

Oktober 2025

FlexAbility

Potential, värde och målkonflikter
för nya flexibilitetsresurser

Delrapport 1:

Flexibilitetsresurser, potential och behov år 2030

Flexibilitetsresurser, potential och behov år 2030

Denna rapport är den första av totalt fem delrapporter som sammanfattar resultat, analys och insikter från projektet FlexAbility – som drivits av Power Circle i samverkan med Plexigrid, Ellevio och Uppsala universitet under tidsperioden 2023–2025. I denna första delrapport ges en introduktion till vilka ändamål som flexibilitet kan användas för, vad behovet av flexibilitet är i det svenska elsystemet år 2030, samt vilken teknisk flexibilitetspotential vi har från olika resurser – nu och 2030. Dessutom behandlas aspekter av kostnader för att låsa upp flexibilitetspotentialen från olika resurser. Rapporten är framtagen av Power Circle.

Projektet FlexAbility har finansierats av Energimyndigheten genom programmet Framtidens elsystem. Arbetet har utförts genom olika arbetspaket som studerat frågor rörande den tekniska, ekonomiska och sociala potentialen för flexibilitet i det svenska elsystemet år 2030. Projektgruppen har bestått av: Elham Kalhori, Johanna Lakso, Isak Vencu Öhrlund och Anna Wolf (Power Circle); Cajsa Bartusch Kätting och Arvid Nyman (Uppsala universitet); samt Linda-Maria Wadman (Plexigrid) och Albin Karlén (Ellevio).

De olika frågeställningarna har undersökts genom olika typer av metoder, som beskrivs närmare i respektive delrapport. Resultaten har utvärderats i flera steg, bland annat genom validering mot bransch genom initiala rapporter om preliminära resultat från studien, samt genom intervjuer, enkätstudier, externa workshops och seminarier.

Power Circle rikta ett särskilt tack till projektets referensgrupp, som bestått av:

- Anton Barr och Jesper Sundin, Flower
- Dan-Eric Archer och Erik Wallnér, CheckWatt
- Guro Grøtterud, NODES
- Joachim Lundborg, Ngenic
- Josefine Nilsson, ReCharge
- Karin Nikavar, Svenska kraftnät
- Lina Kinning och Lars Andersson, Green Power Sweden
- Lina Pålsson, Halmstad Energi och Miljö
- Magnus Westman Larsson, Ellevio
- Mårten Rignell, Kraftringen
- Raine Vasanoja, Mine Storage
- Thorsten Handler, Jämtkraft Elnät.

Dessutom vill vi tacka de studenter som bidragit till att undersöka projektets frågeställningar genom sina kandidat- och examensarbeten:

- Amanda Albrecht och Martin Rosten, Uppsala universitet
- Nelly Haeffler, Lunds universitet
- Joel Björksiöö, Kristoffer Eklann och Isak Sunding, Uppsala universitet
- Ludvig Aldén, Gustav Espefält och Gabriel Gabro, Uppsala universitet

Innehållsförteckning

Om projektet FlexAbility	4
<i>Syfte och frågeställningar</i>	4
1. Behovet av flexibilitet ökar – för olika ändamål	6
<i>Fyra behovskategorier för flexibilitet</i>	6
Flexibilitet för energi	7
Flexibilitet för balansering	8
Flexibilitet för överföring	8
Flexibilitet för beredskap	9
<i>Flexibilitet för trygg elförsörjning och ökad leveranssäkerhet</i>	9
<i>Flexibilitet för elsystemets systemdriftstillstånd</i>	12
2. Hur mycket flexibilitet behövs i elsystemet år 2030?	14
3. Flexibilitetsresurser och flexibilitetspotential år 2030	17
<i>Bedömning av teknisk potential och kostnader för aktivering</i>	19
<i>Flexibilitetspotential från produktionsresurser</i>	21
Kärnkraft	21
Vattenkraft	23
Vindkraft	25
Solkraft	27
Kraftvärme	30
Gasturbiner	32
<i>Flexibilitetspotential från efterfrågeflexibilitetsresurser</i>	34
Elpannor	34
Värmepumpar	36
Industri	38
Elfordon – personbilar och lätta lastbilar	41
Elfordon – Tunga lastbilar och bussar	44
<i>Flexibilitetspotential från energilagringsresurser</i>	47
Vehicle-to-Grid (V2G)	47
Stationära batterier	49
Pumpkraft	51
Vätgas	53
Elnät	54
<i>Kombinationer av resurser ger ytterligare flexibilitetsegenskaper</i>	55
<i>Flexibilitetspotentialen varierar över årstider</i>	57
4. Ekonomisk utbudskurva för upp- och nedreglering	59
Slutsatser: Flexibilitetsresurser, potential och behov år 2030	61

Om projektet FlexAbility

Under hösten 2022 genomförde Power Circle en förstudie där ett stort antal studier av potentialen för olika flexibla resurser sammanställdes¹. Kartläggningen visade att de flesta befintliga studier fokuserat på den *teoretiska* potentialen för flexibilitet, och att flera flexibilitetsresurser historiskt har underskattats. Exempelvis har industrin tidigare inte ansetts kunna bidra med snabba flexibilitets-tjänster – men de senaste åren har flera industriella processer lyckats förkvalificera sig för leverans av stödtjänster till Svenska kraftnät.

Flera tidigare studier har undersökt flexibilitetspotentialen inom olika sektorer eller marknader. Exempelvis har DNV på uppdrag av Energimarknadsinspektionen uppskattat den tekniska potentialen från ett antal utvalda resurser i olika sektorer för att hantera kapacitetsbrist i olika typnät². Analysen avser år 2020 alternativt år 2045, men saknar bedömning av potentialen på medellång sikt, samt en analys av hur olika incitament och reglering kan påverka viljan att leverera flexibilitet.

Den kartläggning som Power Circle gjorde hösten 2022 visade också på flera kunskapsluckor. Dels finns ett behov av att studera den ekonomiska flexibilitetspotentialen närmare. Hur skulle en utbudskurva för flexibilitet kunna se ut för olika tillämpningar? Frågan om hur elnätsföretag ska kunna räkna på alternativkostnad för flexibla lösningar – och hur flexibilitet som aktiveras för att lösa andra utmaningar i systemet påverkar det lokala elnätet – återstår även att utreda. Vad är rimligt för en nätägare att betala för flexibilitet? Slutligen finns ett behov av att på medellång sikt analysera hur affärsmodeller och erbjudanden ska utformas för att möjliggöra mer flexibilitet ur ett socialt perspektiv, samt att studera hur policy och regelverk skulle behöva förändras för att frigöra den ekonomiska flexibilitetspotentialen.

Tillsammans med Uppsala universitet, Plexigrid och Ellevio bestämde vi på Power Circle oss för att utforska dessa frågor.

Syfte och frågeställningar

Det övergripande syftet med projektet FlexAbility är att frigöra mer flexibilitet i elsystemet genom att öka kunskapen om flexibilitetens värde och förmågor att bidra med nyttor till nätägare, resursägare och samhället i stort – men också genom att undersöka vilka hinder som finns för olika aktörer när det kommer till att leverera flexibilitet och den påverkan som flexibilitet har på det lokala elsystemet. Detta kan bidra till ett mer effektivt utnyttjande av befintliga flexibilitetsresurser, samt att nya resurser kommer in på marknaden, vilket i förlängningen möjliggör:

1. Ett mer kostnadseffektivt elsystem med lägre elpriser
2. En ökad integration av mer variabel förnybar kraft i elsystemet
3. Ett mer effektivt utnyttjande av elnätet och därigenom snabbare anslutningar, samt
4. Ett mer robust elsystem med högre likviditet på reglerresurser.

¹ Power Circle (2022), [Flexibilitet för ett mer stabilt och driftsäkert elsystem](#)

² DNV (2021), [Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät](#)

Projektet har pågått i två års tid under tidsperioden 2023–2025. Under denna tidsperiod har projektgruppen inhämtat data från olika aktörer, samt genomfört intervjuer, enkätstudier och analyser. Projektets mål har varit att bland annat besvara följande frågeställningar:

- Vad är den tekniska och ekonomiska flexibilitetspotentialen år 2030?
- Vad är värdet på flexibilitet, baserat på historiska marknadsdata från olika marknader?
- Hur kan värdet på flexibilitet utvecklas till år 2030?
- Hur skulle en utbudskurva för flexibilitet kunna tänkas se ut?
- Hur kan nyttan av flexibilitet värderas för det lokala elnätet?
- Hur skapas förutsättningar för nätbolag att använda flexibilitet som alternativ till andra verktyg och investeringar?
- Hur påverkas det lokala elnätet om man aktiverar mycket flexibilitet för andra ändamål på högre nätnivåer?
- Vilka andra hinder eller incitament finns, utöver tekniska och ekonomiska, för att olika aktörer ska kunna leverera flexibilitet på olika marknader?

Översikt över rapporter från projektet FlexAbility

Resultat, analys och insikter från projektet FlexAbility har redovisats i olika rapporter och faktablad. Det arbete som utförts av projektgruppen redovisats i delrapport 1–5. Faktabladet *Vad är flexibilitet?* ger en introduktion till ämnet flexibilitet. Därtill kommer en sammanfattande interaktiv rapport att släppas. Utöver arbetet som genomförts av projektgruppen har vissa av projektets frågeställningar behandlats av studenter genom examensarbeten på master - respektive kandidatnivå.

Besök www.powercircle.org/flexability för att ta del av alla rapporter och leveranser från projektet.

Slutrapporter	Forskningsartiklar	Övriga publikationer
• Delrapport 1 – Flexibilitetsresurser, potential och behov år 2030 • Delrapport 2 – Utveckling av verktyg och marknader för flexibilitet • Delrapport 3 – Det ekonomiska värdet av flexibilitet för lokala elnät • Delrapport 4 – Den sociala potentialen för flexibilitet • Delrapport 5 – Målkonflikter och hinder för flexibilitet	• Nyman, A. & Bartusch, C. (2025). Barriers and goal conflicts for increased energy resilience from flexibility • Nyman, A. & Bartusch, C. (2025). How to undermine a Local Flexibility Market: A Case Study of sthlmflex. • Ghita, C., Nyman, A. & Bartusch, C. (2025). Conceptualising energy flexibility: a multi-actor perspective in the context of the Swedish energy system.	• Faktablad – Vad är flexibilitet? • Interaktiv kortrapport • Albrecht, A. Rosten, M. (2025). Flexibilitet i det svenska elsystemet : En historisk och framtida prognostisk analys fram till 2030 av det ekonomiska värdet av stödtjänsterna FCR, mFRR och aFRR samt den avhjälpande åtgärden FFR • Haeflner, N. (2025). Flexibilitet i det svenska elsystemet - en kartläggning av olika resurser ekonomiska potential
    	  	   

1. Behovet av flexibilitet ökar – för olika ändamål

Flexibilitet är en nyckel i framtidens elsystem. För att säkerställa elsystemets leveranssäkerhet – samt resurs- och kostnadseffektivitet – behöver vissa centrala utmaningar ständigt tas i beaktning. Enligt de flesta analyser kommer andelen variabel, förnybar energi att öka i elsystemet – på både svensk och europeisk nivå – redan till 2030³. Detta ställer ökade krav på att hantera utmaningar såsom underskott och överskott av elproduktion, samt nätkapacitetsbrist. Behovet av frekvensreglering och andra stödtjänster förväntas också öka i framtidens elsystem⁴. För alla dessa utmaningar kan flexibilitet vara en bidragande lösning, och olika flexibilitetsresurser kan lämpa sig bättre än andra för vissa ändamål – vilket medför ett stort behov av olika typer av flexibilitet på flera olika marknadsnivåer, för att lösa framtidens elsystemutmaningar⁵.

Samtidigt som det är viktigt att använda elnätet på ett resurseffektivt sätt är det också viktigt att den flexibilitet som finns tillgänglig används resurseffektivt, för att utnyttja de flexibla resursernas fulla potential. Jämsides med att tekniken för att aggregera flexibilitet genom automation och digitalisering utvecklas, testas olika ekonomiska incitament och mekanismer för samma ändamål. Sverige har nu flera pågående lokala och nationella marknadsplatser för flexibilitet och stödtjänster, samtidigt som allt fler elnätbolag testar flexibilitetsverktyg som dynamiska nättariffer och olika typer av villkorade avtal⁶.

Fyra behovskategorier för flexibilitet

En grundläggande förutsättning för elsystemets funktion och stabilitet är att det i varje sekund råder balans mellan produktion och konsumtion i systemet. Elsystemet behöver också under alla tidpunkter hålla rätt nivåer för frekvens och spänning. För att klara alla tänkbara driftsituationer behöver systemet ha tillgång till flexibilitet för olika ändamål.

I arbetet med projektet FlexAbility har vi utgått från en egen definition av flexibilitet: **Förmågan att anpassa och styra sin eleffekt över tid**⁷. Detta är en förenkling av den definition som Energi-marknadsinspektionen tog fram i sin senaste strategi för flexibilitet⁸, där ordinarie definition löd: Flexibilitet är förmågan i ett energisystem att anpassa sig till varierande inmatnings- och uttagsmönster samt tillgång till nätkapacitet.

Vi har även valt att dela in flexibilitet i fyra behovskategorier. De tre första kategorierna utgår från beskrivningen i en rapport som tagits fram genom ett regeringsuppdrag kring främjande av flexibilitet, som genomfördes av myndigheterna Svenska kraftnät, Energimarknadsinspektionen, Energimyndigheten och Swedac 2023⁵:

- **Flexibilitet för energi**
- **Flexibilitet för balansering**
- **Flexibilitet för överföring.**

³ ENTSO-E (u.å.), [Vision on Market Design and System Operation towards 2030](#).

⁴ Svenska kraftnät (2024), [Balancing Market Outlook 2030](#).

⁵ Energimarknadsinspektionen (2023), [Främjande av ett mer flexibelt elsystem. Deluppdrag 5](#). Ei R2023:18.

⁶ Sweco (2025), [Kartläggning av lokala flexibilitetsmarknader](#). Konsultrapport till Ei.

⁷ Power Circle (2024), [Vad är flexibilitet?](#).

⁸ Energimarknadsinspektionen (2024), [Ei:s strategi för flexibilitet i elsystemet](#)

I tillägg till kategorierna som myndigheterna presenterat i sin rapport från 2023 har vi lagt till en dimension i form av en fjärde kategori: **Flexibilitet för beredskap**.

Syftet med den utvecklade kategoriseringen är att skapa en större tydlighet och förståelse för vad som avses med flexibilitet, och vilka behov som flexibilitet kan bidra till att fylla. Det har under de senaste åren ofta uppstått missförstånd när olika aktörer med olika förkunskap pratat om flexibilitet med varandra. Detta just på grund av att flexibilitet spänner över ett så brett fält, med många olika tekniska och marknadsmässiga applikationer.



Figur 1. Kategorisering av flexibilitet för olika ändamål.

Flexibilitet för energi

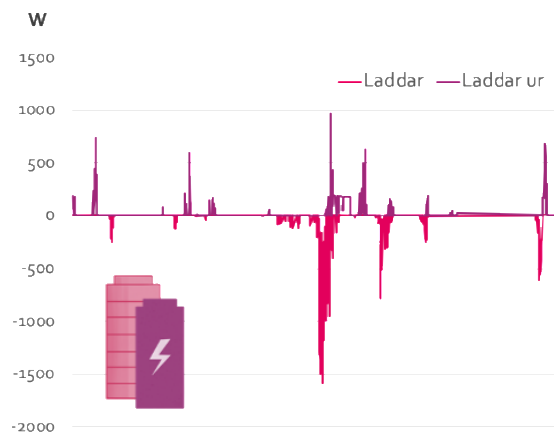
Flexibilitet för energi innebär flexibilitet med syfte att balansera förhållandet mellan produktion och konsumtion på längre tidsskalor. När elsystemet förändras och elen i högre grad kommer från variabla, förnybara källor ökar behovet av flexibilitet för energi. För elkonsumenter innebär energiflexibilitet att anpassa förbrukningen till tillfällen då det finns god tillgång till el i systemet, vilket ofta sammanfaller med tidpunkter av lågt elpris. För elproducenter innebär energiflexibilitet att mata ut el till nätet under tillfällen då efterfrågan är hög, vilket ofta innebär att elpriset är högt. Även energilager kan bidra med energiflexibilitet, genom att lagrad el antingen matas ut till systemet eller används lokalt. Tidsskalan för flexibilitet för energi går från timmar upp till dagar, säsonger och år.



Figur 2. Exempel på ett flexibelt hushåll där värme och laddning sker på natten för att optimera mot tillgången till billig el över dygnet, och egen solceller används och lagras på dagen.

Flexibilitet för balansering

Flexibilitet för balansering innebär flexibilitet med syfte att i realtid balansera snabba förändringar i produktion och elkonsumtion, som uppstått till följd av prognosfel eller oförutsägbara händelser. För en elkonsument, ett energilager eller en elproducent innebär balanseringsflexibilitet att kunna bidra med sekundschnabba effektökningar eller effektminskningar, så kallade stödtjänster, till systemet. Möjligheten till denna anpassning anmäls på förhand till Svenska kraftnät, och avropas samt aktiveras sedan vid tidpunkter med behov av omedelbar balansering. Tidsskalan för flexibilitet för balansering går från realtid till en timme.



Figur 3. Exempel på ett batteri som reagerar när frekvensen i elnätet förändras, och laddar i eller laddar ur beroende på behov.

Flexibilitet för överföring

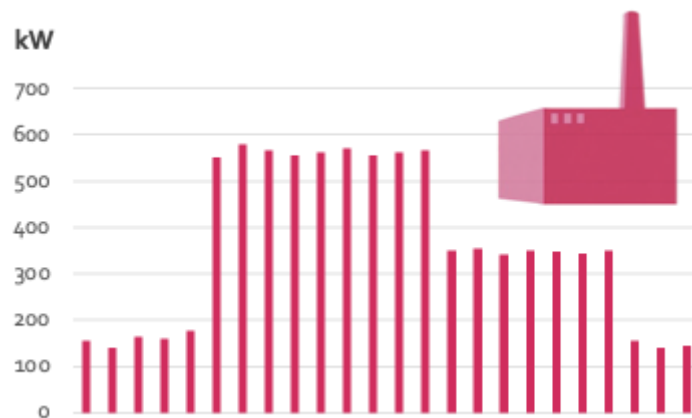
Flexibilitet för överföring innebär flexibilitet med syfte att bidra med effektminskning eller tillförsel av produktion för att avlasta elnätet vid ansträngda lägen, såsom under höglasttimmar när efterfrågan på effekt är hög. Flexibiliteten levereras idag per timme, men kan framåt också behövas på kortare tidsspänn – från minuter till timmar. Behovet av flexibilitet för överföring kan också uppstå vid spänningsavvikelser; då kan flexibla enheter som kan bidra med spänningsreglering vara viktiga. Både Svenska kraftnät samt lokala och regionala nätägare har behov av flexibilitet för överföring.



Figur 4. Exempel på ett garage med laddare som förhåller sig till en begränsad effekt under kritiska tidpunkter för lokalnätet.

Flexibilitet för beredskap

Vid beredskapslägen kan de övergripande behoven av flexibilitet för energi, balansering och överföring öka, i syfte att stärka motståndskraften vid störningar. Det kan också uppstå ett behov av andra flexibla förmågor, såsom förmågan att sätta avgränsade områden i ö-drift för att upprätthålla viktiga samhällsfunktioner, samt att bidra till dödnätsstart eller återuppbyggnad av elsystemet. Vid beredskapslägen kan även viljan att bidra med flexibilitet öka. Utöver de resurser som vanligtvis används för flexibilitet kan flexibiliteten då komma från resurser som har en hög kostnad för att aktivera flexibilitet, eller där komfortpåverkan för aktivering är stor, vilket medför att resurserna i normal drift inte används för flexibilitet som ändamål.



Figur 5. Exempel på en industri som stänger ner en del av processen efter lunch för att stötta elsystemet i ett ovanligt och kritiskt skede.

Flexibilitet för trygg elförsörjning och ökad leveranssäkerhet

Vårt elektrifierade samhälle kräver att infrastrukturen är robust, trygg och leveranssäker. Detta är frågor som stått högt på agendan hos både myndigheter och regeringen under de senaste åren. När vi i elsystemet har talat om begreppet *trygg elförsörjning* har begreppet bestått av två ben: leveranssäkerhet, som i sin tur delats upp i resurstillräcklighet och driftsäkerhet, samt energi-beredskap. I Elmarknadsutredningen⁹ som presenterades i april 2025 kompletterades bilden av trygg energiförsörjning med ett tredje ben: förmåga till nyanslutning.

I syfte att illustrera hur flexibilitet kan bidra till en trygg elförsörjning har en schematisk bild – som visas i Figur 6 – tagits fram inom projektet FlexAbility. I bilden matchas de fyra behovskategorierna för flexibilitet mot de olika parametrarna för trygg elförsörjning.

⁹ SOU 2025:47. [Spänning i tillvaron – hur säkrar vi vår framtida elförsörjning?](#)



Figur 6. Schematisk bild över de ingående parametrarna i trygg elförsörjning, samt hur de olika behovskategorierna för flexibilitet matchar mot dessa parametrar och kan bidra till ökad robusthet i elsystemet.

Resurstillräcklighet innebär att det finns tillräcklig kapacitet både i överföringen, i produktionen samt i förmågan till flexibilitet; detta illustreras i Figur 7. Bild från Svenska kraftnäts rapport *Driftsäkerhet i kraftsystemet*, som beskriver de ingående parametrarna i begreppet leveranssäkerhet med fokus på tillräcklighet. Flexibilitet lyfts här fram som en avgörande funktion i kraftsystemet. Figur 7. Till resurstillräckligheten bidrar både *flexibilitet för energi* med att balansera utbud och behov, samt *flexibilitet för överföring* med att skapa tillräcklig kapacitet i överföringssystemen.

Driftsäkerhet innebär att elsystemet har förmåga att behålla sin stabilitet under olika driftsituationer. För driftsäkerheten i systemet är flera aspekter av betydelse: dels vilken observerbarhet som finns i att förstå systemets driftläge, dels vilken motståndskraft systemet har, dels styrbarhet för att kunna agera och parera situationer som uppstår. För normaldrift ska systemet hålla sig inom vissa satta driftsäkerhetsgränser för frekvens, spänning och dynamisk stabilitet. Till driftsäkerheten bidrar *flexibilitet för balansering* till stor del med att upprätthålla frekvensen i systemet, men även *flexibilitet för överföring* och *flexibilitet för beredskap* bidrar till driftsäkerheten i elsystemet.

Nyanslutning innebär enligt elmarknadsutredningen elsystemets förmåga att inom rimlig tid tillgodose tillkommande elbehov. Här bidrar *flexibilitet för överföring* med att öka kapaciteten i det befintliga elnätet och förkorta ledtider för anslutning av nya kunder.

Energiberedskap innebär att det finns en förmåga att hantera kritiska situationer och en motståndskraft mot angrepp. Till energiberedskap bidrar *flexibilitet för beredskap* genom förmågor som att balansera ett mikronät i ö-drift samt backupresurser.

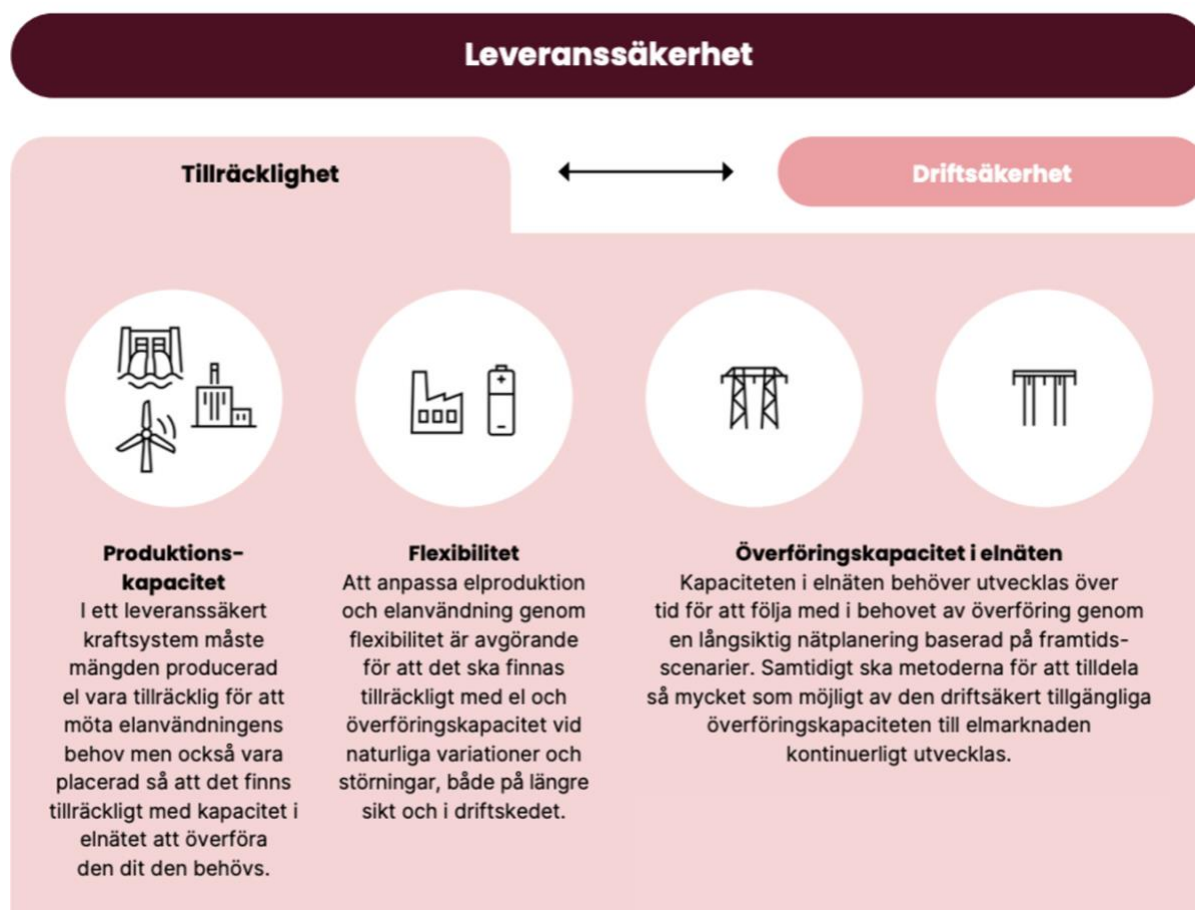
I och med den stora omställning som elsystemet genomgår – med stora mängder ny teknik hos slutkunder, helt nya användare med nya användarmönster, en snabb ökning av el- och effektbehov samt nya produktionsresurser – utmanas leveranssäkerheten i elsystemet på nya sätt. Två rapporter från sommaren 2025 studerar detta på olika sätt. Den första, skriven av Energiforsk¹⁰, fokuserar på frekvensavvikelser, och kommer fram till slutsatsen att de åtgärder som Svenska kraftnät gjort för att

¹⁰ Energiforsk (2025), [Elsystemets stabilitet](#)

stärka driftsäkerheten medfört att systemet fortsatt är stabilt trots en stor introduktion av variabel förnybar elproduktion i systemet.

