

# Lösningar för balansering i elsystemet samt kraftvärmens förutsättningar

*- en studie om potential, utsläpp, hinder,  
incitament och styrmedel*

*Rapport framtagen av WSP på uppdrag av Naturvårdsverket och  
Energimyndigheten*

WSP Sverige AB

2021-12-17

Kund	Naturvårdsverket Besök: Virkesvägen 2, 120 30 Stockholm Tel: +46 10 7225000
Konsult	WSP Sverige AB 121 88 Stockholm-Globen Besök: Arenavägen 7 Tel: +46 10 7 225 000
Huvudförfattare	Claes af Burén, Kristin Dahlin Hedqvist, Ronja Beijer Englund, Anna Nordling
Granskare	Anna Nordling
Version	Slutrapport
Levererat datum	2021-12-17
Uppdragsnummer	10325251

## SAMMANFATTNING

Sveriges långsiktiga klimatmål är att nå netto-noll utsläpp av växthusgaser senast år 2045 och ett av sätten att nå dit förväntas vara elektrifiering. En utökad elanvändning i Sverige innebär flera stora utmaningar. De senaste åren har förväntningarna på elektrifiering ökat och flera scenarier indikerar en snabbt ökande efterfrågan på el. Det kan medföra en förändring i hur efterfrågan fördelar sig över dygn och säsonger och jämfört med idag förväntas behovet av el också ha en annan geografisk fördelning.

Föreliggande rapport avser två studier och behandlar kraftvärmens förutsättningar under normaldrift och balansering av elsystemet med låga utsläpp, där lösningar utöver kraftvärmens också inkluderas. Studien ska bidra till Naturvårdsverkets arbete med att ta fram kunskapsunderlag till senare analyser av specifika styrmedel och dess konsekvenser. Styrmedlen kan komma att ingå i myndigheternas kommande underlag till regeringens klimatpolitiska handlingsplan 2023. De bedömningar som görs i rapporten avseende potential för olika lösningar, betydande hinder och behov av styrmedel, är WSP:s bedömningar.

Kraftvärmeverk kan producera el och fjärrvärme resurseffektivt. De är styrbara, kan komplettera icke-planerbar kraftproduktion och ge ett mer robust elsystem där aktörer kan våga elektrifiera, men förutsättningarna för kraftvärmeproduktion kan ha försämrats.

Balansering av elsystemet kan betraktas som ett brett begrepp men hanterar framför allt den effektproblematik som uppstår i elsystemet, särskilt under topplasttimmar. Detta kan förstärkas i ett system med hög andel icke-planerbar elproduktion, med stor variabilitet. Olika typer av lösningar för balansering fungerar bra för att hantera effektproblematik vid olika tidsperspektiv.

WSP:s metod för genomförandet av studien har i stora drag varit kvalitativ, med en informationsinsamling som analyserats för att kort beskriva tänkbara styrmedel, regelverk, metoder och mekanismer för att övervinna de hinder som presenterats samt stärka de incitament som saknas.

Kraftvärme kan utgöra en del av ett hållbart energisystem, både nationellt och lokalt. Utöver kraftvärmens roll som el- och värmeproducent finns ett antal andra samhällsnyttor kraftvärme kan bidra med, bland annat resurseffektiv hantering av ej återvinnbart avfall, tillvaratagande av spillvärme, produktion av biodrivmedel och biokol samt produktion av ånga till industrin. Flera studier har visat att kraftvärmens framtid är osäker och att det finns en risk att den installerade kraftvärmeeffekten kommer att minska. Detta är något som även bekräftas i flera av de intervjuer som WSP genomfört under hösten 2021. Vissa respondenter anger att situationen till och med försämrats genom införandet av nya skatter.

Lokalt kan kraftvärmens existens vara extra viktig för effektbalansen. Fallstudier på kraftvärmens betydelse för Stockholms län, Västra Götalands län och Uppsala län visar detta. I Stockholm län och Uppsala län fyller kraftvärme en viktig roll för att motverka den effektproblematik som råder. Ett problem som Västra Götalands län idag inte upplever i samma utsträckning.

I ett hypotetiskt scenario där inga nya kraftvärmeinvesteringar görs förväntas kraftvärmens ersättas med en stor andel vindkraft. Den minskade planerbarheten förväntas även leda till ett ökat importberoende av fossil el.

Lösningar för balansering av elsystemet presenteras och bedömningar av potentialen till 2040 och utsläppen har gjorts av WSP. Den potential som WSP bedömt som trolig för respektive lösning för balansering ges i tabellen nedan. Färgerna avser hur väl lösningen lämpar sig för frekvensreglering, överskott av el och topplast i elsystemet.

Balanseringslösning	Potential	Frekvensregl.	Överskott	Topplast
Efterfrågeflexibilitet – hushåll	2–7 GW			
Efterfrågeflexibilitet – service, fastigheter, lokaler	0,5 GW			
Efterfrågeflexibilitet – V2G/G2V	2,3 - 11 GW			
Efterfrågeflexibilitet – industri	1,4 - 2,4 GW			
Vattenkraft	4 - 8 GW			
Pumpvattenkraft	0,1 - 0,46 GW			
Batterilager	0,5 - 1,1 GW			
Kraftvärme anslutna till fjärrvärmesystemet	0,63 - 1,5 GW			
Småskalig kraftvärme (ORC)	0,087 GW			
Industriellt mottryck	≤0,34 GW			
Gasturbiner	5 - 7 GW			
Kondenskraftverk	0,7 GW			
Gaskombikraftverk	≤0,26 GW			
Import och export	1 - 7 GW			

#### Förklaring:

 = Fungerar inte bra

 = Fungerar väl

 = Fungerar

 = Fungerar väldigt väl

För att ge förslag till styrmedel har WSP bedömt om de identifierade hindren föranleder behov av styrmedel. Styrmedel ska vara verkningsfulla, kostnadseffektiva och genomförbara, parametrar som WSP gjort en första ansats till att analysera. De styrmedel som WSP bedömer relevanta för att undanröja hinder och stärka incitament för utveckling av kraftvärme samt olika lösningar för balansering av elsystemet sammanfattas kort i tabellen nedan.

Styrmedel för kraftvärme vid normaldrift	Avser kraftslag/flexresurs
Politisk långsiktighet	Kraftvärme
Fjärrvärmefrämjande byggregler	Kraftvärme, Efterfrågeflexibilitet.
Fler elprisområden	Kraftvärme, Förnybara/fossilfria planerbara kraftslag, Efterfrågeflexibilitet
Förändrad avfallsbeskattning	Kraftvärme
Likriktning för avfallsförbränning från EU ETS	Kraftvärme
Förändrad skatt på bioolja	Kraftvärme
Ökad kväveoxidavgift	Kraftvärme
Styrmedel för balanseringslösningar	Avser kraftslag/flexresurs
Översyn av skatten på el (elskatt) <b>Inkludera V2G i undantag för skatt på el</b>	Efterfrågeflex
Inkludera V2G i undantag för skatt på el	Efterfrågeflex
Ställ krav på investeringsstöd/ subvention att inkludera V2G, och ge möjlighet till skattesubvention för styrutrustning som möjliggör efterfrågeflexibilitet	Efterfrågeflex
Effektprämie	Planerbara kraftslag, inklusive kraftvärme
Kapacitetsmarknad	Fossilfria/förnybara och planerbara kraftslag, inklusive kraftvärme
Tydliggöra kommunens/ regionens roll och öka lokal involvering i balansering av elsystemet	Energilager, nätutbyggnad Fossilfria/förnybara och planerbara kraftslag, Efterfrågeflex
Stödinsatser för kartläggning, sanering och projektering av platser lämpliga för lagring	Pumpvattenkraft, värmelager, kraftvärme

\*V2G står för *vehicle-to-grid* och innebär att elbilsbatterier bidrar med flexibilitet till elnätet genom att leverera in el i nätet

### **Styrmedel för kraftvärm**

*Politisk långsiktighet* är en mekanism överordnad övriga styrmedel och beroende på politiska signaler påverkas effektiviteten hos övriga styrmedel. Styrmedlet är viktigt för att investeringar i effektivare och miljövänligare tekniker ska genomföras.

*Fjärrvärmefrämjande byggregler* kan öka efterfrågan på fjärrvärme. Kombinerat med något av de styrmedlen som främjar planerbar eller lokal elproduktion med förnybara eller fossilfria bränslen – *Fler elprisområden*, *Effektpremie* eller *Kapacitetsmarknad* – kan incitamenten till att investera i kraftvärme (eller annan planerbar elproduktion) öka. Dessa är relativt omfattande åtgärder, men kan ge stora incitament för kraftvärme.

Behovet av *Förändrad avfallsbeskattning* finns då skatten inte ger önskad effekt (om ökad återvinning) utan istället endast blivit en utgift för kraftvärmeverk och avfallsleverantörer. En *Likriktning för avfallsförbränning från EU ETS* hade främjat svenska kraftvärmeverks konkurrenskraft ur ett europeiskt perspektiv.

*Förändrad skatt på bioolja* hade, om genomförbart enligt EU:s statsstödsregler, förenklat kraftvärmesektorns utfasning av fossila bränslen, och därmed bidragit till minskade utsläpp. En annan metod för att minska kraftvärmens utsläpp är *Ökad kväveoxidavgift*. Styrmedlet finns redan och är uppskattat utav kraftvärmebranschen. En ökning av avgiften förväntas ge ytterligare incitament till utsläppminskande investeringar.

### **Styrmedel för balansering av elsystemet**

De två styrmedlen *Inkludera V2G i undantag för skatt på el* och *Ställ krav på investeringsstöd/subvention att inkludera V2G, och ge möjlighet till skattesubvention för styrutrustning som möjliggör efterfrågefleksibilitet* är styrmedel som stärker incitamenten och mildrar hindren för att delta med efterfrågefleksibilitet genom V2G.

Att *Tydliggöra kommunens/regionens roll och öka lokal involvering i balansering av elsystemet* är ett styrmedel som WSP bedömer bör kunna implementeras inom en snar framtid, särskilt avseende informationsinsatser och upprättande av forum på lokal och regional nivå.

*Översyn av skatten på el* är däremot ett styrmedel som WSP bedömer behöver utredas vidare för önskad effekt. En reducerad skatt kan ha stora effekter på priser för slutanvändaren och därmed dess användning, men det finns flera mål att ta hänsyn till för denna.

*Stödinsatser för kartläggning, sanering och projektering av platser lämpliga för lagring* är ett styrmedel som WSP bedömer inte bör genomföras i dagsläget då det behövs fler utredningar innan en sådan åtgärd bör premieras, samt att det inte finns stöd i litteratur att power-to-heat med värmelager är en lösning som bör premieras.

WSP bedömer att både införande av *Kapacitetsmarknad* och *Effektpremie* bör utredas vidare för att, utan ett större importberoende eller risk för kapacitetsbrist, möjliggöra balansering av elsystemet med låga utsläpp till 2040.

# INNEHÅLL

<b>1</b>	<b>INLEDNING</b>	<b>9</b>
1.1	SYFTE OCH MÅL	9
1.2	METOD	10
1.3	RAPPORTENS DISPOSITION OCH LÄSGUIDE	12
<b>2</b>	<b>DET SVENSKA ELSYSTEMET</b>	<b>13</b>
2.1	KRAFTSLAG OCH ELPRODUKTION	13
2.2	PLANERBARA VS ICKE-PLANERBARA KRAFTSLAG	14
2.3	ELMARKNAD OCH KAPACITETSPROBLEMATIK	14
2.4	LÖSNINGAR FÖR BALANSERING AV ELSYSTEMET	16
2.4.1	Olika tidsperspektiv på balansering av elsystemet	17
2.4.2	Reglering via Svenska kraftnät (Svk) inom timmen	18
<b>3</b>	<b>DEN SVENSKA KRAFTVÄRMEN</b>	<b>22</b>
3.1	KRAFTVÄRMENS BETYDELSE FÖR ENERGISYSTEMET	22
3.1.1	Kraftvärmens samhällsnytta	22
3.1.2	Kraftvärmens osäkra framtid	23
3.1.3	Drivande faktorer för kraftvärme	24
3.1.4	Industriellt mottryck	26
3.1.5	Lägre framledningstemperatur	26
3.2	KRAFTVÄRMENS BETYDELSE FÖR EFFEKTBALANSEN	26
3.2.1	Fallstudie: Stockholms län	27
3.2.2	Fallstudie Västra Götalands län	30
3.2.3	Fallstudie Uppsala län	32
3.2.4	Hypotetiskt fall: Inga nya kraftvärmeinvesteringar	34
<b>4</b>	<b>HINDER OCH INCITAMENT FÖR KRAFTVÄRME OCH LÖSNINGAR FÖR BALANSERING</b>	<b>37</b>
4.1	HINDER FÖR KRAFTVÄRMEN VID NORMALDRIFT	39
4.1.1	Politiskt klimat	39
4.1.2	Minskat värmeunderlag från fastighetssektorn	41
4.1.3	Skatt för avfallsförbränning	43
4.1.4	Avskaffad skattebefrielse för vissa biobränslen	44
4.1.5	Ökad konkurrens om biobränslen	45
4.1.6	Avfallsförbränning inom EU ETS	47
4.2	INCITAMENT FÖR KRAFTVÄRME VID NORMALDRIFT	49
4.2.1	Otillräckliga incitament till elproduktion	49
4.2.2	Kostnad för rökgasreningstekniker	51
4.2.3	Kväveoxidavgiften ger inte tillräckliga incitament	52
4.2.4	Kostnad för bränslebyte	53
4.2.5	Stöd till andra förnybara kraftslag	54
4.3	HINDER FÖR BALANSERINGSLÖSNINGAR	55
4.3.1	Återvändande last skapar svårhanterliga effekttoppar	55

4.3.2	Marknad för frekvensreglering passar inte industrin	56
4.3.3	Serviceverksamheter saknar ofta rådighet över elanvändningen	57
4.3.4	Omprovning av svensk vattenkraft	58
4.3.5	Målkonflikt vid skydd av ekologiska värden	59
4.3.6	Otydligheter kring reglering av energilager och otillräcklig marknad	60
4.3.7	Låg grad av kompatibilitet för V2G	62
4.3.8	Låg effektivitet för power-to-gas-to- power	62
4.3.9	Markkonflikter	63
4.3.10	Långa tillståndsprocesser för elnätsutbyggnad	65
4.3.11	Osäkerhet om elpriser och drifttider	66
4.3.12	Förutsätter geografiskt lämplig plats	68
4.4	INCITAMENT FÖR BALANSERINGSLÖSNINGAR	69
4.4.1	Risk för leveransförseningar	69
4.4.2	Svaga incitament för power-to-heat	70
4.4.3	Bristande kunskap, förståelse och intresse för efterfrågefleksibilitet hos elanvändare	71
4.4.4	Dålig avkastning för deltagande med efterfrågefleksibilitet för hushåll och industri	72
4.4.5	Svaga incitament för utbyggnad och uppgradering av vattenkraft	75
4.4.6	Saknas långsiktigt ansvar för investering i topplastproduktion	77
4.4.7	Oodynamisk prissättning på el	78
4.4.8	Intäktsregleringen ger svaga incitament att investera i flexibilitet	81

## 5 POTENTIAL OCH UTSLÄPP FÖR BALANSERINGSLÖSNINGAR TILL 2040 83

5.1	METOD FÖR BEDÖMNING AV POTENTIAL OCH UTSLÄPP	84
5.1.1	Metod för bedömning av olika lösningars roll för balansering till 2040	84
5.1.2	Hur vätgasens potential inkluderas i bedömningen	85
5.1.3	Hur värmelager och power-to-heat inkluderas i bedömningen	85
5.1.4	Reservkraft inkluderas inte	85
5.1.5	Sammanfattning av potentialbedömning	85
5.1.6	Metod för beräkning av utsläpp från förbränningsanläggningar	86
5.1.7	Metod för beräkning av utsläppsminskning för balanseringslösningar utan direkta utsläpp	86
5.2	EFTERFRÅGEFLEXIBILITET	87
5.2.1	Efterfrågefleksibilitet i hushåll	88
5.2.2	Efterfrågefleksibilitet hos service, fastigheter och lokaler	90
5.2.3	Efterfrågefleksibilitet inom lastförflyttning via V2G/G2V	92
5.2.4	Efterfrågefleksibilitet inom industrin	94
5.3	VATTENKRAFT	96
5.4	PUMPVATTENKRAFT	98
5.5	BATTERILAGER	100
5.6	KRAFTVÄRME	103
5.6.1	Kraftvärme anslutna till fjärrvärmesystemet	104
5.6.2	Småskalig kraftvärme (ORC)	106
5.6.3	Industriellt mottryck	107
5.7	GASTURBINER	108

5.8	KONDENSKRAFTVERK	110
5.9	GASKOMBIKRAFTVERK	112
5.10	IMPORT OCH EXPORT	113
5.11	SYSTEMÖVERGRIPANDE ÅTGÄRDER	118
5.11.1	Elnätsutbyggnad	118
5.11.2	Energi- och eleffekteffektivisering	118
5.11.3	Minskad variabilitet hos sol och vind	119
<b>6</b>	<b>POTENTIELLA STYRMEDEL FÖR KRAFTVÄRME OCH BALANSERINGSLÖSNINGAR</b>	<b>120</b>
6.1	UTGÅNGSPUNKTER FÖR ANALYS AV STYRMEDEL	120
6.1.1	Syfte och mål med åtgärder för främjande	120
6.1.2	Analys av hinder	120
6.1.3	Allmänna styrmedelskriterier	120
6.1.4	Utsläpp	121
6.2	BETYDANDE HINDER I BEHOV AV ÅTGÄRD	121
6.3	HINDER UTAN ÅTGÄRD	124
6.4	STYRMEDEL FÖR KRAFTVÄRME VID NORMALDRIFT	125
6.4.1	Politisk långsiktighet	125
6.4.2	Fjärrvärmefrämjande byggregler	126
6.4.3	Fler elprisområden	128
6.4.4	Förändrad avfallsbeskattning	130
6.4.5	Likriktning för avfallsförbränning från EU ETS	131
6.4.6	Ökad kväveoxidavgift	133
6.4.7	Förändrad skatt på bioolja	134
6.5	STYRMEDEL FÖR BALANSERINGSLÖSNINGAR	135
6.5.1	Översyn av skatten på el (elskatt)	135
6.5.2	Inkludera V2G i undantag för skatt på el	137
6.5.3	Ställ krav på investeringsstöd/ subvention att inkludera V2G, och ge möjlighet till skattesubvention för styrutrustning som möjliggör efterfrågeflexibilitet	139
6.5.4	Tydliggöra kommunens/ regionens roll och öka lokal involvering i balansering av elsystemet	141
6.5.5	Stödinsatser för kartläggning, sanering och projektering av platser lämpliga för lagring	143
6.5.6	Effektpremie	145
6.5.7	Kapacitetsmarknad	148
<b>7</b>	<b>SLUTSATSER</b>	<b>150</b>
7.1	STYRMEDELSANALYSEN	151
7.1.1	Styrmedel för kraftvärme vid normaldrift	152
7.1.2	Styrmedel för balanseringslösningar	152
<b>8</b>	<b>REFERENSER</b>	<b>154</b>



# 1 INLEDNING

Sveriges långsiktiga klimatmål är att nå netto-noll utsläpp av växthusgaser senast år 2045. Både i Fossilfritt Sveriges färdplaner och i Naturvårdsverkets underlag till regeringens klimathandlingsplan har elektrifiering lyfts fram som en viktig åtgärd på vägen mot målet (Fossilfritt Sverige, 2020; Naturvårdsverket, 2019).

En utökad elanvändning i Sverige innebär flera stora utmaningar. Såväl produktion som distribution av fossilfri el behöver säkras. De senaste åren har förväntningarna på elektrifiering ökat och flera scenarier indikerar en ökad efterfrågan på el på relativt kort tid. Det kan medföra en förändring i hur efterfrågan fördelar sig över dygn och säsong, och jämfört med idag kan behovet av el också få en annan geografisk fördelning.

Kraftvärmeverk kan producera el och fjärrvärme resurseffektivt. De är styrbara, kan komplettera icke-planerbar kraftproduktion och ge ett mer robust elsystem där aktörer vågar elektrifiera. Förutsättningarna för kraftvärmeproduktion kan dock ha försämrats.

WSP har fått i uppdrag av Naturvårdsverket att utföra fyra delstudier, där det för föreliggande studie avser kraftvärmens förutsättningar vid normaldrift (Delstudie 1) samt balansering av elsystemet med låga utsläpp där även andra kraftslag än kraftvärmens inkluderas (Delstudie 3). Studien ska bidra till Naturvårdsverkets arbete med att ta fram kunskapsunderlag till senare analyser av specifika styrmedel och dess konsekvenser. Bedömningar som görs i rapporten är WSP:s bedömningar. Föreliggande rapport redovisar två av fyra delstudier. Utöver denna rapport ingår följande två rapporter i WSPs uppdrag:

- Delstudie 2 - Mot lägre temperaturer i befintliga fjärrvärmesystem – en studie om hinder, incitament och styrmedel
- Delstudie 4 - Lägre utsläpp från fjärrvärmens topplast och reserv – en studie om hinder, incitament och styrmedel

## 1.1 SYFTE OCH MÅL

Det övergripande syftet med samtliga delstudier är att ta fram kunskapsunderlag till senare analyser av specifika styrmedel och dess konsekvenser. Styrmedlen kan komma att ingå i myndigheternas kommande underlag till regeringens klimatpolitiska handlingsplan 2023.

### **Övergripande frågeställningar för kraftvärmens normaldrift**

Kraftvärmeanläggningar kan genom kraftvärmeproduktion samtidigt producera el och fjärrvärme, eller el och ånga, eller annan värme till industriprocesser. Följande övergripande frågor belyses i rapporten:

- Vilka faktorer har störst betydelse för kommande investeringar och drift av befintliga och nya biobränsleeldade och avfallseldade kraftvärmeanläggningar?
- Vilka planer har ägarna?
- Hur skulle uteblivna kraftvärmeinvesteringar påverka effektbalansen i några regionala och lokala elsystem?
- Kan kraftvärmeanläggningar och kraftvärmeproduktion behöva främjas genom förändrad offentlig styrning på nationell, regional eller lokal nivå?
- Hur skulle det kunna premieras, att kraftvärmeproduktionen är tillgänglig, styrbar och kan balansera intermitterande elproduktion?
- Vilka hinder finns och vilka incitament saknas för kraftvärmeproduktion för att öka elproduktionen genom investeringar eller driftförändringar i en kraftvärmeanläggning om

fjärrvärmesystemets framledningstemperatur skulle vara lägre, och för att minska utsläppen av kväveoxider (NO<sub>x</sub>) och partiklar?

- Ett hypotetiskt fall ska belysas där inga nya kraftvärmeinvesteringar sker och kraftvärmeproduktionen successivt fasas ut.

### Övergripande frågeställningar för balansering av elsystemet med låga utsläpp

- Hur stor roll kan olika balanseringslösningar få för balansering i Sveriges elsystem 2040? (ungefärligt intervall eller rangordning för total effekt)
- Ungefär hur stora årliga utsläpp av växthusgaser och luftföroreningar (NO<sub>x</sub> och partiklar) kan dessa orsaka 2040?
- Vilka hinder finns och vilka incitament saknas för de mest "fördelaktiga balanseringslösningarna" sett till utsläpp?
- Vad finns för tänkbara styrmedel, regelverk, metoder och mekanismer för att övervinna hinder och stärka incitament för fördelaktiga balanseringslösningar?
- Bör planerbara kraftslags bidrag till elsystemet värdesättas bättre och hur skulle olika systemstöd tjänster kunna prissättas?

## 1.2 METOD

WSPs metod och genomförandeplan för uppdraget har utgått från syfte och målsättning med studien. Metod för genomförandet av studien har i stora drag varit kvalitativ, med en informationsinsamling som delats upp i två delar. Dels har en initial litteraturstudie genomförts, dels en kompletterande intervjustudie.

Litteraturstudien baserades främst på rapporter och artiklar från myndigheter, intresseorganisationer, forskningsinstitut och vetenskapliga rapporter. Litteratursök har genomförts gemensamt mellan WSP och Naturvårdsverket/Energimyndigheten.

Intervjustudien genomfördes med sakkunniga inom energiområdet (branschföreningar, myndigheter, anläggningsägare, universitet och konsulter), projektmedlemmar i aktuella pågående projekt samt rapportförfattare för delar av den litteraturstudien som genomfördes.

För att besvara frågorna *"Vilka planer har ägarna?"* och *"Vilka faktorer har störst betydelse för kommande investeringar och drift av befintliga och nya biobränsleeldade och avfallseldade kraftvärmeanläggningar?"* har fokus legat på att först sammanfatta vad litteraturen säger om detta, särskilt de enkätundersökningar som tidigare genomförts av Energiföretagen Sverige (2018) samt av Profu (2021). Förutom sammanfattning av befintlig litteratur har djupintervjuer genomförts med ägare för kraftvärmeanläggningar för att undersöka om planerna har förändrats, hur de har förändrats samt varför. Djupintervjuer har också genomförts för att komplettera befintlig litteratur gällande *hinder som finns och incitament som saknas* för kraftvärmeproduktion, *befintliga och formuleringen av nya styrmedel* på området samt hur detta kan relateras till *utsläppen av växthusgaser, NO<sub>x</sub> och partiklar*.

