AFRY Management Consulting för Sveriges Ingenjörer, 2024-10-18

Energiforsk, Fjärrvärmesektorns bidrag till ett leveranssäkert elsystem (Rapport 2023977), december 2023. Länk: <https://energiforsk.se/media/33018/2023-977fjarrvarmesektorns-bidrag-till-ett-leverenssakert-elsystem.pdf>

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

Kommissionens förordning (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för anslutning av generatorer.

Sweco, Effektutbyggnad vattenkraft – En kvantitativ analys av potentialen för effektutbyggnad i befintliga svenska vattenkraftverk på uppdrag av Skellefteå kraft och Fortum, 2016-04-19. Länk: https://www.skekraft.se/wpcontent/uploads/2020/12/Effektutbyggnad_vattenkraft_sveriges_storsta_kraftprod_alvar.pdf

Sweco, Elproduktionspotential kraftvärme - Kartläggning på uppdrag av Energimyndigheten, 2023-03-16

Ström, Marcus, Småskalig vattenkraft – Framtid och planer, 2012. Länk: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:544010/FULLTEXT01.pdf>