Den andra rapporten, skriven av Svenska kraftnät¹¹, behandlar elsystemets förväntade utveckling framåt, och lyfter fram hur driftsäkerheten påverkas av dessa förändringar. Rapporten redovisar vilka åtgärder som redan gjorts, samt vad som ytterligare behövs framåt för att säkerställa alla aspekter av driftsäkerheten i elsystemet. Några av slutsatserna i rapporten är att nytillkommande resurser i systemet behöver bidra mer till driftsäkerheten framöver – detta gäller både konsumenter som industrier, energilagrar som batterier och vätgas, samt produktion såsom vindkraft och kärnkraft.

Nya resursers förmågor att styras är därmed avgörande för driftsäkerheten och hela leveranssäkerheten i elsystemet. Vilka verktyg och metoder som nätägare har för att tillgodose sig denna flexibilitet beskrivs närmare i projektet FlexAbilitys delrapport 2¹², men redan här kan det konstateras att det finns ett stort värde i att närmare förstå de enskilda resursernas förmågor och potential. Flexibilitet lyfts även av flera myndigheter fram som en avgörande förmåga för vårt elsystem.



Figur 7. Bild från Svenska kraftnäts rapport Driftsäkerhet i kraftsystemet, som beskriver de ingående parametrarna i begreppet leveranssäkerhet med fokus på tillräcklighet. Flexibilitet lyfts här fram som en avgörande funktion i kraftsystemet.

¹¹ Svenska kraftnät (2025), [Driftsäkerhet i kraftsystemet](#)

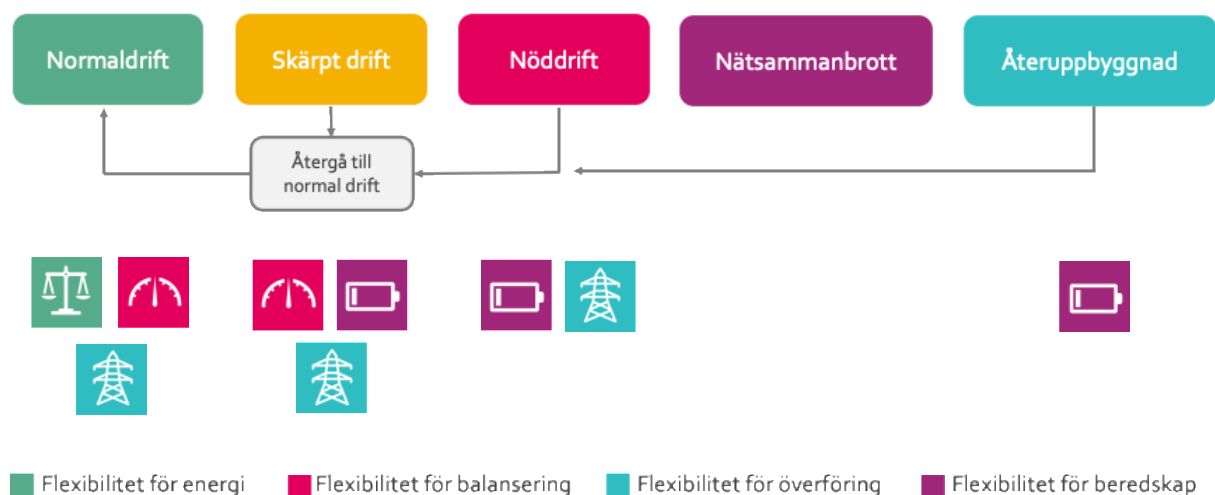
¹² Power Circle (2025), [Delrapport 2 – Utveckling av marknader och verktyg för flexibilitet](#)

Flexibilitet för elsystemets systemdriftstillstånd

Elsystemet befinner sig vanligtvis i normaldrift, vilket innebär att det har förmåga att motstå ett stort felfall (N-1-kriteriet) – och att det befinner sig inom givna driftsäkerhetsgränser. Som kortfattat beskrivet i föregående avsnitt kan flexibilitet bidra till att hålla elsystemet inom dessa gränser, men även för att hantera situationer där N-1-kriteriet inte kan upprätthållas på traditionellt sätt, genom överföringskapacitet.

Om systemet skulle lämna normaldrift aktiveras ett av fyra andra systemdriftstillstånd, som illustreras schematiskt i Figur 8. Dessa systemdriftstillstånd finns beskrivna i nätkoden för systemdrift, och har implementerats av Svenska kraftnät¹³.

I skärpt drift befinner sig systemet fortfarande inom driftsäkerhetsgränserna, men det finns inte tillräckliga verktyg för att hantera att ytterligare ett fel inträffar. Nästa steg är nöddrift, där kraftsystemets systemskyddsplan ska aktiveras. Lyckas inget av detta kan kraftsystemet hamna i nätsammanbrott, och det sista systemdriftstillståndet är därmed återuppbyggnad.



Figur 8. Bild över de fem systemdriftstillstånden samt hur flexibilitet för olika behov kan bidra.

Projektet FlexAbility har även för de olika systemdriftstillstånden matchat hur de fyra behovskategorierna för flexibilitet kan bidra till de olika systemdriftstillstånden, och ta systemet tillbaka till normaldrift:

- I **normaldrift** används flexibilitet för energi, balansering och överföring för att balansera utbud och elbehov, hålla frekvensen stabil och säkerställa överföringskapacitet i elsystemet.
- I **skärpt drift** används vissa stödtjänster och avhjälpande åtgärder som utformats för att hantera avvikelser utanför driftsäkerhetsgränserna (mer information om dessa produkter beskrivs i FlexAbilitys delrapport 2¹²). Dessa produkter kategoriseras både in i *flexibilitet för balansering* och *flexibilitet för beredskap*. I mer ansträngda lägen lokalt i elnätet kan åtgärder inom *flexibilitet för överföring* behöva aktiveras för att undvika överlast i elsystemet.

¹³ Svenska kraftnät (2023), [Stärka försörjningstryggheten – deluppdrag 3](#)

- **Inöddrift** träder ytterligare verktyg in som automatisk och manuell fråkoppling. Därtill finns regler för hur anslutna anläggningar ska agera i situationer där vissa driftsituationer inträffar som också syftar till att säkerställa systemets förmåga att återgå till normaldrift. Dessa regler ska ingå i anslutningsavtal med nätägaren och regleras av anslutningskoder.
- Om **nätsammanbrott** ändå inträffar går arbetet vidare till det sista drifttillståndet – **återuppbyggnad**. Här är det *flexibilitet för beredskap* som är aktuellt tillsammans med speciella förmågor som ö-drift och dödnätsstart. Med den teknologi som rullas ut skulle förmågan till lokal ö-drift kunna stärkas genom samverkan med flexibla resurser.

2. Hur mycket flexibilitet behövs i elsystemet år 2030?

I det regeringsuppdrag som utfördes av Energimarknadsinspektionen, Svenska kraftnät, Energimyndigheten och Swedac – och slutredovisades i december 2023¹⁴ – uppskattades effekt-behovet på daglig basis, respektive på vecko- och säsongsnivå, öka med 20, 60 och 68 procent mellan vintersäsongen 2023/2024 och 2030/2031. De totala dagliga variationerna i energibehov uppskattades öka med 14 procent under samma tidsperiod, medan de vecko- och säsongsvisa behoven ökade med 54 respektive 57 procent.

Något förenklat uppskattades behovet av effektminskning öka från cirka 2 500 MWh/h (2023/2024) till cirka 3 400 MWh/h (2030/2031) på daglig basis. Behovet av effekttökning uppskattades på daglig basis öka från cirka 3 500 MWh/h till cirka 4 000 MWh/h under samma tidsperiod. Ännu större ökningar uppskattades på veckonivå: från cirka 1 500 MWh/h till cirka 3 800 MWh/h för effektminskning, respektive från cirka 2 000 MWh/h till cirka 3 100 MWh/h för effekttökning mellan 2023/2024 och 2030/2031. Analysen omfattade behov av flexibilitet för energi och balansering.

		2023/2024	2030/2031
Daglig basis	Effektminskning	2 500 MWh/h	3 400 MWh/h
	Effekttökning	3 500 MWh/h	4 000 MWh/h
Veckonivå	Effektminskning	1 500 MWh/h	3 800 MWh/h
	Effekttökning	2 000 MWh/h	3 100 MWh/h

Tabell 1. Behov av effektminskning respektive effekttökning under tidsperioden 2023/2024–2030/2031¹⁴.

Utöver de nationella flexibilitetsbehov som kvantifierades av myndigheterna i regeringsuppdraget har också Svenska kraftnät kvantifierat volymbehovet av stödtjänster till år 2030^{15 16}. När det kommer till reserver för frekvenshållning (FCR-produkter) och frekvensåterställning (aFRR- och mFRR-produkter) uppskattas volymbehovet för åren 2025–2030 uppgå till:

	2025	2030
FCR-D upp & ned	542 MW	542 MW
FCR-N	224 MW	224 MW
aFRR upp & ned	150 MW (120–200 MW)	300 MW (160–400 MW)
mFRR upp	800 MW (580–1 300 MW)	1 400 MW (1 100–1 850 MW)
mFRR ned	990 MW (920–1 050 MW)	1 150 MW (950–1 400 MW)

Tabell 2. Behov av stödtjänster år 2025 respektive 2030; värden inom parentes anger osäkerhetsintervall¹⁶.

Flera marknader för stödtjänster väntas med andra ord växa under de kommande åren. Även behovet av produkten FFR, snabbt frekvenssvar – som strikt sett är en avhjälpande åtgärd och inte en stödtjänst – väntas öka i volym: från 2025 års volymkrav på upp till 105 MW upphandlad volym, till ett spann mellan 1–48 GWh år 2035. Då behovet av FFR dimensioneras baserat på förväntade nivåer av rotationsenergi och dimensionerande fel i det nordiska synkronområdet påverkas volymbehovet baserat på de fyra scenarierna i Svenska kraftnäts långsiktiga marknadsanalys. Enkelt sammanfattat

¹⁴ Energimarknadsinspektionen (2023), [Främjande av ett mer flexibelt elsystem. Deluppdrag 5](#). (Ei R2023:18).

¹⁵ Svenska kraftnät (2024), [Balancing market outlook 2030](#).

¹⁶ Svenska kraftnät (n.d., granskad 2025), [Framtida volymbehov](#).

blir andelen förväntade timmar av låg rotationsenergi fler ju högre andel variabla förnybara energikällor vi har i elsystemet. Behovet fördelat på de olika kategorierna uppgår till:

- **Elektrifiering förnybart:** 20 GWh år 2035.
- **Elektrifiering planerbart:** 1 GWh år 2035.
- **Färdplan mixat:** 33 GWh år 2035.
- **Småskaligt förnybart:** 48 GWh år 2035¹⁷.

Studier har också gjorts över behov av flexibilitet från specifika resurser. I en studie från Chalmers 2025¹⁸ – där modelleringar gjorts för att visa hur elsystemet kan utvecklas mellan åren 2030–2065 i tre olika fall – uppskattas behovet av lagringskapacitet i en simulering av det mest kostnadseffektiva elsystemet uppgå till 300 GWh år 2030. I samma studie uppskattas behovet av produktionskapacitet från gasturbiner uppgå till 2 GW år 2030.

Ökat flexibilitetsbehov på lokal nivå

Gällande de lokala och regionala nätägarnas uppskattade flexibilitetsbehov är det inte lika tydligt hur stort behovet är i volym till år 2030. Enligt ellagen (1997:857) ska distributionsnätsföretagen vartannat år offentliggöra nätutvecklingsplaner i syfte att beskriva hur deras nät ska utvecklas under den kommande tioårsperioden. Dessa nätutvecklingsplaner ska bland annat på ett transparent sätt redovisa de flexibilitetstjänster som behövs i nätet på medellång och lång sikt.

I en promemoria från 2025¹⁹ har Energimarknadsinspektionen (Ei) sammanställt uppgifter som nätföretagen har redovisat om bland annat flexibilitetsbehov i sina första nätutvecklingsplaner. Nästan 90 procent av nätföretagen – som tillsammans uppges ha systemansvar för nästan 100 procent av alla Sveriges elkunder – har för de kommande tio åren prognosticerat ett ökat behov av överföringskapacitet – där laddinfrastruktur, större industrier och dataserveranläggningar lyfts som viktiga drivkrafter bakom det ökade behovet. Ungefär 60 procent av nätföretagen – varav alla sex stora nätföretag med fler än 100 000 kunder – beskriver i nätutvecklingsplanerna också att deras nät har nuvarande eller förväntade begränsningar som innebär att det prognosticerade behovet inte kommer kunna mötas utan att vidta någon form av kapacitetshöjande åtgärd.

Drygt 45 procent av de 155 elnätsföretag som lämnat in sina nätutvecklingsplaner uppskattar sitt förväntade behov av flexibilitetstjänster under den kommande tioårsperioden till ett värde som inte är noll. Sammantaget anger nätutvecklingsplanerna ett totalt behov av:

0–2 år från 2025	3–5 år från 2025	6–10 år från 2025
277 – 1 030 MW	640 – 1 883 MW	1 387 – 2 523 MW.

Tabell 3. Behov av flexibilitet på lokal nivå, enligt sammanställning från elnätsföretagens nätutvecklingsplaner¹⁹.

¹⁷ Svenska kraftnät (2024), [Långsiktig marknadsanalys. Scenarier för kraftsystemets utveckling fram till 2050](#).

¹⁸ Lisa Göransson et al. (2025), [Tre elsystem som kan möta omställningen av industri- och transportsektorerna](#).

¹⁹ Energimarknadsinspektionen (2025), [Sammanställning av innehållet i distributionsnätsföretagens nätutvecklingsplaner](#). Ei PM2025:03.

Att behovet redovisas som ett intervall beror på att vissa av nätföretagen redovisat sina behov på detta sätt, detta medför också en avsevärd variation beroende på om det är det lägsta eller högsta intervallvärdet av behovet som beaktas.

Tre nätföretag, som tillsammans motsvarar nästan 20 procent av Sveriges kunder, ingår inte i de intervall som framkommer i föregående stycke. Detta då dessa nätföretag har rapporterat sina behov av flexibilitetstjänster och resurser separat vad gäller konsumtion och produktion. Dessa tre nätföretag redovisar följande behov av flexibilitetstjänster och resurser:

	0–2 år från 2025	3–5 år från 2025	6–10 år från 2025
Konsumtion	301–346 MW	821–1 092 MW	0–1 688 MW
Produktion	2 462–2 572 MW	2 110–2 550 MW	6–2 948 MW.

Tabell 4. Särredovisade behov av flexibilitet avseende konsumtion och produktion från tre nätutvecklingsplaner¹⁹.

Då dessa siffror enbart gäller tre nätföretag menar dock Ei (2025) att inga slutsatser kan dras om proportionerna mellan konsumtion och produktion.

För de nätföretag som idag driver – eller handlar flexibilitet från – lokala flexibilitetsmarknader kan vissa slutsatser om lokala flexibilitetsbehov dras från det uppskattade flexibilitetsbehovet på marknaderna. I tabellen nedan sammanställs flexibilitetsbehov, och antal timmar som behoven finns, för E.ON:s lokala flexibilitetsmarknader²⁰ – som redovisat sina behov offentligt:

Marknad	Flexibilitetsköpare	Uppskattat flexibilitetsbehov	Uppskattat antal h
Bromölla-Sölvesborg	E.ON	8 MW (till åtminstone 2030)	50–100 h
Bålsta	E.ON	2 MW (till åtminstone 2029)	50–100 h
Enköping	E.ON	3 MW (till åtminstone 2029)	50–100 h
Hässleholm	E.ON	7 MW (till åtminstone 2028)	150–300 h
Kallhäll	E.ON	2 MW (till åtminstone 2027)	50–100 h
Kungsängen	E.ON	2,5 MW (till åtminstone år 2027)	50–100 h
Nordöstra Skåne	E.ON	10 MW (till åtminstone år 2028)	50–100 h
Norra Örebro	E.ON	2 MW (till åtminstone 2030)	50–100 h
Södra Skåne	E.ON	30 MW (till åtminstone år 2029)	50–100 h
Vaxholm	E.ON	2 MW (till åtminstone 2027)	50–100 h
Älmhult-Osby	E.ON	3 MW (till åtminstone 2030)	50–100 h

Tabell 5. Uppskattat behov på E.ON:s lokala flexibilitetsmarknader.

Därtill finns flera lokala flexibilitetsmarknader, såsom Götene flexibilitetsmarknad där Kinnekulle Energi köper flexibilitet, samt marknaden Effekthandel Väst, där Göteborg Energi och Mölndal energi köper flexibilitet. I framtiden räknar Effekthandel Väst med att kunna frigöra minst 100 MW elnätscapacitet genom marknadsplatsen²¹.

²⁰ E.ON (n.d.), [Flexibilitet och flexibilitetsmarknader](#).

²¹ Göteborg Energi (2024), [Kapacitetsutmaningen i elnätet: Allt fler företag vill handla med effekt](#).

3. Flexibilitetsresurser och flexibilitetspotential år 2030

I detta kapitel redovisas resultaten från projektet FlexAbilitys kartläggning av den tekniska flexibilitetspotentialen (utbudet av flexibilitet), idag och på medellång sikt (år 2030). Dessutom presenteras ett resonemang om kostnaderna för aktivering av olika flexibilitetsresurser.

Bedömningen av den tekniska flexibilitetspotentialen år 2030 är baserad på statistik, data, myndighetsrapporter och andra litteraturkällor – samt på en intervjustudie som gjorts inom ramen för projektet under 2024, där 60 aktörer som representerar olika typer av flexibilitetsresurser och marknader har medverkat. Resonemangen om den ekonomiska potentialen, samt utbudskurvorna för upp- och nedreglering (som presenteras i rapportens kapitel 4), är framtagna inom ramen för ett examensarbete²² utfört i samarbete med Power Circle och projektet FlexAbility under våren 2025. I denna rapport återges enbart en kortfattad redogörelse för de generella principerna bakom de ekonomiska bedömningarna – ytterligare bakgrund till dessa hittas i det publicerade examensarbetet.

Power Circle vill tacka aktörer från följande bolag och organisationer, som medverkat i intervjustudien och/eller delat data till projektet:

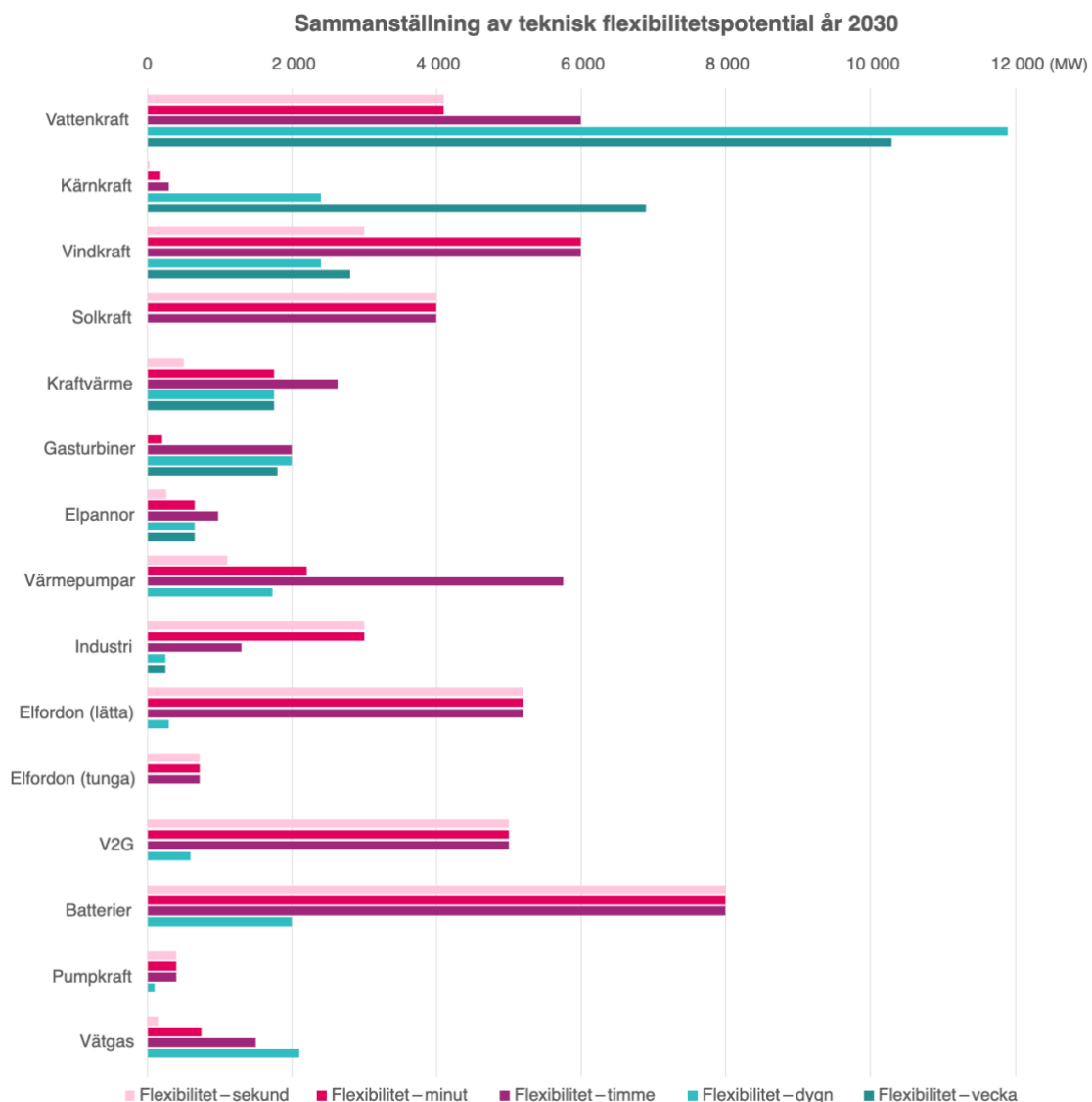
Alleima	Hybrit	Rottneros
Billerud	Höganäs	Skellefteå Kraft
Borealis	Infinigrad	SKF
CheckWatt	Inovyn	ST1
Conapto	Jämtkraft Elnät	Stockholm Exergi
CTEK	Kraftingen	Sunna Group
E.ON Energidistribution	Mega Energy	Svensk Solenergi
EasyServ	Mine Storage	Svenska kraftnät
Ellevio	Motify	Sympower
Energimyndigheten	Ngenic	Södra
Entelios	NODES	Varberg Energi
Ferroamp	Nord Pool	Vattenfall Eldistribution
Flower	Ovako	Vattenfall R&D
Forsmark kraftgrupp	Perstorp	Virta
Glava	Preem	Voltiva
Green Power Sweden	Profu	Volue
Göteborg Energi Nät	Qurrent	Volvo Cars
Göteborgs hamn	Recap Power	Volvo GTO
Heidelberg Materials	Recharge	Waybler
Holmen	RISE	Zaptec.

Ett särskilt tack riktas också till Energimyndigheten, RISE och SKGS, för samverkan i studien av industrins flexibilitetspotential.

²² Nelly Haeffler (2025), [Flexibilitet i det svenska elsystemet – en kartläggning av olika resurserns ekonomiska potential](#).

Flexibilitetsresurser är tekniska lösningar, enheter och anläggningar som kan anpassa sin elförbrukning, elproduktion eller lagring över tid – för att stötta elsystemets stabilitet, minska kostnader för energi- och elnätsanvändning samt nätinvesteringar, eller hantera kapacitetsbegränsningar. Flexibilitetsresurserna som studeras i denna rapport kategoriseras som efterfrågefleksibilitetsresurser ("förbrukningsresurser" eller "konsumtionsresurser"), produktionsresurser eller energilagringsresurser. En grafisk sammanställning av den tekniska flexibilitetspotentialen från alla studerade resurser visas i Figur 9.

En viktig notering att göra vid läsning av sammanställningen är att grafen visar den maximala tekniska flexibilitetspotentialen för respektive resurs; dessa potentialer finns dock inte tillgängliga samtidigt, då exempelvis solkraftens maximala potential inträffar mitt på dagen under sommaren – medan kraftvärmens potential är som störst under vinterhalvåret. Potentialerna i sammanställningen ska därmed inte staplas på varandra. För teoretiska ögonblicksbilder över hur potentialerna skulle kunna falla ut över årstiderna ges mer detaljerade sammanställningar i slutet av detta kapitel.



Figur 9. Grafisk sammanställning av teknisk flexibilitetspotential från studerade resurser, år 2030.