Frågeställningarna *"Hur skulle uteblivna kraftvärmeinvesteringar påverka effektbalansen i några regionala och lokala elsystem?"* och *"Hur kan separat el- och värmeproduktion i kraftvärmeanläggningar bidra till eller försvåra balansering?"* har besvarats genom att utgå från fallstudier på Stockholms, Uppsala samt Västra Götalands län. Slutligen har ett hypotetiskt fall belysts där *"inga nya kraftvärmeinvesteringar sker och kraftvärmeproduktionen succesivt fasas ut"* i det hypotetiska fallet har det även beskrivits hur ett sådant fall *"påverkar de totala utsläppen av växthusgaser och luftföroreningar (NO<sub>x</sub>, partiklar) i Sverige samt hur utsläppen förändras per enhet el och fjärrvärme till år 2040."* Den hypotetiska fallstudien har främst baserats på rapporten Heltäckande bedömning av potentialen för uppvärmning och kylning (Energimyndigheten, 2020).

För att söka hinder för olika balanseringslösningar eller incitament som saknas har en omfattande studie av litteratur från branschorganisationer, myndigheter och forskningsprojekt genomförts, för att säkerställa en grundlighet i de hinder som presenteras. Samtliga intervjuer har också använts för att fånga upp ytterligare hinder från branschen.

För att med ett ungefärligt intervall eller rangordning sammanfatta hur stor roll (trolig potential i GW) olika balanseringslösningar kan få för balansering i Sveriges elsystem 2040 har en omfattande litteraturstudie genomförts av litteratur från branschorganisationer, myndigheter och forskningsprojekt. I de fall som förtydligande har behövts har intervjuer genomförts med rapportförfattarna. Den potential som WSP anser är trolig till 2040 baseras på litteratur om den tekniska potentialen, en bedömning av storleken på hinder för de olika lösningarna samt utlåtande från experter vid intervjuer avseende lösningens troliga potential. WSP har inom ramen för föreliggande uppdrag inte gjort någon djupare analys av den troliga potentialen. Beräkningar av utsläpp utifrån bedömda potentialer baseras på en studie från IVL från 2021 (Mawsley & Nilsson, 2021)

WSP har sedan kort beskrivit tänkbara styrmedel, regelverk, metoder och mekanismer för att övervinna de hinder som presenterats samt stärka de incitament som saknas. Enstaka intervjuer har genomförts enbart i syfte att diskutera tänkbara styrmedel, regelverk, metoder och mekanismer för att övervinna dessa hinder och stärka incitament.

WSP har genomfört intervjuer med ett 20-tal aktörer vilka har representerat Energiföretagen, Mälarenergi, Stockholm Exergi, Svebio, Vattenfall, RISE, Alingsås Energi, Göteborg Energi, KTH, Karlstad el- och stadsnät, DNV, Svenska kraftnät (Svk), NEPP, Skogsindustrierna, Uppsala universitet, Energimarknadsinspektionen, SSAB och IVA. I de fall då uppgifter från intervjuer direkt har refererats till i rapporten så återfinns dessa i litteraturlistan förutom för en aktör då sekretess önskas.

### **WSP:s bedömningar**

Elsystemet har en komplex struktur med en mängd aktörer och intressen. Inte sällan är dessa intressen motstridiga, vilket kräver noga avväganden av myndigheter och operatörer för att säkerställa ett effektivt utfall av olika insatser. Balansering av elsystemet blir allt mer viktigt i ett system där både produktions- och användarmönster blir mindre förutsägbara. Att bedöma potentialen för olika lösningar för balansering av elsystemet är komplicerat och både aktörers intressen och marknadsmekanismer påverkar detta i hög utsträckning. WSP har i föreliggande rapport gjort en ansats att bedöma och kvantifiera potentialen för resurser som bedömts som mest relevanta till 2040, en bedömning som bör ses som **trolig**. Ytterligare analyser behövs för att fördjupa kunskapen kring möjliga åtgärder som kan bidra till lägre utsläpp från balansering av elsystemet.

Kraftvärme kan utgöra en bidragande faktor i ett balanserat elsystem och hållbart energisystem. I denna rapport har därför kraftvärmens förutsättningar och betydelse utvärderats i syfte att användas som underlag för vidare analys.

För att rekommendera styrmedel som bör utredas vidare har avgörande hinder analyserats, där styrmedel syftar till att mildra dessa. Bedömningar av styrmedelsbehov som görs i rapporten är WSP:s och baseras på analys av befintlig litteratur och intervjuer med sakkunniga inom området. Bedömningarna är gjorda utifrån rådande kunskapsläge och bör ses som ett perspektiv på möjliga åtgärder i ett komplext område där en mängd intressen och mekanismer behöver beaktas.

### 1.3 RAPPORTENS DISPOSITION OCH LÄSGUIDE

Varje kapitel har en översiktlig inledning som förklarar vad som behandlas. Nedan görs en övergripande genomgång av kapitlens innehåll.

**Kapitel 2** ger en introduktion till det svenska elsystemet, kapacitetsproblemen och förklaring av olika typer av lösningar för balansering av elsystemet.

**Kapitel 3** visar på kraftvärmens betydelse för energisystemet genom att beskriva dess samhällsnytta, drivande faktorer och osäkra framtid. Kraftvärmens betydelse för effektbalansen beskrivs genom fallstudier och ett hypotetiskt fall.

**Kapitel 4** handlar om hinder och incitament för kraftvärme vid normaldrift och för balanseringslösningar. För varje hinder eller incitament finns information om vilken aktör som påverkas, vilken geografisk utbredning hindret har och vilket kraftslag eller resurs som påverkas, sedan följer ett förtydligande av hindret eller incitamentet.

Balanseringslösningarnas roll och utsläpp 2040 redovisas i **Kapitel 5**, som börjar med metoden som använts för bedömning av potential och utsläpp. Kapitlet är sedan uppdelat på de olika balanseringslösningarna, där varje lösnings roll, potential och utsläpp beskrivs.

**Kapitel 6** beskriver styrmedel för att avhjälpa hinder eller stärka incitament som identifierats i kapitel 4. Det är uppdelat efter styrmedel för kraftvärme vid normaldrift respektive styrmedel för balanseringslösningar. För varje styrmedel finns ett förtydligande och en beskrivning om det är verkningsfullt, genomförbart och kostnadseffektivt.

I **kapitel 7** ges WSP:s slutsatser där bland annat potentiella styrmedel från kapitel 6 bedöms ur aspekterna: verkningsfullt, kostnad och genomförbarhet.

## 2 DET SVENSKA ELSYSTEMET

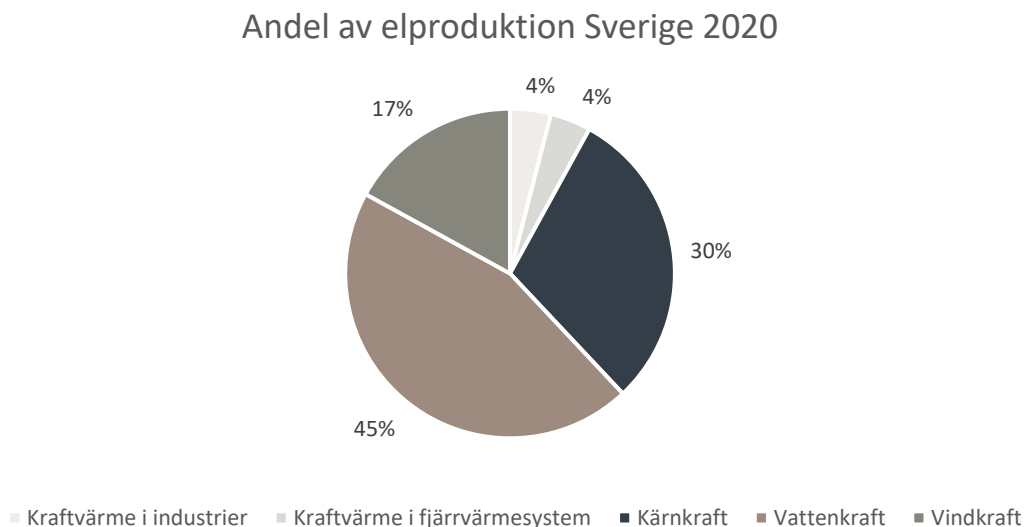
Ett välfungerande svenskt elsystem är en förutsättning för att uppnå Sveriges högt ställda mål om klimatneutralitet till 2045 samt en 100% förnybar elproduktion till 2040. I det här kapitlet ges en översikt av nuläget och hur det svenska elsystemet är uppbyggt.

### 2.1 KRAFTSLAG OCH ELPRODUKTION

Den svenska elproduktionen år 2020 uppgick till 159 TWh. Detta var en minskning med 4 TWh från år 2019, vilket motsvarar cirka 3%. Nettoexporten uppgick år 2020 till 25 TWh, vilket var en minskning med 4 % från föregående år. Till följd av utbyggnaden av vindkraft och gynnsamma vindförhållanden producerades 39 % mer el från vindkraft jämfört med 2019 och elproduktion från vindkraft uppgick till 17 % av den totala elproduktionen (Energimyndigheten, 2021b).

Gemensamt för bland annat kraftvärmen och kärnkraft är att värme ger upphov till att vatten gör ett fasskifte från flytande form till ånga som förs genom en turbin som roterar och genererar el. Kraftvärmeverk producerar el och värme för fjärrvärme på samma gång. Den totala fjärrvärmeleveransen år 2019 var enligt statistik från Energiföretagen Sverige strax över 50 TWh (Energiföretagen, 2021). Inom industrin används ofta egna kraftvärmeanläggningar som förutom el även producerar processånga. Dessa typer av anläggningar kallas för mottrycksanläggningar. Kraftvärmen använder främst biomassa och avfall som bränsle, men även en viss andel eldningsolja och torv. Kärnkraften använder kärnbränsle som genom atomklyvning under kontrollerade former ger upphov till värme.

I Figur 1 visas andelarna av den svenska elproduktionen för 2020. Värt att notera är att el genererad från solkraft ej finns med i figuren då andelen är marginell i förhållande till övriga kraftslag. Energiföretagen Sverige uppskattar att produktionen av solkraft uppgick till 1,0 TWh år 2020, vilket är strax över 0,6 % av den totala produktionen.



**Figur 1. Svensk elproduktion 2020, med en total elproduktion på 159 TWh. Solkraft ingår inte då andelen är för liten i förhållande till de övriga kraftslagen (Energimyndigheten, 2021b).**

## 2.2 PLANERBARA VS ICKE-PLANERBARA KRAFTSLAG

Den kraft som produceras i det svenska elsystemet idag kan kategoriseras utifrån *planerbarhet* och *förnybarhet*. Här innebär *planerbarhet* att elproduktionen kan anpassas efter externa behov. Exempel på planerbara kraftslag är kraftvärme, vattenkraft och kärnkraft. Andelen icke-planerbara kraftslag är ökande i det svenska elsystemet. Exempel på icke-planerbara kraftslag är vindkraft och solkraft. I begreppet förnybar el ingår vindkraft, solkraft, vattenkraft och kraftvärme. Kraftvärme kan beroende på bränsle vara både förnybar och icke-förnybar då det förekommer användning av biomassa i kraftvärmeverk (förnybart bränsle), såväl som torv, fossila bränslen och fossilbaserat avfall (icke-förnybart bränsle).

Det svenska elsystemet innehåller en växande del av förnybara och icke-planerbara kraftslag. Vindkraften ökade signifikant under 2020 och utgjorde nästan en femtedel av den totala elproduktionen. Jämfört med 2019 har nätanslutna solcellsanläggningar ökat med 400 MW vilket motsvarar en ökning med 56 %. Detta innebär en total installerad effekt om 1 GW år 2020 (Energimyndigheten, 2021b).

## 2.3 ELMARKNAD OCH KAPACITETSPROBLEMATIK

I en energiomställning med allt större andel väderberoende kraftproduktion blir planerbarheten reducerad. Detta innebär en elproduktionsmix som är mindre förutsägbar då kontrollen över produktionen minskar.

### Energimarknadens funktion

Elgrossistmarknaden är Nordpools spotmarknad, där elen handlas mellan större elkunder, producenter och elhandlare. Det kan generellt ses som det pris som elen i sig kostar och utöver detta tillkommer skatter och avgifter som användarna sedan betalar (Energimarknadsinspektionen, 2016).

Balansmarknad avser de stödtjänster eller reserver som Svk tillhandahåller för att leverera balanskraft i systemet. På balansmarknaden handlas automatiska och manuella reserver som Svk kan använda för att balansera händelser i elnätet (Energimarknadsinspektionen, 2016). De olika stödtjänsterna har olika krav avseende hur snabbt och länge de kan användas, vilka beskrivs i avsnitt 2.4.2.

### Energy-only

I Norden är elmarknaden grundad på *energy-only principen*. Denna innebär att elproducenter får betalt för den el de producerar och konsumenterna betalar för den el de förbrukar. Denna utformning av elmarknad har bedömts som kostnadseffektiv, men en av nackdelarna är att det inte finns ett tak på elpriset.

Detta har, påverkat av energiomställningen, redan visats genom relativt stora variationer i det svenska elpriset. Nivåerna har nått så lågt som till negativa elpriser när fulla vattenmagasin sammanfallit med fördelaktiga vindförhållanden. Under hösten 2021 har elpriset nått nya rekord i Sverige och Europa som upplevt ogynnsamma vindförhållandena under en längre period. Prissättningen påverkas av flertalet faktorer, både inhemska faktorer och faktorer i andra europeiska länder eftersom Sverige ökat sin sammankoppling med resten av Europas elsystem. Då priset på fossila bränslen ökat – inte minst naturgas – har detta medfört ökade kostnader för elproduktion på kontinenten (som har större andel naturgasberoende kraftproduktion) vilket också påverkat Sverige genom sammankopplingen med kontinenten. De höga priserna på fossila bränslen beror bland annat på begränsat utbud på grund av pandemin (covid-19) och att efterfrågan nu ökar i snabb takt med den ekonomiska återhämtningen, torka som medfört lägre elproduktion från vattenkraft, minskad produktion av naturgas och ett ökat pris på utsläppsrätter. De inhemska förutsättningarna med begränsad transmissionskapaciteten från norr till söder har också bidragit till att priserna inte kunnat jämnas ut i större utsträckning. Då Sverige har en stor andel kraftproduktion förlagd i landets norra delar (elområde SE1 och SE2) bedöms en ökad överföringskapacitet krävas för att motverka stora prisvariationer. Detta förstärks också av att relativt stor mängd (planerbar) kärnkraftsproduktion försvunnit i södra Sverige, vilket ytterligare förstärker

behovet av överföringskapacitet. Ytterligare en faktor med viss påverkan är att den svenska efterfrågan visat sig vara relativt oelastiskt, då kunderna inte i hög utsträckning reagerar på prissignaler. Detta hade annars kunnat lindra belastningen under ansträngda timmar i viss mån (Energimarknadsinspektionen, 2021c).

### Kapacitetsmekanismer

Det finns länder som upplever att denna typ av marknad inte är tillräcklig för att upprätthålla kapaciteten i kritiska anläggningar (Holmberg & Tangerås, 2020). Kapacitetsmarknader, som är vanliga i USA, och (strategiska) effektreserver, som är vanliga inom EU och finns i Sverige, är två olika typer av kapacitetsmekanismer. Skillnaden mellan mekanismerna är att på en kapacitetsmarknad får all kapacitet på marknaden kapacitetsbetalningar medan effektreserver enbart handlas upp för att täcka elunderskott som uppstår på marknaden. Detta resulterar i att kapacitetsbetalningar endast betalas till en mindre del av anläggningarna (Holmberg & Tangerås, 2020). I Sverige är det enbart effektreserven som erhåller kapacitetsbetalning från Svk.

De anläggningar som tjänar mest på att ingå som effektreserv är anläggningar med höga rörliga kostnader och låg utnyttjandegrad, exempelvis termisk toppkraft (kondenskraftverk, gasturbiner). För dessa anläggningar blir det också relativt enkelt att definiera och mäta tillförlitlig kapacitet för effektreserven. Kraftslag med låga rörliga kostnader verkar på elmarknaden utanför effektreserven vilket försvårar möjligheten att definiera dess tillgänglighet som effektreserv. Även lastreduktion kan användas som effektreserv, men för detta krävs att storleken på reduktionen mäts korrekt, vilket är en utmaning idag (Holmberg & Tangerås, 2020). Till vintern 2019/2020 upphandlade Svk 190 MW lastreduktion från industrisektorn till effektreserven (Sweco, 2020). I dag kan effektreserven aktiveras på dagen-före-marknaden om utbudet av elproduktion inte kan möta efterfrågan. I framtiden, med anledning av reglerna i Elmarknadsförordningen (se faktaruta nedan: Föreslagna ändringar i lagen om effektreserven) kommer effektreserven endast kunna aktiveras om Svk riskerar att utnyttja samtliga bud på balansmarknaden (Svenska kraftnät, 2021).

#### **Effektreserven i Sverige idag**

Lagen om effektreserv gäller till 16 mars 2025 och effektreserven ska vara tillgänglig under perioden 16 november – 15 mars, dvs. den period då det förväntas att det tillfälligt kan uppstå situationer när prognosen för elförbrukningen överstiger tillgänglig produktion och import av el.

Historiskt har Svk i förväg ingått avtal med ex. elproducenter om att ställa ytterligare produktionskapacitet till förfogande samt avtal om minskad elförbrukning (lastreduktion). Föreslagna ändringar (se nedan) i lagen innebär begränsad möjlighet för Svk att kontraktera effekt utöver redan tecknade avtal.

Svk ger en fast ersättning för effektresurserna enligt ingått avtal, och vid aktivering betalas rörlig ersättning. Den fasta ersättningen fördelas på balansansvariga företags förbrukning exklusive nätförluster i koncessionspliktiga nät, vilket innebär att kostnaderna fördelas på kundkollektivet i slutändan. Vid behov av aktivering läggs effektreserven in på Nord Pools spotmarknad av Svk vilket gör att effektreserven deltar på samma sätt som övriga marknadsaktörer. Idag finns ett pristak på 3 000 EUR/MWh (cirka 30 kr per kWh) på Nord Pools spotmarknad. (Svenska kraftnät, 2020b)

För en kapacitetsmarknad behöver samtliga kraftslags tillförlitliga kapacitet definieras. En potentiell fördel med att upphandla en mindre volym som i en effektreserv är att det relativt stora utbudet av lämplig kapacitet borde borga för god konkurrens i upphandlingen. Mer om kapacitetsmarknad/effektreserv beskrivs i avsnitt 6.5.7.

### Föreslagna ändringar i lagen om effektreserven

Med anledning av artikel 21 och 22 i Elmarknadsförordningen (Europaparlamentet, 2019) föreslås ändringar och förtydligande i lagen om effektreserven i Ei:s rapport *Ren energi för alla inom EU* (Energimarknadsinspektionen, 2019):

- Förtydligande om att den systemansvariga myndigheten endast som sista utväg och för att undanröja resurstillräcklighetsproblem, får säkerställa att en effektreserv finns tillgänglig.
- Ändring så att effektreserven även kan skapas genom att den systemansvariga myndigheten ingår avtal med en ägare av energilagringsanläggning om att ställa ytterligare kapacitet till förfogande.
- Begränsning om att en anläggning som ingår i effektreserven inte samtidigt får erhålla ersättning från grossistmarknaden för el och delta på balansmarknaden.
- Begränsning om att en anläggning som ingår i effektreserven inte samtidigt får delta på elmarknaden.
- Införs en bestämmelse om att en anläggning för produktion av el, som tagits i drift senast den 4 juli 2019 och har utsläpp på mer än 550 g koldioxid från fossilt bränsle per kWh producerad el, inte får ingå i effektreserven.
- Införs en bestämmelse om att från och med den 1 juli 2025 får en anläggning för produktion av el som har tagits i drift före den 4 juli 2019 och har utsläpp på mer än 550 g koldioxid från fossilt bränsle per kWh el och mer än 350 kg koldioxid från fossilt bränsle i genomsnitt årligen per installerad kW inte ingå i effektreserven.

## 2.4 LÖSNINGAR FÖR BALANSERING AV ELSYSTEMET

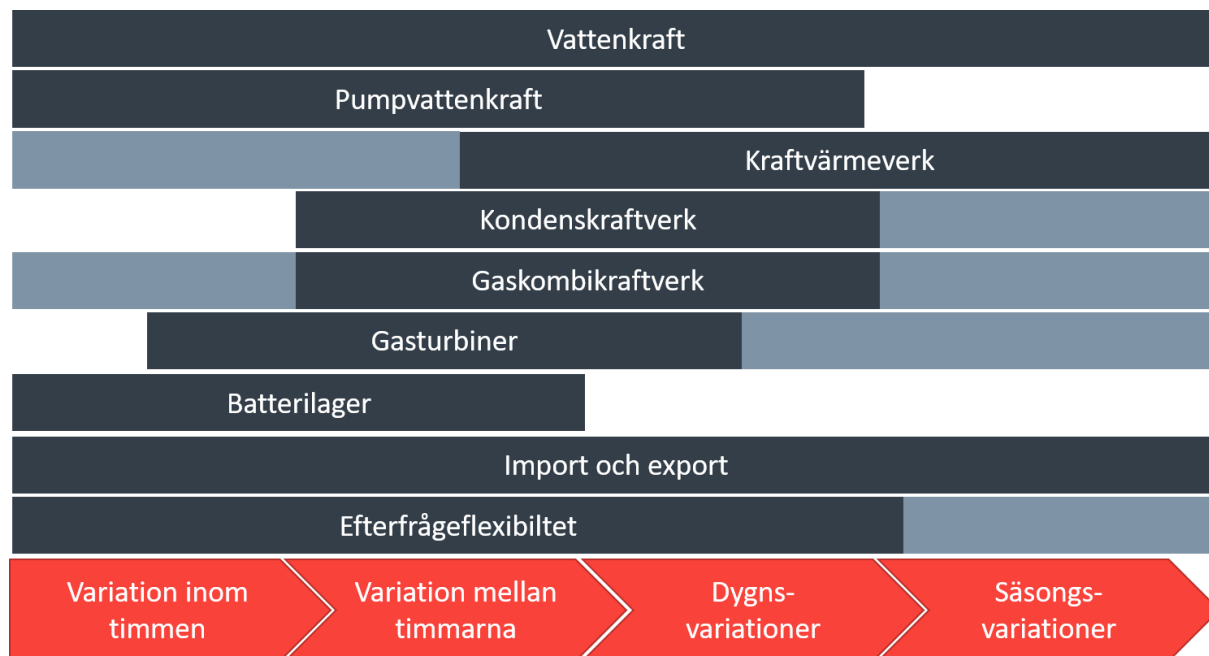
Balansering av elsystemet kan betraktas som ett brett begrepp och samlar flera av de utmaningar som det svenska elsystemet står inför i framtiden. Balansering definieras av Svk som alla de åtgärder och processer som systemansvariga använder för att säkerställa att systemfrekvensen hålls inom sitt stabilitetsområde och att nödvändiga reserver finns, inom alla tidsramar. Dessa situationer kan förstärkas i ett system med hög andel icke-planerbar produktion, då de har en stor variabilitet mellan hög och låg produktion och detta behöver hanteras i systemet.

För att möta utmaningarna behövs resurser för flexibilitet i systemet. Historiskt har variationerna i systemet varit relativt förutsägbara och flexibilitetspotentialen hos vattenkraften kunnat utnyttjas för att möta dessa, men givet mer icke-planerbar produktion och utfasning av kärnkraften behövs mer flexibilitet. I rapporten *Nordic Grid Development Perspective 2021* konstateras att effektbalansen i de nordiska länderna kommer att försämrats fram till 2040, där antalet timmar med negativ effektbalans kommer att öka från <1 % 2030 till 8 % 2040 i Sverige som följd av bland annat den ökade elanvändningen. (Statnett, Fingrid, Energinet, Svenska kraftnät, 2021) En hög grad av efterfrågefleksibilitet (vilket Svk definierar som förflyttning eller förändring av elanvändning över tid till följd av höga elpriser) skulle minska denna negativa effektbalans. I sin senaste systemutvecklingsplan (Svenska kraftnät, 2021) presenterar Svk en analys av fyra olika långtidsscenarioer där olika grad av flexibilitet inkluderas. I två av de fyra scenarierna skulle en mycket hög grad av flexibilitet kunna hantera hela den negativa effektbalansen, medans det i två av de fyra scenarierna fortfarande skulle vara en sämre situation 2040 än idag (2021). Om effektbalansen i Sverige är negativ har Svk att välja mellan att motsvarande effektbehov täcks med import från elområden utanför Sverige, och om detta inte är möjligt återstår förbrukningsfrånkoppling. Mer om Svk:s fyra långtidsscenarioerna i avsnitt 5, samt om utfallet från Svk:s analyser över importbehovet i avsnitt 5.10.



### 2.4.1 Olika tidsperspektiv på balansering av elsystemet

Olika typer av lösningar för balansering fungerar bra vid olika tidsperspektiv. I Figur 2 ges en förenklad bild av några olika åtgärders användbarhet för olika situationer. Svarta staplar avser potentialen för lösningen idag, gråblå stapel avser adderade möjligheter som börjat realiseras men som WSP bedömer är troliga till 2040.



Figur 2. Lösningar för balansering av elsystemet utifrån olika tidsperspektiv. Bilden är en bearbetning av WSP utifrån (Mawsley & Nilsson, 2021) samt egna analyser. Svarta staplar avser potentialen för lösningen idag, gråblå stapel avser WSP:s bedömning av adderad möjlighet till 2040.

#### Variation inom timmen och mellan timmarna

Topplasttimmen är den timme under vintern när behovet av el är som störst och måste mötas av motsvarande effekt. Statistik från Svk indikerar en topplast om ca 26 000 MWh/h vilket under en kort period kan översättas till effektbehov (26 000 MW). (Svenska kraftnät, 2021d)

Även i det mycket korta perspektivet behövs resurser för att kunna reglera (frekvensreglering) variationer som intermittent produktion medför och att hantera den kontinuerliga frekvenshållningen, vilket principiellt kräver reglerförmåga i resten av systemet. (NEPP, 2018)

#### Dygnsvariationer

Även under och mellan dygnet behövs en balansering mellan användning och produktion. Denna är generellt planerbar eftersom det dels finns en regelbundenhet i mönstret i användningen, dels för att vädret inom dygnet kan förutses väl och därmed också tillrinningen (vattenkraft).