Bedömning av teknisk potential och kostnader för aktivering

Resursernas tekniska flexibilitetspotential har bedömts utifrån deras tekniska egenskaper – såsom responstid – samt förmåga att leverera flexibilitet över olika tidshorisonter, från sekunder till dagar och veckor. Varje resurs har analyserats utifrån sin potential till 2030 – och både tekniska möjligheter, marknadsförutsättningar och identifierade begränsningar har vägts in i bedömningen.

För att analysera kostnaderna för leverans av flexibilitet har de kostnader som är förknippade med resursernas egen aktivering tagits med, medan kostnader förknippade med budgivning och deltagande på flexibilitetsmarknader lämnats utanför analysen. Fokus i analysen har legat på kostnader förknippade med aktivering i en timme, då det var den tidsenhet som gällde på de flesta marknaderna under tidpunkten för analysens genomförande. Kostnader för aktivering under tidsenheter mindre än en timme uppskattades i regel vara lägre och mer lika mellan resurserna, och gav därför inte så intressanta resultat.

Vidare har analysen för kostnader baserats på huruvida resursen ska leverera flexibilitet genom upp- eller nedreglering, vilket ger en skillnad för de flesta resurser.

Uppreglering:

- För produktionsresurser innebär uppreglering att produktionen ökar, därför har den rörliga kostnaden för att producera el använts som faktor för kostnad för aktivering av flexibilitet från produktionsresurser. Denna kostnad innefattar bland annat bränslekostnader samt drift- och underhållskostnader, och betecknas OPEXvar i Tabell 6.
- För efterfrågefleksibilitetsresurser innebär uppreglering att elanvändningen vid flexibilitetstillfället minskar. Detta antas inte vara förknippat med någon kostnad. Om elanvändningen görs vid ett senare tillfälle i stället skulle skillnader i elpris samt effekttariff mellan de två tillfällena kunna utgöra en kostnadsdifferens, denna kan dock både vara negativ och positiv – och över tid skulle den kunna tänkas vara nära noll. I vår analys har vi bortsett från denna kostnad.

Nedreglering:

- För produktionsresurser innebär nedreglering att produktionen minskar. För bränslebaserade kraftslag innebär detta att bränsle som annars hade använts vid produktionen kan sparas och användas vid ett senare tillfälle, vilket genererar en intäkt motsvarande spotpriset. Detta betecknas som -SPOT i Tabell 6. För övriga kraftslag antas nedreglering inte vara förknippad med någon kostnad.
- För efterfrågefleksibilitetsresurser innebär nedreglering att konsumtionen ökar. Detta innebär att användaren får ökade kostnader för el, elnät och skatt. Beroende på resurs kan dock den ökade användningen vara flyttad i tid, vilket innebär att dessa kostnader skulle uppstått ändå. I de fallen antas kostnaden för nedreglering från användning vara noll.

Energilager kan agera både som produktion och användning, beroende på driftläge. I analysen som utförts till detta kapitel antas det att investeringar i energilager till störst del görs i syfte att kunna agera flexibelt, vilket innebär att kostnader för att leverera flexibilitet även ska täcka investeringen.

En översikt över alla antagna marginalkostnader visas i Tabell 6. I avsnitten för respektive flexibilitets-resurs beskrivs antagandena kring marginalkostnader ytterligare.

Nedreglering			Uppreglering		
Resurs	Typ	Marginalkostnad	Resurs	Typ	Marginalkostnad
Vattenkraft	Produktion	-SPOT	Vattenkraft	Produktion	OPEXvar
Kärnkraft		-SPOT	Kärnkraft		OPEXvar
Kraftvärme		-SPOT	Kraftvärme		OPEXvar
Vindkraft		Ingen kostnad			
Solkraft – park		Ingen kostnad	Elpannor	Efterfråge- flexibilitet	Ingen kostnad
Solkraft – villa	Efterfråge- flexibilitet	Ingen kostnad	Elfordon – lätta		Ingen kostnad
Elfordon – lätta		Ingen kostnad	Elfordon – tunga		Ingen kostnad
Värmepumpar		Investeringskostnad för styrenhet	Värmepumpar		Investeringskostnad för styrenhet
Elpannor	Energilager	Kostnad för ökad elanvändning	Elfordon – V2G	Energilager	Tillgänglighetsersättning + ränta på elskatt
Stationära batterier – storskaliga		Investeringskostnad för teknik	Stationära batterier – storskaliga		Investeringskostnad för teknik
Stationära batterier – småskaliga		Investeringskostnad för teknik	Stationära batterier – småskaliga		Investeringskostnad för teknik
Pumpkraft		LCOE ²³ för vattenkraft	Pumpkraft		LCOE för vattenkraft

Tabell 6. Marginalkostnader för aktivering av flexibilitet från olika resurser.

Hur underlaget ska tolkas

För varje resurs som redovisas i detta kapitel finns en tabell, där potentialen år 2030 bedöms i siffror utifrån fem tidsskalor: sekund, minut, timme, dygn, vecka. Potentialen som anges för varje tidsskala tar hänsyn till aspekter som reaktionstid och uthållighet. Resursen behöver alltså kunna ända värde tillräckligt snabbt för att leverera på tidsskalan, men även ha den uthålligheten.

Vissa resurser har potentialer redovisade på två rader; detta för att signalera att det finns olika potential för exempelvis sommar och vinter. Där det är möjligt har en rad lagts till för procentuell andel av installerad effekt som flexibilitetspotentialen uppgår till. Den sista raden i tabellen anger den kännedom som finns om resursens flexibilitetsbidrag i dagsläget; här utgår innehållet ofta från förkvalificerade volymer till olika stödtjänstprodukter idag, matchade mot de tidsskalor som produkterna levereras mot. Då stödtjänstprodukter kan förändras över tid definieras inte potentialer för år 2030 i förhållande till dagens produkter; med bakgrund av detta har vi gjort valet att redovisa potentialerna enligt de fem bestämda tidsskalorna.

Varje resursavsnitt ger en beskrivning av den uppskattade flexibilitetspotentialen, samt antaganden som gjorts för att komma fram till uppskattningen. Målet med studien har varit att komma fram till realistiska potentialer för flexibilitet år 2030 – den teoretiska tekniska potentialen kan därmed ibland vara högre, men begränsas av regulatoriska faktorer eller ekonomiska incitament.

²³ Levelized cost of energy (LCOE) är en metod som används för att jämföra kraftslag med avseende på kostnad per producerad kilowattimme, under hela produktionsanläggningens livslängd.

Flexibilitetspotential från produktionsresurser

Produktionsresurser kan bidra till att balansera elsystemet med flexibilitet genom att anpassa elproduktionen efter rådande behov. Inom ramen för projektet har vi studerat flexibilitetspotentialen från fem produktionsresurser: kärnkraft, vattenkraft, vindkraft, solkraft och kraftvärme. Alla dessa produktionsresurser har olika flexibilitetsprofiler, som erbjuder olika funktioner – beroende på förmåga till uthållighet, responstid för aktivering samt förmåga till upp- och nedreglering.

Kärnkraft

	Flex – sekund	Flex – minut	Flex – timme	Flex – dygn	Flex – vecka
Potential 2030	30 MW	180 MW	300 MW	2 400 MW	6 900 MW
Potential 2030 % av installerad effekt	0,4 %	3 %	4 %	35 %	100 %
Nuläge	0 MW	0 MW	250 MW	2000 MW	6 900 MW

Den svenska kärnkraften har historiskt optimerats för att användas till kontinuerlig produktion – och har i regel endast minskat sin produktion marginellt över nätter, helger eller längre låglastperioder. Detta kraftslag har alltså inte använts för att justera produktionen efter snabbare förändringar i konsumtion eller annan produktion. Tekniskt sett finns det dock möjlighet till viss reglerbarhet – i huvudsak nedreglering, men även uppreglering. I och med att energilandskapet utvecklas, och mer flexibilitet efterfrågas, undersöker kärnkraftsbolagen i större utsträckning än tidigare möjligheten att reglera elproduktionen snabbare och oftare²⁴.

Detta är något som redan sker i andra länder, såsom Frankrike. Till skillnad mot i Sverige, där kärnkraftsproduktionen ligger relativt konstant och producerar el på jämn nivå med endast marginella justeringar, använder sig fransk kärnkraft av långsam och planerad nedreglering under nätter och helger, samt levererar automatisk frekvensreglering och annan flexibilitet baserat på elpris²⁵. Där visar erfarenheterna att ökad flexibilitet i kärnkraftsdriften inte ökar kostnaderna eller produktionsbortfallet, men att det kan ta upp till sex år att ställa om en reaktor till flexibel drift²⁶.

Sommartid är de flesta svenska kärnkraftverk under revision, vilket påverkar den totala produktionen och kapaciteten att reglera. Sommaren 2024 uppgick den totala kärnkraftsproduktionen till cirka 4 000 MW²⁷, vilket kan jämföras med 6 900 MW installerad effekt som finns tillgängligt²⁸. Idag är ingen kärnkraftsproduktion förkvalificerad till Svenska kraftnäts stödtjänstmarknader.

Baserat på den analys som gjorts inom projektet FlexAbility uppskattas kärnkraften kunna bidra med upp till 300 MW flexibilitet på timnivå och upp till 2 400 MW på dygnsnivå. För den snabbare flexibiliteten på sekund- och minutnivå bedöms flexibilitetspotentialen uppgå till 30 MW (sekund)

²⁴ Intervju genomförd våren 2024.

²⁵ Elforsk (2011), [Lastföljning i kärnkraftverk. Möjliga effekteregleringar för svenska kärnkraftverk utifrån ett internationellt perspektiv](#).

²⁶ Energiforsk (2019), [Flexibilitet stärker kärnkraften](#).

²⁷ Energy-Charts (u.d.), [Net electricity generation from nuclear in Sweden in July 2024](#). (Senast uppdaterad 2025-07-10)

²⁸ Svenska kraftnät (2024), [Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2024](#).

respektive 180 MW (minut). På veckonivå kan hela produktionskapaciteten på 6 900 MW planeras, särskilt om revisionscykler och elsystemsbehov samordnas.

Antaganden bakom potentialen

Analysen utgår från befintlig kärnkraft 2023, med cirka 6 900 MW installerad effekt fördelat på tre anläggningar: Forsmark, Ringhals och Oskarshamn. Det antas att ingen ny kärnkraftsproduktion kommer tillkomma eller stängas ned till 2030.

Flera studier har undersökt kärnkraftens möjligheter att reglera produktionen. Vid för låg produktion i förhållande till installerad effekt kan slitage på komponenter och system i ett kärnkraftverk uppstå till följd av vibrationer. Forskningsstudier bedömer att det är möjligt att sänka produktionen till cirka 65 procent av installerad effekt, kanske ända ner till 50 procent, utan större slitage^{29 30}. Vid nedreglerad produktion till 65 procent av installerad effekt ger det en flexibilitetspotential på 2 400 MW för dagens kärnkraftverk. Vi antar att denna flexibilitet är möjlig att nyttja på dygnskalan. För längre perioder, över veckor, skulle hela kraftverk kunna stängas ned för att senare startas upp igen³¹, därför antar vi att hela den installerade kapaciteten på 6 900 MW utgör flexibilitetspotentialen på veckoskalan.

Enligt Svenska kraftnäts statistik över kärnkraftens produktion år 2023 förändrades produktionen vanligtvis inte från timme till timme, men vid tillfällen då det skedde en förändring i produktionen gjordes den ofta i steg om 50–250 MW per timme. Vid enstaka tillfällen gjordes nedrampningar med 600–800 MW, och årets största nedrampning under en timme utgjorde en förändring på -1400 MW. Under tidsskalor över flera timmar förändrades produktionen som mest med 2000 MW nedåt och som mest med 1000 MW uppåt.

För att bedöma flexibilitetspotential på kortare tidsskalor gör vi en uppskattning om att kärnkraften kan styra i ett mindre intervall om 100 MW per reaktor från timme till timme³¹. Det skulle ge en teoretisk potential på 600 MW för alla 6 reaktorer. Vi antar att hälften av detta kan realiseras till 2030.

På minutnivå har lastförändringar inte någon större påverkan på reaktorernas slitage om förändringen håller sig under 3 procent av märkeffekten, som uppgår till cirka 1 000 MW för respektive reaktor i Sverige³⁰. Vi antar därför att alla sex reaktorer kan bidra med upp- eller nedreglering om 30 MW vardera på minutskalan till 2030. Det ger en total flexibilitetspotential på 180 MW på minutnivå. Frekvensreglering kan endast göras i mindre omfattning i befintliga verk³¹. Flexibilitetspotentialen på sekundnivå uppskattas därför till 5 MW per reaktor och totalt 30 MW för alla reaktorer.

²⁹ Energiforsk (2021), [Survey on vibration impact of flexible operation on NPP](#).

³⁰ Elforsk (2011), [Lastföljning i kärnkraftverk. Möjliga effektregeringar för svenska kärnkraftverk utifrån ett internationellt perspektiv](#).

³¹ Intervju genomförd våren 2024.

Kostnader för kärnkraftens flexibilitet

För uppreglering har de rörliga kostnaderna för kärnkraft tagits från Elforsks studie *El från nya anläggningar*³², och dess tillhörande beräkningsmatris. Alla inparametrar har behållits enligt Elforsks förslag, och resultatet är då 153 SEK/MWh för uppreglering, varav 43 SEK/MWh är bränsle. För nedreglering har kärnkraften fått det genomsnittliga systempriset på spotmarknaden för 2023, 2024 och T1 2025 som intäkt, då bränslet kan sparas till ett senare tillfälle och säljas som el igen.

	Beskrivning av kostnad	SEK/MWh
Uppreglering	OPEXvar	153
Nedreglering	- SPOT	-450

Vattenkraft

	Flex – sekund	Flex – minut	Flex – timme	Flex – dygn	Flex – vecka
Potential 2030	4 100 MW	4 100 MW	6 000 MW	11 900 MW	10 300 MW
Potential 2030 % av installerad effekt	25 %	25 %	35 %	70 %	60 %
Nuläge	2 700 MW	2 700 MW	3 000 MW	8 000 MW	9 500 MW

Vattenkraften har historiskt varit Sveriges främsta reglerresurs för elproduktionen, och idag finns det över 2 000 vattenkraftverk i Sverige – varav 200 har en effekt på 10 MW eller mer³³. Vattenkraftsanläggningarna är i stor utsträckning reglerbara och utrustade med vattenmagasin som medför en flexibilitetsförmåga som kännetecknas av möjligheten till lång uthållighet, över veckor och upp till säsonger.

Vattenkraften kan bidra med både uppreglering, genom att öka vattentillflödet till turbiner, och nedreglering, genom att begränsa vattentillflödet till turbiner eller spilla vatten. Den stora volymen av installerad effekt, tillsammans med den snabba reglerförmågan, möjligheten till lagring av energi i form av vattenmagasin samt möjligheten att styra produktionen under alla säsonger, ger vattenkraften en unik flexibilitetsprofil. Då en stor andel av vattenkraften är ansluten till nät med högre spänningsnivåer kan inte hela potentialen användas till lokal flexibilitet, däremot finns många mindre vattenkraftverk anslutna till distributionsnät där möjlighet till lokal flexibilitet finns.

Vattenkraftverk är begränsade i sin reaktionstid, vilket medför att flexibilitetspotentialen är lägre för de korta tidsskalorna upp till en minut – jämfört med timme, dygn och vecka. Detta återspeglas också i de förkvalificerade volymerna på Svenska kraftnäts stödtjänstmarknader, där lägre effektvolymmer budas in på FCR- och aFRR-produkter jämfört med mFRR, och ingen vattenkraft finns förkvalificerad för FFR. Idag är drygt 1 800 MW vattenkraft förkvalificerad på FCR-N, 2 700 MW på FCR-D upp, 1 600 MW på FCR-D ned, 2 300 MW på aFRR upp, 2 400 MW på aFRR ned och 13 100 MW på mFRR upp och -ned³⁴. Hela vattenkraftens produktionskapacitet kan nyttjas till flexibilitet, och vattenkraften har möjlighet att bidra med svängmassa samt förmåga till ödrift och dödnätstart³⁵.

³² Elforsk (2014), [El från nya och framtida anläggningar 2014](#).

³³ Energiföretagen (2024), [Produktion per vattendrag](#).

³⁴ Svenska kraftnät (2025), [Utbud på marknaderna för reserver](#) (hämtad augusti 2025).

³⁵ Intervju genomförd våren 2024.

Idag finns det cirka 16 400 MW installerad kapacitet från vattenkraften i Sverige³⁶. Det finns potential att öka kapaciteten till 2030, främst genom att öka effekten i befintliga vattenkraftverk. Det kan ske genom att byta ut turbiner och aggregat eller utöka med fler turbiner³⁵. Enligt en rapport från Sweco finns det potential att höja effekten för vattenkraften med 3 400 MW i de tio störta älvarna³⁷. Ägare av vattenkraftsanläggningar har idag pågående projekt som bidrar till att en del av dessa effekthöjningar kan vara på plats till 2030³⁵. Flexibiliteten från vattenkraften är emellertid inte konstant under året. Innan vårflod, när vattenmagasinen är som lägst³⁸, kan flexibilitetsförmågan vara lägre – särskilt om det varit ett tork föregående år. Under och efter vårflod, när vattenmagasinen är mer välfyllda, är flexibilitets-potentialen högre – framför allt för uppreglering under längre tidsperioder. Klimatförändringar som medför längre perioder utan nederbörd och högre frekvens av torra år kan ha en negativ påverkan på vattenkraftens framtida flexibilitetspotential.

Antaganden bakom potentialen

Bedömningen av vattenkraftens flexibilitetspotential till 2030 utgår från att den installerade kapaciteten och magasineringsförmågan samt effekthöjningspotentialen från Sweco³⁷. Topproduktionen för en enskild timme för vattenkraften uppgår till cirka 13 300 MW³⁹, 81 procent av den totala installerade kapaciteten. Vi antar att 20 procent av Swecos effekthöjningspotential kan realiseras till 2030, en höjning med cirka 700 MW. Det ger en total installerad effekt på 17 100 MW och en maximal produktion på 13 900 MW.

Under 2023 var den lägsta vattenkraftsproduktionen omkring 2000 MW. Därför antar vi att reglerförmågan sträcker sig mellan den lägsta produktionseffekten och den effekt som förkvalificerats till aFRR-stödtjänster. Det ger reglerförmåga på $13\,100 - 2\,000 = 11\,100$ MW. Till 2030 förväntas all produktionskapacitet kunna bidra med stödtjänster, vilket gör att den tillgängliga reglerförmågan ökar till $13\,900 - 2\,000 = 11\,900$ MW.

Vattenkraften har idag betydligt mindre flexibilitet tillgänglig för de reaktionssnabba stödtjänsterna, såsom FCR. Vi antar dock att deltagande med snabb flexibilitet kan fortsätta öka med ytterligare 50 procent till 2030, och därmed kommer uppgå till cirka 4 100 MW. När det gäller att reglera från timme till timme visar statistik från Svenska kraftnät att produktionen i vattenkraften i genomsnitt förändrades 300 MW från en timme till nästa under 2023, och som mest 3 000 MW från en timme till en annan⁴⁰. Då denna reglering sker utifrån marknadens behov antar vi att reglerförmågan från en timme till en annan år 2030 är cirka dubbelt så stor som statistiken visar att förmågan är idag och därmed uppgår till 6 000 MW. Samma statistik visar att den största förändring som gjorts på ett dygn 2023 är 8000 MW, samt att den högsta effekt som vattenkraften producerat en vecka i rad är 9 500 MW. Till 2030 utgår vi därför ifrån att hela flexibilitetspotentialen kan användas i upp till ett dygn, men att potentialen uppgår till 60 procent av installerad effekt, 10 300 MW för flexibilitet upp till en vecka.

³⁶ Svenska kraftnät (2025), [Kortsiktig marknadsanalys 2024](#).

³⁷ Sweco (2016), [En kvantitativ analys av potentialen för effektutbyggnad i befintliga svenska vattenkraftverk](#).

³⁸ Energiföretagen (2025), [Vårfloden 2025 – nya förutsättningar, prispress](#).

³⁹ Svenska kraftnät (2024), [Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2024](#).

⁴⁰ Svenska kraftnät (n.d.), [Elstatistik](#).

Kostnader för vattenkraftens flexibilitet

För uppreglering har de rörliga kostnaderna för vattenkraft tagits från Elforsks studie *El från nya anläggningar*⁴¹, som hade en tillhörande beräkningsmatris. Alla inparametrar har behållits enligt Elforsks förslag och resultatet är då 103 SEK/MWh för uppreglering. För nedreglering har vattenkraften fått det genomsnittliga systempriset på spotmarknaden för 2023, 2024 och T1 2025 som intäkt, då vattnet kan sparas i dammen till ett senare tillfälle och säljas igen.

	Beskrivning av kostnad	SEK/MWh
Uppreglering	OPEXvar	103
Nedreglering	- SPOT	-450

Vindkraft

	Flex – sekund	Flex – minut	Flex – timme	Flex – dygn	Flex – vecka
Potential 2030	3 000 MW	6 000 MW	6 000 MW	2 400 MW	2 800 MW
Potential 2030 % av installerad effekt	13 %	25 %	25 %	10 %	12 %
Nuläge	720 MW	150 MW	1 360 MW	0 MW	0 MW

Vindkraftens flexibilitet ligger främst i möjligheten att reglera ned produktionen, och att kunna göra det mycket snabbt. Det kan exempelvis ske genom att justera turbinbladens vinkel i förhållande till vindens riktning. I teorin kan vindkraften också bidra med uppreglering; i sådant fall skulle vindkraftverk i ett normalfall producera under sin maxkapacitet och därmed "spilla" vind, för att vid behov kunna reglera upp produktionen mot max. Detta skulle dock för normalfallet, där produktionen understiger maxkapacitet, i dagsläget skapa ett inkomstbortfall som blir större än den sannolika ersättningen från stödtjänster⁴². Vindkraftsverk kan också bidra med syntetisk svängmassa⁴³.

Vindkraftens potential till flexibilitet finns när kraftverken producerar el; potentialen följer därmed vindkraftens produktionsmönster, där det blåser mer och därmed produceras mer vindel under vinterhalvåret⁴⁴. I dagsläget är cirka 1 360 MW vindkraft förkvalificerat för stödtjänster, främst mFRR ned och FCR-D ned. 660 MW vindkraft finns också förkvalificerat för mFRR upp⁴⁵.

Vi uppskattar att vindkraften kan bidra med upp till 6 000 MW flexibilitet på minut- och timnivå till 2030, samt cirka hälften, 3 000 MW, ner på sekundnivå. På dygnsnivå antas 3 000 MW kunna användas genom aggregerad, planerad nedreglering under perioder när det är hög vindkraftsproduktion. Även nedreglering på 2 400 MW under en vecka bedöms vara möjligt på sammanlagrad nivå under perioder med hög vindkraftsproduktion.

⁴¹ Elforsk (2014), [El från nya och framtida anläggningar 2014](#).

⁴² Anna Lindgren (2019), [Ekonomisk kartläggning av teknologier som potentiellt skulle kunna leverera reserverna FCR och aFRR](#).

⁴³ Green Power Sweden (2025), [25 förslag för ett säkrare, rikare och grönare Sverige](#).

⁴⁴ Svenska kraftnät (n.d.), [Elstatistik](#).

⁴⁵ Svenska kraftnät (n.d.), [Utbud på marknaderna för reserver](#) (hämtad augusti 2025).

Antaganden bakom potentialen

Enligt branschorganisationen Green Power Sweden fanns i slutet av 2024 cirka 17 000 MW vindkraft i drift i Sverige⁴⁶. Fram till slutet av 2027 förväntar samma organisation att ytterligare 2 600 MW vindkraft tillkommer. Green Power Sweden rapporterar även att det finns aviserade vindkraftsprojekt motsvarande 1 800 MW som skulle kunna vara i drift till 2030, vilket då betyder att det 2030 kan finnas 21 400 MW installerad vindkraftskapacitet i det svenska elsystemet. Energimyndigheten uppgav 2024 att de till 2030 bedömer att den installerade vindkraftskapaciteten ökar med 14 GW från 2020 till 2030; från 10 GW till 24 GW⁴⁷.

EU har ingen särskild strategi för vindkraft, på samma sätt som det finns för solkraft. Den europeiska vindenergibranschorganisationen bedömer att EU:s nyligen lanserade Net Zero Industry Act⁴⁸ medför att europeisk vindkraftsproduktion behöver öka till 420 GW till år 2030⁴⁹. EU:s totala installerade vindkraftskapacitet uppgick till 285 GW under första kvartalet 2025⁵⁰. Sveriges andel av den installerade effekten i EU är cirka 6 procent. Om motsvarande förhållande håller i sig till 2030 innebär det att Sverige då behöver ha cirka 25 000 MW installerad vindkraftskapacitet för att ligga i linje med Net Zero Industry Act. Inga särskilda nationella åtaganden specificeras dock i Net Zero Industry Act.

Vi väljer att räkna på ett scenario som ligger i linje med Energimyndighetens bedömning; att det till 2030 finns 24 000 MW installerad vindkraftskapacitet i Sverige. Tillväxtpotentialen till 2030 bedöms primärt finnas i landbaserad vindkraft. Det antas vidare att hälften av dagens installerade vindkraftskapacitet samt all nyinstallerad vindkraft kommer ha möjlighet till nedreglering. Det ger en teoretisk flexibilitetspotential på upp till 15 500 MW år 2030. Ägarförhållanden och villkor i långsiktiga elprisavtal, så kallade Power Purchase Agreements (PPA), kan vara begränsande för vindkraftens flexibilitet, men snabb och kortvarig flexibilitet borde påverkas i mindre utsträckning⁵¹.

Kapacitetsfaktor för landbaserad vindkraft bedöms vara 39 procent 2030⁵². Den realistiska flexibilitetspotentialen för vindkraft bedöms vara den teoretiska potentialen (installerad kapacitet tillgänglig för flexibilitet) multiplicerat med kapacitetsfaktorn⁵³, det vill säga cirka 6 000 MW. Vindkraftens kapacitetsfaktor varierar dock från månad till månad; i en beräkning som baserats på Svenska kraftnäts produktionsstatistik från år 2023 har verklig kapacitetsfaktor för varje kalendermånad under året 2030 tagits fram. I Figur 10 visas ett exempel på månatlig flexibilitetspotential från vindkraft år 2030, där den teoretiska flexibilitetspotentialen om 15 500 MW multiplicerats med respektive månads kapacitetsfaktor. Som Figur 10 illustrerar varierar alltså potentialen över året, därtill varierar potentialen över tid på dygnet. Flexibilitetspotentialen antas vara som högst under

⁴⁶ Green Power Sweden (2025), Statistik och prognos, första kvartalet 2025.

⁴⁷ Regeringskansliet (2024), [Sveriges uppdaterade nationella energi- och klimatplan för 2021–2030](#).

⁴⁸ European Union (2024), [Document 32024R1735](#).

⁴⁹ WindEurope (2025), [WindEurope response to the public consultation on the implementing act on non-price criteria in renewables auctions \(NZIA\)](#).

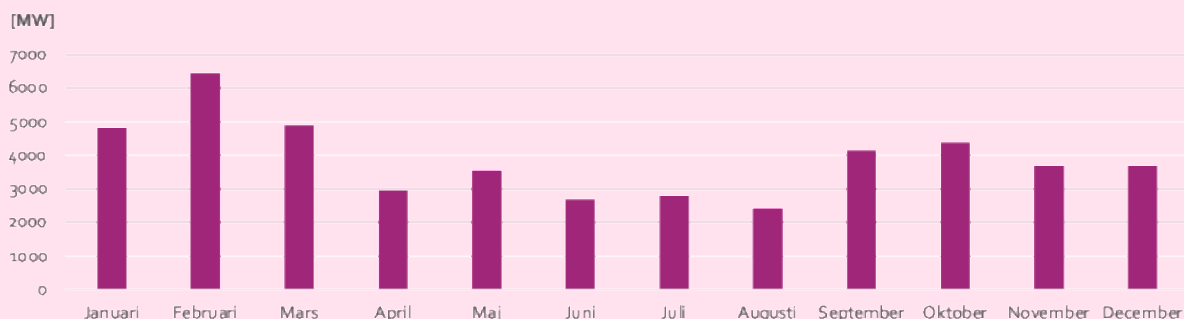
⁵⁰ Review Energy (2025), [Europe installed 16.4 GW of wind energy in 2024, with Germany leading the way](#).

⁵¹ Intervju genomförd våren 2024.

⁵² Sweco (2024), [Kapacitetsfaktor och tillgänglighetsfaktor. Kunskapshöjande rapport](#).

⁵³ Kapacitetsfaktor är lika med bidrag från resurs under en viss tidsperiod, dividerat med installerad kapacitet under samma tidsperiod.

perioder då produktionen är som störst; under perioden oktober till mars⁵⁴. Vidare antas det att minst hälften av den realistiska potentialen kan användas för snabb frekvensreglering. År 2023 producerade den svenska vindkraften mer än 2 000 MW under 75 procent av tiden⁵⁴, vilket skalar ger 2 800 MW år 2030. Detta har antagits vara flexibilitet som kan levereras med längre uthållighet.



Figur 10. Vindkraftens flexibilitetspotential år 2030 för olika månader.

Kostnader för vindkraftens flexibilitet

Vindkraften har i denna analys inte antagits ha någon förmåga till uppreglering, och för nedreglering då produktionen minskar har de rörliga kostnaderna satts till noll. Detta då balansjustering medför att intäkten från spotmarknaden inte faller bort; dock skulle PPA kunna begränsa möjligheten till att reglera ner, i likhet med det resonemang som förs ovan.

	Beskrivning av kostnad	SEK/MWh
Uppreglering	-	-
Nedreglering	Ingen kostnad	0

Solkraft

	Flex – sekund	Flex – minut	Flex – timme	Flex – dygn	Flex – vecka
Potential 2030	4 000 MW	4 000 MW	4 000 MW	0 MW	0 MW
Potential 2030 % av installerad effekt	27 %	27 %	27 %	0 %	0 %
Nuläge	30 MW	20 MW	0 MW	0 MW	0 MW

Solkraftens flexibilitetspotential ligger i möjligheten att snabbt reglera ned produktionen – antingen genom att reglera ned realtidsproduktion vid behov, försätta anläggningen i ett driftläge där el spills, eller att ansluta solkraftsanläggningen med en lägre säkring än maximal produktionskapacitet och därigenom spilla effekttoppar. Moderna växelriktare kan styras på distans för att, vid behov, i realtid begränsa effekten, vilket gör solcellsanläggningar till en bra flexibilitetsresurs för snabb nedreglering på sekundnivå.

⁵⁴ Green Power Sweden (2025), Statistik och prognos, första kvartalet 2025.

Eftersom solcellsanläggningar inte kan producera el utan tillgång till solinstrålning, är flexibiliteten helt begränsad till att reducera befintlig produktion och därför är uppreglering inte möjligt. Detta medför också att flexibilitetspotentialen är begränsad till att finnas dagtid. Under soliga dagar, mitt på dagen, kan stora mängder solkraft snabbt regleras ned om elsystemet kräver det, medan flexibiliteten är obefintlig under nätter eller mulna dagar. Potentialen är som störst mellan klockan 09:00 och 15:00 under sommarhalvåret. Detta medför samtidigt att flexibilitetspotentialen är ojämnt fördelad över året, och kräver god prognosförmåga för att kunna utnyttjas effektivt.

Idag är 30 MW solkraft förkvalificerad på FCR-D ned, och 20 MW förkvalificerad för mFRR ned⁵⁵. Vi uppskattar att solkraften kan bidra med upp till 4 000 MW flexibilitet på sekund- och minutnivå till 2030, men även på timnivå under gynnsamma förhållanden. På dygns- och veckonivå bedöms det inte finnas flexibilitetspotential, eftersom solkraften i sig saknar lagringsförmåga utan kompletterande batterier.

Antaganden bakom potentialen

I slutet av 2024 uppgick den anslutna effekten solkraft i Sverige till 4 800 MW⁵⁶ – där 2 800 MW var mikroproduktion under 20 kW per anläggning, 1 600 MW utgjordes av anläggningar med installerad effekt på 20 kW–1 MW, och resterande 400 MW utgjordes av större anläggningar på över 1 MW vardera. Effekten som anges är den nätanlutna effekten för anläggningarna, och ska inte förväxlas med solkraftanläggningarnas totala DC-effekt som kan vara högre än vad som faktiskt anslutits⁵⁷.

2022 antog EU-kommissionen en strategi för solenergi⁵⁸ som en del av REPowerEU. Denna strategi siktar mot att EU som minst ska ha 700 GW solkraft till 2030. 2024 uppgick EU:s solkraftskapacitet till 338 GW, vilket innebär att Sveriges andel av den totala solkraftskapaciteten i EU är cirka 1,4 procent. Om förhållandena kvarstår bör Sverige således ha minst cirka 10 000 MW solkraft år 2030 för att ligga i linje med kommissionens strategi.

Baserat på ett konverteringsförhållande där 1 kW installerad solkraft antas producera 1 MWh under ett år, går det i Svensk Solenergis solenergipolitiska program från 2022⁵⁹ att utläsa att branschen ser en potential på 30 000 MW sol till 2030. Energimyndighetens korttidsprognos bedömer att cirka 9 000 MW solenergi kommer finnas år 2028⁶⁰. Solkraftsutbyggnaden i Sverige har sedan 2016 varit exponentiell, med en tydlig uppgång vid energikrisen 2022/2023 för att sedan dämpas under 2024⁶¹. Den största potentialen antas ligga i större solkraftsanläggningar, över 1 000 MW, där tillväxttakten är som störst och utbyggnaden hittills är relativt begränsad. Låga elpriser under tider som solkraften

⁵⁵ Svenska kraftnät (n.d.), [Utbud på marknaderna för reserver \(hämtad augusti 2025\)](#).

⁵⁶ Energimyndigheten (2025), [Över 40 000 solcellsanläggningar installerades under 2024](#).

⁵⁷ Svensk Solenergi (2025), [2024 näst bästa året](#).

⁵⁸ European Union (2022), [Document 52022DC0221](#).

⁵⁹ Svensk Solenergi (2022), [Solenergipolitiskt program](#).

⁶⁰ Energimyndigheten (2025), [Kortsiktsprognois vinter 2025](#).

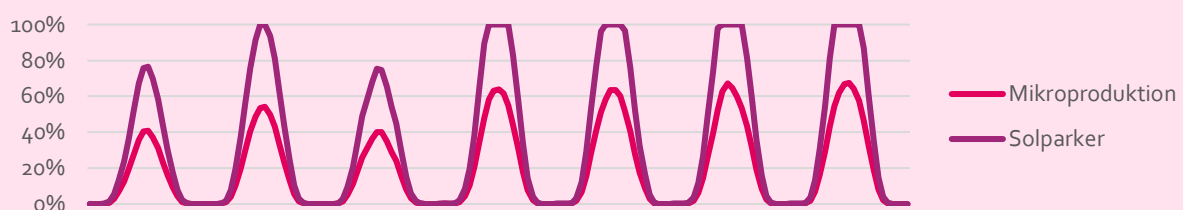
⁶¹ Svensk Solenergi (n.d.), [Statistik](#).

producerar kan emellertid dämpa utbyggnadspotentialen något. För mikroproduktion, under 20 kW, antas tillväxttakten till 2030 vara lägre på grund av borttagna subventioner⁶².

Många anläggningar byggs idag med högre installerad effekt än vad de har nätanslutning till, vilket medför att de producerar maxeffekt mot nätet stabilt i flera timmar i stället för att få en enda toppnotering per dag. Vi gör ett antagande om installerad kapacitet på totalt 10 000 MW solkraftsanläggningar över 20 kW till 2030, med 7 000 MW nätanslutning. Gällande mikroproduktion gör vi ett antagande om en ökning från 3 000 MW till 5 000 MW till år 2030. Totalt finns då 12 000 MW nätansluten solproduktion år 2030, vilket överensstämmer med Svenska kraftnäts kortsiktiga marknadsanalys⁶³.

Ägarförhållanden och villkor i PPA kan begränsa flexibiliteten från solkraft idag. Vi antar att 60 procent av alla solparker till år 2030 kan erbjuda flexibilitet om det är mer lönsamt, vilket ger 4 200 MW. För mikroproduktion antas hälften av kunderna kunna erbjuda flexibilitet, vilket ger 2 500 MW. Totalt ger det 6 700 MW nätansluten kapacitet som är tillgänglig för flexibilitet.

I likhet med hur vi räknat på vindkraftens flexibilitetspotential bedömer vi att den realistiska flexibilitetspotentialen för solkraft bedöms vara den teoretiska potentialen (installerad kapacitet tillgänglig för flexibilitet) multiplicerat med kapacitetsfaktorn. Då solkraftens flexibilitetspotential varierar under dygnet (se Figur 11) har vi fokuserat på timmarna 06:00–17:00 för att ta fram en genomsnittlig kapacitetsfaktor; SvK:s data från 2023⁶⁴ har ökat med 30 procent för att kompensera för egenproduktion som sker bakom mätaren och inte fångas i statistiken⁶⁵. Med bakgrund av detta antar vi ett juni-snitt på 40 procent av installerad effekt, som används för att beräkna flexibilitet från mikroproduktion. Den antas därmed vara 1 000 MW. För simulering av 10 000 MW solparker med 7 000 MW nätanslutning, där 60 procent kan vara flexibelt, ges ett juni-snitt på 70 procent av nätansluten kapacitet. Detta resulterar i ett antagande om 3 000 MW flexibilitetspotential från större anläggningar, och totalt cirka 4 000 MW flexibilitetspotential från total installerad solkraft år 2030.



Figur 11. Exempel på levererad effekt per timme i förhållande till installerad effekt en vecka i juni.

⁶² Energinyheter.se (2024), [Regeringen föreslår sänkt subvention för solceller och slopad skattereduktion för mikroproduktion](#).

⁶³ Svenska kraftnät (2025), [Kortsiktig marknadsanalys 2024](#).

⁶⁴ Svenska kraftnät (n.d.), [Elstatistik](#).

⁶⁵ Intervju genomförd under våren 2024.

Kostnader för solkraftens flexibilitet

Solkraften har i denna analys inte antagits ha någon förmåga till uppreglering, och för nedreglering då produktionen minskar har de rörliga kostnaderna satts till noll. Detta då balansjustering medför att intäkten från spotmarknaden inte faller bort; dock skulle PPA kunna begränsa möjligheten till att reglera ner, i likhet med det resonemang som förs ovan.

	Beskrivning av kostnad	SEK/MWh
Uppreglering	-	-
Nedreglering	Ingen kostnad	0

Kraftvärme

	Flex – sekund	Flex – minut	Flex – timme	Flex – dygn	Flex – vecka
Potential 2030 – sommar	100 MW	230 MW	340 MW	230 MW	230 MW
Potential 2030 – vinter	500 MW	1 750 MW	2 630 MW	1 750 MW	1 750 MW
Potential 2030 % av installerad effekt	11 %	38 %	58 %	38 %	38 %
Nuläge	70 MW	50 MW	330 MW	1 500 MW	1 500 MW

Kraftvärmeverk producerar både el och värme, i huvudsak till fjärrvärme. Det gör kraftvärmorna till en viktig del av det svenska energisystemet. Anläggningarnas flexibilitet ligger i möjligheten att reglera elproduktionen förhållandevis snabbt beroende på elsystemets behov, samtidigt som värmeproduktionen anpassas med hjälp av ackumulatortankar och andra värmelager. Kraftvärmeverk är både uthålliga och kan drivas under större delen av året, vilket bidrar till en flexibilitetspotential för både uppreglering och nedreglering vid behov. Kraftvärmeverk kan bidra med både frekvensreglering och balanstjänster på tidsskalor över några minuter; det är dock framför allt över längre tidsskalor, upp till dygn eller veckor, som kraftvärmorna har den största rollen att spela med sin flexibilitet.

Kraftvärmens flexibilitet kan till viss del begränsas av värmebehovet i fjärrvärmenäten, tekniska begränsningar i äldre anläggningar samt tillgången till bränsle. Ekonomiska faktorer, såsom bränslepriser, elpriser och fjärrvärmesatser, påverkar också driften. När värmebehovet är högt produceras mer el, men när värmebehovet är som allra störst sjunker elproduktionen i många anläggningar till förmån för större andel värme⁶⁶.

Totalt finns 4 500 MW installerad kraftvärmeeffekt, där 2 900 MW är kraftvärme i fjärrvärmorna och 1 600 MW är kraftvärme inom industrin (*ibid.*). Energimyndigheten bedömer att det är rimligt att anta att 90 procent av den installerade effekten utgör den faktiska nettoeffekten som är tillgänglig för inmatning i elsystemet, då 10 procent används för exempelvis hjälp till den egna verksamheten⁶⁷. Därför uppgår den faktiskt tillgängliga effekten till 4 050 MW. Därtill finns upp till 500 MW potential för effekthöjning i befintliga kraftvärmeeffektanläggningar, som inom 1–3 år skulle kunna tillgängliggöras

⁶⁶ Svenska kraftnät (2024), [Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2024](#).

⁶⁷ Energimyndigheten (2023), [Förslag till en fjärrvärme- och kraftvärmestrategi](#).

för marknaden under kalla vinterdagar då elpriserna är höga; idag saknas dock ekonomiska incitament för att köra full effekt på elproduktionen då värmen prioriteras. Det finns även upp till 1 500 MW i avställda fossila anläggningar som tekniskt sett skulle kunna tas i bruk inom 3 år, men det skulle sannolikt kräva investeringsstöd, tillstånd, ändrade miljötillstånd för att göra det möjligt (*ibid*).

På sommaren är tillgängligheten för kraftvärmen betydligt lägre då värmebehovet antas vara för lågt. Därtill förläggs den årliga revisionen av flera anläggningar till sommaren, vilket gör att de inte är möjliga att bruka under denna period. Om de ekonomiska incitamenten är tillräckliga är emellertid en del kraftverk fysiskt tillgängliga även under sommartid, och kan därmed producera el och exempelvis spilla värme i fjärrvärmenätet. Svenska kraftnät bedömer att den sammanlagda tillgängligheten för kraftvärmen under sommaren är cirka 10 procent av den installerade kapaciteten (*ibid*).

Idag finns 50 MW kraftvärme⁶⁸ förkvalificerad för FCR-D och 50 MW för FCR-N, samt 350 MW för mFRR ned och 350 MW för mFRR upp⁶⁹. Vi bedömer att kraftvärmen kan bidra med upp till 2 630 MW flexibilitet på korta tidsskalor upp till en timme under vintertid till 2030. På dygns- och veckonivå uppskattas potentialen till 1 750 MW, tack vare möjligheten att styra värmeproduktionen och använda bränsleflexibilitet.

Antaganden bakom potentialen

Analysen utgår från att kraftvärmens installerade effekt utökas med 500 MW netto i befintliga kraftvärmeanläggningar. Vi antar samtidigt att avställda anläggningar inte kommer tas i bruk under tidsperioden. Därmed antas det att den totala installerade nettoeffekten 2030 uppgår till 4 550 MW.

Den sammantagna tillgängligheten för kraftvärme antas vara 77 procent av installerad effekt på vintern och 10 procent på sommaren⁷⁰. Tillgänglighet avser här den del av den installerade kapaciteten som faktiskt är redo att producera el och värme – sommartid är tillgängligheten lägre då många anläggningar är avställda för underhåll då värmebehovet är lågt. Tillgänglighet vintertid är därmed ca 3 500 MW, och sommartid ca 450 MW.

Av tillgänglig kapacitet antar vi att en mindre andel förkvalificeras för reglering på sekundnivå, cirka 100 MW sommartid och 500 MW vintertid. På minutnivå uppskattas flexibilitetspotentialen uppgå till cirka 50 procent av tillgänglig kapacitet. På timnivå uppskattas flexibilitetspotentialen uppgå till cirka 75 procent av tillgänglig kapacitet. Över dagar och veckor uppskattas flexibilitetspotentialen uppgå till cirka 50 procent av tillgänglig kapacitet.

⁶⁸ I redovisad volym av förkvalificerade enheter anger Svenska kraftnät en volym av förkvalificerad värmekraft, utan att specificera det till kraftvärme.

⁶⁹ Svenska kraftnät (n.d.), [Utbud på marknaderna för reserver](#) (hämtad i juni 2025).

⁷⁰ Energimyndigheten (2023), [Förslag till en fjärrvärme- och kraftvärmestrategi](#).

Kostnader för kraftvärmens flexibilitet

För uppreglering har de rörliga kostnaderna för kraftvärme tagits från Elforsks studie *El från nya anläggningar*⁷¹, som hade en tillhörande beräkningsmatris. Alla inparametrar har behållits enligt Elforsks förslag, med undantag för bränslekostnaden som stigit mycket på senare år. Resultatet för uppreglering blir då 1372 SEK/MWh, varav 1152 SEK/MWh är bränsle. För nedreglering har kraftvärmen fått det genomsnittliga systempriset på spotmarknaden för 2023, 2024 och T1 2025 som intäkt då bränslet kan sparas till ett senare tillfälle och säljas igen.

	Beskrivning av kostnad	SEK/MWh
Uppreglering	OPEXvar	1 372
Nedreglering	-SPOT	-450

Gasturbiner

	Flex – sekund	Flex – minut	Flex – timme	Flex – dygn	Flex – vecka
Potential 2030	0 MW	200 MW	2 000 MW	2 000 MW	1 800 MW
Potential 2030 % av installerad effekt	0 %	10 %	100 %	100 %	90 %
Nuläge	0 MW	0 MW	1 500 MW	1 500 MW	1 500 MW

Gasturbiner är en flexibilitetsresurs som fört en undanskymd tillvaro under många års tid, men som nu nämns allt oftare i flexibilitetssammanhang och i den politiska debatten om framtidens elsystem. Turbinernas tekniska egenskaper gör dem mycket lämpade för att relativt snabbt kompensera för obalanser i elsystemet. Gasturbiner kan startas upp på 5–12 minuter, beroende på maskinstorlek, och uppnår full effekt på under 30 minuter, vilket gör dem särskilt användbara för uppreglering vid akuta behov⁷². Vissa anläggningar har en rampkapacitet på över 100 MW per minut – bland det högsta i hela kraftsystemet – vilket möjliggör snabba justeringar vid plötsliga förändringar i balans. En annan fördel är att gasturbiner lämpar sig väl för svartstart (dödnätsdrift) – det vill säga uppstart av elproduktion utan externt kraftnät, vilket ger dem en särskild systemnytta i händelse av omfattande elavbrott.

Den absoluta majoriteten av gasturbiner idag är fossildrivna, antingen av fotogen eller gasolja. Flera anläggningar, däribland nio som ägs av Uniper, har konverterats från diesel till förnybara bränslen som HVO100, och även biogas är aktuellt⁷³. Det finns också utvecklingsprojekt för att möjliggöra drift på vätgas, metanol eller ammoniak – bränslen som kan bidra till att göra gasturbinerna klimatneutrala i framtiden. Siemens Energys gasturbiner ska senast år 2030 kunna köras på 100 procent vätgas, och 2020 levererade Siemens en gasturbin som drivs till 60 procent av vätgas som är en restprodukt från en brasiliansk plastfabrik⁷⁴.

Många gasturbiner används idag i Svenska kraftnäts störningsreserv, med krav på start inom 15 minuter, och vissa används inom fjärrvärmesektorn; det är emellertid osäkert hur fördelningen ser ut

⁷¹ Elforsk (2014), [El från nya och framtida anläggningar 2014](#).

⁷² Energiforsk (2024), [Gasturbinteknik – årsrapport 2023](#).

⁷³ Tidningen Energi (2024), ["Sverige behöver fler gasturbiner i elsystemet"](#).

⁷⁴ Tidningen Energi (2020), [Mer vätgas i turbinfabriken](#).

mellan dessa nyttjandeområden. Svenska kraftnät sårredovisar idag inte gasturbiner bland förkvalificerade resurser för stödtjänster. Vi uppskattar att gasturbiner kan bidra med upp till 2 000 MW på tim- och dygnsnivå 2030. På veckonivå uppskattar vi gasturbiners flexibilitetspotential till 1 800 MW, och på minutnivå uppskattar vi en potential för flexibilitet på 200 MW.

Antaganden bakom potentialen

Sverige har idag strax över 30 gasturbiner i drift⁷⁵. Dessa uppgår till 1 500 MW i installerad effekt⁷⁵, varav cirka 40 procent finns i SE4 och 60 procent i SE3⁷⁶. Enligt Energiforsk finns emellertid cirka 1 750 MW gasturbinskapacitet i drift⁷². Den tekniska potentialen för flexibilitet från gasturbiner baseras på antagandet att Sverige till år 2030 har kvar en gasturbinflotta motsvarande minst dagens kapacitet om cirka 1 750 MW. Med en ökad eldningsstemperatur går det att öka effekten från befintliga turbiner med cirka 6 procent, med bieffekten att livslängden minskar⁷⁷. Vi antar här att det till 2030 finns ekonomiska incitament att göra denna effektökning, samt att enstaka nya gasturbiner installeras. Kapaciteten från gasturbiner antas därför öka till 2 000 MW.

Gasturbiner används idag knappt alls som en del av den ordinarie elproduktionsmixen. Turbinerna är dock relativt snabba att både starta och rampa upp i effekt. Från att vara stillastående tar det emellertid några minuter att komma i gång; för flexibilitet på sekundnivå antas gasturbiner därför inte ha någon potential. Full drift uppnås inom 30 minuter; för flexibilitetspotential på minutnivå antas därför en initial kapacitet på 10 procent, det vill säga 200 MW, vilket baseras på uppregleringspotentialen om några få gasturbiner är i produktion och regleras upp i effekt. På tim- och dygnsnivå uppskattar vi att hela kapaciteten om 2 000 MW år 2030, inklusive avstängda turbiner, går att aktivera och vara i drift med full effekt. På veckonivå antar vi att 90 procent av kapaciteten är tillgänglig, för att inte driva gasturbinerna under driftstemperaturer som förkortar livslängden.

Kostnader för gasturbiners flexibilitet

Gasturbiner kan bidra med snabb och tillförlitlig flexibilitet i elsystemet, men till en hög kostnad. Verkningsgraden i en modern gasturbin är cirka 40–60 procent. Därtill är underhållskostnaden för gasturbiner inte försumbar. Det är rimligt att anta en driftkostnad på 35–45 SEK/MWh, samt att servicekostnaden över en 80 000 timmars livscykel motsvarar nyanskaffningskostnaden⁷⁷. Vid faktiskt drift är dock marginalkostnaden för gasturbiners flexibilitet starkt beroende av bränslepriser. Den långsiktiga potentialen för fossilfri flexibilitet från gasturbiner är därför beroende av tillgången till – och priset på – förnybara bränslen, samt fungerande bränslelagringsmöjligheter.

I ett exempel från en studie genomförd av Chalmers⁷⁸ antas bränslekostnaden för biogas uppgå till 900 SEK/MWh. Den genomsnittliga kostnaden för gasturbiners flexibilitet blir dock mycket hög om anläggningen används under få timmar. Detta illustreras av ett exempel i Chalmers studie, där en effektreserv med gasturbiner tas i bruk vid elpriser över 1 500 EUR/MWh (cirka 16 950 SEK/MWh);

⁷⁵ Energiföretagen (2024), [Energiåret 2024](#).

⁷⁶ Elhandelsavtal.se (n.d.), [Elproduktion i Sverige](#).

⁷⁷ Energiforsk (2024), [Gasturbinteknik – årsrapport 2023](#).