Vattenkraften planerar sin produktion för detta under dygnet men planeringen över veckor och säsong påverkar också förmågan att kunna leverera denna produktion. (Energimyndigheten, 2014a)

Typiskt varierar elanvändningen under veckan enligt ett mönster. Detta öppnar för att veckoplanera (dvs. flera dygn) för att balansera utbud och efterfrågan av el. Vanligtvis används vattenkraften för denna typ av balansering och då utnyttjas inte bara magasinerna utan ofta reservoarer längre ned i älvarna. (Ca 6 000 MWh/h används för denna reglering) (Energimyndigheten, 2014a). Vindkraftens variationer sker både inom timmen men variationer finns dessutom över flera dygn, där vattenkraften idag spelar en viktig roll för att hantera dessa. (NEPP, 2016) Flera andra lösningar finns också tillgängliga för detta (Figur 2) som bedöms få en viktigare roll i framtiden. (Svenska kraftnät, 2021c)

För de längre tidsperioderna är Svk inte explicit inblandade utan samspelet mellan producenter och användare skapar förutsättningen för denna. (Energimyndigheten, 2014a)

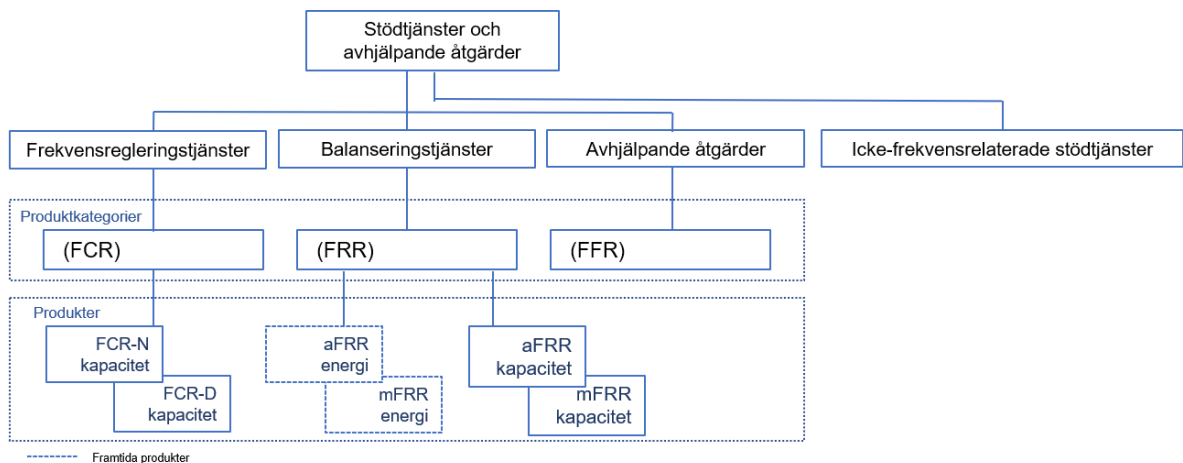
#### Säsongsvariationer

Det finns strukturella obalanser i systemet över året, då större produktion av intermittent kraft sker under sommaren. Generellt kan vattenkraften utnyttja de vattenmagasin de har, vilket öppnar för att lagra vatten från de perioder när tillrinningen är stor – typiskt under vårfloeden. Detta kan senare användas då efterfrågan på el är större. Vanligtvis finns de stora magasinerna i övre delen av kraftproducerande älvar. Lagringskapaciteten i dessa är ca 30 TWh och ca 8 000 MWh/h används för denna reglering. (Energimyndigheten, 2014a)

#### Överskott

En period med låg efterfrågan på el kombinerat med en hög produktion leder till ett överskott som behöver hanteras. Principiellt behöver då exportkapaciteten utnyttjas och även möjligheter till efterfrågefleksibilitet genom att öka förbrukningen. (NEPP, 2018)

**2.4.2 Reglering via Svenska kraftnät (Svk) inom timmen** Svk ansvarar för att det finns tillräckliga reserver av aktiv och reaktiv effekt i syfte att hålla systemet inom driftsäkerhetsgränserna, där aktiv effekt är aktuellt för balansering. För den aktiva effekten anskaffar Svk stödtjänster i form av fördefinierade produkter. Stödtjänster är enligt elmarknadsdirektivet något som behövs för driften av ett överförings- eller distributionssystem, och inbegriper balansering och icke-frekvensrelaterade stödtjänster. Se Figur 3 för en översikt av hur frekvensrelaterade stödtjänster används för olika behov, samt Figur 4 som sammanfattar minsta specifika parametrar/krav för desamma.



- FCR-N** *Frekvensstyrd Normaldriftsreserv. Vid mindre obalanser mellan elanvändning och produktion aktiveras FCR-N och hanterar frekvensstörningar på +/-0,1 Hz.*
- FCR-D** *Vid driftstörningar i systemet som ger upphov till frekvensfall under 49.90 Hz aktiveras FCR-D. Denna stødtjänst är tänkt att leverera när ex. en stor transmissionsledning eller produktion inte kan leverera kraft.*
- aFRR/mFRR** *I tillägg till FCR-N och FCR-D finns två störningsreserver som har i uppgift att återställa systemet till normaldrift vid störning. aFRR som aktiveras automatiskt och mFRR som aktiveras manuellt på begäran av Svk.*
- FFR** *Slutligen finns FFR som fungerar som ett komplement till FCR-D som jämförelsevis har en lägre aktiveringstid. FFR implementerades 2020 och har som funktion att hantera snabba frekvensförändringar, vilket kan uppstå vid låga nivåer av rotationsenergi. I dagsläget är behovet av FFR som högst under sommarmånaderna, då elkonsumenterna är lägre och kraftanläggningar som bidrar med rotationsenergi minskar sin produktion. När rotationsenergin är låg i systemet minskar frekvensen snabbare vid avvikelser i kraftbalansen. I dagens kraftsystem ökar andelen intermittent elproduktion samtidigt som kraftproduktion med rotationsenergi minskar, vilket ger FFR en betydelsefull roll.*

**Figur 3. Översikt av hur stødtjänster kan användas för olika behov. Icke-frekvensrelaterade stødtjänster specificeras inte ytterligare då det är frekvensrelaterade stødtjänster som är aktuellt för balansering av elsystemet. Bilden är en bearbetning av WSP. (Svenska kraftnät, 2021), (Aktörsportalen, 2021)**

	FCR-N	FCR-D	αFRR	mFRR	FFR
<b>Minsta budstorlek</b>	0.1	0.1	5	10 (5 i SE4)	0.1
<b>Aktivering</b>	Automatisk vid frekvensavvikelse inom intervallet 49.90 - 50.10 Hz	Automatisk vid frekvensavvikelse under 49.90 Hz	Automatiskt via central styrsignal när frekvensen avviker från 50.00 Hz under de timmar reserven upphandlas	Manuellt efter begäran från Svenska Kraftnät	Automatisk
<b>Aktiveringstid</b>	63% inom 60s och 100% inom 3 min	50% inom 5s och 100% inom 30s	100% inom 120s	Inom 15 min	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 0,7 sekunder om aktivering vid 49,5 Hz</li> <li>• 1,0 sekunder om aktivering vid 49,6 Hz</li> <li>• 1,3 sekunder om aktivering vid 49,7 Hz</li> </ul>
<b>Volymkrav</b>	Ca 240 MW för Sverige	Ca 570 MW för Sverige	Ca 140 MW i Sverige	10 MW (5 MW i SE4)	Ca 70 MW i Sverige
<b>Generella krav</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Godkänd förkvalificering</li> <li>• Realtidsmätning</li> <li>• Elektronisk kommunikation</li> <li>• Uthållighet</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Godkänd förkvalificering</li> <li>• Realtidsmätning</li> <li>• Elektronisk kommunikation</li> <li>• Uthållighet</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Godkänd förkvalificering</li> <li>• Realtidsmätning</li> <li>• Elektronisk kommunikation</li> <li>• Uthållighet</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Godkänd förkvalificering</li> <li>• Realtidsmätning</li> <li>• Elektronisk kommunikation</li> <li>• Uthållighet</li> </ul>	
<b>Övrigt</b>	Symmetrisk produkt som ska klara att reglera upp och ned				

*mFRR har idag volymkrav på 10 MW i elområde 1–3 och 5 MW i SE4 men i januari 2021 startade dessutom Svk en pilotstudie där gränsen för mFRR sänks till 1 MW. Piloten gäller enbart nya anläggningar som inte sedan tidigare deltagit på reglerkraftmarknaden men tidplanen för piloten beräknas fortgå till det att budgränsen ändras till 1 MW för alla bud. (Svenska kraftnät, 2020a)*

**Figur 4. Översikt av specifika parametrar/krav för olika stödtjänster hos Svk.**

### Svk:s arbete med frekvensrelaterade stödtjänster

För att kunna hantera driftstörningar som stabiliserar överfrekvens kommer Svk implementera en ny stödtjänst FCR-D Ned - denna lanseras vid årsskiftet 2021/2022 som en förebyggande åtgärd. Då fler och större HVDC-förbindelser tas i bruk i Norden måste eventuella störningar på sådana ledningar kunna hanteras. Ett sådant fel kan jämföras med att en stor elanvändare frångöps, vilket vanligtvis hanteras genom att antingen öka användningen eller minska produktionen. En enhet på FCR-D Ned ska då kunna aktivera 50 % inom fem sekunder och 100 % inom 30 sekunder. Aktiveringen kommer att ske i frekvensintervallet 50.1 – 50.5Hz. Svk har föreslagit en utformning av FCR-D nedreglering som Ei godkände i november 2020.

Under 2021 har Svk tagit hjälp av externa forskare för att genomföra fördjupade analyser av alternativ marknadsdesign främst avseende FCR-N-marknaden.

Inom systemdriften finns ett antal olika stödtjänster och avhjälpande åtgärder som bidrar till tillståndet avseende frekvens och balansering. Svk arbetar sedan ett antal år med stödtjänster för balansering som upphandlas på marknadsmässiga grunder. Inom detta arbetar Svk kontinuerligt med att utveckla och tydliggöra tekniska krav för existerande stödtjänster såväl som att utveckla nya. Det kan exempelvis nämnas att Svk avser gå över till marginalprissättning för FCR-N och FCR-D och arbetar med utveckling av stödtjänster för snabb frekvensreglering (som de understryker bör ske tillsammans med övriga nordiska systemoperatörer). Övergången till marginalprissättning för FCR-D och FCR-N förväntas ske under 2024. Syftet med att övergången sker en bit framåt i tid uppger Svk är dels för att ge nya aktörer möjlighet att komma in på marknaden, dels att skapa förutsättningar för att arbeta med andra åtgärder för att förbättra konkurrensen och öka utbudet. Att övergå från en prissättningsmetod med *betalning enligt bud* till *marginalprissättning* kan initialt leda till att anskaffningskostnaderna för

Svk ökar med cirka 20 % - givet dagens höga marknadskoncentration - men kan motverkas med nya marknadsaktörer och ökad konkurrens. (Svenska kraftnät, 2021e)

Svk avser också att påbörja ett arbete med ökad transparens avseende behovet av stödtjänster och avhjälpande åtgärder i överföringssystemet på 1–5 års sikt, genom att ta fram och publicera prognoser. Svk ingår också i det större samarbetsprojektet *Nordic Balancing Model (NBM)* som utvecklar en nordisk balanseringsmodell för att säkerställa leveranssäkerheten vid en förväntad övergång till mer förnybar energi, fler förbindelser mellan länder och förändrade förbrukarmönster. (Svenska kraftnät, 2021b)

Samtliga aktörer som kan uppfylla de tekniska kraven (se Figur 4) får delta på reglerkraftmarknaden för stödtjänster. I Figur 5 listas vilken typ av teknisk lösning som i dagsläget används och ett framtida perspektiv över tekniska lösningar som har potential till en större påverkan för varje enskild stödtjänst.

	FCR-N	FCR-D	aFRR	mFRR	FFR
<b>Aktörer som kan kvalificera sig till att leverera</b>	Främst vattenkraft men på sikt även: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Serverhallar</li> <li>• Energilager i fastigheter</li> <li>• Elbilsladdare</li> <li>• Förbrukningsflexibilitet</li> </ul>	Främst vattenkraft men på sikt även: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Serverhallar</li> <li>• Energilager i fastigheter</li> <li>• Elbilsladdare</li> <li>• Förbrukningsflexibilitet</li> </ul>	Främst vattenkraft	• Främst vattenkraft, lite vindkraft och gasturbiner	Främst batterier och elpannor* men på sikt även: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Serverhallar</li> <li>• Energilager i fastigheter</li> <li>• Elbilsladdare</li> </ul>

\*FFR introducerades 2020 varav batterier och elpannor representerade teknikerna på marknaden första året.

**Figur 5. Aktörer som kan kvalificera sig till att delta på Svk:s reglerkraftmarknad för stödtjänster sett till de tekniska krav som ges i Figur 4.**

### Svk:s arbete med icke frekvensrelaterade stödtjänster

Svk konstaterar att prissättningen för icke frekvensrelaterade stödtjänster bör utformas så att den uppmuntrar till effektiva och ändamålsenliga investeringar i anläggningar som kan bidra med dessa förmågor samt ge incitament till effektiv allokering av befintliga resurser i driftskedet, med hänsyn till dess alternativkostnader. Svk har tänkt att införa en icke frekvensrelaterad stödtjänst för spänningsreglering, vilket presenteras i deras rapport om hur stödtjänster kan utformas i ett energisystem under förändring. Denna skall enligt plan ha administrativt fastställd ersättning, vilket Svk bedömer är lämpligt om incitament skall ges till existerande leverantörer, vilket Svk ser som ett ändamålsenligt första steg för dessa tjänster. Ersättningen utgår från Svk:s alternativkostnad för egna åtgärder, och marknaden bestämmer sedan tillgänglig volym. Detta kan skapa osäkerheter kring vilka volymer som kan levereras, men bedöms av Svk kunna minska med att nå överenskommelser i drift och nyttjandeavtal.

I ett forskningsprojekt om systemtjänster för kraftsystemet i elområde 4 har Region Skåne och Energiforsk uppskattat storleken på marknaden för icke frekvensrelaterade stödtjänster. Rapporten som benämns *Att kvantifiera storleken på marknaden för icke frekvensrelaterade stödtjänster* som släpptes 30 november 2021. (Nilsson, 2021)

## 3 DEN SVENSKA KRAFTVÄRMEN

Kraftvärme är en viktig del av det svenska energisystemet. Utöver kraftvärmens roll som el- och värmeproducent finns ett antal andra samhällsnyttor kraftvärmens kan bidra med. I det här kapitlet belyses kraftvärmens roll och betydelse, både nationellt och regionalt.

### Vad är kraftvärme?

I ett kraftvärmeverk produceras både el och värme genom förbränning. Flera olika bränslen kan användas; exempelvis avfall, biobränslen och fossila bränslen. Kraftvärmeverk finns utspritt över hela landet, ofta i anslutning till fjärrvärmenät. Kraftvärmeverk som inte alltid är fjärrvärmeanslutna kan exempelvis vara kraftvärme inom industrin (även kallat industriellt mottryck).

### 3.1 KRAFTVÄRMENS BETYDELSE FÖR ENERGISYSTEMET

Kraftvärmens roll kan vara en del av det förnybara elsystemet, både nationellt och regionalt. Kraftvärmens producerade exempelvis 41% av effekten i Sverige under topplasttimmen år 2019 (Sandoff & Williamsson, 2020). Vidare är en stor del av den fjärrvärmebaserade kraftvärmens (72 % av total installerad effekt) placerad inom elprisområde 3 som förväntas stå inför stora utmaningar med tillgänglig effekt framöver. År 2020 bestod bränslet till fjärrvärmen av 59% återvunnen energi, 39% biobränslen, 1% övrigt samt 1% fossilt. Inkluderat i återvunnen energi är bland annat avfall, rökgaskondensering, spillvärme från industri och returträflis. Totalt består den återvunna energin av cirka 50% biogent och resten fossilt (Khodayari, 2021).

Lokalt kan kraftvärmens existens vara viktig för effektbalansen. I exempelvis storstadsregionerna Stockholm, Malmö eller Uppsala där effektbalansen redan är ansträngd kan lokala kraftvärmearläggningar ha en avgörande roll för att hantera problematiken med tillgänglig effekt (Sköldberg, et al., 2020). Kraftvärmens kan även bidra i form av ö-driftsförmåga och är därmed en viktig del av den snabba pågående återuppbyggnaden av totalförsvaret och civilförsvaret. Mer om lokal effektproblematik finns under *3.2 Kraftvärmens betydelse för effektbalansen*.

En omfattande elektrifiering av industri- eller transportsektorn, alternativt en tidigare avveckling av de kvarstående kärnkraftreaktorerna kommer öka behovet av planerbar elproduktion. Vidare kan framtidens nordeuropeiska elproduktion kännetecknas av hög variabilitet, vilket ytterligare ökar värdet av kraftvärmens systemnytta (Sköldberg, et al., 2020).

**3.1.1 Kraftvärmens samhällsnytta** Utöver kraftvärmens roll som el- och värmeproducent finns ett antal andra samhällsnyttor kraftvärmens kan bidra med.

Kraftvärme utgör en viktig del av den svenska fjärrvärmeproduktionen. Utöver att leverera värme till ungefär 50% av de svenska byggnaderna (Sköldberg, et al., 2020) möjliggör det svenska fjärrvärmesystemet för tillvaratagande på spillvärme. Spillvärme är en biprodukt från exempelvis industrier och som annars hade gått förlorad.

En stor andel av bränslet i svenska kraftvärmeverk utgörs av avfall. 2020 utgjorde avfall 45% av de bränslen som används för kraftvärmeproduktion (Statistiska centralbyrån, 2020). Totalt förbrändes 2,24 miljoner ton kommunalt avfall för energiåtervinning år 2020 (Avfall Sverige, 2021). En tredjedel av restavfallet i dagens soppsäker består av förpackningar och bör materialåtervinnas (Avfall Sverige, 2011). Även med ökad materialåtervinning finns det dock en del av detta avfall som inte kan materialåtervinnas eller återvinnas biologiskt, exempelvis nersmutsade och heterogena produkter. För den andel som inte kan återvinnas är energiåtervinning genom förbränning det resurseffektivaste alternativet enligt avfallstrappan. Kraftvärmeverk kan således bidra till en resurseffektiv hantering av

det avfall som produceras. Dessutom importeras avfall från delar av Europa med sämre möjligheter att ta vara på avfallet resurseffektivt. Risken finns att avfallet annars deponeras (Profu, 2020).

Genom att använda bio-CCS (carbon capture and storage) i kraftvärmeverk där biobränslen förbränns kan negativa utsläpps fås, eftersom mer koldioxid fångas in än som släppts ut under bränslets livscykel. Detta kan enligt Energiföretagen Sverige bli nödvändigt om Sverige ska nå netto-noll utsläpp 2045. Bio-CCS kan då kompensera för sektorer som inte ännu hunnit bli utsläppsfria. En annan möjlighet är att producera biokol från biomassa under hög värme. Biokolen kan användas som jordförbättrare för växtlighet, samtidigt som den binder koldioxid som annars gått ut till atmosfären (Energiföretagen Sverige, 2017).

Det kan i sammanhanget nämnas att regeringen i december 2021 beslutat om att införa ett driftsstöd för bio-CCS. Energimyndigheten ska ansvara för detta driftsstöd och utbetalningarna ska fördelas enligt principen om omvänd auktion, där aktörer lämnar in bud på koldioxid som kan fångas in och kostnaden för detta. En första sådan är planerad till slutet av 2022 (Regeringskansliet, 2021d).

Biodrivmedel kan producerats genom pyrolys; nedbrytning av biomassa med minimal syretillförsel och hög temperatur. Karlstad Energi och Bioshare har på kraftvärmeverket Heden i Karlstad undersökt om biodrivmedel kan tillverkas i deras befintliga pannor. Pyrolys av trädbränsle bildar gas som kan användas för eldnings, drivmedel till transporter eller flygbränsle. Undersökningen pågår till hösten 2022. En anläggning för pyrolys kommer byggas i anslutning till kraftvärmeverket om projektet ger bra resultat (Ajaxson, 2021). Biodrivmedel kan sedan användas för att möjliggöra omställningen till en grön transportsektor.

Även askan som bildas kan tas tillvara på. Från förbränning av biobränslen kan en del av askan användas för näring till växter, eftersom vissa delar av askan innehåller grundämnen med positiva effekter för växtlighet. Skellefteå Kraft har också kommit fram till att askan kan användas vid vägbyggen och som skydd av deponier (Skellefteå Kraft, u.d.). Upp till 50% av askan från kraftvärme kan användas i byggsektorn för olika jordarbeten eller för att fylla upp gruvor (Fortum, u.d.).

Industrisektorn kan dra nytta av kraftvärmedriften och det finns flera möjliga sektorkopplingar. Ett exempel på koppling mellan kraftvärme och industri är den påbörjade ångledningen mellan Kraftringens fossilfria kraftvärmeverk och Nordic Sugars sockerbruk i Örtofta. Ånga som inte utnyttjas i kraftvärmeverket överförs till industrin, där den används istället för fossil gas. Ångan beräknas täcka ungefär 25% av brukets energianvändning. Ledningen kommer tas i drift hösten 2022 (Kraftringen, 2021).

Kraftvärme kan även bidra med andra systemtjänster till elsystemet, ett exempel är frekvenshållning där kraftvärme bidrar med svängmassa. Det innebär en reglering vid förändringar i frekvensen. Under sommaren då kraftvärmeverken ofta är avställda av ekonomiska skäl kan de köras för att erbjuda svängmassa till elsystemet. För att öka resurseffektiviteten när kraftvärmeverken körs på sommaren kan överskottsvärmen lagras och användas under vintern (Profu, 2020).

**3.1.2 Kraftvärmens osäkra framtid** Flera studier har visat att kraftvärmens framtid är osäker och att det finns en risk att den installerade kraftvärmeeffekten kommer att minska framgent.

Profu genomförde en enkätstudie år 2018 på 73 företag med värmeleveranser över 100 GWh där kraftvärmens framtid kartlagdes. I studien förväntades andelen kraftvärme minska med 200 – 400 MW (installerad effekt) till år 2030, då förutsättningarna för kraftvärmeinvesteringar inte bedömdes tillräckligt goda (Profu, 2021).

En studie som branschorganisationen Energiföretagen Sverige genomförde 2018 visade att drygt en tredjedel av dagens produktion hotas av nedläggning de närmsta åren (1 500 MW). De anläggningar som är aktuella i detta fall beskrivs som främst anläggningar byggda mellan åren från mitten på 1990-talet till mitten av 2000-talet (Energiföretagen Sverige, 2018). Detta då de kräver investeringar för fortsatt drift, vilket tidigare beskrivs av (Sandoff & Williamsson, 2020) som potentiellt olönsamt för

ägarna. Flera aktörer som Vattenfall och Stockholm Exergi har ställt sig tveksamma till framtida investeringar i kraftvärme, istället undersöks investeringar i endast värmeproduktion (Energiföretagen Sverige, 2018).

I *Eleffektfrågan* (Sköldberg, et al., 2020) redovisas resultatet från en omfattande enkät där Sveriges fjärrvärmeföretag fått ge sin bild av hur kraftvärmekapaciteten kommer förändras. Enkäten genomfördes 2018. Resultatet visade att det var få satsningar på ökning av kraftvärmens kapacitet till 2030, men att kapaciteten bara kommer ligga en bit under dagens nivå. Energiföretagen Sverige och Energimyndigheten har emellertid båda beräknat en ökning av elproduktionen från kraftvärme med 1–2 TWh tills dess. NEPP uppmanar fjärrvärmeföretag att besluta om investering i nya anläggningar för att kunna täcka det ökade behovet.

Det har nu gått ett antal år sedan enkäten genomfördes, men att kraftvärmens framtid fortsatt är osäker är något som även bekräftats under intervjuer med kraftvärmeaktörer som WSP genomfört hösten 2021. Vissa av respondenterna anger att situationen till och med försämrats genom införandet av nya skatter och med dagens volatila elpriser.

**3.1.3 Drivande faktorer för kraftvärme** För att undersöka vilka faktorer som har störst påverkan på nya investeringar i kraftvärme har ett antal aktörer inom kraftvärmesektorn intervjuats. Dessa aktörer inkluderar kraftvärmeföretag och branschorganisationer. Gemensamt för samtliga intervjuobjekt är att de vill se lönsamhet för kraftvärmeverk för att säkerställa att branschen överlever och kan fortsätta bidra med samhällsnytta.

Det finns flera faktorer som påverkar kommande investeringar och drift av befintliga och nya biobränsleeldade och avfallseldade kraftvärmearnläggningar. Flera av faktorerna kan dock sammanfattas i bristande lönsamhet. Lönsamhet är en förutsättning för att privata och kommunala aktörer ska kunna bedriva kraftvärmeverksamhet och finansiera investeringar i ny teknik. Detta lyfts fram av samtliga aktörer.

#### Lönsamhet

Ett av de intervjuade kraftvärmeföretagen bedömer att lönsamhet på grund av elpriser och skatter är den mest betydande faktorn för nya investeringar i kraftvärme. Stockholm Exergi har en liknande bild, att det stora problemet för att driva kraftvärmearnläggningar och investera i biobränsle/avfallsanläggningar är lönsamheten. Stockholm Exergi förtydligar att de i första hand är en fjärrvärmeleverantör, med en sekundär affärsidé att leverera tjänster som att producera el och förbränna avfall. För att bidra med dessa sekundära tjänster menar Stockholm Exergi att det måste vara lönsamt (Stockholm Exergi, 2021).