⁷⁸ Lisa Göransson et al. (2025), [Tre elsystem som kan möta omställningen av industri- och transportsektorerna](#).

detta motsvarar enligt studien LCOE för en biogasdriven gasturbin med 24 driftstimmar, där kostnaden uppgår till cirka 16 950 SEK/MWh. Detta understryker att gasturbiner i första hand är aktuella som reservresurser, där turbinernas flexibilitet och snabba responstid är värdefull trots höga kostnader per producerad MWh.

	Beskrivning av kostnad	SEK/MWh
Uppreglering	LCOE för gasturbin (biogas, 24 h drift)	16 950
Nedreglering	-	-

Flexibilitetspotential från efterfrågefleksibilitetsresurser

Efterfrågefleksibilitetsresurser, ibland "konsumtionsresurser" eller "förbrukningsresurser", bidrar till flexibilitet genom att anpassa sin elanvändning efter elsystemets behov. Genom att tillfälligt minska, öka eller skjuta på sin elförbrukning i tid kan dessa resurser avlasta elnätet, bidra till frekvensreglering samt minska scenarier med under- och överproduktion – som bidrar till import- eller exportbehov. Vi har studerat potentialen hos fem olika konsumtionsresurser: elpannor, värmepumpar, lätta och tunga elfordon samt industriflexibilitet. Dessa resurser har olika flexibilitetsprofiler beroende på användningsmönster, teknik och styrbarhet – vilket innebär att de erbjuder olika nyttor för elsystemet när det kommer till reaktionstid, uthållighet och möjlighet till upp- eller nedreglering. Flera efterfrågefleksibilitetsresurser ägs och brukas av enskilda hushåll, vilket medför att beteendenaspekter och användarkultur är en viktig faktor för flexibilitetspotentialen för dessa resurser.

Elpannor

	Flex – sekund	Flex – minut	Flex – timme	Flex – dygn	Flex – vecka
Potential 2030	260 MW	650 MW	975 MW	650 MW	0 MW
Potential 2030 % av installerad effekt	20 %	50 %	75 %	50 %	0 %
Nuläge	0 MW	0 MW	30 MW	0 MW	0 MW

Elpannor används främst inom fjärrvärmesektorn för att producera värme genom att omvandla el. De kan bidra med flexibilitet genom att de snabbt kan anpassa effektuttaget för att balansera variationer mellan produktion och konsumtion i systemet. Det finns ungefär 130 elpannor i fjärrvärmesystemet idag, dessa används emellertid i väldigt begränsad omfattning⁷⁹. Produktionstoppen för svenska elpannor skedde under år 1990, när 6,3 TWh el användes för fjärrvärmeproduktion. Sedan 2003 och framåt har nyttjandet av elpannor sjunkit kraftigt – idag ligger elpannor på en årsproduktion om cirka 0,1–0,4 TWh⁸⁰.

Elpannor kan enkelt stoppas, och därigenom bidra till uppreglering. Dessutom kan de – vid tillfällen av nedregleringsbehov – köras "i onödan" och spilla värme ut i fjärrvärmesystemet. Detta gör dem till

⁷⁹ Intervju genomförd under våren 2024.

⁸⁰ Energimyndighetens statistikdatabas (n.d.), Årlig energibalans (2023).

en potentiellt viktig flexibilitetsresurs när det finns en överproduktion i systemet. Det främsta hindret för att realisera elpannornas flexibilitetspotential är den energiskatt som tas ut på elförbrukning, som kraftigt begränsar incitamenten för att använda elpannor i regleringssyfte.

Elpannor kan reglera på sekundnivå och minutnivå; på timnivå kan elpannor planeras för att justera produktion i förhållande till dagliga variationer och toppar. På längre tidshorisonter kan elpannor planeras strategiskt för att lagra eller producera värme under tidpunkter med produktionsöverskott och låga elpriser. Vi bedömer att elpannor till år 2030 kan bidra med upp till 260 MW flexibilitet på sekundnivå, och upp till cirka 1 000 MW på timnivå. På dygnsnivå uppskattas potentialen till cirka 650 MW, medan veckoreglering inte är relevant på grund av begränsningar i värmebehov och pannornas driftmönster.

Antaganden bakom potentialen

Effekten på de 130 elpannor som finns i fjärrvärmesystemet ligger mellan 5–20 MW⁸¹; vi antar här en genomsnittlig effekt på 10 MW. Det ger en total installerad effekt på 1 300 MW i Sverige. Till 2030 bedöms inte nya elpannor tillkomma. Däremot antas det att energiskatten har reducerats för el till elpannor i fjärrvärmesystemet, vilket är en förutsättning för att en flexibel drift av elpannor i värmesektorn ska vara fördelaktig för kraftvärmeanläggningarnas ägare.

Flexibilitetspotentialen för elpannor bedöms på sekundnivå vara cirka 20 procent av installerad effekt; detta på grund av begränsningar i den korta aktiveringstiden. På minutnivå bedöms flexibilitetspotentialen vara 50 procent av installerad effekt. För tidsskalen upp till en timme bedöms flexibilitetspotentialen öka till 75 procent av installerad effekt. Över längre tidsskalor, över dygn, bedöms flexibilitetspotentialen vara cirka 50 procent av installerad effekt.

Kostnader för elpannors flexibilitet

För nedreglering ökar elanvändningen i elpannorna, vilket kan ske snabbt – men till en kostnad som motsvarar elpriset, energiskatten och nätavgiften. Detta ger en kostnad på 1 264 kr/MWh baserat på genomsnittligt spotpris, elskattens historiska prisutveckling och den genomsnittliga nätavgiften; för detaljer, se appendix i examensarbetet som tagit fram kostnadsanalysen⁸². Till skillnad från exjobbet har vi här räknat bort skatten, vilket ger 694 kr/MWh. För uppreglering behöver elpannan minska sin produktion, vilket inte är förknippat med någon kostnad – men förutsätter att elpannan körs.

	Beskrivning av kostnad	SEK/MWh
Uppreglering	Ingen kostnad	0
Nedreglering	Kostnader för elanvändning	694

⁸¹ Intervju genomförd under våren 2024.

⁸² Nelly Haeffler (2025), [Flexibilitet i det svenska elsystemet – en kartläggning av olika resurserns ekonomiska potential](#).

Värmepumpar

	Flex – sekund	Flex – minut	Flex – timme	Flex – dygn	Flex – vecka
Potential 2030	1 100 MW	2 200 MW	5 750 MW	1 725 MW	0 MW
Potential 2030 % av installerad effekt	10 %	19 %	50 %	15 %	0 %
Nuläge	0 MW	100 MW	300 MW	0 MW	0 MW

Värmepumpar är en av Sveriges vanligaste uppvärmningskällor för småhus. År 2023 fanns 1 732 000 värmepumpar, vilket är en ökning med 17 procent från år 2021. Över 96 procent av dem var installerade i småhus⁸³. Energimyndigheten delar upp värmepumpar i kategorierna värmepumpar i berg-/jord-/sjövärmepumpar, luftluft-värmepumpar och luftvatten-/frånluft-värmepumpar. År 2023 utgjorde berg-/jord-/sjövärmepumpar 29 procent, luftluft-värmepumpar 44 procent och luftvatten-/frånluft-värmepumpar 27 procent av värmepumpsbeståndet i Sverige⁸³.

Värmepumpar används huvudsakligen för uppvärmning, men i vissa fall även för varmvattenproduktion och AC-kylning. Uppvärmningsbehovet varierar över dygnet och året, och är som störst under vintertid. Eftersom byggnaders termiska tröghet tillåter viss tidsmässig förskjutning av värmeleverans, särskilt för vattenburen värme, finns goda tekniska förutsättningar för att använda värmepumpar som flexibilitetsresurs när vinterns topplasttimmar inträffar⁸⁴. De värmepumpar som har möjlighet till kylning har också en god potential till nedreglering sommartid, vilket sammanfaller med hög solexproduktion. Nedregleringspotentialen för dessa värmepumpar bedöms ligga i linje med uppregeringspotentialen under vinterhalvåret, om ekonomiska incitament kommer på plats.

Vi uppskattar att värmepumpar år 2030 sammantaget kan bidra med upp till 5 750 MW flexibilitet på korta tidsskalor (upp till timme) och cirka 1 725 MW på dygnsnivå. I svenska småhus finns idag ungefär 5 GWh lagringskapacitet att nyttja utan att det har inverkan på komfortnivån⁸⁴. Flexibilitet upp till en vecka bedöms inte vara relevant, då det skulle innebära en stor komfortpåverkan.

Antaganden bakom potentialen

Bedömningen utgår från att antalet installerade värmepumpar i Sverige fortsätter att öka, men i något lägre takt jämfört med åren 2021–2023. Antalet enheter år 2030 uppskattas till omkring 2,5 miljoner, varav cirka 90 procent i småhus och resterande i flerbostadshus och lokaler. Fördelningen mellan de olika värmepumpstyperna antas vara samma som år 2023. Med en genomsnittlig installerad effekt på 4 kW per enhet motsvarar detta 10 000 MW installerad kapacitet. Ytterligare 1 500 MW uppskattas kunna komma från fastigheter och service⁸⁵.

Olika värmepumpar har olika egenskaper. Luft-luft kan reagera snabbt ner på sekundnivå, medan vattenburna värmepumpar svara på ca 15 minuter eller längre, baserat på fabrikat⁸⁴. För potentialberäkningen antas det att 75 procent av den installerade effekten för luftluft-värmepumpar

⁸³ Energimyndigheten (2024), [Energistatistik för småhus, flerbostadshus och lokaler](#).

⁸⁴ Intervju genomförd under våren 2024.

⁸⁵ DNV GL (2021), [Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät](#).

nyttjas under den kallaste vinterdagen, och att 66 procent av dessa har möjlighet till uppreglering⁸⁶. Det ger en flexibilitetspotential på cirka 2 200 MW upp till en minut.

På tidskalan antas det att hälften av den fulla teoretiska potentialen på 11 500 MW hinner utvecklas till flexibilitet fram till år 2030⁸⁴ – och att den är möjlig att nyttja för uppreglering under årets mest belastade timmar under vinterhalvåret. Det ger en potential på 5 750 MW upp till en timme.

Vid cirka 6 graders utomhustemperatur kan en villa hålla värmen i ungefär 5–12 timmar om värmeförseln stryps – utan att det har en större komfortpåverkan, beroende på husets isolering. Vid cirka minus 10 graders utomhustemperatur sjunker detta tidsspann till cirka 2–4 timmar⁸⁴. Vi antar därför att cirka 30 procent av flexibiliteten som finns på tidskalan för värmepumpar aggregerat kan hålla ut i upp till ett dygn. Denna uthållighet skulle kunna förlängas om fastighetsägare investerade i större ackumulatortankar – något som är vanligt i Finland, där de i snitt är dubbelt så stora.

På dygnsnivå antas det alltså att 50 procent * 30 procent = 15 procent av den installerade effekten kan nyttjas som flexibilitet aggregerat utan att komforten påverkas, vilket motsvarar 1 725 MW år 2030. Potentialen gäller såväl upp- som nedreglering, men uppreglering – det vill säga att tillfälligt stänga av värmepumpen – är den flexibilitet som i huvudsak kan nyttjas under årets topplasttimmar.

I dagsläget är cirka 300 MW värmepumpskapacitet förkvalificerad till stödtjänstmarknaderna, främst till FCR⁸⁷. Det pågår flera pilotprojekt för att testa aggregatorlösningar och öka antalet uppkopplade enheter som kan styras centralt. En förutsättning för att kunna realisera flexibilitetspotentialen till år 2030 är att öka de ekonomiska incitamenten att utrusta befintliga värmepumpar med styrteknik, och att genom aggregering delta på flexibilitetsmarknader.

De största begränsningarna för att uppfylla potentialen ligger i behovet av komfort och användaracceptans. En alltför aggressiv nedreglering kan påverka inomhustemperaturen negativt, särskilt under kalla perioder. Om viss komfortpåverkan kan accepteras, exempelvis under kristider, kan flexibilitetspotentialen under längre tidsskalor öka markant⁸⁸.

Kostnader för värmepumpars flexibilitet

För uppreglering minskar elanvändningen hos värmepumpen, vilket inte antas vara förknippat med någon kostnad. För nedreglering ökar användningen av el, men då värmepumpen antas behöva värma upp fastigheten till en viss grad oavsett antas det i analysen att användningen bara förflyttas i tid, vilket inte förknippas med någon kostnad. Däremot krävs idag i många fall extra styrutrustning till värmepumpen för att göra den flexibel. Därför har ett antagande gjorts om en investeringskostnad i en smart styrenhet, samt att denna kostar 2000 kr och ska vara återbetald inom 10 år. Detta ger flexibiliteten från värmepumpar en kostnad på 58 SEK/MWh för både upp- och nedreglering.

	Beskrivning av kostnad	SEK/MWh
Uppreglering	Investeringskostnad för styrenhet	58
Nedreglering	Investeringskostnad för styrenhet	58

⁸⁶ Energimyndighetens bedömning av flexibilitetskapacitet och -potential hos värmepumpar och laddbara lätta fordon, 2024.

⁸⁷ Data från Svenska kraftnät över förkvalificerade volymer, augusti 2024.

⁸⁸ Intervju genomförd under våren 2024.

Industri

	Flex – sekund	Flex – minut	Flex – timme	Flex – dygn	Flex – vecka
Potential 2030	3 000 MW	3 000 MW	1 300 MW	250 MW	250 MW
Potential 2030 % av installerad effekt	30 %	30 %	13 %	2 %	2 %
Nuläge⁸⁹	400 MW	600 MW	300 MW	0 MW	0 MW

Industrins potential att bidra med flexibilitet är intressant att studera då industrins elanvändning utgör en stor del av effektuttaget i Sverige. Fram till år 2030 förväntas dessutom elanvändningen inom industrin öka, även om prognoserna skruvats ner betydligt under det senaste året. I december 2023 skrev Energimarknadsinspektionen att myndigheternas prognos för industrins elanvändning till 2030 var 112 TWh⁹⁰; uppdaterade siffror från i år anger dock att elanvändningen i industrin bara ökar från dagens 47 TWh till drygt 64 TWh år 2030⁹¹. Samtidigt anger SKGS att de förväntar sig en ökning till minst 80 TWh fram till år 2030⁹²; denna analys inkluderar emellertid elanvändning för vätgas.

I vår analys kommer utvecklingen av vätgas behandlas separat – och när industrins elanvändning för vätgas räknas bort landar vi år 2030 på en elanvändning på mellan 56–63 TWh, utifrån SKGS och Energimyndighetens analyser. Ser vi till det totala effektuttaget är det idag uppskattningsvis mellan 5 000–7 000 MW för industrisektorn⁹³, en siffra som förväntas öka något fram till 2030.

Industrins flexibilitetspotential ligger framför allt inom uppreglering, vilket innebär att elanvändningen minskas. Samtidigt består industrisektorn av en stor bredd av verksamheter som har helt olika förbrukningsprofiler och förutsättningar för flexibilitet. Många industrier drifvar sina verksamheter nära maximala produktion, under skift eller dygnet runt, medan andra har en mer varierande drift utifrån orderingång. Dessa industrier skulle – när de producerar en bit under maxkapacitet – även kunna ha möjlighet till nedreglering, det vill säga att öka användningen, om lagerutrymme finns.

Det finns ett flertal faktorer som begränsar flexibilitetspotentialen inom industrin. Då många industriprocesser är designade för att köras på jämn last kan de förlora i verkningsgrad och lönsamhet vid för långa eller återupprepade uppehåll. Det är dessutom relativt få industrier som har överkapacitet eller lager, och kostnaden för flexibilitet blir därför relativt hög motsvarande värdet av förlorad produktion. Företagens trovärdighet gentemot kunder är också ett viktigt värde, och medför att allt för frekventa sänkningar eller pauser i produktionen inte är möjliga. Å andra sidan lyfter flera industrier att hållbarhetsfokus hos kunder kan vara en drivkraft för att – genom leverans av flexibilitet – bidra till elsystemets stabilitet.

Flera av de stora industribolagen arbetar aktivt med energifrågan, och har redan idag möjlighet att bidra med flexibilitet när det är kostnadseffektivt och inte stör kärnverksamheten. Exempel på industrins flexibilitet historiskt är den upphandlade volym om 190 MW som tidigare fanns med i

⁸⁹ Enligt intervju genomförd i september 2025.

⁹⁰ Energimarknadsinspektionen (2023), [Främjande av ett mer flexibelt elsystem. Deluppdrag 5](#). (Ei R2023:18)

⁹¹ Energimyndigheten (2025), [Flexibilitet inom elsystemet. Målgruppsanpassad information och potentialbedömningar](#). (ER 2025:20).

⁹² SKGS (2025), [Industrins elbehov till 2035 – en kartläggning 2025](#).

⁹³ Data från Profu, våren 2025.

Svenska kraftnäts effektreserv⁹⁴. Det finns även industriaktörer som är aktiva med bud på elbörsen och minskar sin produktion vid väldigt höga elpriser, vilket kan betraktas som implicit flexibilitet.

För att identifiera olika industriers förutsättningar till flexibilitet har Power Circle, tillsammans med ett regeringsuppdrag till Energimyndigheten som genomfördes i samarbete med RISE, genomfört ett 20-tal intervjuer med industriaktörer under hösten 2024. Regeringsuppdraget redovisades i april 2025, och Energimyndighetens slutsatser återfinns i det femte kapitlet av rapporten *Flexibilitet inom elsystemet*⁹¹. I tillägg till intervjustudien från 2024 finns även tidigare studier kring industrins flexibilitetspotential. Dessa studier har bedömt flexibilitetspotentialen till mellan 500 och 2000 MW; sammanställningarna för dessa kan ses i Energimyndighetens rapport från 2025 samt i en förstudie till FlexAbility som gjordes av Power Circle under hösten 2022⁹⁵.

I myndigheternas flexibilitetsuppdrag från 2023⁹⁰ refereras det till en konsultrapport från DNV som landat i en slutsats om att flertalet industrisektorer kan bidra med flexibilitet. Specifikt pekas industrier som massa- och papper, stålverk, aluminium, kemi, cement och datacenter ut som de industrisektorer där stor flexibilitetspotential finns. DNV gör bedömningen att störst potential till flexibilitet finns inom massa- och pappersindustrin, och att dessa industriers teoretiska implicita flexibilitetspotential för flytt av last uppgår till drygt 1 000 MW.

Nya industrier som datacenter och batterifabriker har också möjlighet att bidra med flexibilitet. I myndigheternas slutrapport från december 2023⁹⁰ beskrivs det att datacenter antas ha en hög grad av styrbarhet i elanvändningen, motsvarande hälften av kapaciteten år 2030, vilket skulle motsvara cirka 40 MW. Samtidigt visar kunskap från aktörer i branschen att för snabb reglering kan enskilda anläggningar ha en flexibilitet på upp till 200 MW.

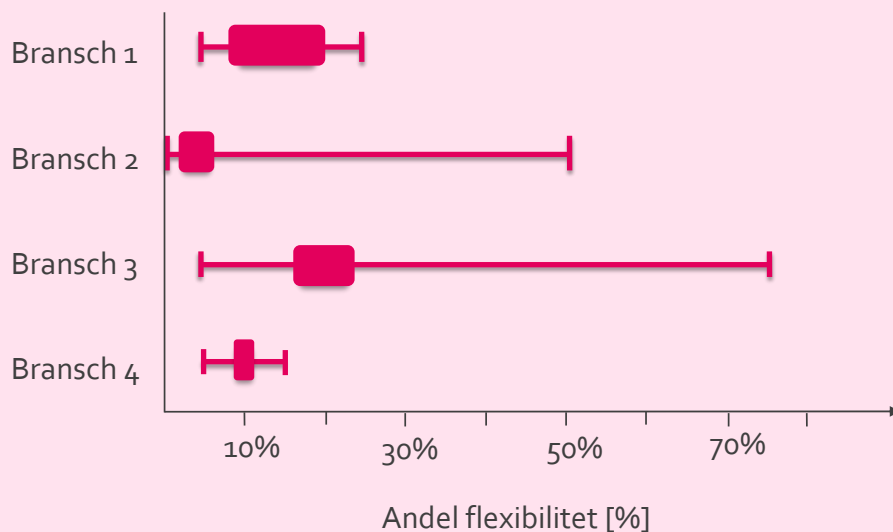
Baserat på den analys som gjorts av Power Circle i samverkan med Energimyndigheten och RISE, samt Profus konsultbedömningar till Energimyndigheten inför slutförandet av rapporten 2025⁹¹, uppskattar vi industrins flexibilitetspotential till 2 500 MW på sekund- och minutnivå, 1 300 MW på timnivå, samt 250 MW över dygn och veckor.

Antaganden bakom potentialen:

Beräkningarna har utgått från de bedömningar om flexibilitetspotential som Energimyndigheten gjort, utifrån den analys som RISE gjort på uppdrag av Energimyndigheten till myndighetens regeringsuppdrag om industrins flexibilitetspotential. I Figur 12 visas en schematisk bild över hur flexibilitetspotentialen kan variera både mellan och inom branscher. För att förenkla beräkningarna har varje bransch fått ett procentuellt värde på mellan 5–20 procent som beräkningarna utgår ifrån. De procentuella värdena motsvarar andel flexibilitet i elkonsumtion, och har antagits utifrån vad aktörer från respektive bransch har uppgitt vid intervjuer.

⁹⁴ Svenska kraftnät (2019), [Effektreserven för 2019–2020](#).

⁹⁵ Power Circle (2022), [Flexibilitet för ett mer stabilt och driftsäkert elsystem – en kartläggning av flexibilitetsresurser](#).



Figur 12. Analys av RISE på uppdrag av Energimyndigheten, utifrån gemensamma intervjuer.

Vidare har olika branschers förbrukningsprofiler analyserats med hjälp av statistiska data från Profu våren 2025, samt genom kännedom om branscherna utifrån intervjuresultat. Genom att multiplicera respektive branschs maxeffekt med den procentuella flexibilitetsfaktorn fås en total flexibilitetspotential om 1 260 MW för en timmes uthållighet. Detta ligger i linje med en kartläggning från DNV 2021⁹⁶, som också summerade industrins flexibilitetspotential till omkring 1 300 MW. Emellertid finns det en stor diskrepans i fördelning av potentialen; i DNV:s uppskattning av totalt 1 300 MW potential från industrin utgjordes 1 000 MW av flexibilitet från pappers- och massaindustrin, medan våra beräkningar enbart ger en potential på cirka 350 MW från samma industrisegment. Detta kan bero på att uppfattningen från vår intervjustudies respondenter skiljer sig från DNV:s analys. DNV har 2021 utgått från att flexibilitetsfaktorn är omkring 50 procent, medan aktörer vi intervjuat själva landat i en siffra på runt 15 procent. En annan möjlig förklaring är att intervjurespondenternas 15 procent snarare handlar om procent av den totala energivolymen och inte den momentana effekten.

För snabb flexibilitet på sekund- och minutnivå finns det större möjligheter att bidra med flexibilitet, då flera industriprocesser har möjlighet till snabba avvikelser om de inte sker allt för ofta. Exempelvis kan stålindustrins processer störas snabbt, men ifall störningen överstiger 30 minuter kommer metallskrotet svalna och den totala smältprocessen kommer att behöva starta om⁹⁷. Med anledning av detta har vi i våra antaganden om flexibilitetspotential på sekund- och minutnivå valt att dubblera den uppskattade andelen flexibel elkonsumtion, då uppskattningen om procentuell andel är baserad på flexibilitetsmöjlighet på timbasis. Utifrån detta uppnås en potential på omkring 2500 MW på sekund- och minutnivå, vilket ligger i linje med uppskattningar från intervjustudien som pekar på snabb flexibilitet på i storleksordningen 2 000–3 000 MW till år 2030.

Slutligen har mer långvarig flexibilitet utvärderats. Tidigare studier har ofta pekat på en längre flexibilitetspotential med en uthållighet på omkring 1–4 timmar. I vår analys har vi i stället analyserat

⁹⁶ DNV GL (2021), [Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät](#).

⁹⁷ Intervju genomförd under hösten 2024.

skillnaden i effekt mellan 25:e och 75:e percentilen av effektkonsumtion. Om mellanskillnaden är låg går processen stabilt, och flexibilitetsutrymmet på dygns eller flera dagars sikt är litet. Om mellanskillnaden är större visar det på att industriprocesserna varierar mer i effekt över tid, och att det kan finnas viss möjlighet till flexibilitet. Mellanskillnaden har sedan multiplicerats med den bedömda flexibilitetsfaktorn, och den totala flexibilitetspotentialen på dygn- och veckonivå från industrin landar då på 250 MW.

Utöver flexibiliteten från den befintliga industrin tillkommer flexibiliteten från ny industri som exempelvis datacenter. Där antar vi att ytterligare 500 MW flexibilitet kan tillkomma fram till 2030 för de snabbaste tidsskalorna och går på myndighetens prognos om 40 MW på timnivå.

Kostnader för industrins flexibilitet

De rörliga kostnaderna för industrins flexibilitet har hämtats ur en konsultrapport från DNV för Energimarknadsinspektionen från 2021⁹⁶. Dessa kostnader, som även finns sammanställda i en tabell i förstudien till FlexAbility⁹⁸, har sedan matchas med respektive branschs förutsättningar och flexibilitetspotential – för att resultera i tre olika prisnivåer för flexibilitet från industrin. Pappers- och massaindustrin är den enda industrikategorin som i DNV:s studie antas ha lager och överkapacitet, vilket förklarar varför den rörliga kostnaden för flexibilitet är mycket lägre än för övriga industrier. För övriga industrier behöver kostnaden ersätta produktionsbortfall.

	Beskrivning av kostnad	SEK/MWh
Uppreglering	Industri nivå 1 (350 MW)	100
	Industri nivå 2 (850 MW)	2000
	Industri nivå 3 (100 MW)	4000
Nedreglering	-	-

Elfordon – personbilar och lätta lastbilar

	Flex – sekund	Flex – minut	Flex – timme	Flex – dygn	Flex – vecka
Potential 2030 – uppreglering	1 700 MW	1 700 MW	1 600 MW	300 MW	0 MW
Potential 2030 – nedreglering	5 200 MW	5 200 MW	5 200 MW	0 MW	0 MW
Potential 2030 % av maximal laddkapacitet vid nedreglering	16 %	16 %	16 %	0 %	0 %
Nuläge	70 MW	70 MW	70 MW	0 MW	0 MW

Elektrifieringen av den svenska fordonsflottan har en central roll i omställningen mot ett hållbart energisystem. Laddbara lätta fordon – både personbilar och lätta lastbilar – väntas i allt större utsträckning påverka såväl energianvändningen i transportsektorn som belastningen på elsystemet.

⁹⁸ Power Circle (2022), [Flexibilitet för ett mer stabilt och driftsäkert elsystem – en kartläggning av flexibilitetsresurser](#).

Denna utveckling innebär en markant ökning i energi- och effektefterfrågan, men skapar också en möjlighet att nyttja fordonens laddning som en flexibel resurs, både enskilt och aggregerat.

Flexibilitetspotentialen från elfordon beror på hur, var och när laddning sker. Laddning med olika laddeffekter påverkar hur mycket effekt flexibiliteten från en enskild resurs kan bidra med. Var elfordonet befinner sig i elnätet när det laddar påverkar också möjligheten att bidra och nyttan med flexibiliteten. När i tid på dygnet laddningen påbörjas, pågår eller behöver avslutas påverkar även det potentialen. Det råder osäkerheter kring hur laddningsbeteenden ser ut idag och hur de förväntas utvecklas i framtiden, vilket bidrar till osäkerhet kring hur stor del av den tekniska flexibilitetspotentialen som faktiskt kan realiseras.

Smart laddning – det vill säga styrning av laddningen i tid eller effekt – möjliggör att laddningen anpassas efter elsystemets behov. Det innebär att laddningen tillfälligt kan stoppas eller skjutas upp (uppreglering), alternativt att den kan startas eller ökas (nedreglering) om fordonen är anslutna till laddare. Redan idag är det tekniskt möjligt att styra laddning, både på individuell fordonsnivå och aggregerat via laddstationer eller systemoperatörer⁹⁹.

Studier från Stockholms publika laddinfrastruktur och icke-publik laddning i Norge visar på en genomsnittlig inkopplingstid på 10–12 timmar per laddsession¹⁰⁰. 85 procent av all laddning bedöms ske genom icke-publik långsamladdning, där möjligheten till smart laddning är god¹⁰¹. Detta innebär att en betydande andel av fordonens laddning sker under tider då fordonet ändå står parkerat och har möjlighet att anpassa laddningen utan att påverka användaren negativt. Inom publik laddning bedöms däremot snabbladdning – som utgör cirka 90 procent av energiöverföringen i den publika laddinfrastrukturen – ha mer begränsade möjligheter till flexibilitet utan att påverka användarupplevelsen, eftersom laddningen ofta sker under kort tid och med omedelbart transportbehov⁹⁹.

I dagsläget är cirka 70 MW flexibilitet från elbilar förkvalificerat för Svenska kraftnäts stödtjänstmarknad, FCR-D upp⁸⁷. Vi uppskattar en flexibilitetspotential på upp till 1600–1700 MW för uppreglering, respektive 5 200 MW för nedreglering, upp till timnivå. Över längre tidsskalor, upp till dygn, uppskattar vi flexibilitetspotentialen för uppreglering upp till 300 MW.

Antaganden bakom potentialen

I beräkningarna av flexibilitetspotentialen antas det att 85 procent av all laddning sker genom icke-publik långsamladdning, vilket innebär goda förutsättningar för styrbar laddning. För den publika laddningen antas 10 procent ske via normalladdning – där viss möjlighet till styrning finns över längre perioder – samt att 90 procent sker via snabbladdning¹⁰² där det enbart finns möjlighet att styra ned effekten under korta perioder upp till någon minut⁹⁹. I en undersökning från 2022 uppger 74 procent av norska elbilsförare att de använder smart laddning hemma, vilket var en ökning från 58 procent

⁹⁹ Intervju genomförd under våren 2024.

¹⁰⁰ Power Circle (2025), [Publik hemmaladdning ger el för ännu fler](#).

¹⁰¹ Energimyndigheten (2023), [Handlingsprogram för laddinfrastruktur och tankinfrastruktur för vätgas](#).

¹⁰² Recharge (2025), [Recharge insights report 2024](#).

från 2021. Vi antar här att Sverige har en motsvarande utvecklingskurva som Norge och att nästan 100 procent av all hemmaladdning sker smart 2030.

Fordonsflottans storlek har stor påverkan på flexibilitetspotentialen. Inom ramen för Energiforsks projekt *Ett elsystem för elfordon*¹⁰³ genomförde Power Circle och Sweco långsiktiga scenarier för introduktionen av elfordon. Där uppskattades det att 50 procent av personbilsflottan och 30 procent av de lätta lastbilarna är elektrifierade till år 2030. Därtill har Trafikanalys uppskattat den totala laddbara fordonsflottan till 6,15 miljoner fordon år 2030¹⁰⁴. Den genomsnittliga körsträckan för personbilar antas uppgå till tre mil per dag¹⁰⁵, med en elförbrukning på cirka 2 kWh per mil. Detta motsvarar ett dagligt laddbehov på 6 kWh per fordon. På grund av lägre temperaturer och därmed ett behov av att värma upp elfordonen antas laddbehovet under vinterförhållanden öka till i genomsnitt 10 kWh per fordon och dygn⁹⁹.

Utifrån fordonsflottans totala energibehov, i kombination med lastkurvor från flera laddoperatörer som aggregerat visar hur olika typer av laddning fördelas över dygnet, har vi analyserat hur mycket laddning som sker under dygnets mest belastade timme. Denna topp definierar den teoretiska flexibilitetspotentialen för uppreglering upp till en timme. För icke-publik laddning står den mest belastade timmen för cirka 6 procent av dygnets totala energibehov, medan publik laddning har en tydligare peaktimme, med en motsvarande siffra på 8–9 procent för topplasttimmen. Topplasttimmen för icke-publik laddning och publik laddning uppstår inte under samma tidpunkter under dygnet. Sammanlagrat innebär det att det på en tidsskala upp till timnivå finns en uppregleringspotential om cirka 1 700 MW inklusive snabbladdning, och omkring 1 600 MW exklusive snabbladdning.

Utöver flexibilitet över korta tidshorisonter finns även viss uthållighet i laddningen. Elfordons batterier har ökat i storlek och med det följer en längre räckvidd; den genomsnittliga räckvidden för de vanligaste elbilarna är idag 30–60 mil¹⁰⁶. Detta, i kombination med den tidigare antagna genomsnittliga dagliga körsträckan om 3 mil, gör att laddning inte behöver ske dagligen utan att påverka transportbehoven. Vi antar att 20 procent av den icke-publika hemmaladdningen kan förskjutas upp till ett dygn, vilket motsvarar en flexibilitetspotential på cirka 300 MW. Snabbladdningen antas inte kunna förskjutas över tid, då denna laddning oftast sker i anslutning till ett direkt transportbehov.

För nedreglering – det vill säga att starta eller öka laddning vid behov – antas det att alla elbilar 2030 har möjlighet att ladda med minst 16A trefas, det vill säga 11 kW. Vidare antas det att 20 procent av fordonen är anslutna till laddare samtidigt, och att 80 procent av dessa kan svara på styrsignaler om att påbörja eller öka laddningen. Dessa antaganden ger en nedregleringspotential på cirka 5 200 MW upp till en timme.

Sammantaget visar denna analys att smart laddning av lätta elfordon kan erbjuda ett betydande bidrag till elsystemets balans, särskilt i de kortare tidsperspektiven, men att utmaningen i att bedöma

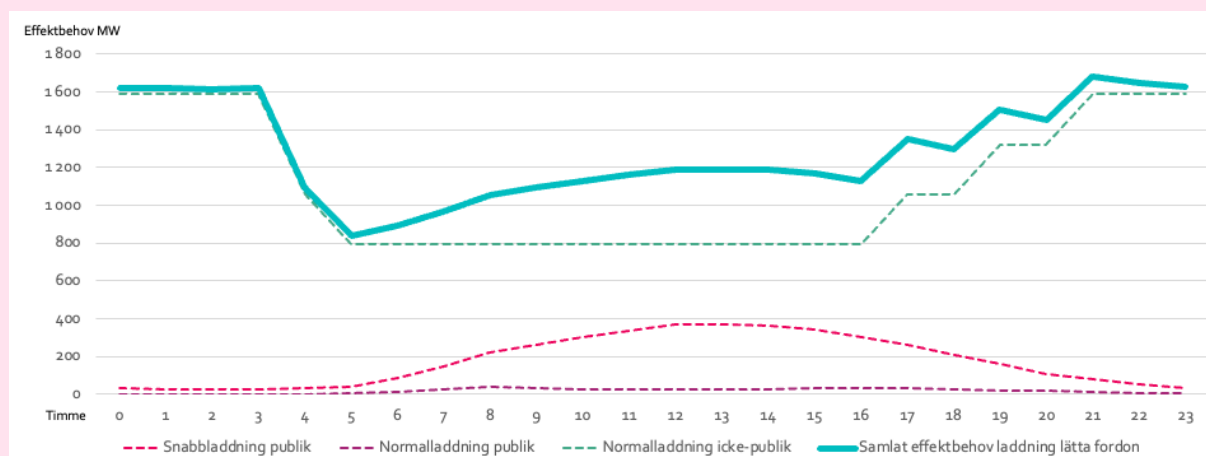
¹⁰³ Energiforsk (2023), [Ett elsystem för elfordon – syntesrapport](#).

¹⁰⁴ Trafikanalys (2020), [Vägfordonsflottans utveckling till år 2030](#).

¹⁰⁵ Trafikanalys (2023), [Körsträckor 2023](#).

¹⁰⁶ Allt om Elbil (2025), [Jämför elbilar](#).

flexibilitetspotentialen till år 2030 ligger i osäkerheter kring utvecklingen av laddkultur och -beteenden, samt gällande hur fördelning mellan olika laddningskategorier ser ut då.



Figur 13. Dygnsfördelning av effektbehov för laddning av lätta fordon.

Kostnader för elbilars flexibilitet

För uppreglering minskar laddningen, vilket inte antas vara förknippat med någon kostnad. För nedreglering ökar laddningen, men då energibehovet över en vecka antas vara konstant innebär detta att elanvändningen bara förflyttas i tid, vilket inte förknippas med någon kostnad. Till skillnad från värmepumpar antas alla laddare redan vara utrustade med tillräcklig god styrutrustning.

	Beskrivning av kostnad	SEK/MWh
Uppreglering	Ingen kostnad	0
Nedreglering	Ingen kostnad	0

Elfordon – Tunga lastbilar och bussar

	Flex – sekund	Flex – minut	Flex – timme	Flex – dygn	Flex – vecka
Potential 2030	730 MW	730 MW	730 MW	0 MW	0 MW
Nuläge	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW

På liknande sätt som för lätta elfordon erbjuder elektrifierade tunga fordon en flexibilitetspotential genom smart laddning – det vill säga att styra laddningen i tid och effekt, både enskilt och aggregat. Tunga fordon används ofta mer frekvent och för längre körsträckor än personbilar, vilket ställer högre krav på att laddningen sker vid specifika tider, vilket i sin tur påverkar den möjliga flexibiliteten. RISE bedömer att laddning av tunga fordon i högre grad kommer ske med snabbladdning jämfört med lätta fordon, och att den icke-publika laddningen (ofta depåladdning) kommer ske med 22–50 kW under nattetid, för att undvika tidsspillan under arbetstid¹⁰⁷. Laddningen skiljer sig emellertid mellan olika aktörer, baserat på verksamhetens behov.

¹⁰⁷ RISE (2024), Påverkan på elsystemet av olika elektrifieringslösningar för vägfordon.

Enligt forskningsstudien REEL sker majoriteten av laddningen av tunga fordon med låg effekt, upp till 49 kW¹⁰⁸. 95 procent av laddningen är icke-publik, och i genomsnitt står de tunga elfordonen i denna studie inkopplade under 14 timmar per dygn. Samtidigt konstaterar RISE¹⁰⁷ att det i dagsläget saknas studier som empiriskt har undersökt laddbeteenden för tunga elfordon. Emellertid skapar eldrift möjligheter till nattkörning och fler skift för tunga transporter, vilket minskar flexibilitetspotentialen jämfört med fordon som står still under längre tid. Detta ökar osäkerheten ytterligare kring hur laddning av tunga fordon kommer se ut på aggregerad nivå år 2030.

Vi uppskattar potentialen år 2030 för uppreglering från pausad laddning av laddande tunga elfordon till cirka 730 MW, vilket gäller för sekund-, minut- och timnivå. På längre tidshorisonter – över dygn och veckor – bedöms det inte finnas någon uthållig flexibilitet från denna fordonskategori. Till 2030 förväntas andelen elektrifierade tunga fordon vara 20 procent av den totala tunga lastbilsflottan och 50 procent av bussflottan¹⁰⁹, vilket fortsatt är ett relativt begränsat antal fordon. När större volymer av den tunga fordonsflottan elektrifieras efter 2030 har denna flexibilitetsresurs potential att växa.

Antaganden bakom potentialen

Den uppskattade flexibilitetspotentialen är baserad på dagligt energibehov för den tunga fordonsflottan år 2030, och tar inte hänsyn till att olika fordon laddar med olika effekter. Värdet beskriver det genomsnittliga dygnets mest belastade timme, enligt grafen nedan. Bedömningen utgår från att 20 procent av de tunga lastbilarna och 50 procent av bussarna är elektrifierade till år 2030¹⁰⁹. Den totala fordonsflottan i denna kategori antas uppgå till cirka 111 000 fordon, varav 27 000 är laddbara¹¹⁰. Den genomsnittliga körsträckan för tunga fordon uppgår till 12 mil per dygn i Sverige enligt Trafikanalys¹¹¹. Elförbrukningen är i snitt 15 kWh/mil¹¹², och vi antar att förbrukningen vintertid ökar till 25 kWh/mil på grund av uppvärmningsbehov, väglag, etc. Utifrån detta antas ett dagligt laddningsbehov på cirka 300 kWh per fordon under vinterperioden.

Utifrån en sammanvägd bedömning antas det vidare att 70 procent av laddningen sker nattetid (klockan 23–06), medan resterande 30 procent sker dagtid (klockan 07–22). Både nattetids- och dagtidsladdningen antas fördelas jämnt över timmarna, då en stor andel av laddningen bedöms ske på större depåer. För att kunna hålla nere kostnader och därigenom få snabbare anslutning och lägre effektagifter antas det att depåägare och åkeriföretag strävar efter att i så hög grad som möjligt plana ut effektkurvan under hela tidsperioden som lastbilar står parkerade under elnätens låglastperioder. En nattimme motsvarar därmed cirka 9 procent av fordonens totala dygnsenergiebehov. Denna timspecifika last ligger till grund för uppskattningen av flexibilitetspotentialen på 730 MW.

För att säkerställa att laddbehovet ska kunna uppfyllas antas det att laddningen för tunga fordon kan stoppas under maximalt en till ett par timmar. Vidare antas det att det enbart är nattladdningen som

¹⁰⁸ CLOSER (2022), REEL. [Regional Electrified Logistics](#).

¹⁰⁹ Energiforsk (2022), [Långsiktiga scenarier för introduktion av elfordon](#).

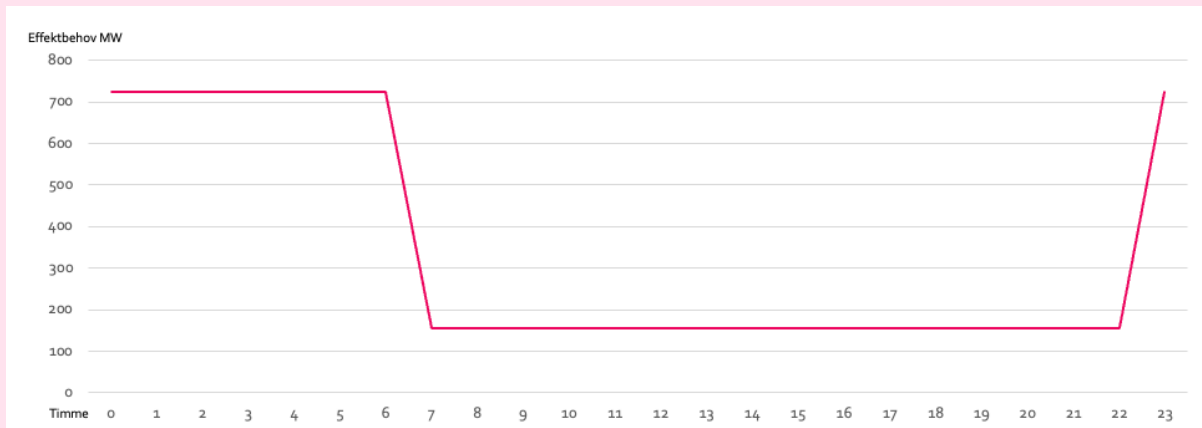
¹¹⁰ Trafikanalys (2020), [Vägfordonsflottans utveckling till år 2030](#).

¹¹¹ Trafikanalys (2030), [Körsträckor 2030](#).

¹¹² Vattenfall (n.d.), [Så påverkas din elförbrukning när du skaffar elbil](#).

är möjlig att förskjuta i tid. Snabbladdning dagtid antas inte ha någon flexibilitetspotential på grund av att det då kan påverka kör- och vilotider, och därmed effektiviteten för åkeriföretagen.

Tunga fordon antas inte ha någon större potential för V2G¹¹³-kompabilitet fram till 2030. Även om tunga fordon har en högre batterikapacitet – och ofta har möjlighet att ta emot och därmed har potential att ge ifrån sig högre effekt – antas det dels att utbudet av lastbilar med V2G-kompabilitet är för litet år 2030, dels att laddning snarare kommer att optimeras för att hålla nere effekten och fylla transportbehovet för verksamheten.



Figur 14. Dygnsfördelning av effektbehov för laddning av tunga fordon.

Kostnader för elfordons flexibilitet

För uppreglering minskar laddningen, vilket inte antas vara förknippat med någon kostnad. För nedreglering ökar laddningen, men då energibehovet över en vecka antas vara konstant innebär detta att elanvändningen bara förflyttas i tid, vilket inte förknippas med någon kostnad. Alla laddare år 2030 antas redan vara utrustade med tillräcklig god styrutrustning, därmed tillkommer ingen kostnad för investering i styrenhet.

	Beskrivning av kostnad	SEK/MWh
Uppreglering	Ingen kostnad	0
Nedreglering	Ingen kostnad	0

¹¹³ Vehicle-to-Grid.

Flexibilitetspotential från energilagringsresurser

Energilagringsresurser bidrar till flexibilitet genom att temporärt lagra el och frigöra den vid behov, vilket skapar en direkt balansmöjlighet i elsystemet – oberoende av produktion och konsumtion, i realtid. På kortare tidsskalor har mindre och distribuerade lagringsresurser flexibilitetsegenskaper som är mycket mångsidiga, och aggregerat kan de bidra även på längre tidsskalor. Vi har studerat potentialen hos två typer av distribuerade lagringsresurser: stationära batterier och V2G. Dessa resurser har olika kapacitet och uthållighet, men gemensamt är deras förmåga att leverera snabb respons och stötta elsystemet med både frekvensreglering och effektbalansering. Därtill har vi studerat lagringsresurser med större lagringskapacitet och längre uthållighet, såsom vätgaslager och pumpkraft. Dessa resursers utveckling och potential ligger i huvudsak bortom år 2030, och därför bedöms deras flexibilitetspotential i denna studie som relativt låga i förhållande till den tekniska potentialen på längre sikt. Även elnätet i sig självt betraktas i denna studie som en flexibilitetsresurs med lagringsförmåga.

Vehicle-to-Grid (V2G)

	Flex – sekund	Flex – minut	Flex – timme	Flex – dygn	Flex – vecka
Potential 2030	5 000 MW	5 000 MW	5 000 MW	600 MW	0 MW
Potential 2030 % av installerad effekt	80 %	80 %	80 %	40 %	0 %
Nuläge	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW

Vehicle-to-Grid (V2G) är en teknik för dubbelriktad laddning som möjliggör att elfordon både kan ladda från elnätet och mata tillbaka el från bilens batteri till nätet. Tekniken möjliggör att batterier i elfordon i högre grad kan bidra med uppreglering – mer än att bara pausa laddningen – och därmed bli en lika aktiv del av elsystemet som stationära batterier. Med ett växande antal elbilar i trafiken, där V2G-kompatibla modeller finns i alla prissegment på marknaden redan idag¹¹⁴, kan V2G utgöra en väsentlig del av hushållens flexibilitetspotential framöver.

Den tekniska flexibilitetspotentialen för V2G till år 2030 bedöms vara hög – särskilt för uppreglering på korta tidsskalor, upp till en timme. Vi uppskattar att upp till 5 000 MW kan vara tillgängligt på sekund-, minut- och timnivå, samt cirka 600 MW på dygnsnivå. Flexibilitet på veckonivå antas inte vara möjligt att realisera utan att göra avkall på transportbehoven.

För att realisera potentialen krävs förändringar på flera fronter. Dagens regelverk, såsom nätkoder och vissa branschstandarder, är inte fullt anpassade för dubbelriktad elöverföring från fordon. Affärsmodellerna för V2G är fortfarande i ett tidigt skede. Det finns också tekniska begränsningar i form av kompatibilitet mellan fordon, laddboxar och systemleverantörer, där bland annat ISO-standard 15 118 för kommunikation mellan elfordon och laddbox fortsatt är under utveckling. Därtill finns fortsatta begränsningar för mobila energilagrar att bidra med flexibilitet, exempelvis att Svenska kraftnät kräver en fysisk adress för att en resurs ska få leverera stödtjänster. Det krävs också

¹¹⁴ NyTeknik (2024), [Lista: Här är elbilarna som har framtidstekniken V2G – redan nu.](#)

att laddinfrastrukturen – särskilt i hemmen – är anpassad för V2G. Dessa faktorer kommer att påverka hur mycket av den tekniska potentialen som faktiskt kan realiseras till 2030.

Det finns än så länge få exempel där V2G används i större skala, och det finns utmaningar i att bedöma hur användarbeteenden och V2G-laddningskultur kommer se ut. Det kommer i huvudsak bero på vilka affärsmodeller som når marknaden, och att incitament finns för fordonens ägare att både koppla in bilen när den är parkerad och att upplåta batterikapacitet. Därför är det idag svårt att bedöma hur stor del av den teoretiska flexibilitetspotentialen som kan realiseras på kort- och medellång sikt.

Antaganden bakom potentialen

Till år 2030 antas det att affärsmodeller och regelverk finns på plats för att V2G-kompatibla elfordon ska ha möjlighet att mata ut el på nätet mot ersättning, genom att exempelvis delta på stödtjänstmarknader eller lokala flexibilitetsmarknader¹¹⁵.

Beräkningarna utgår från personbilar, eftersom dessa förväntas vara först med att få bred V2G-funktionalitet. Det antas att 20 procent av den elektrifierade personbilsflottan har V2G-kompatibel teknik år 2030, vilket är marginellt högre än Energimyndighetens prognoser på 10 procent till 2030 och 30 procent till 2035¹¹⁶. Av dessa bilar antas 80 procent vara anslutna till en V2G-tjänst och villiga att upplåta 50 procent av sin batterikapacitet, utan att transportbehovet påverkas negativt. Batteristorleken i elbilar förväntas i genomsnitt vara 60 kWh. Det innebär att 30 kWh per fordon kan användas till V2G. Med en effektgräns på 11 kW per fordon – motsvarande laddning via 16A trefas – och givet antalet V2G-kompatibla fordon, uppnås en teoretisk effektkapacitet på upp till cirka 5 000 MW. Det förutsätter att alla fordon är anslutna till tjänsten och har tillräcklig laddnivå (SoC, state-of-charge) för att leverera el upp till en timmes tid.

Vad gäller uthållighet görs antagandet att bilarna i snitt kan leverera 11 kW under tre timmar, vilket motsvarar att 1/8 av den maximala effekten på en aggregerad nivå kan upprätthållas över ett dygn – det vill säga 600 MW flexibilitet på en tidsskala upp till ett dygn. På veckonivå antas inget bidrag kunna ges från V2G år 2030.

Kostnader för flexibilitet från elbilar med V2G

För uppreglering innebär V2G att elfordon matar ut el från fordonet till elnätet. För att detta ska vara möjligt att genomföra när som helst behöver bilens sladd alltid vara inkopplad när bilen är parkerad – till skillnad mot smart laddning som bara görs när bilen ändå ska laddas, och ägaren till fordonet självmant har stoppat in sladden. I denna kostnadsanalys används därför en prismodell som har utforskats av ett laddlösningsföretag i Frankrike. Där gavs en fast ersättning på 0,11 EUR varje timme som en bil var inkopplad och tillgänglig för V2G. Vidare är elskatten för V2G berättigad för återbetalning, men då återbetalningen från Skatteverket är fördröjd läggs en räntekostnad om 10

¹¹⁵ Power Circle (2023), [Forskning och utveckling av V2X i Sverige. En syntesrapport om forskningsläget och framtida forskningsbehov](#).

¹¹⁶ Energimarknadsinspektionen (2023), [Främjande av ett mer flexibelt elsystem. Deluppdrag 5](#). (Ei R:2023:18)

procent av elskatten till flexibilitetskostnaden. Totalt uppgår då kostnaden för uppreglering till 94 SEK/MWh.