Från (NEPP, 2020a) studie om b.la affärsmässiga drivkrafter inom investeringar i förnybar kraftproduktion beskrivs kraftvärmens som olönsam i en situation med låga/måttliga elpriser. Detta kan även gälla underhållsinvesteringar. I ett klimat med dålig lönsamhet för kraftvärmens beskriver NEPP att ägare istället enbart bygger värmearnläggningar som inte producerar el. NEPP:s studie baserades delvis på intervjuer med företag inom kraftvärme såsom bland annat Vattenfall och Tekniska verken i Linköping.

Denna bild bekräftas även i de intervjuer som WSP genomfört där bland annat Alingsås Energi anger att de valt att för några år sedan investera i en ny panna för endast värmeproduktion, på grund av att lönsamheten för kraftvärme bedömdes som för låg. Konkurrensen mellan el och värmeproduktion är återkommande i svaren (Alingsås Energi, 2021).

För att minska risken att behöva prioritera bort elproduktion för värmeproduktion håller Mälarenergi för närvarande på att konvertera ett gammalt oljebergum till värmelager. På så sätt hoppas de kunna behålla elproduktion även när värmekonsumtionen når toppnivåer (Mälarenergi, 2021a).



### Framtida elpriser

Mälarenergi i Västerås med tre basanläggningar om 50 MW installerad effekt har en ambition att driva kraftvärmeverken många år framöver, och vill köra sina anläggningar så mycket de kan. De tre anläggningarna består av en avfallsanläggning (block 6) som körs hela året förutom vid revision, en biopanna från år 2000 (block 5) som körs i topplastsituationer samt en ny avfallsanläggning (block 7) som körs från september till mars. Biopannan (som drivs med bioolja) är en äldre panna (från 2000) som kräver mycket underhåll, vilket leder till många start och stopp för anläggningen. Tillsammans med variation i elpris bidrar detta till att biopannan körs tämligen oregelbundet. Mälarenergi nämner här att intermittent drift blir en svårighet för biopannan då den är trögstartad och behöver öka lasten successivt för att fungera som bäst. Därmed anser Mälarenergi att denna typ av anläggning är svårare att ha tillgänglig för sådan drift.

Vid frågan om elprisets betydelse i investeringsbeslut betonade en aktör att detta påverkar avfallsanläggningar som producerar året om mer än anläggningar som inte körs under hela året. För de anläggningarna har eleffekt- och beredskapsincitament större betydelse i investeringsbeslutet. När det kommer till de två anläggningarna var storlek inget som ändrade svaren enligt representanten. Även Öresundskraft instämmer i att ett volatilt och osäkert elpris medför svårigheter för nya investeringar. Dels ekonomiskt, dels att intermittant drift av pannorna medför tekniska svårigheter.

### Framtida bränslepriser

Bränslepriserna är en viktig faktor för kraftvärmens lönsamhet och består av tillgången till bränslena, de aktuella och framtida råvarupriserna samt de skatter och avgifter som påverkar priserna. Det är främst restavfall och olika former av biobränslen som används idag i kraftvärmens.

I intervjuer framkommer att framtida avfallspriser är en betydande faktor. Framförallt betonas att avfallsförbränningsskatten är en utmaning då den ökar kostnaderna markant. Här anser flera aktörer, däribland Mälarenergi att skatten är fel då det blir som en skatt på förbränning istället för att verka som ett styrmedel för att förhindra att avfall som går att återvinna (till exempel plast) kommer till anläggningen från första början (Mälarenergi, 2021a). Vissa aktörer menar att det finns en otydlighet här om avfall; ska det ses som bränsle eller ej? Öresundskraft anser även att för lite ansvar läggs på avfallsproducenten och att för mycket ansvar läggs på avfallsförbrännaren. Utöver avfallsförbränningsskatten påverkar även marknadspriset för avfallshantering avfallskraftvärmeverkens lönsamhet. Under intervjuerna framhövs dock inga farhågor om framtiden för denna marknad (Öresundskraft, 2021).

Intervjuade aktörer tror på ökad kostnad för biobränslen på sikt. Något som medför ytterligare osäkerhet. Vissa av de aktörer som använder träavfall från hushåll och industrier som bränsle ser även utmaningar med det bränslet och prisutvecklingen framöver. Mälarenergi anser ytterligare att det blir en dubbelbeskattning med skatt på koldioxid och energiskatt, och tycker även det är knepigt med nya förnybarhetsdirektivet i EU och vad det kommer innebära för biobränslen (Mälarenergi, 2021a).

Även skatten på bioolja beskrivs som problematisk. Bioolja kan användas för att ersätta fossila bränslen i spetspannor, men tack vare den nya skatten på bioolja är det ytterst få timmar per år pannan är lönsam att köra. Något som minskar incitamentet att göra nya investeringar. Även Stockholm Exergi beskriver skatten på avfall samt skatten på bioolja som problematisk ur ett lönsamhetsperspektiv (Stockholm Exergi, 2021).

### Styrmedel och politiska incitament

Ett flertal aktörer betonar svårigheten att göra långsiktiga och stora investeringar i en bransch som har en stor påverkan från inte bara marknadsmässiga utan även politiska och regulatoriska risker. Dessa risker påverkar idag alla delar av kraftvärmens verksamhet.

Även branschorganisationer lyfter aspekten att regelverket behöver vara kontinuerligt och långsiktigt, gärna mer än 25 år för att ge en högre säkerhet i investeringskalkylerna. Flera aktörer anger även att

det idag råder en stor osäkerhet om vad som anses var framtidens bränsle och därmed hur dessa kommer att definieras samt beskattas framöver.

Styrmedel har en stor betydelse för investeringar i nya biobränsleeldade och avfallseldade kraftvärmeanläggningar. Flera aktörer anger att styrmedel är avgörande om investeringar för elproduktion genomförs eller inte. De menar att dagens styrmedel ofta inte ger tillräckliga incitament för att investera i kraftvärme över hetvattenpannor utan elproduktion.

**3.1.4 Industriellt mottryck** Industriellt mottryck är den del av kraftvärmens som produceras inom industrin och hade vid början av 2020 en installerad effekt på ca 1,5 GW fördelat på ett femtiotal kraftvärmeverk. Mottrycksturbiner är det som historiskt främst har använts (ivl, 2021).

Det är framförallt skogsindustrin där det produceras el och ånga av svartlut och bark som står för majoriteten (90%) av kraftvärmens inom industrin. Skogsindustrins processindustrier skulle kunna producera el även när det finns ett stort elbehov då industrierna är i kontinuerlig drift under stora delar av året (IVA, 2015).

Svebio undersökte nyttjandegraden hos biokraften inom bl.a. industrin under februari 2021 när efterfrågan på el var hög och elpriset var högt. Studien visar att skogsindustrin nådde upp till 74 % av kapaciteten under topplasttimmen och 56 % i genomsnitt. Det finns därmed outnyttjad kapacitet att tillgå. Orsaken till detta var bl.a. att industrianläggningarna behövde prioritera interna ångbehov framför elproduktion, begränsad tillgång på bränsle, att det inte ansetts lönsamt nog att köpa in extra med bränsle för att producera el samt att vissa anläggningar är tagna ur drift pga. tekniska orsaker och bristande lönsamhet (Svebio, 2021).

**3.1.5 Lägre framledningstemperatur** I ett kraftvärmeverk produceras både el och värme. Kvoten mellan elproduktion och värmeproduktion benämns som *alfavärde*. Alfavärdet är beroende av temperaturskillnaden före och efter turbinen. För kraftvärmeverk anslutna till fjärrvärmenät är temperaturen efter turbinen fjärrvärmenätets framledningstemperatur. En ökad temperaturskillnad ger ett ökat alfavärde och därmed högre elverkningsgrad. En lägre framledningstemperatur i fjärrvärmenätet ökar således kraftvärmeverkens elproduktion. Som en följd minskar värmeproduktionen (IVA, 2015).

Kraftvärmeverkens elverkningsgrad begränsas av fjärrvärmenätets framledningstemperatur. Om fjärrvärmenätets temperaturer vore lägre skulle en större andel av energin omvandlas till el, och en mindre andel till värme. Mer information om lägre temperatur i fjärrvärmenätet finns att läsa i *Delstudie 2. Mot lägre temperaturer i befintliga fjärrvärmesystem – en studie om hinder, incitament och potentiella styrmedel*.

## 3.2 KRAFTVÄRMENS BETYDELSE FÖR EFFEKTBALANSEN

Sektorkopplingen mellan elsystemet och värmemarknaden är tydlig. Exempelvis används power-to-heat i fjärrvärmeproduktionen, fjärrvärmesystemens kraftvärmeverk producerar både värme och el samt att både el och värme konkurrerar om att värma byggnader. Vidare är efterfrågan på el och värme något som går i tandem med varandra. När efterfrågan på el är hög är även efterfrågan på värme det, när efterfrågan på el är låg är efterfrågan på värme också låg. Denna aspekt är viktig inkludera i resonemangen om kraftvärmens betydelse för effektbalansen.

En kombination av bland annat ökande kostnader, påverkan från styrmedel och att kraftvärmens nyttoej är prissatta har dock gjort att det underliggande behovet inte räckt som incitament, vilket beskrivs mer i detalj i avsnitt; *4 Hinder och incitament för kraftvärme och lösningar för balansering*. Att kraftvärmens har en stor betydelse för effektbalansen är dock något som exemplifieras med nedanstående fallstudier.

## Fallstudier

Stockholms län och Uppsala län lider båda av effektbrist på grund av begränsad överföringskapacitet till respektive län. Lokal energiproduktion välanpassad efter konsumtionsmönstret är därför viktig för att expansionerna av dessa regioner ska kunna fortgå. Överföringskapaciteten håller på att byggas ut, men effektbrist förväntas finnas i minst 10 år till. Flaskhalsarna i överföringskapaciteten finns främst in till större städer.

I Västra Götalands län råder ingen effektbrist för tillfället. I takt med att industri och transportsektorn elektrifieras förväntas dock elkonsumtionen öka kraftigt närmsta 25 åren och kraftvärme kan komma att få en viktigare roll i framtiden.

Separat elproduktion i kraftvärmeverk kräver förmåga att inta kondensdrift. Något som innebär att stora mängder värme spills. Utav kraftvärmeverken i studerade län kan endast ett inta kondensdrift och öka elproduktionen med 40 MW.

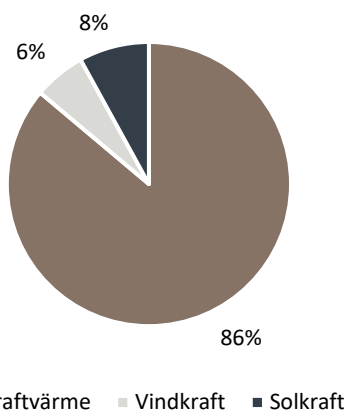
Separat värmeproduktion är möjlig att utnyttja i samtliga kraftvärmeverk och kan ge betydande tillskott i värmeproduktionen. Detta försvårar dock eleffektproblematiken då ökad värmeproduktion främst behövs under perioder då efterfrågan på el är hög.

**3.2.1 Fallstudie: Stockholms län** Stockholm är en snabbt växande region där elanvändningen har ökat och kommer växa ännu mer när befintlig infrastruktur utvecklas och förnyas. Transportsektorn kommer stå för en stor del av den nya elanvändningen och det tillkommande effektbehovet inom länet. Uppförandet av 15 nya tunnelbanestationer tillsammans med en förväntad elektrifiering av fordonsflottan kommer öka effektbehovet avsevärt. Förbifart Stockholm kommer binda ihop norra och södra Stockholm vilket kommer bidra till ett högre effektbehov i länet för att tillgodose fläktarna i tunnlarna. Dessutom ska både Norrvatten och Stockholm vatten och avlopp förstärka kapaciteten i sina reningsverk vilket kommer öka effektbehovet ytterligare (Länsstyrelsen Stockholm, 2020).

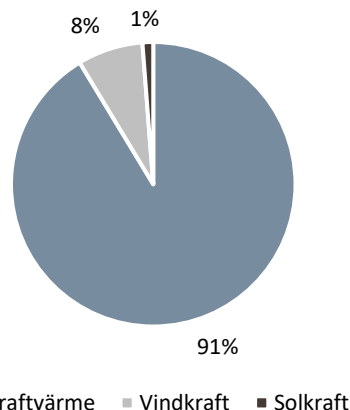
Ungefär 90% av länets elanvändning utgörs av el tillförd utifrån via transmissionsnätet vilket ökar kraven på en tillräcklig transmissionskapacitet för att förse det ökade effektbehovet. Det råder just nu en kapacitetsbrist i Stockholms län där elanvändningen riskerar att överstiga transmissionsnätets kapacitet att distribuera el in till Stockholm under vinterhalvåret. För att bemöta denna kapacitetsbrist pågår nu två projekt: Stockholm Ström och Storstockholm Väst som syftar till att uppgradera kapaciteten i transmissionsnätet som i dagsläget uppskattas till 3900 MW. Genomförandet av projekten kommer innebära en uppgradering till en överföringskapacitet på 7 000 MW som förväntas bli klart 2030.

Den lokala elproduktionen kommer få en allt mer betydande roll i att bemöta kapacitetsbristen i Stockholm samt att bidra till effektbalansen när elnätsutbyggnaden pågår. År 2017 fanns en total installerad eleffekt på 1034 MW i Stockholms län där kraftvärmen stod för 86% av den tillgängliga effekten. Under samma år uppgick den totala elproduktionen i Stockholm till ungefär 2,22 TWh där kraftvärmen stod för 91% av den totala elproduktionen i länet (Länsstyrelsen Stockholm, 2020; Bioenergitidningen, 2020).

Installerad eleffekt i Stockholms län 2017



Total elproduktion i Stockholms län 2017



Figur 6. Till vänster visas Stockholms län installerade eleffekt 2017, med en total effekt på 1 038 MW. Till höger visas Stockholms län totala elproduktion 2017, med en total produktion på 2,22 TWh. Vattenkraft ingår inte då andelen är för liten i förhållande till de övriga kraftslagen (Bioenergitidningen, 2020; Länsstyrelsen Stockholm, 2020).

Det sker många förändringar inom Stockholms kraftvärmesektor. Inför vintern 2019/2020 stängde Stockholm Exergi ner en av de två pannorna i den koleldade KVV6 i Värtaverket och ställde den andra pannan som effektreserv. Den milda vintern det året utslöt behovet av effektreserven och KVV6 stängdes ner för gott. Det oljeeldade KVV1 samt gasturbin 3 vid Värtaverket och gasturbin 5 vid Högdalenverket var också under utfasning och tillsammans med det koleldade KVV6 innebar det en utfasning av 300 MW<sub>el</sub>. För framtiden så planeras en avveckling av det bioeldade Hässelbyverket fram till 2024 där ett nytt kraftvärmeverk som kommer att drivas av återvunna och förnybara bränslen i Lövsta förväntas påbörja drift för samma år.

Tabell 1. Kraftvärmeverk i Stockholms län med > 10 MW eleffekt. Information hämtad från (Bioenergitidningen, 2020) samt respektive aktörs via hemsida, miljörapport eller mailkontakt.

Anläggning	Område	Drift	Bränsle	MW <sub>el</sub>	MW <sub>värme</sub>
Stockholm Exergi, Brista 1 och 2	Sigtuna	Aktiv	Biobränslen och avfall	62	168
Stockholm Exergi, KVV1, Värtan	Stockholm	Aktiv	Olja och bioolja	210	330
Stockholm Exergi, KVV6, Värtan	Stockholm	Nedlagd	Kol	145	250
Stockholm Exergi, KVV8, Värtan	Stockholm	Aktiv	Flis	130	310
Stockholm Exergi, Hässelbyverket	Stockholm	Avveckling 2024	Biobränslen och olja	87	300
Stockholm Exergi, Högdalenverket	Stockholm	Aktiv	Avfall	71	54
Söderenergi, Igelsta	Södertälje	Aktiv	Biobränslen	85	200
Stockholm Exergi, Lövstaverket	Stockholm	Planerad 2024	RTF, RT-flis och biobränslen	100	250

För att bemöta den akuta kapacitetsbristen inledde Ellevio och Stockholm Exergi ett samarbete 2019 där man säkrade upp 320 MW eleffekt i Stockholms kommun för de kommande 12 åren. Rent konkret innebar det en totalrenovering av det oljeeldade KVV1 som byggdes om till att drivas med bioolja samt genom reinvesteringar i gasturbin 3 och 5 som också drivs med bioolja.

## SthlmFlex

SthlmFlex pilot-testades under vintern 2020/2021 med syftet att introducera en marknadsplats för handel av efterfrågeflexibilitet i Stockholm. Marknaden är fortfarande under utveckling och syftar främst till att bemöta lokala och regionala effektbrister genom efterfrågeflexibilitet, men erbjuder även möjlighet till deltagande på mFRR som en balanseringslösning. Stockholm Exergis kraftvärmeverk deltar också på SthlmFlex med sina värmepumpar samt att de tillsammans med efterfrågeflexibilitet på SthlmFlex möjliggör abonnemangsväxling mellan regionnäten.<sup>1</sup> Vattenfall kan inte utnyttja produktionsavtalet med Stockholm Exergi då all avtalad eleffekt om 320 MW ligger i Ellevios regionnät. Om Vattenfall däremot upphandlar produktion från Stockholm Exergi åt Ellevio kan Ellevio tillfälligt minska sitt abonnemang mot överliggande nät och Vattenfall kan tillfälligt höja sitt abonnemang för att bemöta kritiska timmar. Abonnemangsväxlingen fungerar likadant om Vattenfall köper upp efterfrågeflexibilitet inom Ellevios område så att de är garanterade en reduktion av last och kan därmed minska sitt abonnemang mot överliggande nät (Miletic & Färegård, 2021).

### Uteblivna kraftvärmeinvesteringars påverkan på effektbalansen

Kraftvärmens i Stockholm är en möjliggörare då den kan erbjuda planerbar produktion under kalla vinterdagar då elanvändningen är som störst och effektbalansen i elnätet är ansträngd. Uteblivna investeringar i Stockholm Exergis kraftvärmeverk hade försatt Stockholm i en riskfylld position främst under vinterhalvåret. Utan planerbara kraftvärmeverk i Stockholm försvinner möjligheten att öka produktionen (om stamnätets kapacitet överskrids) som en åtgärd. Kvar återstår endast lokal efterfrågeflexibilitet från SthlmFlex eller upphandlad lastreduktion av Svk inom området som en direkt åtgärd för att balansera elnätet. Stockholm Exergi yrkar på att om avtalet med Ellevio inte hade ägt rum hade de avvecklat en effekt på 300 MW istället vilket hade lett till en eleffektbrist och ett anslutningsstopp för nya kunder inom Stockholmsringen. För Vattenfall råder ingen akut kapacitetsbrist i deras regionnät utan det handlar mest om uttag från transmissionsnät. Vid uteblivna investeringar i Stockholm Exergi hade förutsättningarna för abonnemangsväxling mellan regionnäten försämrats och Vattenfall hade behövt förlitat sig på tillgänglig efterfrågeflexibilitet inom sitt område eller Ellevios för att inte riskera eleffektbrist under vintermånaderna (Energimyndigheten, 2021a).

Under 2020 krävdes inga avrop från Stockholm Exergi till följd av den varma vintern, Ellevio menade att den vintern var missvisande och icke-representativ av det akuta läge som råder i Stockholm. Ellevio har ett maximalt abonnemang på 1635 MW från stamnätet, i slutet av januari fram till den 13 februari 2021 låg effektbehovet på > 1650 MW i 5h och > 1600MW i 16h (Ellevio, 2021). På endast två veckor så uppstod 21 kritiska timmar där den upphandlade eleffekten från Stockholm Exergi har kunnat bidra till att möta behovet genom ökad lokal elproduktion.

### Separat el- och värmeproduktion

Kraftvärmeverken i Stockholm är dimensionerade efter deras kraftvärmedrift, exempelvis är KVV1 dimensionerad att producera 330 MW värme och 210 MW el i kraftvärmedrift. Vid reglering av kraftvärmedriften följer el- och värmeproduktionen den proportionen. Kraftvärmeverken kan endast öka sin elproduktion utöver kraftvärmedimensioneringen om den har möjlighet att köras i kondensdrift (så kallad kondenssvans). Rent tekniskt innebär det att ångan efter turbinen inte utnyttjas för fjärrvärme utan kyls istället mot sjövattnet vilket innebär att anläggningen behöver tillgång till både sjövattnet och en kallkondensator. KVV1 är den enda anläggningen i Stockholm som är utrustad för kondensdrift där den kan producera 250 MW el jämfört med 210 MW el under kraftvärmedrift. Det

---

<sup>1</sup> När en Elkund 1 inte behöver all effekt som tidigare avtalats med en elproducent så möjliggör det att Elkund 2 via Svenska Kraftnät kunnat avropa den effekt man behöver. Därmed kan en abonnemangsväxling mellan två regionnät genomföras. Elkund 1 sänkte sitt abonnemang och Elkund 2 fick höjda abonnemang när flexibilitetstjänster levererades på den gemensamma marknaden i Stockholmsregionen.

innebär att vid en separat elproduktion i Stockholm kan eleffekten öka med 40 MW men mister då 330 MW fjärrvärme från KVV1.

Vid separat värmeproduktion kan turbinen i kraftvärmeverket bortkopplas och all panneffekt kan utnyttjas för värmeproduktion. För att återigen använda KVV1 som exempel innebär det att den nya värmeproduktionen blir  $330 \text{ MW} + 210 \text{ MW} = 540 \text{ MW}$  värme där man minskar 210 MW el för att istället producera värme. För alla Stockholms anläggningar innebär det att 645 MW går att föra över till värmeproduktionen men eftersom Stockholm Exergi har avtalat om 320 MW tillgänglighet skulle endast 325 MW realiseras i teorin. Detta skulle ha en betydande påverkan på effektbalansen då nästan hälften av all lokal elproduktion tas bort. Kraftvärmeverken har även värmepumpar och elångpannor i beredskap för värmeproduktion, dessa skulle vid drift sänka nettoproduktionen av el när de ersätter värme från kraftvärmeverk, och har därmed också en påverkan på effektbalansen.

### **3.2.2 Fallstudie Västra Götalands län**

#### **El- och effektförbrukning**

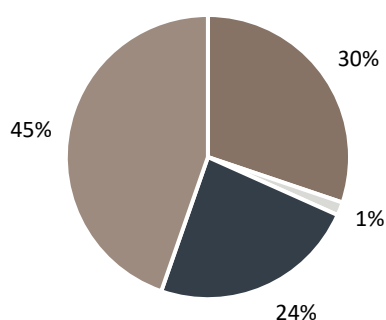
Den generella lägesbilden för effekt- och överföringskapacitet anses inte i dagsläget vara ett akut problem i Västra Götalands län. Den framtida lägesbilden kan dock mycket väl förändras om industri- och transportsektorn inom länet elektrifieras. Omställningen till fossilfritt i samband med en ökad tillväxt kommer ha en betydlig påverkan på eleffektbehovet i länet vilket skapar stora utmaningar för elnätet och effektbalansen. Västra Götaland är ett industritungt län med petrokemisk industri och stora raffinaderier. Länsstyrelsen Västra Götaland menar att det inte skulle vara orimligt att eleffektbehovet till industrin jämfört med 2019 ökar med 25 – 125 % till år 2030 och 65 – 450 % till år 2045 givet olika grader av elektrifiering inom sektorn. Omställningen till elfordon kan visa sig bli problematisk för effektbalansen om laddningen inte sker strategiskt när effektbehovet är som lägst. Utöver det förväntas även etablering av elintensiva datacenter samt en utökad hamnverksamhet tillsammans med industri och transport bidra till en försvårad effekttilförsel med nuvarande kapacitet av elnät (Länsstyrelsen Västra Götaland, 2020).

#### **Elproduktion och överföringskapacitet**

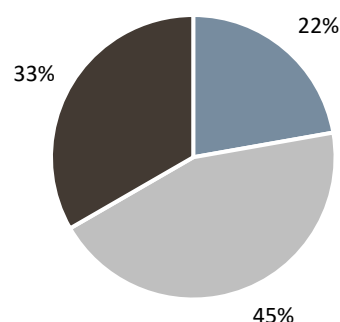
Elproduktionen i Västra Götaland består framförallt av vindkraft, vattenkraft och kraftvärme. Vindkraft har både störst installerad effekt och producerar mest energi. Ytterligare utbyggnad av vindkraft, framförallt havsbaserad, är att vänta. Kraftvärmens stod för 30% av installerad effekt och 22% av producerad energi 2017.

Nätkapaciteten beskrivs som tillräcklig idag över hela länet. Att ansluta nya lokala laster om några MW upplevs sällan som något problem. Vissa regioner kan få problem om stora laster tillkommer. Västra Götaland har direkt förbindelse med Danmark och Norge via HVDC-kabel vilket möjliggör ökning av överföringskapacitet till regionen. Dessutom pågår ett antal utbyggnads och förnyelseprojekt från Svk som ska säkerställa regionens tillgång på el.

Installerad eleffekt i  
Västra Götalands län 2017



Total elproduktion i  
Västra Götalands län 2017



■ Kraftvärme ■ Solkraft ■ Vattenkraft ■ Vindkraft ■ Kraftvärme ■ Vindkraft ■ Vattenkraft

Figur 7. Installerad eleffekt (vänster) och energiproduktion (höger) i Västra Götalands län år 2017. Total installerad effekt uppgår till 1,968 GW och total energiproduktion till 4,5 TWh. Produktionen från solkraft är försumbar (Länsstyrelsen Västra Götaland, 2020) (Energimyndigheten, 2018a) (Energimyndigheten, 2018b).