	Beskrivning av kostnad	SEK/MWh
Uppreglering	Tillgänglighetsersättning + ränta elskatt	94
Nedreglering	Ingen kostnad	0

Stationära batterier

	Flex – sekund	Flex – minut	Flex – timme	Flex – dygn	Flex – vecka
Potential 2030	8 000 MW	8 000 MW	8 000 MW	2 000 MW	0 MW
Potential 2030 % av installerad effekt	100 %	100 %	100 %	25 %	0 %
Nuläge	740 MW	170 MW	750 MW	0 MW	0 MW

Stationära batterier är en av de mest mångsidiga teknologierna för att tillföra flexibilitet till elsystemet. Batterierna kan både ladda och leverera el på under en sekund, och lämpar sig särskilt väl för att kapa effekttoppar eller stödtjänster som kräver snabba responstider.

Under de senaste åren har både installationstakten och förkvalificeringen till Svenska kraftnät's marknader ökat snabbt, dock från en låg nivå. I april 2025 fanns energilager förkvalificerade till samtliga stödtjänstmarknader hos Svenska kraftnät, förutom aFRR. Sedan årsskiftet 2024/2025 har förkvalificerade volymer energilager på FCR-N ökat med 30 procent och på FCR-D med 10 procent, från 130 till 170 MW FCR-N, och från 610 till 670 MW FCR-D upp. På FCR-D ned har energilagervolymer ökat med 9 procent, från 570 MW till 620 MW¹¹⁷. Därtill finns förkvalificerade volymer om 740 MW för FFR, 750 MW för mFRR upp och 7100 MW för mFRR ned¹¹⁸.

Den snabba ökningen av både hembatterier och stationära batterier i elsystemet¹¹⁹ beror sannolikt på en kombination av faktorer; statliga subventioner genom grönt teknikavdrag, öppenhet för att delta på stödtjänstmarknader mot ersättning genom aggregering, ökad solcellsinstallation samt sjunkande priser på batterier är några av dem. Med en prisutvecklingsprognos som pekar mot närmare 30 procent lägre priser år 2030 jämfört med 2025¹²⁰ tyder mycket på att ännu fler batterier kommer nå marknaden och därmed realisera flexibilitetspotentialen till år 2030.

De tekniska begränsningarna för batteriers flexibilitet är små – de kan reagera snabbt och styras exakt. Deras bidrag till elsystemet begränsas i praktiken av ekonomiska faktorer: investeringsvilja, marknadsdesign och elprisvariationer. Vi uppskattar att stationära batterier kan bidra med upp till 8000 MW på sekund-, minut- och timnivå till år 2030. På dygnsnivå antas cirka 2 000 MW kunna erbjudas, medan flexibilitet upp till en vecka inte är möjligt med kapaciteten i dagens batterier.

Flexibilitetspotentialen väntas kunna utnyttjas för flera olika flexibilitetstjänster. Både hembatterier och stationära batterier kommer fortsätta att budas in aggregerat på stödtjänstmarknaderna, och

¹¹⁷ Svenska kraftnät (2025), [Månadsrapport FCR – mars 2025](#).

¹¹⁸ Svenska kraftnät (n.d.), [Utbud på marknaderna för reserver](#). (Hämtad i augusti 2025).

¹¹⁹ Svensk solenergi (2025), [Kraftig ökning av batterier](#).

¹²⁰ Goldman Sachs (2024), [Electric vehicle battery prices are expected to fall almost 50% by 2026](#).

därtill har de potential att bidra på lokala stödtjänstmarknader. Hembatterier kommer även sannolikt öka sitt bidrag till indirekt nedreglering genom att de kombineras med solceller, och därmed kan öka egenanvändningen bakom mätaren. Med införandet av effekttariffer för alla hushållskunder senast år 2027 förväntas hembatterier också bidra till indirekt uppreglering genom att kapa effekttoppar bakom mätaren hos hushåll. Stationära batterier förväntas i sin tur bidra på stödtjänstmarknader, nyttjas till arbitrage och nyttjas som resurs för att sänka effekttoppar, kompensera för villkorade avtal eller undvika/ersätta behov av höjda effektabonnemang för verksamheter.

Antaganden bakom potentialen

Sett till SolarPower Europes energilagringmål på 200 GW batterier för Europa 2030¹²¹ kan Sverige ha cirka 9 400 MW batterikapacitet installerat till 2030, baserat på Sverige andel om 4,7 procent av EU:s elanvändning¹²². Utifrån samma antagande visar IEA:s Net Zero Emission-scenario en potential upp till cirka 6 400 MW¹²³. Energimyndigheten bedömer potentialen för batteriers flexibilitet (hembatterier + större batterianläggningar) i ett högsenario till ca 4 400 MW¹²⁴. Samtidigt står 9 500 MW batterier i kö till enbart E.ON:s elnät, och förfrågningar finns till många andra elnät. Baserat på en sammanvägd bedömning antar vi att 8 000 MW stationära batterier och hembatterier har installerats till 2030.

Vidare antas det att uthålligheten för batterierna är upp till 10 timmar, där urladdning i huvudsak sker med en effekt på mellan 0,1-1 C¹²⁵. C-värdet visar förhållandet mellan batteriets energikapacitet och effekt, där ett batteri på 10 kWh som laddar eller laddar ur med 10 kW gör det med en effekt på 1C. För ett dygn kan därmed batterierna aggregerat leverera 10–50 procent av den totala potentialen. Vi räknar här med vi räknar här med 25 procent, vilket ger 2 000 MW flexibilitet i upp till ett dygn.

Kostnader för batteriers flexibilitet

Batterier skiljer sig från tidigare studerade resurser då dessa i huvudsak investeras i för att bidra med flexibilitet. Produktions- och efterfrågefleksibilitetsresurser har ett annat primärt syfte. Därmed ingår investeringskostnaden för storskaliga respektive småskaliga batterier i kostnaden för flexibilitet i denna analys. Antaganden görs om att investeringskostnaderna fortsätter att sjunka, samt att investeringen ska vara återbetald på fem år. Investeringskostnaden allokeras olika mellan storskaliga och småskaliga batterier, där de småskaliga enbart behöver bära 50 procent av investeringskostnaden med försäljning av flexibilitet, då det finns andra nyttor bakom mätaren. Slutligen påverkas kostnaden per tillfälle av hur många gånger per år som ett batteri kan sälja flexibilitet; där har vi räknat med ett högkostnadsscenario om 4000 timmar och ett lågkostnadsscenario om 8000 timmar. Detta resulterar i kostnader på mellan 82–223 SEK/MWh¹²⁶.

¹²¹ SolarPower Europe (2022), [European Market Outlook For Residential Battery Storage 2022–2026](#).

¹²² Index Mundi (n.d.), [Tematisk karta > Elförbrukning – Europa](#).

¹²³ IEA (2023), [World Energy Outlook 2023](#).

¹²⁴ Energimyndigheten (källa bruten) <https://energimyndigheten.a-w2m.se/Home.mvc?ResourceId=220007>

¹²⁵ Intervju genomförd under våren 2024.

¹²⁶ För mer detaljerad beräkning av kostnaderna, se appendix i [examensarbetet](#) som genomförts våren 2025.

Storskaliga	Beskrivning av kostnad	SEK/MWh
Uppreglering	Investeringskostnad för teknik	163 (82)*
Nedreglering	Investeringskostnad för teknik	163 (82)*

Småskaliga	Beskrivning av kostnad	SEK/MWh
Uppreglering	Investeringskostnad för teknik	223 (111)*
Nedreglering	Investeringskostnad för teknik	223 (111)*

* Lågscenariokostnader inom parentes

Pumpkraft

	Flex – sekund	Flex – minut	Flex – timme	Flex – dygn	Flex – vecka
Potential 2030	400 MW	400 MW	400 MW	100 MW	0 MW
Nuläge	90 MW	90 MW	90 MW	0 MW	0 MW

Pumpkraft är en typ av vattenkraft med möjlighet att både producera och lagra el, genom att pumpa vatten till ett övre magasin vid låg efterfrågan och lågt pris på el – och producera el genom att mata tillbaka vatten genom turbiner ned till ett lägre vattenmagasin vid hög efterfrågan och pris. Tekniken fungerar därmed som ett storskaligt energilager, och är mycket väl lämpad för att balansera variationer i elproduktion och förbrukning över flera tidsskalor. Då pumpkraft både kan konsumera och producera el är det en resurs som passar för både upp- och nedreglering.

I Sverige finns idag endast tre pumpkraftsanläggningar i drift¹²⁷, och tillsammans har de en kapacitet på 90 MW¹²⁸. Intresset för pumpkraft har ökat i takt med att elpriserna blivit mer volatila; Vattenfall har aviserat att de förbereder för att återstarta Sveriges genom tiderna största pumpkraftverk Juktan¹²⁹, och företag som Mine Storage planerar för nyetablering av pumpkraftverk i nedlagda gruvor i Sverige¹³⁰.

Pumpkraft har mycket låga driftskostnader, och med 15 000 gruvor i Sverige är potentialen stor. Ett hinder är emellertid att pumpkraftverk kräver stora investeringar och lång planeringstid. De är dessutom ofta föremål för komplexa miljöprövningar. Detta, i kombination med att det förekommer fall med konkurrerande intressen för återstart av mineralutvinning, kan utgöra hinder för realisering av flexibilitetspotentialen för pumpkraftverk. Idag är inget pumpkraftverk förkvalificerat till Svenska kraftnäts stödtjänstmarknader.

Till år 2030 bedöms flexibilitetspotentialen för pumpkraft uppgå till 400 MW från sekundnivå upp till timnivå. Upp till ett dygn bedöms flexibilitetspotentialen vara 100 MW, medan det inte antas finnas någon flexibilitetspotential med en uthållighet upp till en vecka. Flexibilitetspotentialen för pumpkraft uppskattas i övrigt att växa i omfattning först bortom år 2030.

¹²⁷ NyTeknik (2025), [Därför siktar Fortum på mer pumpkraft: "Nu ser den hemskt intressant ut"](#).

¹²⁸ Fortum (n.d.), [Fortum undersöker möjligheterna till ny pumpkraft](#).

¹²⁹ NyTeknik (2024), [Här riggas återstarten av Sveriges största pumpkraftverk](#).

¹³⁰ Dagens industri (2025), [Nedlagda gruvor ska bli enorma batterier](#).

Antaganden bakom potentialen

Beroende på faktorer som bland annat fallhöjd och storlek på vattenmagasin har pumpkraftverk en flexibilitetspotential från några timmars uthållighet upp till cirka 40 timmar för de största anläggningarna, och i huvudsak klarar nuvarande och kommande anläggningar av att producera el med full kapacitet i 4–8 timmar; den tekniska och fysiska potentialen är större än den marknadsmässiga potentialen¹³¹.

Till år 2030 beräknas 3–8 anläggningar kunna finnas på plats, medan potentialen efter 2030 bedöms vara högre. De pumpkraftverk som bedöms kunna vara i drift år 2030 kommer vara anläggningar i storlek upp till cirka 50 MW, med lagringskapaciteter upp till några timmar¹³². Ingen anläggning som kommer vara i drift innan år 2030 antas ha en uthållighet på över ett dygn.

Baserat på 8 anläggningar med en kapacitet på 50 MW vardera bedöms därmed 400 MW flexibilitet från pumpkraftverk finnas tillgängligt till år 2030. På grund av kraftverkens reaktionssnabbhet antas det att potentialen finns tillgänglig från sekundnivå upp till tidskalan. Flexibilitet upp till ett dygn bedöms uppgå till 25 procent av den installerade kapaciteten aggregerat. Givet uthållighetsprofilen för de pumpkraftverk som finns eller är på väg att tas i drift antas det inte finnas någon flexibilitetspotential upp till en veckas uthållighet till år 2030. Vattenfalls projekt Juktan, med potential på upp till 300 MW, planeras inte att driftsättas förrän 2032 – och inkluderas därmed inte i denna potentialbedömning¹³³.

Kostnader för pumpkraftens flexibilitet

Ett pumpkraftverk har många likheter med vattenkraft, men även med batterier. Syftet med ett pumpkraftverk är i hög grad flexibilitet, vilket innebär att även investeringskostnaden är relevant att ta med i kostnadsanalysen för pumpkraftens flexibilitet. Pumpkraftverk har också många rörliga kostnader vid drift. Av denna anledning används i denna analys hela LCOE för vattenkraft, både för upp- och nedreglering. Analysen resulterar i en kostnad om 520 SEK/MWh för både upp- och nedreglering, utifrån Energiforsk rapport 2021¹³⁴.

	Beskrivning av kostnad	SEK/MWh
Uppreglering	LCOE vattenkraft	520
Nedreglering	LCOE vattenkraft	520

¹³¹ Intervju genomförd under våren 2024.

¹³² SVT (2023), [Pumpkraft testas i Vånga – stenbrott kan bli batteri](#).

¹³³ Vattenfall (2025), [Vattenfall tar Juktans pumpkraftverk till nästa steg](#).

¹³⁴ Energiforsk (2021), [El från nya anläggningar. Rapport 2021:714](#).

Vätgas

	Flex – sekund	Flex – minut	Flex – timme	Flex – dygn	Flex – vecka
Potential 2030	150 MW	750 MW	1 500 MW	2 100 MW	0 MW
Nuläge	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW

Vätgas har potential att bli en viktig flexibilitetsresurs – genom att omvandla el till vätgas och därmed kunna styra när elförbrukningen sker, samt lagra energi i en form som går att omvandla tillbaka till el vid behov. Flexibilitet från vätgasproduktion genereras främst från två sorters källor: dels från storskalig lagring, där stora volymer av vätgas fungerar som långsiktiga energilager; dels från elektrolysörer som anpassar sin produktion – och därmed elanvändning – baserat på prissignaler.

Elektrolysörer kan reagera relativt snabbt för att möta systemets behov, och bidra med flexibilitet vid kortvariga eller längre obalanser. Exempelvis kan vätgasproduktion förläggas till perioder med hög elproduktion i förhållande till efterfrågan, om vätgasproduktionen har lager som möjliggör att vätgasproduktionen inte sker i simultant med vätgasbehovet. Det är emellertid i dagsläget få eller inga aktörer som bygger ut vätgasproduktion och som planerar att ha anslutande vätgaslager till år 2030, vilket begränsar flexibilitetspotentialen inom tidsramen för denna studie.

SKGS har under maj 2025 släppt en uppdaterad prognos för industrins el- och effektbehov till 2035¹³⁵. Rapporten beskriver att Sveriges vätgasproduktion behöver 48–63 TWh el till 2035, varav stål- och metallverk kommer ha ett ökat elbehov om 7–35 TWh till följd av att processer med fossilt kol ska ersättas med vätgas. Resterande vätgas antas nyttjas för e-bränslen och drivmedel eller råvara i kemiindustrin. Rapporten bedömer att vätgasproduktionen kommer kräva ett effektbehov på mellan 3–5 GW till år 2030. SKGS uppger dock att i deras lågsenario för år 2030 och framåt är det främst satsningar på vätgasrelaterad elanvändning i norra Sverige som riskerar att försenas och utebli. Samtidigt har flera vätgasprojekt i Västsverige stoppats eller skjutits upp¹³⁶ sedan Power Circle släppte de initiala flexibilitetspotentialerna från projektet FlexAbility i oktober 2024¹³⁷.

För transportsektorn planeras det för cirka 60 vätgastankstationer runt om i Sverige under de kommande åren¹³⁸. Naturvårdsverket har beviljat Klimatklivsstöd till 57 vätgasåtgärder, där majoriteten är vätgastankstationer¹³⁹, och Energimyndigheten har beviljat stöd till 10 vätgastankstationer inom ramen för de regionala elektrifieringspiloterna¹⁴⁰. Vätgastankstationers lager utgör inte direkt en flexibilitetsresurs som kan användas för elsystemet, däremot möjliggör dessa lager en flexibel vätgasproduktion efter elpris eller elsystemets behov.

Flexibilitetspotentialen till år 2030 avser både upp- och nedreglering och bedöms uppgå till 150 MW på sekundnivå och 750 MW på minutnivå. Bäst potential finns på timnivå och uppåt, då vätgasproduktionen kan vara planerad och anpassad över timmar för att optimera elanvändningen, baserat på energimarknadens utbud. På timnivå bedöms flexibilitetspotentialen uppgå till 1 500 MW.

¹³⁵ SKGS (2025), [Industrins elbehov till 2035 – en kartläggning 2025](#).

¹³⁶ Intervju genomförd under hösten 2024.

¹³⁷ Power Circle (2024), [Initiala resultat: Flexibilitetspotentialer till år 2030](#).

¹³⁸ Vätgas Sverige (n.d.), [Vätgas i transporter](#).

¹³⁹ Naturvårdsverket (2025), [Lägesbeskrivning för klimatklivet](#).

¹⁴⁰ Energimyndigheten (n.d.), [Beviljade projekt inom regionala elektrifieringspiloter](#).

Vätgaslager kan användas över längre perioder för att balansera variationer över längre tidshorisonter: från dagar och veckor, till säsonger. På en tidsskala över ett eller ett par dygn bedöms flexibilitetspotentialen år 2030 uppgå till 2 100 MW; över längre tidsskalor, uppåt en vecka eller längre, är det i dagsläget – utifrån aviseringar från investeringssatsningarna – svårt att bedöma huruvida lagringspotential för veckoflexibilitet från vätgas kommer att finnas på plats till år 2030. Ingen vätgasproduktion är idag förkvalificerad på Svenska kraftnäts stödtjänstmarknader.

Den flexibilitetspotential som redovisas för år 2030 i tabellen ovan baseras på installerade elektrolysörer, samt eventuella vätgaslager för de cirka 60 vätgastankstationer som är planerade att anläggas för bränslecellsfordon. Därför återspeglar volymen för vätgasens flexibilitetspotential år 2030 bara en liten andel av den stora potential som vätgasen kan utgöra i framtidens elsystem.

Antaganden bakom potentialen

Kostnaderna för elektrolysörer är idag så höga att flexibilitetspotentialen till år 2030 inte bärs upp av marknadsmässiga förutsättningar. Energimarknadsinspektionen bedömde 2023 att den kvantitativa maximala potentialen i planerade elektrolysörer i Sverige uppgår till ca 120 MWh/h 2025, och 4 400 MWh/h 2030¹⁴¹. De aktörer som intervjuats inom ramen för projektet FlexAbility bedömer att potentialen är lägre än så, särskilt i ett osäkert ekonomiskt och politiskt landskap.

SKGS bedömer att det finns industriprojekt motsvarande 3 000–5 000 MW till år 2030. Utifrån det osäkra investeringslandskapet gör vi ett antagande om 3 000 MW effektbehov från elektrolysörer år 2030. Storskaliga lager samt infrastruktur för vätgasnät bedöms inte vara realiserade till år 2030, då investeringsbeslut inte kommit på plats och ledtiden för utbyggnad av vätgasinfrastruktur är i paritet med ledder för utbyggnad av mellanspänningsnät. Därför antar vi att den flexibilitetspotential som följer med investeringar i vätgaslager och -infrastruktur för industrin kommer vara realiserade efter år 2030.

Vi antar att flexibilitetspotentialen från 3 000 MW elektrolysörer är cirka 5 procent av installerad kapacitet på sekundnivå, cirka 25 procent av installerad kapacitet på minutnivå och 50 procent av installerad kapacitet på timnivå.

Elnät

	Flex – sekund	Flex – minut	Flex – timme	Flex – dygn	Flex – vecka
Potential 2030	25 %	25 %	25 %	20 %	20 %
Nuläge	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %

Genom att förändra driften av elnäten förväntas kapaciteten i befintliga elnät kunna ökas. Denna möjlighet har i projektet FlexAbility definierats som en flexibilitetspotential till år 2030. Genom verktyg och strategier – såsom bättre mätning, att ersätta N-1 kriteriet i elnätet med mer

¹⁴¹ Energimarknadsinspektionen (2023), [Främjande av ett mer flexibelt elsystem. Deluppdrag 5](#).

probabilistiska metoder, samt förändrad drift av elnätet – kan en viss flexibilitet frigöras från elsystemets infrastruktur.

Det norska projektet Magsgrid¹⁴² har visat att det går att öka effektiviteten i näten med upp till 25 procent, helt utan nya investeringar¹⁴³. Genom att införa temperaturmätning i form av *dynamic line rating* och *dynamic transformation rating* (DLR & DTR) uppskattas kapaciteten i elnätet kunna ökas med omkring 10–30 procent¹⁴⁴, där det högre värdet kan vara aktuellt för Sverige som är kallt. Genom att införa mer probabilistiska metoder för att hantera risk, och därmed ersätta kriteriet för N-1, förväntas kapaciteten i elnätet kunna öka med 15–35 procent på systemnivå; övriga insatser som kan göras för att öka kapaciteten i elnätet är att planera underhåll mer optimalt och att styra effektflöden i nätet mellan olika delar med reaktiv effekt¹⁴⁵. Samtidigt som elnäten i hög grad kan utnyttjas mer effektivt finns det idag vissa ledningar som högst troligt redan är väl optimerade.

Med bakgrund av detta, och utifrån dialog med aktörer inom svenska elnätsföretag samt Energimarknadsinspektionen, gör vi uppskattningen att överföringskapaciteten i Sverige till år 2030 kan ökas med 25 procent på korta tidsskalor, och 20 procent på längre tidsskalor. Potentialen till högre utnyttjandegrad genom ökad flexibilitet i produktions- och användarled inkluderas inte i denna bedömning.

Kombinationer av resurser ger ytterligare flexibilitetsegenskaper

Tidigare avsnitt visar flexibilitetspotentialen hos ett flertal flexibilitetsresurser som kan hantera variationer i produktion och konsumtion. Genom att kombinera olika typer av flexibilitetsresurser kan nya och mer robusta flexibilitetsegenskaper skapas, där resursernas svagheter och utmaningar kompenseras av andra resursers styrkor. Exempelvis kan resurser med snabb reaktionsförmåga men kort uthållighet kombineras med resurser som har lång uthållighet men sämre reaktionstid. Detta ger en förstärkt flexibilitet över flera tidsskalor, från sekunder till veckor.

Batterier i kombination med vattenkraft eller pumpkraft

En kombination av batterier och vattenkraft eller pumpkraft ger möjlighet till både snabb effektreglering och långvarig uthållighet. Batteriernas styrka är deras snabba reaktionstid, medan vattenkraftens stora vattenmagasin erbjuder betydande energilagring över dygn och veckor. Detta möjliggör att stora effektvolymen (beroende på batteriets kapacitet) kan tillgängliggöras snabbt, samtidigt som uthålligheten är så lång som vattenmagasinet ger förutsättningar för.

Hybridsystem som kombinerar vattenkraft och batterier har bland annat testats i Australien¹⁴⁶. Genom att kombinera batteriernas relativt låga kostnad för effekt och vattenkraftens låga kostnad för energilagring per volymenhet resulterade den australienska anläggningen Snowy 2.0 i ett system som både var reaktionssnabbt vid reglering motsvarande batterier, och hade lagringskostnader motsvarande en tiondel av batteriers kostnad per energivolymenhet. Denna lösning har även testats i Sverige på ett vattenkraftverk i Borlänge för att göra vattenkraftens reglering mer skonsam¹⁴⁷.

¹⁴² Smartgrid (n.d.), [Projekt: MagsGrid](#).

¹⁴³ Realtid (2025), [Sverige slösar miljarder på onödiga elnät](#).

¹⁴⁴ ENTSO-E (2025), [Dynamic Line Rating \(DLR\)](#).

¹⁴⁵ Intervju genomförd under våren 2024.

¹⁴⁶ Energinyheter.se (2024), [Energilagring: problemet är löst med kombination av batterier och vattenkraft](#).

¹⁴⁷ Fortum (n.d.), [Vår unika batterilösning vid Forshuvuds kraftverk](#), hämtad september 2025.

Batterier i kombination med vindkraft

Batterier tillsammans med vindkraft kan öka tillgänglighetsfaktorn per nätanslutning genom att jämna ut variationer i vindstyrka. Genom att lagra överskottsel när vinden blåser kraftigt och leverera el när vinden avtar, kan den genomsnittliga effekten från en vindkraftspark ökas. I teorin möjliggör kombinationen en mer uthållig uppreglering av vindkraft, alternativt förflyttning av produktionskapacitet i tid – utan att det innebär produktionsförluster, till skillnad från nedreglering genom curtailing.

Enligt Green Power Sweden bidrar kombinationen av batteri- och vindparker till mer effektivt utnyttjande av befintlig nätkapacitet, ökad stabilitet i tillförd el till elnät, mindre volatila elpriser från förnybar elproduktion, och lägre obalans- och profilkostnader (inklusive capture rates) för elproducenter. En utmaning för hybridparker med enbart vindkraft och batterier är vindkraftens produktionsperioder som kan sträcka sig över flera dagar, vilket gör batterier – i dagsläget – relativt ineffektiva för att flytta exempelvis flytta last¹⁴⁸.

Batterier i kombination med solkraft

Även för solkraften ökar flexibilitetspotentialen med kombination med batterier. Genom att dimensionera batterikapaciteten i relation till solcellsanläggningens storlek kan el lagras och användas vid senare tillfällen, vilket innebär att anläggningen kan leverera el över längre tidsperioder – över ett eller till och med flera dygn, aggregerat under sommarsäsongen. Om batterikapaciteten dimensioneras efter energibehovet för hela konsumtionsbehovet – om solkraftanläggningen är ansluten till en verksamhet eller fastighet – kan produktionen från en solcellsanläggning inte bara användas under soliga timmar utan även under kväll och natt. Detta reducerar behovet av flexibilitet på systemnivå och gör det möjligt att i större utsträckning nyttja egenproducerad el. Detta möjliggör dessutom för uppreglering från solkraftsanläggningar.

Hybridanläggningar med batterier kan jämna ut produktionskurvan vid ojämn solinstrålning, vilket kan minska behovet av frekvensreglering eller bidra till spänningsstabilitet lokalt. Ett jämnare effektuttag från solkraften kan dessutom minska behovet av andra resurser för snabb flexibilitet. På samma sätt som för vindkraft- och batterikombinationer kan solkraft och batterier bidra till nedreglering utan att skapa produktionsförluster.