Rya kraftvärmeverk är det klart största inom länet. Av den installerade eleffekten för kraftvärme står det för 43 %. Rya kraftvärmeverk drivs idag med naturgas och kommer därför att behöva byggas om alternativt avvecklas på sikt. Tillgången på biogas har varit begränsad och skulle resultera i en högre produktionskostnad vilket även vätgas, med nuvarande prisnivåer skulle innebära. Göteborg Energi har under 2021 därför tittat på alternativa bränslen men om denna process skulle resultera i avveckling kommer det få stor påverkan på länets kraftvärmeproduktion. Ett nytt kraftvärmeverk med kapacitet om 40 MW<sub>el</sub> är dock planerat till 2027.

Tabell 2. Biokraftvärmeverk i Västra Götalands län med  $\geq 10$  MW eleffekt. Information hämtad från (Bioenergitidningen, 2020) samt respektive aktörs via hemsida, miljörapport eller mailkontakt.

Anläggning	Område	Drift	Bränsle	MW <sub>el</sub>	MW <sub>värme</sub>
Göteborg Energi, Rya Kraftvärmeverk	Göteborg	Kommer avvecklas Ev. ombyggnad 2025	Naturgas	261	294
Renova, Sävenäs Avfallskraftvärmeverk	Göteborg	Aktiv	Avfall	31	190
Mölnadal Energi, Riskullaverket	Mölnadal	Aktiv	Biobränslen	52	90
Göteborg Energi, Sävenäs HP3	Göteborg	Aktiv	Träflis	13	95
Göteborg Energi, Rya biokraftvärmeverk	Göteborg	Planerad 2027	Skogsflis och returträ	40	140
Borås Energi och Miljö, Sobacken	Borås	Aktiv	Biobränslen	45	120*
Borås Energi och Miljö, Ryaverket	Borås	Aktiv	Avfall	45	140*
Skövde värmeverk, Värmekällan block 4	Skövde	Aktiv	Biobränslen	12,3	35*
Lidköping Energi	Lidköping	Driftsätts 2021	Avfall	10	X*
Uddevalla kraft, Lillesjöverket	Uddevalla	Aktiv	Avfall	10	38

\* Ingen information finns i Bioenergitidningens kartläggning eller har erhållits direkt från aktören.

### Uteblivna kraftvärmeinvesteringars påverkan på effektbalans

Västra Götalands län är i dagsläget inte beroende av elproduktion från kraftvärme för att säkerställa tillgången på el. Tack vare de goda förutsättningarna för vindkraft, nationell överföring samt import från

Norge och Danmark upplever Västra Götalands län ingen större effektbrist idag. Efterfrågan kan dock komma att öka kraftigt de närmsta 25 åren till följd av att industrisektorn och transportsektorn elektrifieras. Vattenkraften inom länet bidrar med flexibilitet i elproduktionen.

### **Separat el- och värmeproduktion**

Ingen utav anläggningarna har specificerat möjlighet till kondensdrift på respektive hemsidas information om anläggningen. Det antas således inte finnas någon möjlighet att öka elproduktionen genom att sluta producera värme.

Genom att sluta producera el kan de aktiva kraftverken öka värmeproduktionen med 514 MW.

Information om separat el- och värmeproduktion finns under *3.2.1 Fallstudie: Stockholms län*.

### **3.2.3 Fallstudie Uppsala län**

#### **El- och effektförbrukning**

Det var i Uppsala län som effektproblematiken först blev påtaglig (2016) när regionnätet nekades ytterligare effekt från stamnätet. Sedan dess har effektbrist rådat inom länet. Den främsta anledningen är den stora inflyttning till länet som beror på de två universiteterna, ökat bostadsbyggande och växande industrier inom life-science och logistik. Till 2030 beräknas befolkningen öka med ytterligare 12% och 40 000 nya bostäder planeras byggas. Utav nuvarande bostäder är en hög andel uppvärmda med fjärrvärme, men nybyggda bostäder förväntas i högre utsträckning värmas upp med värmepumpar. Etablering av nya industrier har försvårats på grund av ovissheten om effekttillgång (Länsstyrelsen Uppsala län, 2020). I Uppsala stad är effektbristen som mest påtaglig. År 2020 uppgick tillgänglig kapacitet till 290 MW medan behovet bedömdes vara runt 370 MW (Energimarknadsinspektionen, 2020a).

Elektrifiering av fordonsflottan bedöms vara den främsta orsaken till ökad elanvändning 2030, följt av industri och service/offentlig sektor. Detta trots att Länsstyrelsen Uppsala län förväntar att en stor andel av elektrifieringen kommer ske efter 2030. Totalt beräknas elanvändningen öka 450 GWh (12%) till 2030, varav fordonssektorn utgör 235 GWh. Om laddningen av elfordon görs flexibelt behöver detta dock inte ge lika stora konsekvenser för effektförbrukningen. Uppsala län bedömer att effektbehovet kommer att öka cirka 200 MW, varav fordonssektorn står för 20–50 MW, industrisektorn 50 MW, bostäder och service/offentlig sektor 45 MW vardera (Länsstyrelsen Uppsala län, 2020).

#### **Elproduktion och överföringskapacitet**

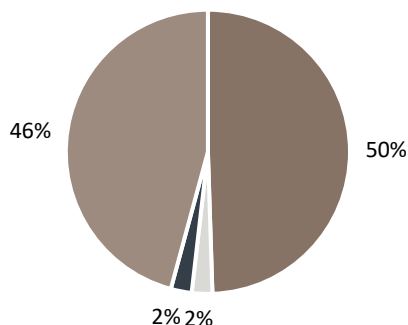
Elproduktionen inom länet är hög då Forsmark kärnkraftverk återfinns här. Denna el transporteras dock till Stockholm samt exporterar till Finland istället för att användas inom länet. På grund av detta har Forsmark exkluderats ur Figur 8, vilket annars skulle utgöra ungefär 85 respektive 96 procent av diagrammen i figuren. Exkluderat Forsmark utgör vattenkraft en stor andel installerad effekt och en övervägande andel elproduktion inom länet. Vindkraft och solkraft utgör endast små andelar men förväntas öka i framtiden.

Kraftvärme utgjorde betydande 50% av installerad effekt och 12% av producerad el år 2017. Sedan dess har dock 100 MW<sub>el</sub> kraftvärme lagts ned då den använde torv som bränsle. Även kraftvärmeverket i Enköping riskerar att läggas ned då lönsamheten i nuläget har svårt att motivera nödvändiga investeringar.

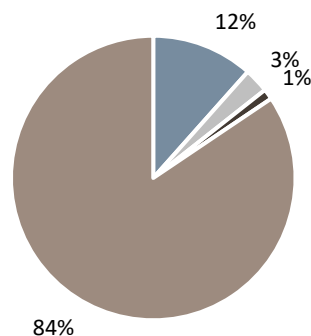
Behovet av ökad överföringskapacitet till Uppsala har varit tydligt. Svk kommer 2023 utöka överföringskapaciteten med 100 MW, en ökning med 30% i nord-sydlig riktning. År 2030 tillkommer sedan ytterligare 250 MW överföringskapacitet. Detta bedöms dock inte vara tillräckligt, främst vad gäller åren 2023–2030 (Länsstyrelsen Uppsala län, 2020).



Installerad eleffekt i  
Uppsala län 2017



Total elproduktion i  
Uppsala län 2017



■ Kraftvärme ■ Vindkraft ■ Solkraft ■ Vattenkraft ■ Kraftvärme ■ Vindkraft ■ Solkraft ■ Vattenkraft

Figur 8. Installerad eleffekt (vänster) och energiproduktion (höger) i Uppsala län år 2017. Forsmarks kärnkraftverk exkluderat. Total installerad effekt uppgår till 513 MW och total energiproduktion till 1002 GWh (Länsstyrelsen Uppsala län, 2020).

Tabell 3 Biokraftvärmeverk i Uppsala län. Information hämtad från (Bioenergitidningen, 2020) samt respektive aktör via hemsida, miljörapport eller mailkontakt

Anläggning	Område	Drift	Bränsle	MW <sub>el</sub>	MW <sub>värme</sub>
ENA Energi	Enköping	Aktiv	Biobränslen (91% RT-flis, 9% skogsflis)	24	55
Vattenfall, Uppsala kraftvärmeverk	Uppsala	Aktiv	Avfall	130	1025

### CoordiNet flexibilitetsmarknad

CoordiNet är ett EU-finansierat projekt för att testa olika lokala marknadslösningar för effektivare användning av lokala elnät. I Uppsala samarbetar kommunen med bland annat Vattenfall eldistribution i ett CoordiNet-projekt. Nätägaren (Vattenfall) kan köpa efterfrågefleksibilitet från kunder som är villiga att producera mer eller konsumera mindre. Vem som helst kan erbjuda efterfrågefleksibilitet, men minimikravet på effektvolym gör det svårt för privatpersoner att delta. Privatpersoner kan istället vända sig till en koordinator, exempelvis Uppsala kommun, för att aggregera sitt bud med andras och då bidra med en tillräckligt stor effektvolym. Projektet startade i januari 2020 och har hittills visat på minskat antal timmar med effektbrist i kommunen (Uppsala kommun, 2020).

### Uteblivna kraftvärmeinvesteringars påverkan på effektbalans

Kraftvärmen utgör en viktig del i länets elförsörjning då produktionen främst sker vintertid då effektbristen är påtaglig. Redan i nuläget är etablering av nya industrier svårt på grund av effektbristen. I ett scenario där kraftvärmen läggs ner försvårar det ytterligare, framförallt i Uppsala stad och de sydliga delarna av länet. I dagsläget har till exempel Uppsala stad effektbrist 150–200 timmar per år (Uppsala kommun, 2020). Enligt Länsstyrelsen Uppsala län kommer inte överföringskapaciteten klara av att möta efterfrågan på el förens tidigast 2030, inräknat dagens lokala elproduktion. Utbyggnad av kraftvärme tillsammans med marknaden för efterfrågefleksibilitet som

introducerats i CoordiNet-projektet blir då två möjligheter för att lösa problemet. Troligtvis kommer båda att behövas.

### Separat el- och värmeproduktion

Ingen utav anläggningarna har specificerat möjlighet till kondensdrift på respektive hemsidas information om anläggningen. Det antas således inte finnas någon möjlighet att öka elproduktionen genom att sluta producera värme.

Genom att sluta producera el kan de aktiva kraftverken öka värmeproduktionen från 1080 MW till 1234 MW.

Information om separat el- och värmeproduktion finns under 3.2.1 Fallstudie: Stockholms län.

**3.2.4 Hypotetiskt fall: Inga nya kraftvärmeinvesteringar** Energimyndigheten genomförde en studie (Energimyndigheten, 2019) där det framtida energisystemet analyserades med hjälp av energisystemmodellen TIMES–Nordic. I ett av de modellerade scenarierna studeras effekterna av att energibolag avstår att investera i nya kraftvärmeverk, där det sista kraftvärmeverket i Sverige fasas ut år 2045 (Teknikscenariot, Modellfall "mindre kraftvärme" RI-KVV minus). Teknikscenariot jämförs med ett referensscenario, där referensscenariot baseras på Energimyndighetens referensscenario från rapporten "Scenarier över Sveriges energisystem 2018".

#### Teknikscenariot och modellfall för mindre kraftvärme (KVV minus)

*Teknikscenariot och två olika modellerade fall utan nya investeringar i kraftvärme i Energimyndighetens studie "Heltäckande bedömning av potentialen för uppvärmning och kylning"*

#### RI-KVV minus

RI-KVV minus är ett modellfall där effekterna av att energibolag avstår från att investera i nya svenska kraftvärmeverk studeras. Skälet är för att investerare av någon anledning bedömer att osäkerheten för att investera i kraftvärme är för stor och att investeringar därför istället görs i hetvattenpannor eller annat när det är tid att ersätta anläggningar. Systemgränsen är satt till Nordeuropa för att inkludera Sveriges elimport. Länder som inkluderas är nordiska länderna (Sverige, Norge, Finland och Danmark), Baltikum (Estland, Lettland och Litauen) samt Tyskland och Polen. Modellfallet förbjuder inte investeringar i utländsk kraftvärme. RI-KVV minus utgår från en företagsekonomisk kalkylränta.

#### Generella effekter av RI-KVV minus

Sista kraftvärmeverket i Sverige fasas ut runt 2045

Ökad primärenergianvändning i Nordeuropa

Ökad elproduktion i Nordeuropa och Sverige

Mer investeringar i vindkraft

Det svenska importberoendet ökar, särskilt under vinterperioden

#### Specifika effekter

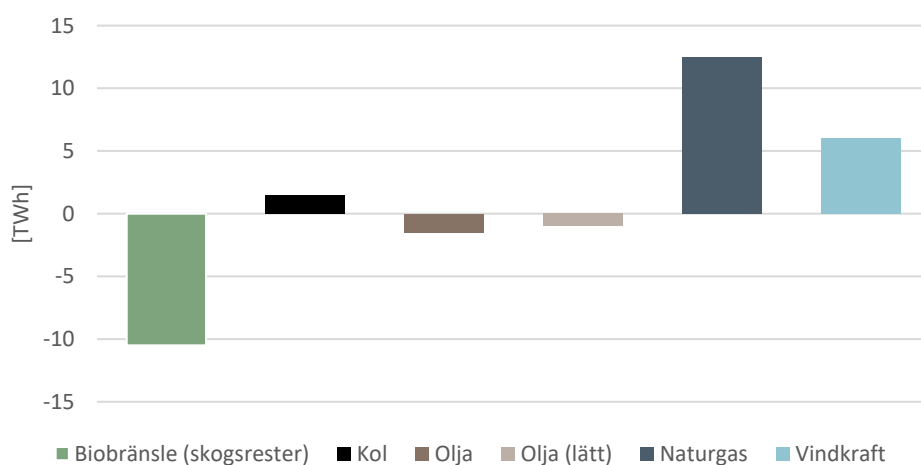
Ökade utsläpp av växthusgaser, kväveoxider och partiklar i Nordeuropa

Minskade utsläpp av växthusgaser, kväveoxider och partiklar i Sverige

Studien visar att detta scenario kommer leda till en ökad primärenergianvändning, vilket föranleder att ett behållande av den svenska kraftvärmens kan ses som en primärenergibesparing för energisystemet. Vidare innebär scenariot mindre biobränsleanvändning i Sverige. Att ersätta elproduktion från ett biobränsleeldat kraftvärmeverk med ett kondenskraftverk innebär en stor primärenergiförlust. Att ersätta fjärrvärmeproduktion från en hetvattenpanna ger däremot en mindre

påverkan då verkningsgraden för en hetvattenpanna är högre än verkningsgraden för ett kondensverk (Energimyndigheten, 2020).

I Figur 9 kan ses hur Energimyndigheten bedömer att primärenergimixen kommer att se ut i scenariot där inga nya investeringar i kraftvärme görs relativt referensscenariot. Det biobränslet som ej används i kraftvärmeanläggningar kommer främst att ersättas av vindkraft, naturgas och kol. Övriga energislag har exkluderats på grund av att de endast utgör marginella andelar. Notera att Energimyndigheten satt systemgränsen till Nordeuropa för att inkludera el som importeras och exporteras (Energimyndigheten, 2020). Energimyndigheten har inte specificerat hur stor del av primärenergianvändningen som går till el respektive värmeproduktion samt hur stor del av energiproduktionen som sker i Sverige. WSP har antagit att all värmeproduktion från kraftvärme ersätts med hetvattenpannor och att detta inte ger några utslag på primärenergianvändningen då verkningsgraden är relativt likvärdig för båda alternativen. Således antas att förändringen i primärenergianvändning endast utgörs av elproduktion. WSP gör även antagandet att all fossil elproduktion är förlagd utanför Sveriges gränser år 2040 och därmed är importerad el.



Figur 9. Primärenergianvändning Nordeuropa år 2040 (Energimyndigheten, 2020).

Utsläpp av växthusgaser (CO<sub>2</sub>-eq), kväveoxider (NO<sub>x</sub>) och partiklar (PM) skiljer sig åt för olika kraftslag. Denna studie fokuserar på lokala utsläpp och tar således endast hänsyn till driftsfas och inte livscykelperspektiv. Tabell 4 visar primärenergifaktorer samt utsläpp av växthusgaser (CO<sub>2</sub>-eq), kväveoxider (NO<sub>x</sub>) och partiklar (PM) för de energislag som berörs av Figur 9. Tabell 4.

Primärenergifaktorer och utsläpp av växthusgaser (CO<sub>2</sub>-eq), kväveoxider (NO<sub>x</sub>) samt partiklar (PM) per kWh<sub>el</sub> för utvalda energislag. Primärenergifaktorerna är snarlika för biobränsle och fossila bränslen men klart lägre för vindkraft. Detta då vind ses som en fri resurs som inte kan "slösas bort". Vindkraft har dessutom försumbara utsläpp under driftsfas. De fossila bränslena genererar mer utsläpp av CO<sub>2</sub>-eq, NO<sub>x</sub> och PM än biobränslen. En anledning till denna skillnad är att en stor andel av utsläpp från kraftvärmeverk kan allokeras till värmeproduktionen. Kondenskraftverk och gaskombikraftverk med endast elproduktion har en lägre verkningsgrad, vilket bidrar till de högre utsläppen. Antaget är att all kol och olja används i kondenskraftverk (KKV) samt att all naturgas och lätt olja används i gaskombikraftverk med endast elproduktion (CCGT). Om en andel av dessa bränslen används i utländska kraftvärmeverk kan utsläppen av CO<sub>2</sub>-eq, NO<sub>x</sub> och PM per kWh<sub>el</sub> förändras.

I Tabell 4 anges primärenergifaktorer och utsläpp av växthusgaser (CO<sub>2</sub>-eq), kväveoxider (NO<sub>x</sub>) samt partiklar (PM) per kWh<sub>el</sub> för utvalda energislag. Primärenergifaktorer är hämtade från Miljöfaktaboken (Gode, et al., 2011). Utsläpp från biobränsle, olja, olja (lätt) och naturgas är hämtat från en rapport av IVL (Mawsley & Nilsson, 2021). Rapporten använder energibaserad allokering av utsläpp mellan el- och värmeproduktion. Ingen hänsyn har tagits till energiformernas kvalitet. Utsläpp från kol är hämtat

från Vattenfall (Vattenfall, u.d.) och IVL (Engström, et al., 2009) vilket till skillnad från de andra värdena visar hela livscykeln.

**Tabell 4. Primärenergifaktorer och utsläpp av växthusgaser (CO<sub>2</sub>-eq), kväveoxider (NO<sub>x</sub>) samt partiklar (PM) per kWh<sub>el</sub> för utvalda energislag.**

Energislag	Biobränsle (KVV)	Kol (KKV)	Olja (KKV)	Olja (lätt) (CCGT)	Naturgas (CCGT)	Vindkraft
Primärenergifaktor	2,30	2,61	2,51	2,51	2,08	1,05
g CO <sub>2</sub> -eq/kWh <sub>el</sub> (fossil)	1	800	650	410	310	0
g CO <sub>2</sub> -eq/kWh <sub>el</sub> (biogen)	81	0	0	0	0	0
g NO <sub>x</sub> /kWh <sub>el</sub>	0,1	0,4	0,2	0,25	0,2	0
mg PM/kWh <sub>el</sub>	3	253	12	24	2	0

Eftersom kraftvärmes är planerbar och elbehovet korrelerar väl med värmebehovet kan kraftvärmeverk producera el när behovet är högt. Ersätts kraftvärme med en stor andel vindkraft kommer elproduktionen i detta hypotetiska scenario bli mindre behovsanpassat, vilket leder till ökat importberoende. Framförallt ses detta under vinterhalvåret då efterfrågan är hög för både el och värme. Några utav Sveriges grannländer använder fortfarande stor andel fossila bränslen vid elproduktion. Sverige kommer enligt Energimyndighetens hypotetiska scenario behöva importera fossil el för att kompensera för kraftvärmens styrbarhet. Detta trots att Sveriges totala elproduktion ökar.

Tabell 5 visar hur primärenergianvändning, elproduktion samt utsläpp av växthusgaser, kväveoxid och partiklar förändras i ett scenario utan nya investeringar i svenska kraftvärmeanläggningar relativt ett referensscenario där investeringar tillåts. Tabellen är baserad på Energimyndighetens framtagna scenario *RI-KVV minus* samt Tabell 4. Sveriges utsläpp av växthusgaser, kväveoxid och partiklar kan förväntas minska utan kraftvärme. Sveriges ökade importberoende medför dock att fossil elproduktion i övriga Nordeuropa förväntas öka. Detta medför att utsläpp av växthusgaser, kväveoxid och partiklar ökar sett till hela Nordeuropa enligt det framtagna scenariot.

Notera att tabellen baseras på nuvarande utsläpp per kWh<sub>el</sub>. År 2040 används sannolikt anläggningar med effektivare förbränning och rökgasrening, varvid utsläppen minskar. Tabellen är baserad på Figur 9 och Tabell 4.

**Tabell 5. Primärenergianvändning, elproduktion samt utsläpp av växthusgaser (CO<sub>2</sub>-eq), kväveoxid (NO<sub>x</sub>) och partiklar (PM) i ett scenario utan nya investeringar i svensk kraftvärme relativt ett referensscenario, år 2040 i Nordeuropa**

Energislag	Primärenergianvändning (TWh)	Elproduktion (TWh)	CO <sub>2</sub> -eq (kton) (fossil)	CO <sub>2</sub> -eq (kton) (biogen)	NO <sub>x</sub> (ton)	PM (ton)
Biobränsle (skogsrester)	- 10,5	- 4,6	- 4,6	- 370	- 460	- 14
Kol	+ 1,5	+ 0,6	+ 480	0	+ 240	+ 150
Olja	- 1,5	- 0,6	- 390	0	- 120	- 7,2
Olja (lätt)	-1,0	- 0,4	- 160	0	- 100	- 9,6
Naturgas	+ 12,5	+ 6,0	+ 1 900	0	+ 1 200	+ 12
Vindkraft	+ 6,0	+ 5,7	0	0	0	0
<b>Totalt Nordeuropa</b>	<b>+ 7,0</b>	<b>+ 6,7</b>	<b>+ 1 800</b>	<b>- 370</b>	<b>+ 760</b>	<b>+ 130</b>
<b>Totalt Sverige</b>	<b>- 4,5</b>	<b>+ 1,1</b>	<b>- 4,6</b>	<b>- 370</b>	<b>- 460</b>	<b>- 14</b>

## 4 HINDER OCH INCITAMENT FÖR KRAFTVÄRME OCH LÖSNINGAR FÖR BALANSERING

Avsnittet ger en beskrivning av de tekniska, ekonomiska, juridiska och administrativa hinder som finns för olika lösningar för balansering av elsystemet för olika tidsperspektiv samt för kraftvärme vid normaldrift. Vidare beskrivs vilka incitament som saknas för samma lösningar samt hur befintliga styrmedel och regelverk påverkar utvecklingen. Väsentliga skillnader mellan små och stora anläggningar, små och stora aktörer, några lokala och regionala nät, svenska elområden samt balanseringens varaktighet från inom en timme till mellan dygn beskrivs. De hinder och avsaknad av incitament som återfunnits i litteratur och vid intervjuer med sakkunniga sammanfattas i Tabell 7.

### Kraftvärme vid normaldrift

Hinder och incitament för kraftvärmens vid normaldrift benämns med kategorierna *Kraftvärme-lösamhet* eller *Kraftvärme-minskade utsläpp*. De hinder/incitament som avser kraftvärme som balanseringslösning benämns *Kraftvärme-flexresurs*. Utöver detta anges även vilka av hindren för kraftvärme som gäller även för kraftvärme i industrin; *Industriellt mottryck*.

### Lösningar för balansering

Enligt avgränsningarna i uppdraget avseende lösningar för balansering av elsystemet är att hinder och incitament beskrivs för 1–3 typer av förbränningsanläggningar som ger lägst utsläpp av växthusgaser, NO<sub>x</sub> och partiklar, samt lösningar för balansering som inte orsakar direkta utsläpp. Vad gäller utsläpp används utsläpp per kWh<sub>el</sub> från en studie gjord av IVL. (Mawsley & Nilsson, 2021) Enligt denna urvalsmetod ingår de lösningar för balansering som presenteras i Tabell 6.

**Tabell 6. Lösningar för balansering som ingår eller avgränsas bort i föreliggande studie avseende presentation av hinder och incitament.**


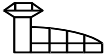
Balanseringslösning	Avgränsas bort
Kraftvärmeverk	Kondenskraft
Batterilager	Gaskombikraftverk
Vattenkraft	Småskalig kraftvärme*
Vattenkraft	
Pumpvattenkraft	
Efterfrågefleksibilitet - hushåll, serviceverksamhet, industri och V2G/G2V	Ovanstående lösningar avgränsas bort då enbart 1–3 av de mest fördelaktiga (sett till utsläpp) förbränningsanläggningar ska inkluderas i den här studien.
Industriellt mottryck	
Gasturbiner	
Power-to-gas, värmelager och power-to-heat ses inte som egna balanseringslösningar men ingår som möjliggörare för andra lösningar och hinder för dessa beskrivs.	
Import och export	

\* Småskalig kraftvärme kan definieras som storlekar under en värmeeffekt på 10 MW och en eleffekt under 4 MW

Tabell 7. Identifierade hinder och incitament för kraftvärme vid normaldrift och lösningar för balansering av elsystemet. Hänvisning görs även till avsnitt och huruvida det handlar om ett hinder eller ett incitament.

Avsnitt	Kraftvärme vid normaldrift	Hinder eller incitament	Kategori för kraftvärme vid normaldrift
4.1.1	Politiskt klimat	Hinder	Kraftvärme-lönsamhet, -flexresurs, Industriellt mottryck <i>Detta hinder avser även kraftvärme som balanseringslösning</i>
4.1.2	Minskat värmeunderlag från fastighetssektorn	Hinder	Kraftvärme-lönsamhet, -flexresurs <i>Detta hinder avser även kraftvärme som balanseringslösning</i>
4.1.3	Skatt för avfallsförbränning	Hinder	Kraftvärme-lönsamhet
4.1.4	Avskaffad skattebefrielse för vissa biobränslen	Hinder	Kraftvärme-minskade utsläpp, -flexresurs, Industriellt mottryck <i>Detta hinder avser även kraftvärme som balanseringslösning</i>
4.1.5	Ökad konkurrens om biobränslen	Hinder	Kraftvärme-lönsamhet, Industriellt mottryck <i>Detta hinder avser även gasturbiner (balanseringslösning)</i>
4.1.6	Avfallsförbränning inom EU ETS	Hinder	Kraftvärme-lönsamhet
4.2.1	Otillräckliga incitament till elproduktion	Incitament	Kraftvärme-lönsamhet, -flexresurs, Industriellt mottryck <i>Detta hinder avser även kraftvärme som balanseringslösning</i>
4.2.2	Kostnad för rökgasreningstekniker	Incitament	Kraftvärme-minskade utsläpp
4.2.3	Kväveoxidavgiften ger inte tillräckliga incitament	Incitament	Kraftvärme-minskade utsläpp
4.2.4	Kostnad för bränslebyte	Incitament	Kraftvärme-minskade utsläpp <i>Detta hinder avser även gasturbiner (balanseringslösning)</i>
4.2.5	Stöd till andra förnybara kraftslag	Incitament	Kraftvärme-lönsamhet, Industriellt mottryck
Avsnitt	Lösningar för balansering av elsystemet	Hinder eller incitament	Balanseringslösning
4.3.1	Återvändande last skapar svårhanterliga effekttoppar	Hinder	Efterfrågeflex
4.3.2	Marknad för frekvensreglering passar inte industri	Hinder	Efterfrågeflex industri, industriellt mottryck
4.3.3	Serviceverksamheter saknar ofta rådighet över elanvändningen	Hinder	Efterfrågeflex service
4.3.4	Omrövning av svensk vattenkraft	Hinder	Vattenkraft
4.3.5	Målkonflikt vid skydd av ekologiska värden	Hinder	Vattenkraft, pumpvattenkraft
4.3.6	Otydligheter kring reglering av energilager och otillräcklig marknad	Hinder	Energilager
4.3.7	Låg grad av kompatibilitet för V2G	Hinder	Efterfrågeflex V2G
4.3.8	Låg effektivitet för power-to-gas-to- power	Hinder	Gasturbiner
4.3.9	Markkonflikter	Hinder	Energilager, Nätutbyggnad (import/export)
4.3.10	Långa tillståndsprocesser för elnätsutbyggnad	Hinder	Nätutbyggnad (import)
4.3.11	Osäkerhet om elpriser och drifttider	Hinder	Gasturbiner, Pumpvattenkraft, Kraftvärme-lönsamhet, flexresurs
4.3.12	Förutsätter geografiskt lämplig plats	Hinder	Pumpvattenkraft, värmelager
4.4.1	Risk för leveransförseningar	Incitament	Efterfrågeflex-industri
4.4.2	Svaga incitament för power-to-heat	Incitament	Power to heat, Värmelager, kraftvärme-flexresurs
4.4.3	Bristande kunskap, förståelse och intresse för efterfrågeflexibilitet hos elanvändare	Incitament	Efterfrågeflex
4.4.4	Dålig avkastning för deltagande med efterfrågeflexibilitet för hushåll och industri	Incitament	Efterfrågeflex
4.4.5	Svaga incitament för utbyggnad och uppgradering av vattenkraft	Incitament	Vattenkraft
4.4.6	Saknas långsiktigt ansvar för investering i topplastproduktion	Incitament	Gasturbiner, Kraftvärme-flexresurs
4.4.7	Oynamisk prissättning på el	Incitament	Efterfrågeflex
4.4.8	Intäktsregleringen ger svaga incitament att investera i flexibilitet	Incitament	Efterfrågeflex

## 4.1 HINDER FÖR KRAFTVÄRMEN VID NORMALDRIFT

Hinder	Påverkan	Geografisk utbredning	Kategori	
<b>4.1.1 Politiskt klimat</b>	<b>Stora och små aktörer</b>	<b>Hela landet</b>	 <b>Kraftvärme- lönsamhet, flexresurs</b>	 <b>Industriellt mottryck</b>
<p>Långsiktiga politiska spelregler är en viktig del för investeringar i kraftvärmem, dvs. investering i installerad effekt. Det politiska klimatet kan antingen innebära ett hinder för kraftvärme eller agera stödjande. Kraftvärmem och dess ägare behöver förhålla sig till det politiska klimat som bestäms av både Sverige och EU för att avgöra om fortsatta investeringar i produktions-slaget är möjligt. Detta hinder avser även kraftvärme som balanseringslösning (flexresurs).</p> <p>Typ av hinder: Administrativt</p> <p>Varaktighet: Kraftvärmem lämpar sig för balansering mellan timmarna upp till säsongvariationer.</p>				

### Förtydligande av hinder

Med de rådande kraven på att uppnå nettonollutsläpp av klimatgaser 2045 kommer det krävas att stora investeringar sker i fossilfri energiproduktion. Den svenska elmarknaden har sedan avregleringen under 1990-talet kommit att bli allt mer komplex med större andel förnybara kraftslag på nya produktionsplatser. Befintliga och nya typer av investerare har kommit att investera i energiproduktion, inte bara pga. finansiella skäl utan att även det kopplas till företagens strategiska hållbarhetsarbete. Vilket även har inneburit att antalet finansieringsformer och dess tillkommande krav ökat.

Investeringar i energiproduktion innebär en ekonomisk och strategisk risk för investeraren samtidigt som det innebär långsiktiga åtaganden. Medelavkastningen på totalt kapital för fjärrvärme- och kraftvärmebolag var 4,9% under perioden 2013–2017 medan avfallseldande bolag hade en avkastning på 5,5%. Denna relativt låga avkastningsnivå i kombination med att kraftvärmem innebär ekonomiska risker om inte elpriset kan säkras samt att det är en relativt komplicerad verksamhet till skillnad från andra kraftslag gör att det kan vara svårt att motivera en investering.

Förutom de affärsmässiga riskerna och incitamenten som investeraren har i form av framtida efterfrågan, överföringskapacitet och utbud av elenergi innebär de politiska spelreglerna och det politiska klimatet en avgörande påverkan på investeringar inom kraftvärmem. Det är därför av stor vikt för kraftvärmeaktörerna att det finns långsiktiga spelregler med tydliga riktlinjer för hur framtida beslut kommer att påverka kraftvärmem. Exempel på politiska beslut som varit ofördelaktiga för kraftvärme och enligt branschen uppkommit med för kort förvarning är; avfallsförbränningskatten, kraftvärmemns inkludering i EU ETS samt den avskaffade skattebefrielsen på vissa biobränslen (Lejestrand, 2020). EU:s förslag till förnyat energiskattedirektiv riskerar att ytterligare försvaga kraftvärmemns konkurrenskraft då förslaget innebär att de flesta biobränslen kommer beskattas högre än el. Om förslaget i nuvarande form går igenom kommer det bland annat påverka konkurrenssituationen mellan fjärrvärme och värmepumpar om uppvärmning av fastigheter. Mer om förslaget finns att läsa i WSPs studie *Lägre utsläpp från fjärrvärmemns topplast och reserv – en studie om hinder, incitament och*



*styrmedel.* Detta är exempel på nationella beslut och det nationella politiska klimatet som påverkat kraftvärmens men det finns även andra "nivåer" inom politiken som påverkar, som på europeisk nivå och lokal nivå.

#### EU:s påverkan på kraftvärmens

EU har en stor påverkan på det svenska energisystemet och på den svenska kraftvärmens, inte minst genom de direktiv och förslag som har förts fram under de senaste åren. Det inkluderar EU:s taxonomi, Fit for 55, förnybarhetsdirektivet (RED), Land Use, Land Use Change and Forestry (LULUCF) m.fl.

Inom EU:s taxonomi påverkas kraftvärmens genom vilka bränslen som ska anses som hållbara eller inte, vilket har ändrats under beslutprocessens gång men som ännu inte är fastställda. Ett sådant område är energiåtervinning av avfall. I nuvarande förslag ges möjligheten till att sådan produktion ska anses hållbar men då krävs det bland annat att det finns system för insamling och sortering, att man säkerställer insamlingssystemet exempelvis genom certifiering, och att det finns CCS eller CCU teknik ansluten till kommande investeringar.

Osäkerheten för biobränslen förstärks av den kommande lagstiftningen gällande skärpta krav på hållbarhetskriterier för biobränsle i RED-III. Det handlar inte bara om vilka anläggningar som måste uppfylla kraven, utan även vilken biomassa som kan tas ut. Även LULUCF kan få en påverkan på tillgången av biobränslen, beroende på om skogssektorn samordnas med jordbrukssektorn med ett gemensamt klimatmål och vilken nivå detta mål är på. Om skogssektorn behövs för att kompensera t.ex. jordbrukssektorns utsläpp kan det innebära extra begränsningar.

Fler av förslagen har ändrats under beslutprocessens gång men är ännu inte helt fastställda vilket skapar en osäkerhet. En annan osäkerhet är att tolkningen och implementeringen på nationell nivå inte skett vilket riskerar att försena investeringar i kraftvärme.

#### Kraftvärmens en lokal angelägenhet

Idag ägs flera av Sveriges kraftvärmearläggningar av några större aktörer som t.ex. E.ON, Vattenfall, Adven/Värmevärden. Trots detta ägs 92% av Sveriges kraftvärmearläggningar kommunalt, vilket gör det till en kommunal angelägenhet i stora delar av landet där investeringar och strategiska beslut godkänns av en politiskt tillsatt styrelse som inte alltid kan antas vara insatt i de långsiktiga strategiska och ekonomiska konsekvenserna som beslutet innebär. Ägandet innebär både möjligheter och utmaningar för kraftvärmens framtida roll i det svenska elsystemet.


Tidigare undersökningar visar att många kommunala energibolag anser kraftvärmens lokala produktionskapacitet vara en viktig anledning för att behålla kraftvärmens. Även andra bidrag till elsystemet, som effekt och systemtjänster, anses vara viktiga (Sköldberg, et al., 2020). Kommunerna kan ha en längre investeringshorisont och nyttja andra lokala fördelar. Exempelvis kan kraftvärme bidra med arbetstillfällen.

En utmaning är här kommunernas ekonomiska resultat och att ägarna behöver prioritera kommunal kärnverksamhet istället för nyinvesteringar i det kommunala kraftvärmeverket. Det ekonomiska resultatet kan variera från år till år och under 2020 redovisade 6,9 procent av kommunerna ett negativt verksamhetsresultat, vilket var en förbättring från 2019 då 40,7 procent av kommunerna redovisade ett negativt verksamhetsresultat (Statistiska centralbyrån, 2021a). Denna förbättring beror främst på den stora ökningen av stadsbidrag som betalats ut pga. Covid-pandemin. Sveriges kommuner och regioner varnar dock för fortsatt svagare offentliga finanser pga. pandemin vilket kan påverka kommunernas investeringsmöjligheter negativt (SKR, 2021).

Sveriges kommuner och regioner har alltså både möjligheten att vara mer långsiktiga när det kommer till sitt ägande av kraftvärme för att prioritera lokal effektproblematik, men kan samtidigt ha stora problem ekonomiskt och därmed prioritera att lägga sin budget på andra verksamheter. Att



kraftvärmens bidrar positivt till effektbalansen kan härmed komma att sättas sekundärt i den kommunala verksamheten, medan i exempelvis ett statligt ägt kraftvärmeverk blir det lättare för staten prioritera effektbalansen och behålla kraftvärmens för de systemtjänster den erhåller elsystemet (Sandoff & Williamsson, 2020).

Hinder	Påverkan	Geografisk utbredning	Kategori
<b>4.1.2 Minskat värmeunderlag från fastighetssektorn</b>	Små och stora aktörer	Hela landet	 <b>Kraftvärme – lönsamhet, flexresurs</b>
Om fjärrvärmeförbrukningen i byggnader minskar till följd av ökat antal värmepumpar riskerar kraftvärmeverken minskat värmeunderlag. Detta kommer även påverka elproduktionen då värmeunderlag behövs för lönsam elproduktion.			
Typ av hinder: Ekonomiskt			

### Förtydligande av hinder

Värmepumpar använder el för uppvärmning av byggnader. En konkurrens uppstår därför mellan fjärrvärme och värmepumpar om värmeunderlaget. Fler värmepumpar innebär således att värmeunderlaget för fjärrvärmens minskar, något som i sin tur minskar påverkar både el- och värmeproduktion i kraftvärmeverk. Detta då värmeunderlag är nödvändigt för lönsam elproduktion. Minskar värmeunderlaget kommer även elproduktionen begränsas. Vid intervjuer benämns konkurrensen från värmepumpar som problematisk av flera kraftvärmeaktörer. En ståndpunkt som Energiföretagen Sverige instämmer i (Energiföretagen Sverige, 2021). En ytterligare konsekvens av fler värmepumpar är ökat behov av eleffekt. Något som redan är problematiskt i delar av landet.

#### Boverkets byggregler (BBR)

BBR är Boverkets föreskrifter (2011:6) till Plan- och byggförordningen (2011:338) och Plan- och bygglagen (2010:900). Dessa regler är en del i hur Sverige implementerar EPBD (Energy Performance of Buildings Directive). Boverkets byggregler uppdaterades senast i september 2020 (BBR29) med Boverkets föreskrifter BFS 2020:4.

Hur energianvändningen värderas i Boverkets byggregler har förändrats i över tid, från köpt energi till primärenergital. Primärenergitalet beräknas utifrån den använda energin multiplicerat med en viktningsfaktor (som varierar med energibärare). Energimyndigheten har i en rapport vars arbete genomfördes huvudsakligen under hösten 2019 analyserat hur Boverkets byggregler påverkar effektreduktion och flexibilitet. Samtliga energirelaterade krav i BBR främjar effektreduktion, men en konsekvens av viktningsfaktorerna var under hösten 2019 och 2020 att värmepumpar med bra prestanda (årsvärmefaktor högre än 2,6) kunde kompensera för ett mindre energieffektivt byggnadsskal. Detta styr mot ökad elanvändning, speciellt under årets kallaste dagar och ökar eleffektbehovet (Energimyndigheten, 2020a).

Energiföretagen Sverige har tidigare riktat kritik mot Boverkets byggregler. De har då ansett att reglementet varit inriktat mot att favorisera vissa energikällor och försummat byggnadens energiförbrukning. Man har ansett att det har varit viktigare att välja energikällor med låg viktningsfaktor än att minska byggnadens energiförluster för att uppnå kraven i byggreglerna. Kritik har även riktats mot att energi som utvinns på tomten får räknas bort från byggnadens energiförbrukning, då det minskar incitament till att bygga energisnåla byggnader. Sammantaget menar Energiföretagen Sverige att eluppvärmning premieras gentemot fjärrvärme, något som bidrar till effektbrist i städer

(Energiföretagen Sverige, 2020a). Även Fossilfritt Sverige anser att byggnadens energiprestanda bör baseras på förbrukad energi istället för köpt energi. De anser att incitament till egenproducerad el är viktigt, men bör särskiljas från regler om byggnaders energiprestanda. Dessutom anser Fossilfritt Sverige att behandlingen av återvunnen energi bör ses över. De anser återvunnen energi vara resurseffektivt oavsett fossilt eller biogent ursprung. Att då beskatta avfallsförbränning eller restenergi från fossila industrier anses av Fossilfritt Sverige vara kontraproduktivt (Fossilfritt Sverige, 2021). Stockholm Exergi instämmer i att spelreglerna för fjärrvärme kontra värmepump inte är jämbördiga. De anser att värmelasten behövs till kraftvärmens för att möjliggöra elproduktion, speciellt i storstäder som Stockholm.

Från och med 1 september 2020 gäller nya viktningsfaktorer i BBR. Som kan ses i Tabell 8 har viktningsfaktorerna för fjärrvärme, fjärrkyla och biobränsle minskats och viktningsfaktorerna för el, olja och naturgas har ökat (Energiföretagen Sverige, 2020).

**Tabell 8. Viktningsfaktorer enligt Boverkets byggregler (Boverket, 2020).**

Energibärare	El	Fjärrvärme	Fjärrkyla	Biobränsle	Olja	Naturgas
Viktningsfaktor innan 1/9–20	1,6	1	1	1	1	1
Viktningsfaktor efter 1/9–20	1,8	0,7	0,6	0,6	1,8	1,8

#### Investeringsstöd som kan öka incitament till värmepumpar

*Stöd för hyresbostäder och bostäder för studerande* ges sedan början av 2020 till nybyggnad, tillbyggnad eller ombyggnad av framgående bostadskategorier som uppfyller kravet på låg energianvändning. Kravet baseras på BBR och ges som två nivåer: *grundkrav* - högst 88% av BBR:s krav på energianvändning och *energibonus* – högst 56% av BBR:s krav på energianvändning (Boverket, 2021). Då stödet grundas på BBR är väl anpassade byggregler viktigt för stödets funktion.

Det samma gäller för *Stöd till energieffektivisering i flerbostadshus* som sedan hösten 2021 ges till befintliga flerbostadshus som genomför energieffektivisering som sänker primärenergitalet med minst 20% enligt BBR (Boverket, 2021).

#### Framtida krav på klimatdeklaration


Boverket har fått i uppdrag av regeringen att ta fram ett lagförslag på klimatdeklarationer som förväntas träda i kraft första januari 2022 och syftar till att byggherrar, byggtreprenader och andra aktörer i byggbranschen ska bli mer medvetna om byggnaders klimatpåverkan. Klimatpåverkan för byggskedet kan beräknas i klimatkalkyler med hjälp av livscykelanalyser. I dagsläget är klimatkalkyler inte utformade och anpassade efter de uppgifter som ska vara med i en klimatdeklaration. Studien har undersökt hur en befintlig klimatkalkyl kan användas för att göra en klimatdeklaration.

I dagens lagstiftning ställs inga krav på att byggnader ska redovisa utsläpp av växthusgaser, varken under byggskedet eller under användningsskedet (Naturvårdsverket, 2020). Detta kommer det dock bli ändring på. Från den 1 januari 2022 vill regeringen införa krav på att byggherren skall upprätta och lämna in klimatdeklaration vid uppförandet av en ny byggnad. Kravet är ett steg i statens styrning mot minskad klimatpåverkan från byggbranschen. Klimatdeklarationen omfattar hela byggskedet och innebär att fem moduler i byggskedet (A1-råvaruförsörjning, A2- transport, A3-tillverkning, A4-transport och A5-bygg- och installationsprocess) ska beräknas (Boverket, 2021). Att klimatdeklarera alla nya byggnader gör att man kommer kunna jämföra och ställa krav på ett mer hållbart byggande.

Föreslaget är att gränsvärden för klimatpåverkan under byggskedet (A1-A5) ska tas fram och gälla med start 2027. Dessutom kommer användningsskede (B2-Underhåll, B4-Utbyte och B6-Driftenergi), slutskede (C1-Demontering/rivning, C2-Transport, C3-Restproduktbehandling, C4-Bortskaffning) samt övrig miljöinformation (biogen kolinlagring och nettoexport av lokalproducerad el) ingå i klimatdeklarationen från 2027 (Boverket, 2020).

### Lägre framledningstemperatur

En lägre framledningstemperatur i fjärrvärmenätet leder till att andelen el som produceras i kraftvärmeverk ökar. Detta kan medföra att kraftvärmeverken blir mindre beroende av värmeunderlag och kan planera produktionen mer efter elbehovet. Hindret kan således minska om fjärrvärmenätets temperatur sänks.

Hinder	Påverkan	Geografisk utbredning	Kategori
<b>4.1.3 Skatt för avfallsförbränning</b>	<b>Små och stora aktörer som förbränner avfall</b>	<b>Hela landet</b>	 <b>Kraftvärme – lönsamhet</b>
Skatt för avfallsförbränning är ett ekonomiskt styrmedel med syftet att "På lång sikt uppnå en mer resurseffektiv och giffri avfallshantering i enlighet med avfallshierarkin, uppfyllande av målet om att Sverige ska gå före på klimat- och miljöområdet och bli världens första fossilfria välfärdsland samt att Sverige senast 2045 inte ska ha några nettoutsläpp av växthusgaser till atmosfären." (Regeringskansliet, 2019)			
Typ av hinder: Ekonomiskt			

### **Förtydligande av hinder**

Lag (2019:1274) om skatt på avfall som förbränns innebär att skatt ska betalas för allt avfall som förs in till en avfallsförbrännings- eller samförbränningsanläggning (undantag gäller för bland annat biobränslen, farligt avfall och animaliska produkter). Avdrag görs sedan för det avfall som sorteras ut för återvinning. Skatten implementerades år 2020 med en skattesats på 75 kronor per ton avfall. Skatten stegras fram till år 2022 då skatten kommer ligga på 125 kr. År 2021 ligger skatten på 100 kr per ton avfall. I budgetpropositionen bedömer regeringen att avfallsförbränningskatten ska räknas upp med en så kallad BNP-indexering fr.o.m. 2023, vilket i praktiken innebär en årlig uppräknings av skattesatsen med ca 4% per år.

Syftet med skatten är att minska andelen avfall som förbränns och istället öka återvinningen (Riksdagen, u.d.). Detta blir ett hinder för kraftvärme då ungefär 21 % av bränslet allokerat till elproduktion i kraftvärmeverk är avfall. Denna skatt är en bidragande faktor till minskad lönsamhet i kraftvärmeverk (Energiföretagen Sverige, 2021a).


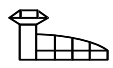
Enligt (Skatteverket, 2021) har en femtedel av kraftvärme- och värmeverken reviderat sina investeringsplaner till följd av skatten, trots att de kortsiktigt har kunnat flytta över stora delar av skattekostnaden på mottagningsavgifterna. Skatteverket har genomfört en utvärdering av avfallsskatten där det fastställs att skatten inte ger önskade effekter. Skatten medför ingen ökad återvinning utan endast en ökad kostnad för kraftvärmeverken. Denna kostnad har till stor del övervälrats på mottagningsavgifterna. Nationellt finns inget alternativ för hantering av avfallet men internationella aktörer kan välja export till andra länder före Sverige om mottagningsavgifterna blir för höga (Skatteverket, 2021).

Stockholm Exergi anser att skatten på avfall inte innebär en minskad förbränning av fossilt avfall (exempelvis plast) eller en ökad återvinning av det fossila avfallet, då kraftvärmeverken är sist i värdekedjan och inte kan påverka vad som levereras till dem i avfallet. Kraftvärmeaktören har således inte rådighet över avfallsfrågan. Därmed argumenterar Stockholm Exergi, vilket även påpekas av andra aktörer, att skatten enbart fungerar som en kostnadsökning för kraftvärmeverken i praktiken. Öresundskraft menar att plast i avfall egentligen borde vara ett producentansvar, men att det just nu inte är någon som tar ansvar för att plasten hamnar i avfallet. Öresundskraft föreslår att det behövs mer

styrmedel som ämnar att minska plasten som hamnar i avfallet från första början, istället för en skatt som slår mot kraftvärmens som inte kan göra något åt plastens förekomst. Här nämner Öresundskraft att det är möjligt för dem i teorin att inte ta emot plast, men att den plast som kommer till dem inte har något värde och därmed är förbränning den bästa lösningen för att i alla fall ta vara på resursen. Vidare påpekar Öresundskraft att de i största möjliga mån vill följa avfallstrappan och att förbränning ska vara en sista utväg när det inte är möjligt att återvinna. Här nämns avfallsförbränning som en bra lösning när det kommer till att bränna exempelvis farligt avfall och destruera andra farliga ämnen, samt att det är betydligt mycket bättre att bränna plast än att deponera.

Även om mängden restavfall som produceras på sikt kan komma att minska, genom ökad återvinning, tror flera aktörer att kraftvärmens närmsta framtid inkluderar en betydande andel förbränning av avfall. De anser dock att ansvaret för vad som skickas till energiåtervinning inte bör ligga på dem själva, utan högre upp i värdekedjan.

Även om avfallsförbränningskatten inte nödvändigtvis i praktiken blir en skatt på förbränning (då kraftvärmeverken till viss del kan övervältra kostnaden på mottagningsavgiften) är det tydligt att skatten i sin nuvarande form inte är effektiv, samt att den påverkat framtida investeringsplaner.

Hinder	Påverkan	Geografisk utbredning	Kategori	
<b>4.1.4</b> <b>Avskaffad skattebefrielse för vissa biobränslen</b>	<b>Små och stora aktörer som använder viss bioolja</b>	<b>Hela landet</b>	 <b>Kraftvärmeminskade utsläpp, flexresurs</b>	 <b>Industriellt mottryck</b>
Slopade skattebefrielse på bland annat bioolja tvingar kraftvärmeverk att återgå till fossila bränslen eller avstå produktion under höglasstimmarna, på grund av kostnadsskäl. Att avstå produktion påverkar levererad energi och effekt från kraftvärme. Detta hinder avser även kraftvärme som balanseringslösning (flexresurs).				
Typ av hinder: Ekonomiskt och Juridiskt Varaktighet: Kraftvärmens lämpar sig för balansering mellan timmarna upp till säsongvariationer.				