Hybridparker med vindkraft, solkraft och batterier

Erfarenheter från hybridparker med vindkraft, solkraft och batterier visar att dessa kombinationer kan ge ökad stabilitet i elproduktionen. En gemensam anslutning mellan olika resurser leder till ökad kapacitet och jämnare produktion över tid¹⁴⁹. Vindkraft och solkraft har ofta kompletterande produktionsprofiler – när det är soligt är det ofta mindre vind, och vice versa – vilket gör att batterier i dessa parker fungerar som en buffert som hanterar variationer och förstärker tillgängligheten. Detta kan både minska flexibilitetsbehovet i systemet och samtidigt skapa en högre tillgänglighet för den flexibilitet som erbjuds från enskilda hybridparker. Detta möjliggör även ett jämnare utnyttjande av anslutningskapaciteten och ökar lönsamheten för anläggningarna.

¹⁴⁸ Bodecker Partners AB (2024), [Batterilagring och framtidens hybridparker](#).

¹⁴⁹ Tidningen Energi (2023), [Hybridpark med solel, vindkraft och batterier ger ökad kapacitet](#).

Vätgas i kombination med lagring och produktionsresurser

Vätgasproduktion och -lagring erbjuder ytterligare möjligheter att förstärka flexibilitet, särskilt över längre tidshorisonter. Genom att kombinera elektrolysörer med produktion från förnybara energikällor och vätgaslager, kan el som produceras vid överskott omvandlas till vätgas och lagras. Den lagrade vätgasen kan nyttjas vid ett senare tillfälle, vilket ökar nyttjandegraden och ger möjlighet till fördröjd återinmatning till elsystemet via gasturbiner eller bränsleceller, eller omvandling till el direkt i bränsleceller i fordon. På så sätt förstärks flexibilitetsegenskaperna ytterligare i systemet.

Även om energikonvertering mellan el och vätgas innebär stora energiförluster, kan ändå denna form av flexibilitet vara nödvändig för exempelvis industri som elektrifieras. Detta möjliggör kontinuerlig produktion även om eltillgången eller energikostnaden varierar över tid¹⁵⁰. En rapport från Energiforsk¹⁵¹ pekar på hur vätgasproduktion kan samordnas med vindkraft och därmed bidra till att förbättra användningen av befintliga nätanslutningar och öka flexibiliteten i elsystemet. Enligt rapporten har särskilt vätgasproduktion i direkt anslutning till vindkraftsproduktion stor potential i Sverige. I kombination med vätgas ökar vindkraftens nedregleringspotential utan produktionsförluster.

Förkvalificerade kombinationer på stödtjänstmarknaderna

Redan idag finns exempel på kombinationer av flexibilitetsresurser som är förkvalificerade till Svenska kraftnäts stödtjänstmarknader. Det handlar bland annat om vattenkraft tillsammans med energilager, samt vindkraft med energilager. Även om volymerna fortfarande är små, deltar dessa kombinationer redan på marknader som FFR, mFRR, FCR-D och FCR-N¹⁵².

Potentialen är betydande för att dessa resurser ska kunna utgöra en större del av stödtjänstmarknadens förkvalificerade utbud i takt med att antalet hybridparker ökar, tekniken mognar och kostnader för exempelvis batterier sjunker. Med dessa kombinationer av nyttor från olika resurser möjliggörs förmågor som uppfyller kraven för fler stödtjänster än vad exempelvis vind- eller vattenkraften kan uppfylla på egen hand, såsom reaktionstiden för FFR¹⁵³.

Sammantaget visar dessa exempel hur kombinationer av resurser inte bara adderar sina respektive egenskaper, utan ofta skapar mervärden som ger en flexibilitet som överstiger summan av delarna. Det är ett tydligt exempel på hur systemtänkande i energiomställningen kan bidra till ett mer stabilt och kostnadseffektivt elsystem.

Flexibilitetspotentialen varierar över årstider

Som konstaterat i inledningen av detta kapitel kan de studerade flexibilitetsresursernas maximala tekniska potentialer inte staplas på varandra, då detta skulle ge en missvisande bild av total flexibilitetspotential i systemet – då de maximala tekniska potentialerna infaller under olika tidpunkter för olika resurser. I detta avsnitt ges dock några utsnitt av hur de tekniska flexibilitetspotentialerna skulle kunna falla ut över olika säsonger.

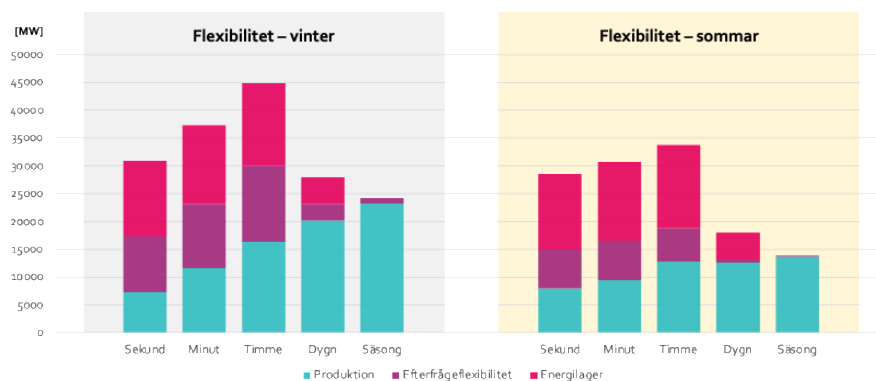
¹⁵⁰ Energiföretagen (2022), [Energiföretagen förklarar: Vätgas som energilager](#).

¹⁵¹ Energiforsk (2025), [Vätgasens möjligheter för vindkraften. Rapport 2025:1078](#).

¹⁵² Svenska kraftnät (n.d.), [Utbud på marknaderna för reserver](#). (Hämtad augusti 2025).

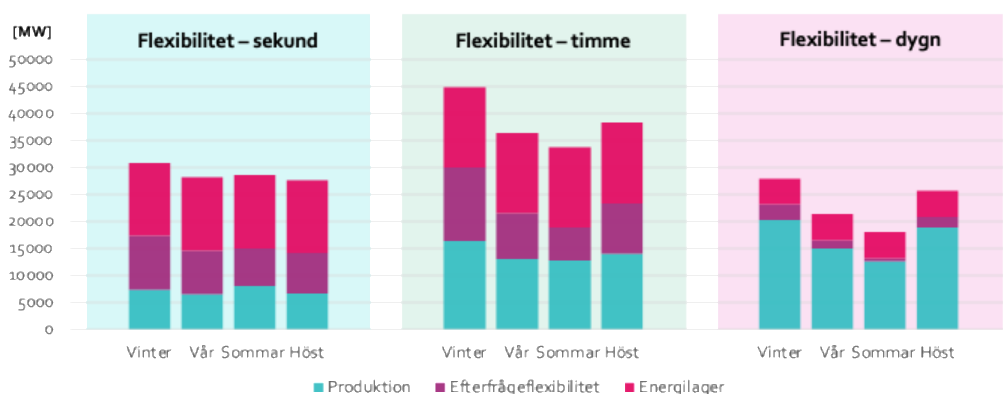
¹⁵³ Svenska kraftnät (n.d.), [Snabb frekvensreserv \(FFR\)](#).

I Figur 15 visas tillgänglig teknisk flexibilitetspotential från produktionsresurser, efterfrågefleksibilitet och energilagringsresurser, uppdelat i årstiderna vinter respektive sommar. Med sommar avses här ett tillfälle dagtid, under timmar då solelproduktionen är hög, vindkraftsproduktionen är lägre, kärnkraftsanläggningarna är i revision, vattenkraften har lägre nivåer i magasinen och kraftvärmeproduktionen väntas vara mycket låg. På efterfrågefleksibilitetssidan körs elpannor inte alls och värmepumpar används i låg grad – men elbilsladdning och V2G körs i ungefär samma utsträckning som under resten av året. Med vinter avses ett tillfälle kvällstid, med hög vindkrafts- och kraftvärmeproduktion samt höga nivåer i vattenkraftsmagasinen. Elpannor och värmepumpar kan leverera sin maximala flexibilitetspotential, liksom elbilsladdning och V2G. Energilagringsresurser och gasturbiner antas vara lika tillgängliga oavsett säsong.



Figur 15. Sammanlagd teknisk flexibilitetspotential från studerade resurser, indelad i årstider.

Givet dessa förutsättningar, som styr resursernas tekniska flexibilitetspotential över årstiderna, uppskattas den tillgängliga flexibiliteten i elsystemet år 2030 uppgå till 45 000 MW på timnivå under vintertid – och cirka 34 000 MW på timnivå under sommartid. Utfallet för sammanlagrad flexibilitetspotential på sekundnivå är snarligt över säsongerna. Flexibilitetspotentialen på säsöngsnivå uppgår till totalt cirka 24 000 MW vintertid och cirka 14 000 MW sommartid – detta kan förklaras av att det nästan uteslutande är produktionsresurser som bidrar med flexibilitet på så långa tidsskalor, enligt studiens uppskattning över flexibilitetsresursers potential år 2030. På korta tidsskalor, från sekund till timme, är efterfrågefleksibilitet och energilagringsresurser de viktigaste bidragen för flexibilitet. Detta illustreras ytterligare i Figur 16.



Figur 16. Sammanlagd teknisk flexibilitetspotential från studerade resurser, indelad i tidsskalor.

4. Ekonomisk utbudskurva för upp- och nedreglering

Flexibilitetspotentialen från de olika resurser som beskrivits i föregående kapitel kommer till en kostnad. Kostnaden för att frigöra flexibiliteten är olika för olika resurser, och på liknande sätt som för elproduktion kan detta illustreras med en utbudskurva – där den tekniska potentialen kombineras med antagen kostnad, och rangordnas från billigaste till dyraste resurs.

Inom ramen för projektet FlexAbility har utbudskurvor för upp- och nedreglering tagits fram. Det ska emellertid noteras att många av de ekonomiska antagandena är förenklade, vilket gör att resultatet ska ses som en indikation snarare än exakta ekonomiska värden.

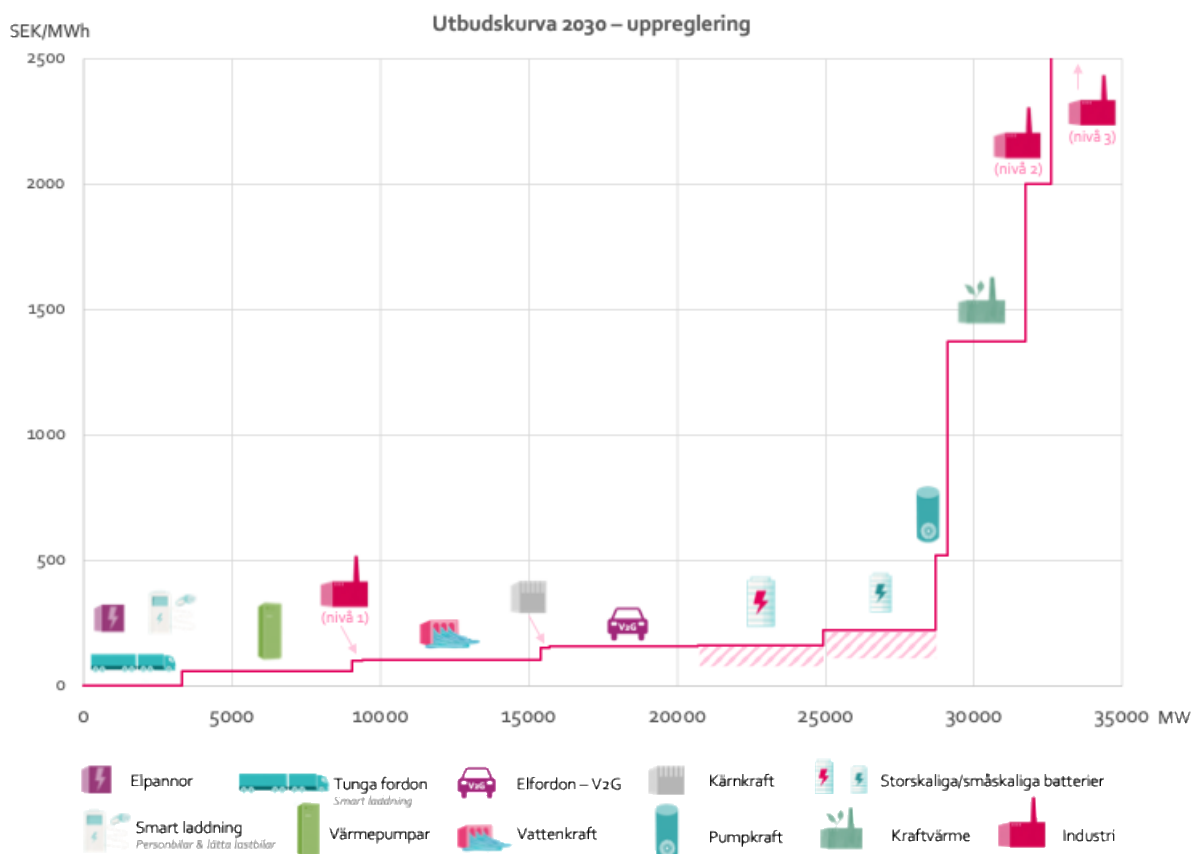
Tabell 7 visar en sammanställning av de marginalkostnader som använts i analysen. Motiveringar till resultatet finns i respektive avsnitt för de studerade flexibilitetsresurserna.

Nedreglering			Uppreglering		
Resurs	Marginalkostnad (SEK/MWh)		Resurs	Marginalkostnad (SEK/MWh)	
Vattenkraft	-450		Vattenkraft	103	
Kärnkraft	-450		Kärnkraft	153 (varav bränsle 43)	
Kraftvärme	-450		Kraftvärme	1 372 (varav bränsle 1 152)	
Vindkraft	0				
Solkraft – park	0		Elfordon – lätta	0	
Solkraft – villa	0		Elfordon – tunga	0	
Elfordon – lätta	0		Elfordon – V2G	94	
Värmepumpar	58		Värmepumpar	58	
Pumpkraft	520		Pumpkraft	520	
Elpannor	1 264		Elpannor	0	
Batterier – storskaliga	82 (låg)	163 (hög)	Batterier – storskaliga	82 (låg)	163 (hög)
Batterier – småskaliga	111 (låg)	223 (hög)	Batterier – småskaliga	111 (låg)	223 (hög)
			Industri (nivå 1)	100	
			Industri (nivå 2)	2 000	
			Industri (nivå 3)	4 000	

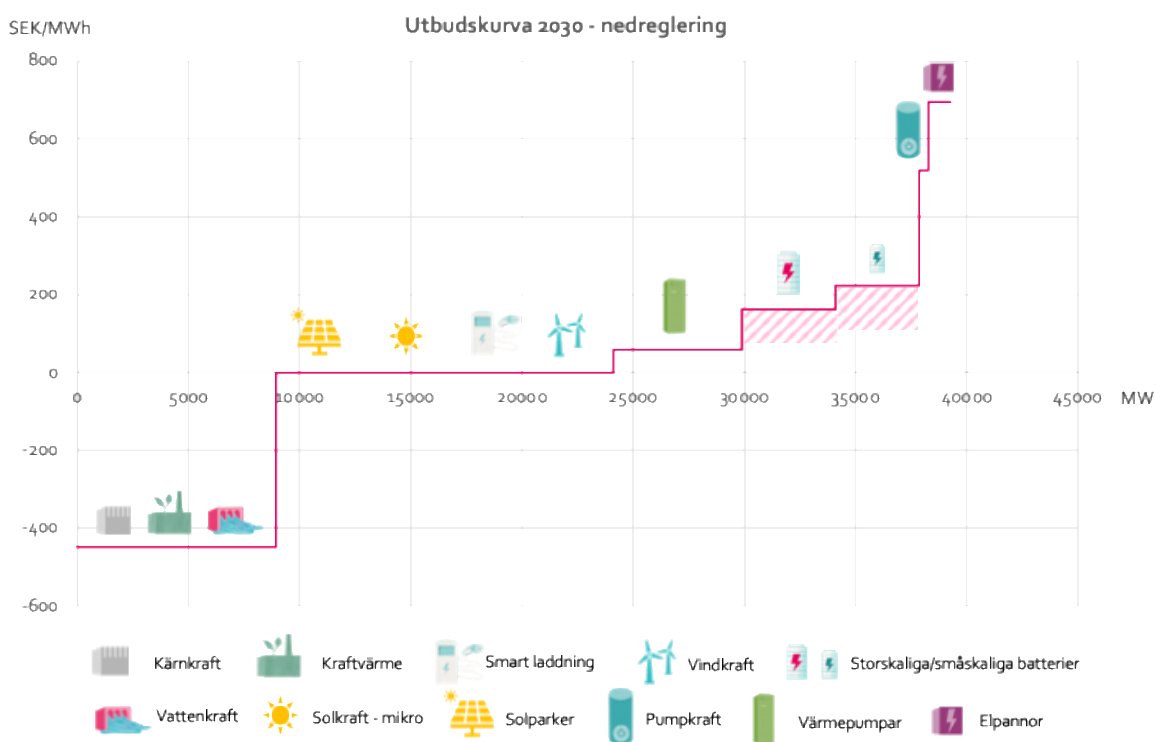
Tabell 7. Sammanställning av marginalkostnader som använts i analysen.

För upp- och nedreglering har två utbudskurvor tagits fram; dessa kan ses i Figur 17 och Figur 18. Utbudskurvorna kombinerar flexibilitetspotentialen på timnivå med de kostnader som uppskattats för varje resurs. Detta blir initialt en teoretisk bild, då flera av dessa potentialer inte finns tillgängliga samtidigt. Exempelvis är solkraftens potential som störst mitt på dagen under sommaren, medan kraftvärmens och värmepumpars potential är som störst under vinterhalvåret. Den totala potentialen, som i graferna nedan summeras till 30–40 GW, inträffar därmed inte realistiskt sett vid en och samma tidpunkt.

För att komma närmare en sann utbudskurva skulle varje flexibilitetsvolym behöva justeras utifrån de för tillfället aktuella förutsättningarna. Både tillgänglig produktionskapacitet samt vädret spelar in stort kring hur utbudskurvan faller ut för varje timme, varje år.



Figur 17. Teoretisk utbudskurva för uppreglering.



Figur 18. Teoretisk utbudskurva för nedreglering.

Slutsatser: Flexibilitetsresurser, potential och behov år 2030

Med ökad elektrifiering och en större andel variabel förnybar elproduktion ökar behovet av flexibilitet kraftigt till år 2030. Kartläggningen av flexibilitetsresurser som gjorts i denna studie visar att det finns en betydande teknisk flexibilitetspotential i resurser som redan finns i vårt elsystem, eller som kommer utvecklas till 2030. Potentialerna för resurserna finns tillgänglig vid olika tidpunkter och med olika förutsättningar, och ska därmed inte staplas på varandra. Däremot finns ett samspel mellan resursernas bidrag; om potentialerna realiserats kan flexibilitetsresurserna sammantaget täcka de svenska flexibilitetsbehov som definierats av olika aktörer till år 2030.

Investeringar i produktion, elfordon och energilager är avgörande för tillkommande flexibilitet

Det finns några övergripande förutsättningar som är avgörande för flexibilitetspotentialernas realiserbarhet. Investeringstakten i ny förnybar elproduktion såsom sol- och vindkraft, samt i energilagringstekniker, elfordon och smarta styrenheter för efterfrågefleksibilitetsresurser, utgör en avgörande förutsättning för hur mycket flexibilitet vi har tillgänglig i elsystemet år 2030. Om investeringstakten i flexibilitetsresurser bromsar in sjunker också flexibilitetspotentialen i systemet. Detta faktum är särskilt viktigt att beakta givet de många studier som fastslår att flexibilitetsbehovet ökar i elsystemet – oavsett produktionsmix^{154, 155, 156}.

Under den tvåårsperiod som projektet FlexAbility pågått har prognoserna för exempelvis sol- och vindkraftens utbyggnadstakt bromsat in eller till och med sjunkit. Detta innebär att den största tillkommande källan till flexibilitet – enligt bedömningen från denna studie – riskerar att utebli inom tidsramen för det växande flexibilitetsbehovet. För att möta framtida flexibilitetsbehov krävs därför fortsatt utbyggnad av förnybar variabel elproduktion och energilager.

Även industriprojekt har stannat av eller flyttat fram sina tidsramar – detsamma gäller utvecklingen av vätgas som möjlig flexibilitetsresurs. Detta återspeglas i de tekniska flexibilitetspotentialer för olika resurser som redovisas i denna slutrapport, jämfört med de initiala potentialer¹⁵⁷ som togs fram av Power Circle under hösten 2024, halvvägs genom projektet.

Lokala skillnader i tillgången till flexibilitet

En viktig slutsats från projektet, och studien av flexibilitetsresurserns tekniska potential, är att flexibilitet inte kan betraktas som en homogen resurs. I tillägg till att resursernas flexibilitet finns tillgänglig vid olika tidpunkter – och med olika förutsättningar gällande exempelvis responstid, uthållighet och förmåga till återupprepning och återhämtning – finns det också lokala skillnader i tillgången till flexibilitet. Detta gäller särskilt flexibilitet från produktionsresurser som kan bidra med uppreglering och effekthöjning, då det finns nätområden där lokal produktion är begränsad. För att säkerställa leveranssäkerhet i hela landet krävs det därför att flexibilitet betraktas ur ett geografiskt perspektiv, och att styrmedel för flexibilitet också tar hänsyn till lokala behov.

¹⁵⁴ Svenska kraftnät (2024), [Långsiktig marknadsanalys. Scenarier för kraftsystemets utveckling fram till 2050.](#)

¹⁵⁵ Lisa Göransson et al. (2025), [Tre elsystem som kan möta omställningen av industri- och transportsektorerna.](#)

¹⁵⁶ IVA (2025), [Elektrifieringen – så river vi barriärerna.](#)

¹⁵⁷ Power Circle (2024), [Initiala resultat: Flexibilitetspotentialer till år 2030.](#)

Kartläggning av utbud och behov av flexibilitet maximerar systemnyttan

För att strategiskt kunna använda flexibilitet till systemets behov av flexibilitetstjänster behöver tillgängliga flexibilitetsresurser – samt deras geografiska placering – kartläggas. För att strategiskt kunna använda flexibilitet som verktyg för att drifva elsystemet behöver också flexibilitetsbehov kartläggas bättre på lokal nivå. Utan god kännedom om var i nätet flexibilitet behövs, hur stort behovet är, samt vilka flexibilitetsresurser som finns tillgängliga för behovet i fråga, uppnås inte den stora resurs- och kostnadseffektiviteten och systemnyttan som flexibilitet kan utgöra.

I Energimarknadsinspektionens promemoria från 2025¹⁵⁸, som sammanställer innehållet i nätutvecklingsplanerna, framkommer det att elnätsföretagen använt sig av olika metoder för att kvantifiera flexibilitetsbehovet till sina prognoser. Vissa nätföretag uppger att de tagit hänsyn till sammanlagringseffekter i sin prognos; andra nätföretag tar inte hänsyn till sammanlagringseffekter utan redovisar i stället det totala tillkommande behovet av överföringskapacitet. Detta trots att Energimarknadsinspektionen i en rapport från 2024¹⁵⁹ bedömt att nätföretagen bör utgå från förväntad belastning i nätet med hänsyn till sammanlagringseffekter när de tar fram prognoser för behovet av överföringskapacitet i nätutvecklingsplanerna. För att kunna få en heltäckande bild av hur stort flexibilitetsbehovet blir behöver de systemansvariga nätföretagen använda sig av enhetliga metoder för att kvantifiera behovet i sina prognoser. EU-organet ACER:s framtagande av metodologi för flexibilitetsbehovuppskattning (Flexibility Needs Assessment, FNA) kan bli ett viktigt bidrag för att uppnå detta behov¹⁶⁰.

Snabb flexibilitet är tillgänglig – längre tidsskalor dröjer

På kortare tidsskalor, upp till ett dygn, finns redan idag en god flexibilitetspotential från flera olika resurser. Batterier, styrning av värmepumpar, flexibilitet från elfordon och även industriprocesser kan frigöras med rätt incitament, utan att det kräver allt för stora beteendeförändringar eller komfortpåverkan hos hushåll och företag. För hushåll är det – utöver styrning av uppvärmningssystem – främst elfordons potential som är betydande. Detta gäller inte minst V2G-lösningar, som kan ge ett unikt bidrag till behovet av uppreglering. Vid behov finns det även potential att samordna kapaciteten från stationära batterier och V2G för att aggregerat skapa uppregleringsförmåga på längre tidsskalor. Potentialen för energilagringstekniker såsom pumpkraft och vätgas, med kapacitet för vecko- eller till och med säsongsflexibilitet, dröjer dock till efter år 2030. På dessa längre tidsskalor är det därför vattenkraften som år 2030 fortsatt spelar rollen som dominerande källa till långtidsflexibilitet.

Mycket flexibilitet kan frigöras till relativt låga kostnader

Analysen över kostnaderna förknippade med flexibilitet från olika typer av flexibilitetsresurser, som lagts fram i denna delrapport, visar att kostnaderna för att frigöra flexibilitet är relativt låga för många typer av resurser. Flexibilitet är därmed inte bara en teknisk möjlighet, utan också ett verktyg för att skapa ett mer kostnadseffektivt och samhällsnyttigt elsystem. För att frigöra flexibilitetspotentialen till år 2030 behövs dock både regulatoriska och ekonomiska incitament som premierar flexibilitet som verktyg vid behov av kapacitet, systembalans och energi.

¹⁵⁸ Energimarknadsinspektionen (2025), [Sammanställning av innehållet i distributionsnätsföretagens nätutvecklingsplaner](#). Ei PM2025:03.

¹⁵⁹ Energimarknadsinspektionen (2024), [Använda och fördela outnyttjad kapacitet i elnäten](#). Ei R2024:14.

¹⁶⁰ ACER (2025), [Type and format of data and the methodology for TSOs' and DSOs' flexibility needs analysis](#).