### Förtydligande av hinder

Biooljor används främst i spetslastpannor som ett alternativ till fossil olja. Från och med 2021 avskaffades befrielsen av energiskatt och koldioxidskatt för andra skattepliktiga biobränslen för uppvärmning än biogas och biogasol. Beslutet grundas på Europeiska kommissionens riktlinjer för statligt stöd till miljöskydd och energi, där statligt stöd till livsmedelsbaserade biobränslen förbjuds efter årsslutet 2020 (Regeringskansliet, 2020). Skattebefrielse för höginblandade flytande biodrivmedel har dock fått förlängts till september 2022 (Regeringskansliet, 2021b). Detta trots att samma bioolja kan användas till både drivmedel och värmeproduktion, exempelvis RME. Även inom industrin finns en viss användning av dessa bränslen vilket ger en viss påverkan på deras verksamhet.




Skatten har enligt Energiföretagen Sverige medfört att bioolja har blivit 75% dyrare än fossil olja, något som fått flera aktörer att stoppa konvertering eller gå tillbaka till fossil olja. Dessutom befäras att fler kraftvärmeverk behöver koppla bort elproduktionen för att tillgodose värmebehovet vid topplast. Detta trots att elbehovet korrelerar med värmebehovet och effektbrist ofta uppstår vid dessa tillfällen (Energiföretagen Sverige, 2021).

I Sverige står främst tallbecksoljor och mixade vegetabiliska oljor för den största andelen av bioolja, vilka fortsatt inte är skattepliktiga. Det finns dock en oro för hur denna slopade skattebefrielse kommer påverka användandet av exempelvis RME. Flertalet av de intervjuade företagen nämner att de

antingen använder RME som startbränsle eller har planerat att övergå från fossila startbränslen till RME för att minska sin användning av fossila bränslen. Exempelvis nämner Öresundskraft att deras kraftvärmeverk har RME som startbränsle istället för fossil eldningsolja. Efter införandet av full energi- och koldioxidskatt för RME blir det dyrare att använda RME istället för eldningsolja (Öresundskraft, 2021).

Mälarenergi är en av de kraftvärmeaktörer som använder bioolja (RME) i en av sina pannor. Deras biopanna, Block 5, motsvarar 50 MW installerad eleffekt och används just nu enbart i spetsituationer. Mälarenergi hade gärna kört den mer, men som en konsekvens av den avskaffade skattebefrielsen för RME är det få tillfällen det finns ekonomiska incitament för Mälarenergi att använda biopannan då den annars är för dyr (Mälarenergi, 2021a).

Den ökade kostnaden för fossilfria setslastpannor är en bidragande orsak till att elproduktion bortprioriteras vid högt värmebehov. Svebio skriver i sin rapport ” Biokraft och effektsituationen i kraftsystemet” att endast 70% av kraftvärmens installerade kapacitet för elproduktion användes den kallaste dagen år 2021. I genomsnitt under samma vecka utnyttjades endast 56% av installerad eleffekt. Bortfallet motsvarade 1045 respektive 1595 MW, att jämföra med den nerlagda kärnkraftreaktorn Ringhals 2 med kapacitet om 905 MW. Anledningen som mest frekvent uppkom under den utförda undersökningen bland kraftvärmeaktörer var att värmeproduktion prioriteras och att investeringar i mer spetskapacitet inte ansågs lönsam (Svebio, 2021).

Hinder	Påverkan	Geografisk utbredning	Kategori		
<b>4.1.5</b> <b>Ökad konkurrens om biobränslen</b>	<b>Små och stora aktörer som använder biobränslen</b>	<b>Hela landet</b>	 <b>Kraftvärme-lönsamhet</b>	 <b>Gasturbiner (balanserings-lösning)</b>	 <b>Industriellt mottryck</b>
<p>Biomassa krävs för att ersätta fossila bränslen och få Sverige koldioxidneutralt till 2045. Flera olika sektorer inom industri, transport och el- och energiproduktion som idag använder fossila bränslen kommer behöva gå över till biobränslen. Detta driver en ökad efterfrågan på bioråvaror och därmed finns en risk för prisökningar som kan göra kraftvärmens mindre lönsam.</p> <p>Detta hinder avser inte bara kraftvärme vid normaldrift, utan även gasturbiner (balanseringslösning). För att gasturbiner ska vara en miljömässigt hållbar teknisk lösning för elproduktion och balansering i framtiden behöver gasturbiner utnyttja förnybara bränslen.</p> <p>Typ av hinder: Ekonomiskt</p> <p>Varaktighet: Generellt lämpar sig gasturbiner för balansering inom 15 min upp till dygnsvariationer. Gasturbiner lämpar sig för automatisk reglering via manuell aktivering på begäran från Svk (mFRR) som har en aktiveringstid inom 15 min. Kraftvärmens lämpar sig för balansering mellan timmarna upp till säsongsv variationer.</p>					

### Förtydligande av hinder

Över 90 % av bränslet i den svenska kraftvärmeproduktionen kommer från förnybara bränslen, varav majoriteten är biobränsle (Rydegran, 2021). Den totala bioenergianvändningen motsvarar ca 140 TWh per år, och utgör därmed en viktig del av den svenska energisystemet. En viktig del av kraftvärmens affärsmässiga villkor är bränslekostnader. En ökad konkurrens om biobränslen kan leda till högre

priser, vilket minskar lönsamheten för kraftvärmeverk och industrier med egen kraftvärmeproduktion. Det finns flera anledningar till denna ökande konkurrenssituation.

En potentiell påverkan på tillgången av biobränslen är att från den 1 juli 2021 gäller nya hållbarhetskriterier enligt hållbarhetslagen och hållbarhetsförordningen som sammanfattas i STEMFS (2021:7). Syftet är att säkerhetsställa att biobränslen som används faktiskt är hållbara. Tidigare gällde dessa enbart gasformiga och flytande biobränslen men nu gäller dessa även fasta biobränslen (Energimyndigheten, 2021). Det är dock för tidigt att bedöma hur detta påverkar priserna på värmemarknaden.

#### Behovet av bioråvara ökar i fler sektorer

Energisektorn är inte den enda sektorn som räknar med att biomassan ska kunna fungera som en möjliggörare i omställningen från fossila bränslen till bioråvaror. Under 2021 pekade Fossilfritt Sverige, i sin sammanställning "Strategi för fossilfri konkurrenskraft – bioenergi och bioråvara i industrins omställning" (Fossilfritt Sverige, 2021) på att det totala uppskattade behovet av alla färdplaner innebär en ökning till 241 TWh till år 2045, vilket överskrider den hållbara tillgången på svensk bioråvara på ca 185 TWh. Däremot gjordes även en sammanvägd bedömning om 193 TWh till 2030, som ska täckas både av import men också ökning av inhemsk produktion för att till 2045 minska till 184 TWh genom att bl.a. beroende på förändrad användning inom utrikes transporter eller export.

Fossilfritt Sverige pekar även på att fram till 2030 kommer fjärrvärmesektorn att få ökad konkurrens om bioråvaror från vägtransportsektorn och därefter från andra delar av transportsektorn såsom flyg och sjöfart. Inom industrin är det t.ex. kemiindustrin som ökar sitt behov. Efter år 2030 kommer dock användningen att minska pga. effektiviseringar inom bl.a. skogsindustrin och dess värmeproduktion. Sammantaget görs prognosen att användningen av biobränslen i värmesektorn kommer att minska med upp till 15 TWh till 2045. Detta som konsekvens av högre pris på biobränslen i kombination med lägre priser på förnybar el (Fossilfritt Sverige, 2021). Svebio har tagit fram en egen färdplan och pekat på möjligheterna att öka bioenergin med 100 TWh till 2045 med ökning inom industri-, transport- och värmesektorn (Ekbom, et al., 2021). Oavsett scenario kommer konkurrensen att öka vilket höjer priset på bioråvara, och EU-krav på ett förändrat skogsbruk kan komma att minska tillgången på bioråvara

#### Målkonflikter, biologisk mångfald och ökad konkurrens

En viktig del av diskussionen om tillgången på bioråvara är de målkonflikter som finns mellan skogens olika användningsområden och nyttor. En diskussion som sker på alla nivåer, från enskilda skogsägare, via lokala och regionala aktörer till nationella och europeiska perspektiv. Ett exempel på målkonflikt är den om skogens möjligheter att bidra till klimatomställningen samtidigt som den biologiska mångfalden ska säkerställas. Den stora målkonflikten rör skogsbruket som sådant. Hur mycket ska avverkas/stå kvar i skogen? Ska kalhyggesbruket avvecklas? Där är forskningen genuint osäker på effekterna på biologisk mångfald, och ännu mer på hur detta ska vägas mot ökade koldioxidhalter pga. minskad substitution.

Kraftvärmenergi använder idag, till stor del, biobränslen som är svåra att utnyttja i andra sektorer såsom olika typer av avfall och biogena restprodukter. Hur stor potentialen är, varierar mellan olika scenarion och bedömningar, där t.ex. Centrum för biologisk mångfald har gjort studier som visar på att ökat uttag av grot (förkortning av grenar och (träd)toppar), stubbrytning mm. och konstaterat att uttaget kan öka jämfört med idag utan påverkan på den biologiska mångfalden.

Oavsett scenario pekar dock bedömningarna på att behovet av bioråvara kommer att öka och om inte tillgången följer med finns en risk att konkurrensen kommer att öka med ökade priser som följd. En annan utmaning är att flera av våra europeiska grannländer ser ökande behov av biomassa för sin omställning inom bl.a. energisektorn vilket kommer att påverka tillgången på bioråvara till Sverige.

#### Tillgång och efterfrågan av olika biobränslen

Biobränslen omfattar en mängd olika sorters biobränslen med olika utbud och efterfrågan. Nedan listas därför en översiktlig sammanfattning av marknadssituationen för olika sorters biobränslen. I



WSPs studie *Lägre utsläpp från fjärrvärmens topplast och reserv – en studie om hinder, incitament och styrmedel* återfinns en mer utförlig beskrivning av tekniska, ekonomiska, juridiska, administrativa och miljömässiga hinder för dessa och fler biobränslen.

- *Bioolja*: Tillgången av bioolja är begränsad då alla råvaror från restprodukter redan används. Ökad produktion kräver tydligare besked om vad som anses hållbart. Konkurrens finns främst från transportsektorn. Vid ansträngda lägen prioriteras transportsektorn ofta.
- *Biogas*: I Sverige uppskattas den totala biogasanvändningen till drygt 4 TWh varav nästan hälften av all biogas som idag används i Sverige importeras, medan produktionen har planat ut. Konkurrens finns från industrisektorn men framförallt från transportsektorn där merparten av biogasen uppgraderas (65 procent) för användning som fordonsgas. (Energigas Sverige, 2021). Dessa sektorer har generellt högre betalningsförmåga och således har idag kraftvärmesektorn svårt att konkurrera på marknaden. Gas används dock som spetsförsörjning i elsystemet och Rya kraftvärmeverk använder idag naturgas. Även om det finns invid det västsvenska gasnätet och tester görs om att ändra till biogas och/eller vätgas finns det utmaningar gällande prisnivåerna.
- *Metanol*: Konkurrens från transportsektorn.

Hinder	Påverkan	Geografisk utbredning	Kategori
4.1.6 <b><i>Avfallsförbränning inom EU ETS</i></b>	<b>Små och stora aktörer som använder restavfall</b>	<b>Hela landet</b>	 <b>Kraftvärme – lönsamhet</b>
<p>I enlighet med avfallstrappan är det viktigt att förebygga uppkomsten av avfall. Även återanvändning, materialåtervinning och effektiv biologisk behandling har miljömässiga fördelar och något som ska premieras. Därefter är det effektiv energiåtervinning. Energiåtervinning innebär dock växthusgasutsläpp vilket kan påverka dess acceptans.</p> <p>I Sverige är energiåtervinning inkluderat i EU ETS, vilket i och med koldioxidskatteökningen innebär kostnader för förbränning och handel av avfall. Om kraftvärmeverken förlitar sig på import av avfall kan hinder uppstå för tillgången till det.</p> <p>Typ av hinder: Ekonomiskt</p>			

### Förtydligande av hinder

#### EU ETS och avfallsförbränning.

År 2005 införde EU Emissions Trading Systems (ETS), ett system för prissättning av utsläpp genererat av verksamheter. I systemet sätts ett tak för de totala utsläppen för de verksamheter som ingår i systemet. Den tillåtna mängden fördelas som utsläppsrätter till verksamheterna (genom auktionering eller tilldelas gratis). Utsläppsrätterna kan också köpas och säljas mellan företag.

Varje år minskar utsläppstaket och tillförseln av utsläppsrätter varmed kostnaderna förväntas öka över tid. Detta medför att tillgång på utsläppsrätterna minskar och kostnaderna ökar över tid (Zetterberg, 2020).



Figur 10. Pris på utsläpp i euro från ETS:s grundande april 2005 till 1 oktober 2021. (Trading Economics, 2021)


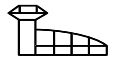
Av 27 medlemsstater i EU är Sverige en av tre som inkluderar energiåtervinning av restavfall i EU ETS vilket innebär att kraftvärmeverk kräver utsläppsrätter för utsläppen från förbränningen av den fossila andelen (i huvudsak fossil plast). Målet med detta har varit att minska växthusgasutsläppen från avfallsförbränningen i Sverige genom att sätta ett pris på den fossila andelen av avfallet.

Detta har tidigare inte haft stor påverkan på kostnaderna då priset för utsläppsrätterna varit lågt men i och med ökningen av priset blir kostnaderna för förbränningen högre. Den succesivt minskande tilldelningen av utsläppsrätter bidrar till fortsatt prisökning. Ett högt pris för utsläppsrätter medför märkbara kostnadsökningar för kraftvärmeverk med stor andel avfallsförbränning.

Om inte Sverige kan förmå resterande medlemsstater att inkludera avfallsförbränning i EU ETS och därmed utjämna konkurrensvillkoren kan detta leda till en snedvridning av konkurrensen. Det kan även medföra att de svenska avfallsimportörerna får svårt att konkurrera på den internationella marknaden. Sverige har dock väl utbyggd infrastruktur för avfallsförbränning, något som gör att svenska kraftvärmeverk fortfarande är konkurrenskraftiga idag. Inkluderingen i EU ETS är således inget stort hinder i dagsläget utan snarare en risk inför framtiden. Om priset på utsläppsrätter fortsätter stiga samtidigt som andra länder förbättrar sin infrastruktur för avfallsförbränning kan inkluderingen medföra minskad lönsamhet för de svenska kraftvärmeverken med avfallsförbränning (Avfall Sverige, 2021).



## 4.2 INCITAMENT FÖR KRAFTVÄRME VID NORMALDRIFT

Incitament	Påverkan	Geografisk utbredning	Kategori
4.2.1 <i>Otillräckliga incitament till elproduktion</i>	Små och stora aktörer	Hela landet	 Kraftvärme – lönsamhet, flexresurs  Industriellt mottryck
<p>För att motivera elproduktion krävs att tillräckliga incitament finns. Om elpriset är för lågt, kapaciteten inte räcker till både el- och värmeproduktion eller om spillvärme täcker en stor del av värmeunderlaget kan incitamenten till elproduktion bli otillräckliga. Samtidigt är incitamenten att bidra med lokal och planerbar elproduktion låga. Detta hinder påverkar därmed elproduktionen. Detta hinder avser även kraftvärme som balanseringslösning (flexresurs).</p> <p>Typ av incitament: Ekonomiskt</p> <p>Varaktighet: Kraftvärmens lämpar sig för balansering mellan timmarna upp till säsongvariationer.</p>			

### Förtydligande av incitament

#### Osäkra elpriser

En av flera faktorer som påverkar kraftvärmens lönsamhet är elpriset. I en situation med för låga elpriser blir kraftvärmens lönsamhet inte lönsam och kommer därmed ej att köras. Om detta pågår under en längre period kan ägare eller potentiella investerare avstå reinvesteringar, bygga värmeanläggningar utan turbin eller investera i alternativa kraftslag (Sandoff & Williamsson, 2020). Alla dessa parametrar är något som i sig hindrar kraftvärmens från att producera el till elnätet.

Det finns flera exempel på städer och kommuner där man inte satsat på kraftvärme. Ett sådant exempel är Alingsås. En stark bidragande faktor till att Alingsås Energi inte investerade i kraftvärme när de gjorde nyinvesteringar för några år sedan är att de ansåg den förväntade lönsamheten vara för låg. Det främsta hindret för att få lönsamhet för kraftvärmens bedömdes vara elpris, men även andra aspekter såsom diverse skatter och osäkerhet kring framtida klimatet för kraftvärme påverkade beslutet (Alingsås Energi, 2021).

Att elpriser är viktigt för kraftvärmens vid drift av befintliga anläggningar, reinvesteringar och nyinvesteringar är något som påpekas av flera intervjuade aktörer. Stockholm Exergi nämner exempelvis att elpriser spelar stor roll för kraftvärmeverkens lönsamhet, och en annan kraftvärmeaktör instämmer i att dagens elpriser gör det möjligt att använda kraftvärme men vid tillfällen med låga elpriser, som år 2020, är det svårt (Stockholm Exergi, 2021). Kraftvärmeaktören nämner även att låga elpriser ökar värmepumpars konkurrenskraft, vilket kan medföra ett förlorat värmeunderlag för fjärrvärme. Mer om detta i avsnitt 4.1.2 *Minskat värmeunderlag från fastighetssektorn*.

#### Konkurrens från värmeproduktion

Marknaderna för el och värme påverkar varandra. Exempelvis används el vid viss värmeproduktion (elpannor och värmepumpar), och fjärrvärmesystemens kraftvärmeverk producerar både el och värme. Vidare korrelerar efterfrågan på de båda energiformerna – hög efterfrågan på el brukar betyda hög efterfrågan på värme. Detta skapar en konkurrenssituation där kraftvärmeaktörer kan tvingas prioritera mellan el- och värmeproduktion vid topplast. För att täcka värmebehovet samtidigt som

elproduktionen hålls igång kan dyrare reservpannor krävas. Vid dessa tillfällen måste då elpriset vara tillräckligt högt för att motivera användning av dessa. Om inte kan turbinen kopplas bort för att istället öka värmeproduktionen i den ordinarie pannan. I dessa fall kan det vara dyrare att producera både el och värme istället för enbart värme (NEPP, 2020a).

För att kraftvärmens ska kunna producera el behövs förutom tillräckligt betalt för elen även ett värmeunderlag. Om det inte finns ett värmeunderlag blir elproduktionen ineffektiv, då värmen som uppkommer i processen måste kylas bort. Detta är något som Mälarenergi försöker hantera genom att konvertera ett tidigare oljebergum till värmelager. Mälarenergi kan då vara mer flexibel med sin värmeproduktion samtidigt som de kan använda värmelagret vid topplastsituationer, något som underlättar för fortsatt elproduktion. Mälarenergi har idag två ackumulatörer som fyller samma funktion, vilka kan skapa flexibilitet över dygn. Bergummet, om 300 000 m<sup>3</sup> vatten ger möjlighet till flexibilitet över längre perioder. Lagringskapacitet om cirka 13 GWh värme finns i bergummet, vilket bedöms tillräckligt för att förse Västerås och närliggande orter med fjärrvärme under 2–4 veckor (Mälarenergi, u.d.).

Stockholm Exergi nämner att de i första hand är en fjärrvärmesleverantör, där fjärrvärmens affärsidé är att parallellt med avfallsförbränning och elproduktion göra andra saker. Stockholm Exergi (och andra kraftvärmeaktörer) måste leverera den värme som efterfrågas, vilket gör att elproduktion inte kan prioriteras över värmeproduktion. Om kraftvärmeaktörerna inte får tillräckligt betalt för elproduktionen kommer de inte i någon större utsträckning investera i lösningar för att kunna producera el när den behövs. Konkurrensen mellan värme- och elproduktion blir därmed ett hinder för kraftvärmens förmåga att leverera el vid effektbrist. Som beskrivits under *3.2.1 Fallstudie: Stockholms län* är det möjligt för Stockholm Exergi att öka sin elproduktion till avkall på värmeproduktion, men effektiviteten för detta är låg.

#### Otillräcklig ersättning för lokal elproduktion

Elprisområdena skapar en viss prisskillnad mellan delar av landet med över- och underproduktion av el. Elprisområdena är dock relativt stora och inom samma elprisområde kan det finnas regioner med effektbrist. Typiskt sett rör det sig om större städer som exempelvis Stockholm, Malmö och Uppsala. Mer om effektsituationen och kraftvärmens betydelse för Stockholm och Uppsala finns under *3.2.1 Fallstudie: Stockholms län* och *3.2.3 Fallstudie Uppsala län*. Som tydligt framgår av fallstudierna är kraftvärme en viktig lösning för att skapa effektbalans inom regioner med större städer. Vid intervjuer efterfrågar aktörer ersättning för det faktum att kraftvärmeanläggningar kan främja effektbalans i problematiska områden och på så sätt minska behovet av stora investeringar i elnätscapacitet. Framförallt framhålls detta av Stockholm Exergi som är verksamma inom ett område med effektproblematik (Stockholm Exergi, 2021).

#### Otillräcklig ersättning för planerbar elproduktion

Likt föregående stycke upplever intervjuade kraftvärmeaktörer att planerbar elproduktion, väl anpassad efter samhällets efterfrågan, inte belönas tillräckligt. Elpriset stiger förvisso när efterfrågan är hög, men detta ger enligt aktörerna själva inte tillräckliga incitament. Likt resonemanget om *Otillräcklig ersättning för lokal elproduktion* motverkar planerbar elproduktion lokal effektbrist då intermittent elproduktion (sol- och vindkraft) är mindre tillgänglig. Intermittent elproduktion kan förväntas utgöra en allt större del av det svenska elsystemet. Att ha planerbar elproduktion som kraftvärme kan således avlasta behovet av investeringar i elnätscapacitet även enligt detta resonemang.


#### För mycket spillvärme

En ökad andel spillvärme inom fjärrvärmesektorn är resurseffektivt och generellt sett något som bör uppmuntras men innebär samtidigt ett minskat av värmeunderlag för kraftvärmens. Detta kan komma att begränsa elproduktionen som är beroende av ett värmeunderlag. Idag används spillvärme främst

från industrier. IVA påpekar dock att det finns ytterligare potential för detta i traditionell industri (exempelvis bioraffinaderier), datacenter samt vid produktion av biokol och vätgas. Fossilfritt Sverige bedömer att behovet av bioråvara inom värmesektorn kan minska. Detta grundas bland annat på antagandet att mer spillvärme nyttjas. (Fossilfritt Sverige, 2021). Konsekvensen innebär sannolikt att elproduktionen från kraftvärmesektorn minskar då förbränning av biobränsle ersätts med spillvärme.

#### Lägre framledningstemperatur

En lägre framledningstemperatur i fjärrvärmesystem leder till att andelen el som produceras i kraftvärmeverk ökar. Detta medför att en större andel av kraftvärmeverkens intäkter kommer från elproduktion vilket kan stärka incitamenten för denna.

Incitament	Påverkan	Geografisk utbredning	Kategori
<b>4.2.2 Kostnad för rökgasreningstekniker</b>	<b>Små och stora aktörer</b>	<b>Hela landet</b>	 <b>Kraftvärme – minskade utsläpp</b>
<p>Sekundära åtgärder inkluderar rökgasreningstekniker som kompletterar primära åtgärder (bränslebyte, förbränningsteknik) i att reducera kväveoxidutsläpp från anläggningen. Olika tekniker skiljer sig i effektivitet och kostnad vilket innebär att val av reningsteknik påverkar den mängd kväveoxid som släpps ut. Den mest optimala tekniken är selektiv katalytisk rening (SCR). Denna teknik är dock känslig, kräver stora utrymmen samt är dyr, vilket försvårar ett investeringsbeslut.</p> <p>Typ av incitament: Ekonomiskt</p>			

#### **Förtydligande av incitament**


SCR använder ammoniak eller urea som reduktionskemikalie för att reducera kväveoxiden i rökgasen till vatten och kvävgas med hjälp av en katalysator. Vid optimala förhållanden kan SCR reducera kväveoxider med upp till 95% i rökgaserna. Katalysatorn i SCR är känslig för korrosion, erosion och aska som kan täppa igen hålen. Detta kan påverka effektiviteten och livslängden hos katalysatorn. Den kräver också stora utrymmen, vilket kräver stora ombyggnationer av rökgaskanalen. Detta framstår som ett tydligt hinder då det bidrar till att SCR oftare installeras på nya anläggningar än befintliga (Wänglund, 2017).

Vidare medför SCR en stor investeringskostnad tillsammans med en hög driftkostnad då katalysatorn behöver ersättas under systemets livstid. Ett alternativ till SCR är selektiv icke katalytisk rening (SNCR) som har en lägre reduktion än SCR. Den använder inte en katalysator och är därmed billigare. SNCR använder sig däremot av en större volym reduktionskemikalier, vilket kräver stora lagringsvolymmer och höga driftkostnader i paritet med SCR (Wänglund, 2017).

För att en kraftvärmeaktör ska investera i rökgasreningsteknikerna på eget bevåg krävs att investeringarna innebär en ökad lönsamhet för kraftvärmeverket. Både SCR och SNCR (men främst SCR) är generellt idag för dyrt jämfört med hur mycket utsläppen av kväveoxider minskar i relation till kväveoxidavgiften. Att investera i SCR och SNCR är därmed inte alltid lönsamt enligt intervjuade aktörer. Detta ger minskade incitament till investeringar i rökgasreningsteknikerna. Om kväveoxidavgiften varit högre hade det inneburit fler tillfällen när en investering i SCR eller SNCR är lönsam. Avgiftsnivån bör höjas från 50 SEK/kg NO<sub>x</sub> till 125–225 SEK/kg NO<sub>x</sub> för att det ska investeras i SNCR/SCR i tillräcklig utsträckning för att nå målen i luftvårdsprogrammet (Eriksson, 2020).

Det ska dock tilläggas att det förutom SCR även finns andra tekniker för att minska NO<sub>x</sub> utsläppen såsom optimerad styrning av förbränningen vilket dock bl.a. påverkar pannans maxkapacitet och som

därför kan användas som komplement till andra pannor vid spetslastdrift när både el och värme behöver produceras (Mynewsdesk, 2020).

Incitament	Påverkan	Geografisk utbredning	Kategori
<b>4.2.3</b> <i>Kväveoxid-avgiften ger inte tillräckliga incitament</i>	<b>Aktörer som producerar mer än 25 GWh el och värme</b>	<b>Hela landet</b>	 <b>Kraftvärme – minskade utsläpp</b>
Kväveoxidavgiften syftar till att ge en ekonomisk drivkraft för kraftvärmeverken att minska sina kväveoxidutsläpp. Den omfattar förbränningsanläggningar med pannor som producerar mer än 25 GWh per år.			
Typ av incitament: Ekonomiskt			



### Förtydligande av incitament

Kväveoxidavgiften (lag 1990:613) infördes 1992 som ett ekonomiskt styrmedel för att minska kväveoxider från förbränningsanläggningar som producerar energi. Lagen omfattar förbränningsanläggningar med en energiproduktion på mer än 25 GWh per år och används som ett rent ekonomiskt incitament för kraftvärmeverken att minska sina NO<sub>x</sub> – utsläpp. Avgiften ligger på 50kr/kg utsläppt kväveoxid. När alla avgifter inkommit beräknas sedan ett tillgodoföringsbelopp (x kr/MWh) och aktörer får en återbetalning baserat på mängden energi de producerat. För aktörer med låga utsläpp per producerad energienhet kan tillgodoföringen vara högre än den ursprungliga avgiften (Naturvårdsverket, 2020b).

Av de sektorer som omfattas av kväveoxidavgiften motsvarar industrins utsläpp av kväveoxid 21% av Sveriges totala utsläpp. Ungefär hälften av industrins utsläpp av kväveoxider kan härledas till förbränning, där resterande utsläpp kommer från industriella processer. För sektorn El och fjärrvärme är utsläppen knappt 10% av Sveriges totala utsläpp (Naturvårdsverket, 2021a). Detta innebär att industrin har ungefär lika stor mängd utsläpp inkluderat i kväveoxidavgiften som el och fjärrvärme. El och fjärrvärme har dock generellt lägre NO<sub>x</sub>-utsläpp per producerad energienhet. Detta innebär att avgiftssystemet gynnar el och fjärrvärme. År 2020 var nettobeloppet för avfallsförbränning ca 12 miljoner kronor, och knappt 40 miljoner kronor för kraft- och värmeverk (Naturvårdsverket, 2021).

Kväveoxidavgiften har varit och är ett lyckat styrmedel, där utsläppen kväveoxider per nyttiggjord energimängd (kg/MWh) har minskat från 0,41 år 1992 till 0,167 år 2020. Avgiftssystemet är även något som uppskattas av branschen, där exempelvis Mälarenergi anser att avgiftssystemet för kväveoxid är bra och att införandet av andra styrmedel, exempelvis för att premiera effekt, bör efterlikna avgiftssystemet för kväveoxid.

För att kraftvärmens ska fortsätta minska sina utsläpp av kväveoxid måste det finnas ytterligare incitament för kraftvärmens att bli ännu mer effektiv när det kommer till förhållandet mellan utsläpp av kväveoxid och energitillförsel. Genom att höja avgiften från 50kr/kg utsläppt kväveoxid hade incitamenten att vara än mer effektiv ökat. Mer om detta under hindret *”Kostnad för rökgasreningstekniker”*.

Incitament	Påverkan	Geografisk utbredning	Kategori/Balanseringslösning	
<b>4.2.4 Kostnad för bränslebyte</b>	<b>Små och stora aktörer</b>	<b>Hela landet</b>	 <b>Kraftvärme – minskade utsläpp</b>	 <b>Gasturbiner (balanseringslösning)</b>
<p>Val av bränsle som används har en direkt påverkan på mängden kväveoxid som produceras vid förbränning. Om kraftvärmeverken är etablerade inom ett eller flera bränslen kan ett hinder uppstå där stora investeringskostnader i bland annat pannor krävs för att uppnå ett bränslebyte och därmed minska sina kväveoxidutsläpp. För att gasturbiner ska vara en miljömässigt hållbar teknisk lösning för elproduktion och balansering i framtiden behöver gasturbiner utnyttja förnybara bränslen, där vätgas är ett möjligt alternativ. Vätgas har dock försvårande egenskaper som kräver att en ny typ av brännarteknologi utvecklas hos gasturbinleverantörerna. Detta hinder påverkar både investering i kapacitet och användning av befintlig installerad effekt.</p> <p>Typ av incitament: Ekonomiskt</p> <p>Varaktighet: Generellt lämpar sig gasturbiner för balansering inom 15 min upp till dygnsvariationer. Gasturbiner lämpar sig för automatisk reglering via manuell aktivering på begäran från Svk (mFRR) som har en aktiveringstid inom 15 min. Kraftvärmerna lämpar sig för balansering mellan timmarna upp till säsongvariationer.</p>				

### Förtydligande av incitament

#### Kraftvärme: Bränsleval en faktor för kväveoxidutsläpp

Bränslevalen är en faktor som kan påverka kväveoxidutsläppen från kraftvärmeverken. Genom att avstå från bränslen som innehåller kväve går det att reducera kväveoxidsbildningen som inte härrör från lufttillförsel. Förbränningstekniken som krävs för olika typer av bränslen påverkar också mängden kväveoxid som bildas vid förbränning. Många bränslen går att samköra med samma tekniska tillgångar, men om en ombyggnation krävs för att minimera kväveoxidutsläppen kan stora investeringskostnader tillkomma. Detta får ses som ett hinder då förutom krav på investeringar i stora tillgångar som val av panna tillkommer även krav på expertis, logistik, tillgång samt priskänslighet hos bränslet som påverkar valet vid ett bränslebyte.

I dagsläget existerar endast kväveoxidavgiften som incitament att genomföra ett sådant bränslebyte för att reducera sina utsläpp av kväveoxid. Avgiften anses dock inte tillräcklig för att genomföra en större rekonstruktion av anläggningen (Naturvårdsverket, 2003).

Att konvertera spets- och reservanläggningar är något som inte görs om det inte är tvingat, vilket kan ske i tre olika situationer:

- Brännarens, eller hela anläggningens, tekniska livslängd är slut och då är det logiskt att satsa på klimatvänligt bränsle.
- Från politiskt håll beslutat att kraft och värme ska produceras från förnybara bränslen.
- Företaget har interna mål om fossilfrihet.

Vid konvertering från olja/gas till fast biobränsle kan det krävas investering i BAT (best available technique) för utsläpp till luft från förbränning av biomassa. Dessa krav är mer omfattande än vad som behövs för eldningsolja och gas (vid få drifttimmar gäller ej dessa krav, men måste oavsett det klara de krav på utsläpp till luft som finns i miljötillstånd och förordningar). Regelverken påverkas

även av hur när anläggningarna är byggda. Äldre anläggningar får inte lika höga krav som nybyggda anläggningar.


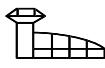
### Spets- och reservanläggningar

Att konvertera anläggningar som enbart används någon enstaka timme varje år kräver stora investeringskostnader sett till de utsläpp det besparar. Att konvertera fossila anläggningar som utnyttjas i låg utsträckning kan därmed ses som oskälig användning av resurser. För att uppnå ett fossilfritt samhälle är detta dock en nödvändighet och något som aktörer gärna vill genomföra. Det kräver dock att de alternativa bränslena är tillräckligt mycket billigare att förbränna för att motivera investeringen. Mer om hinder för konvertering av spets- och reservanläggningar finns under **4.1.4 Avskaffad skattebefrielse för vissa biobränslen**

### Gasturbiner: Försvårande egenskaper hos vätgas i gasturbiner

För att gasturbiner ska vara en miljömässigt hållbar teknisk lösning för elproduktion i framtiden behöver gasturbiner utnyttja förnybara bränslen, alternativt en kombination av gasturbiner och CCS. Framöver finns förhoppningar om att kunna använda s.k. elektrobränslen (vätgas, ammoniak och metanol) i gasturbiner för att minska dess utsläpp, framför allt vätgas har nämnts som ett bränsle med potential. Vätgas har dock försvårande egenskaper eftersom reaktiviteten är hög, dvs. en mycket snabb förbränning. Vid förbränning av vätgas hamnar lågan närmare spetsen på brännaren inne i maskinen jämfört med vid förbränning av metan vilket ger upphov till så höga temperaturer att den riskerar att smälta. Detta kräver att en ny typ av brännarteknologi utvecklas hos gasturbinleverantörerna. Exempel på projekt som genomförs för förbränning av elektrobränslen är Siemens i Finspång som testkör gasturbiner med 100 % vätgas. Siemens har även ingått samarbetsavtal med VärmlandsMetanol AB för utveckling och marknadsföring av användning av metanol som bränsle för gasturbiner (VärmlandsMetanol, 2021) samt Rya kraftvärmeverk i Göteborg för att inleda en satsning på att ställa om till förnybara bränslen. Siemens nämner att de bränslen som satsas på är vätgas, med en eventuellt mindre andel biogas i blandning.

Gasformiga biobränslen som biogas är tekniskt möjligt att utnyttja i gasturbiner, men att detta inte görs idag är sannolikt en kostnads- och tillgångsfråga. Tillgång och distribution av biogas är ett hinder som nämns i WSPs studie *Lägre utsläpp från fjärrvärmens topplast och reserv – en studie om hinder, incitament och styrmedel* och under hindret som i föreliggande rapport benämns *Ökad konkurrens om biobränslen*. Detsamma gäller flytande förnybara bränslen. Under 2020 testade Siemens flytande biogas (LBG) i sina gasturbiner med ett gott resultat. ”Premiärkörningen av biogasen i en gasturbin gick jättebra, gasturbinen märkte precis som förväntat ingen skillnad” säger Rickard Olsson, chef för provningen i Finspång till My Newsdesk i april 2020.


Incitament	Påverkan	Geografisk utbredning	Kategori	
<b>4.2.5 Stöd till andra förnybara kraftslag</b>	<b>Små och stora aktörer</b>	<b>Hela landet</b>	 <b>Kraftvärme – lönsamhet</b>	 <b>Industriellt mottryck</b>
Stöd till andra kraftslag som konkurrerar med kraftvärme är i sig ett indirekt hinder för kraftvärmerna. Detta kan vara diverse subventioner, styrmedel eller incitament som exempelvis vindkraft och solkraft erhåller.				
Typ av incitament: Ekonomiskt				

### Förtydligande av incitament

Genom att stödja andra kraftslag med subventioner och incitament för fortsatt utbyggnad kommer den alternativa investeringskostnaden för kraftvärmen att öka, både för fjärrvärmeverksamhet och inom industrin. Istället för att göra reinvesteringar eller nyinvesteringar i kraftvärmeanläggningar blir potentiella investerare och beslutsfattare mer intresserade av att investera i andra kraftslag. Exempel på ett sådant stöd är *skattereduktion för mikroproducenter av förnybar el* (Skatteverket, u.d.) som ger incitament till solceller och den föreslagna *minskade anslutningskostnader för elproduktion till havs* (Regeringskansliet, 2021) som ger incitament till havsbaserad vindkraft.

Elcertifikatsystemet är ett system som stöttat andra kraftslag, men även stöttat kraftvärmen. Elcertifikatsystemet innebär att producenter av förnybar el tilldelas elcertifikat för varje MWh som produceras. Elhandelsföretagen har en skyldighet att införskaffa en viss mängd elcertifikat i förhållande till sin försäljning och användning av el, så kallad kvotplikt. Genom att sälja sina elcertifikat kan producenter av förnybar el lättare konkurrera med kraftslagen som inte omfattas av systemet. De energikällor som har rätt att tilldelas elcertifikat är vindkraft, viss vattenkraft, biobränslen, solenergi, geotermisk energi, våg-energi, samt torv i kraftvärmeverk. Alltså är elcertifikatsystemet något som gynnar en viss typ av kraftvärme, men all kraftvärme omfattas ej av systemet (Energiföretagen Sverige, 2020b). Exempelvis avfall, som står för 25% av den tillförda energin till fjärrvärmesystemet omfattas ej av systemet. De senaste fem redovisade åren (2014–2019) är vindkraft det kraftslaget som fått flest certifikat utfärdat (Ekonomifakta, 2021). Elcertifikatsystemet kan, enligt förslag från Regeringen, komma att fasas ut helt vid utgången av 2035. Detta kommer även innebära att stoppdatumet för nya elcertifikat sätts till år 2021.

## 4.3 HINDER FÖR BALANSERINGSLÖSNINGAR


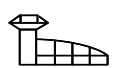
Hinder	Påverkan	Geografisk utbredning	Balanseringslösning
<b>4.3.1 Återvändande last skapar svårhanterliga effekttoppar</b>	<b>Problem för elsystemet i stort</b>	<b>Hela landet</b>	 <b>Efterfrågeflex</b>
Återvändande last – det effektbehov som behövs för att "återställa" en neddragning av värme i exempelvis ett hushåll– kan potentiellt bidra till en ännu högre effekttopp vid ett senare tillfälle. Detta hinder påverkar energianvändningen över tid, men hindret avser effekttoppar i elsystemet.			
Typ av hinder: Tekniskt/Ekonomiskt			
Varaktighet: Efterfrågeflexibilitet lämpar sig för balansering inom timmen upp till inom timmarna.			

### Förtydligande av hinder

När efterfrågeflexibiliteten i hushåll aktiveras sjunker temperaturen i bostaden givet en inkommande styrsignal för detta. När denna neddragning har löpt ut krävs ett effektbehov för att återställa huset till önskad temperatur igen. Denna ökade effekt kallas återvändande last och kan bli en utmaning då effektbehovet från den återvändande elanvändningen kan bli högre än medelvärdet på efterfrågan när uppvärmning då måste ske från en lägre temperatur i hushållet. Detta kan potentiellt bidra till en ännu högre effekttopp vid ett senare tillfälle. Eluppvärmningen kan oftast vara flexibel i en till ett par timmar för att minimera risken för återvändande last, vilket då kan begränsa dess lämplighet som resurs för efterfrågeflexibilitet. (Sweco, 2020)



Att en aggregator som aggregerar laster från hushållen har en strategi för den återvändande lasten kan mildra hindret. Med en bra styrteknik avhjälpas detta hinder till viss del. (Energi, 2021)

Hinder	Påverkan	Geografisk utbredning	Balanseringslösning	
<b>4.3.2</b> <i>Marknad för frekvensreglering passar inte industrin</i>	Stora och små aktörer	Hela Landet	 Efterfrågeflex industri	 Industriellt mottryck
<p>Industrin upplever att delar av marknaden för frekvensreglering som tillhandahålls av Svk inte passar väl med deras möjligheter att bidra med flexibilitet. Detta hinder påverkar kapacitet (effekt) som finns tillgänglig på marknaden men är ett ansvar som ligger hos Svk där arbete pågår just nu att se över marknader.</p> <p>Typ av hinder: Administrativt/Ekonomiskt</p> <p>Varaktighet: I det här fallet avses balansering inom timmen.</p>				

### Förtydligande av hinder

Industrin upplever att delar av de marknader för frekvensreglering som tillhandahålls av Svk inte passar väl med industrins möjligheter att bidra med flexibilitet. (Sköldberg, et al., 2020)

Svk:s olika marknader för stödtjänster handlas idag på olika tidshorisonter, allt från föregående vecka till samma dag. Generellt gäller att ju närmare realtid en flexibilitet levereras, desto större möjlighet har industrin att veta hur produktionen ser ut och huruvida resurser kan ställas till förfogande på en frekvensmarknad.

#### Svårt av mättekniska skäl

Mättekniska skäl bidrar till svårigheter för industrin att bidra med lastreduktion och lastförflyttning. Mätning för elanvändning och elproduktion sker vid "fabriksgrinden" vilket försvårar mätning av den faktiska effekten som finns tillgänglig för marknaden vid tillfället. Exempelvis kan det vara svårt att se att en utlovad effektminskning sker om en energikrävande process samtidigt drar igång "bakom mätpunkten". Detta kan skapa svårigheter för industrin att uppfylla kraven för att delta i balansmarknader.

#### Fallstudie - Massaindustri:

Generellt har industrin för papper och pappersmassa dominerat den industriella kraftvärme-produktionen (industriellt mottryck). De har god tillgång till restprodukter för förbränning och stort värmeunderlag i produktionen vid industrierna (Svebio, 2011). Om ett massabruk ökar förbränningen av restprodukter för ökad elproduktion och ställer effekt till förfogande på marknaden, ökar också produktionen av ånga som används i massaproduktionen. Det ökar produktionen av pappersmassa, vilket genererar ökat elbehov från elkrävande stödprocesser.

När mätning sker "vid grinden" är den resulterade nettoeffekten kanske inte är den på marknaden utlovade effekten. Därför underlättar det för industrin om flexibiliteten kan ställas till förfrågande närmare realtid. (Tolkat från intervju med Skogsindustrierna, 2021) Exempelvis ska FCR-N upphandlas två dagar i förväg, men mFRR kan ändras upp till timmen innan.

#### Efterfrågefleksibilitet som erbjuds av aggregatorer

I Ei:s tillsyn 2020, där hinder för efterfrågefleksibilitet diskuterades med marknadsaktörer, lyftes utformningen och kraven för deltagande på Svk:s balansmarknader som ett hinder för deltagande. Aktörer såg den begränsade automatiken i Svk:s avrop som ett bekymmer och en sänkning av



effektgränsen för reglerbud nämndes som en underlättande åtgärd generellt. Särskilt påpekade aktörer att förkvalificeringsprocessen/kraven för stödtjänster på balansmarknaden försvårade, framförallt de krav som ställs på enheten. Till exempel menar aggregatorer att det är utmanande att hantera förkvalificering av enskilda resurser istället för de aggregerade och vissa industrier ser tjänsterna på balansmarknaden svåra att anpassa till deras verksamhet (Energimarknadsinspektionen, 2020). Även tekniska specifikationer som ramphastigheter i förkvalificeringskraven upplevdes som svåra att uppfylla och utvecklade med vattenkraften i åtanke. Detta hinder kvarstod vid workshopen på samma tema som Ei genomförde den 20 oktober 2021 (Energimarknadsinspektionen, 2021b).


#### Ekonomisk risk att investera i teknisk utrustning innan förkvalificering till SvK

Investeringsviljan för deltagande på en frekvensregleringsmarknad hindras av att investeringen i nödvändig teknik behöver ske innan förkvalificering. Det innebär en ekonomisk risk för de inblandade.

#### Arbete med alternativa modeller från SvK

Då SvK i framtiden ser att en europeisk standardprodukt för mFRR medför ökade krav på denna tjänst kan resurser (som även idag levererar till mFRR) få svårt att uppfylla kraven. Dessa resurser kan fortfarande vara lämpliga att använda för att avlasta resurserna som uppfyller hårdare krav för mFRR. I regeringsuppdraget om stödtjänster och avhjälpan åtgärder (Svenska kraftnät, 2021e) presenterar SvK, som en del av arbetet med att analysera alternativa modeller för omdirigering och motköp, att införa en lista över flexibla resurser aktuella för detta, för att säkerställa att SvK har tillgång till ytterligare resurser som inte kvalificerar för mFRR som kan användas vid behov (Svenska kraftnät, 2021a).

Då dessa marknader är marknader som tillhandahålls av SvK anser WSP att incitamenten kommer att stärkas i och med omarbetningen av de marknader som SvK tillhandhåller.


Hinder	Påverkan	Geografisk utbredning	Balanseringslösning
<b>4.3.3 Serviceverksamheter saknar ofta rådighet över elanvändningen</b>	<b>Fremst små aktörer</b>	<b>Hela landet</b>	 <b>Efterfrågefleks Service</b>
Ofta hyr serviceverksamhet lokaler av någon annan och elanvändningen är starkt korrelerad med verksamheten, vilket begränsar incitamenten för efterfrågefleksibilitet. Kostnaden för elanvändning är i många serviceverksamheter låg i förhållande till andra kostnader vilket också minskar incitament för efterfrågefleksibilitet. Minskade incitament för efterfrågefleksibilitet påverkar användningen av den potentiellt installerade kapacitet som finns.			
Typ av hinder: Administrativt/ekonomiskt			
Varaktighet: Efterfrågefleksibilitet lämpar sig för balansering inom timmen upp till inom timmarna.			

#### **Förtydligande av hinder**

Inom det segment som kallas "serviceverksamhet" inkluderas en rad verksamheter, t.ex. sjukvård och skolor men även detaljhandel, restauranger och hotell. Lokalen har potential att vara flexibel i sin förbrukning – men hyrs ofta av en fastighetsägare och serviceverksamheten har i praktiken endast rådighet över elförbrukningen i verksamheten. (Energimarknadsinspektionen, 2016) Äger serviceverksamheten inte sin lokal har de alltså begränsad möjlighet att påverka annat än förbrukningen, och därmed sällan heller möjlighet att delta med efterfrågefleksibilitet. Verksamhetens karaktär begränsar ofta av flexibiliteten - i sjukvården av uppenbara anledningar, i hotell/restaurang pga. av att förbrukning sker när verksamheten är igång.

Exempel på system som kan styras är ventilation och värmepumpar samt potentiellt lösningar med batterier och egen elproduktion. I de fall verksamheten äger sin egen lokal kan de likt fastighetsägare delta i efterfrågefleksibilitet, men verksamhetens karaktär och begränsningar med denna kvarstår.

I en enkät till aktörer inom segmentet framkom att en ytterligare förklaring till lågt intresse kring efterfrågefleksibilitet hos serviceverksamheter var att el-utgifterna var små i förhållande till andra kostnader, även om intresse för energieffektivisering dock var relativt högt. (Badano, et al., 2016)

Hinder	Påverkan	Geografisk utbredning	Balanseringslösning
<b>4.3.4 Omprövning av svensk vattenkraft</b>	<b>Stora och små aktörer</b>	<b>Framförallt norra Sverige</b>	 <b>Vattenkraft</b>
Beroende på hur omprövningen av den svenska vattenkraften faller ut kan det få stora konsekvenser på produktion och balanseringsbidrag vilket påverkar kraftsystemet i stort. Detta hinder påverkar främst användning av redan befintlig installerad effekt.			
Typ av hinder: Juridiskt			
Varaktighet: Vattenkraft lämpar sig för balansering inom timmen upp till årsvariationer.			

### Förtydligande av hinder



Regeringen beslutade den 25 juni 2020 om en nationell plan för moderna miljövillkor och miljötillstånden för majoriteten av vattenkraftverken kommer omprövas mellan 2022 och 2037. Målet är att uppnå effektiv tillgång till el från vattenkraft vilket betyder största möjliga reglerförmåga i elproduktionen, att behovet av ökad effekt kan mötas i existerande kraftverk, elberedskap och stabilitet på nationell, regional och lokal nivå i systemet. (Svenska kraftnät, 2021c)

Regeringen har gett Havs- och vattenmyndigheten (HaV), Statens energimyndighet och Svk uppdraget att ta fram en nationell plan för att förse vattenkraften med moderna miljövillkor som tar hänsyn till största möjliga nytta för vattenmiljön och effektiv tillgång på el från vattenkraften. Den nationella planen för moderna miljövillkor för vattenkraften framhäver att produktionsförlusten ska minimeras. Ansvarande myndigheter ska ta hänsyn till riktvärdet om 1,5 TWh maximal förlorad tillgång till vattenkraftsel. Inom ramen för detta har även riktvärdet fördelats över de 22 huvudavrinningsområden som är viktigast för balansering av elsystemet. Fördelningen av riktvärdet per huvudavrinningsområde kallas HARO-värden och redogör för vad som kan utgöra betydande negativ påverkan på kraftproduktion. Riktvärdet används som stöd för vattenmyndigheterna vid beslut om kraftigt modifierade vatten och eventuella undantag, men anger inte en gräns för vilka miljövillkor som kan föreskrivas. (Havs och vattenmyndigheten, Energimyndigheten, Svenska Kraftnät, 2020) Det har med avseende på detta lyfts oro kring att beredningen till miljönormer inte i tillräckligt stor utsträckning tar hänsyn till systempåverkan och därmed riskerar bidra till att produktionsförlusten blir större än riktvärdet. (Energiföretagen, 2021b)

I Svk:s långsiktiga marknadsanalys har olika "åtgärdsalternativ" (med utgångspunkt i Hav och Vattenmyndighetens Nationella strategi för vatten) simulerats med avseende på deras påverkan på kraftsystemet i två framtida scenarion för elproduktionen. Tre olika generella miljöåtgärder för vattenkraften har antagits, då olika målkonflikter ska balanseras i kommande domstolsprövningar. (Svenska kraftnät, 2021c) Dessa ges i tabellen som följer.

Alternativ:	Åtgärdsalternativ K1	Åtgärdsalternativ K2	Åtgärdsalternativ K3
Förklaring	<p>I denna analys miljöanpassas alla kraftverk för att uppnå god ekologisk status i alla vattenförekomster.</p> <p>Simuleringarna av K1 visar att detta får störst påverkan på systemet. Detta innebär en relativt stor produktionsförlust vilket i praktiken ger högre årsmedelspriser och negativ årlig energibalans. Balanseringsbidraget i K1 minskar också.</p>	<p>Samma miljöåtgärder som i k1 men kraftverk över 10MW med torrfårar över 500m undantas</p> <p>Simuleringarna visar att detta får omfattande konsekvenser på kraftsystemet men mindre sådan på produktionsförlust, årsmedelpris och energibalans. Däremot är minskningen av balanseringsbidraget ungefär likvärdigt som i k1.</p>	<p>Denna analys motsvarar gränsen för betydande negativ påverkan på kraftproduktionen 1,5 TWh. I k3 är det samma miljöanpassningar som i k2 men åtgärderna har lägre flödespåverkan.</p> <p>I alternativ k3, ses marginella effekter på kraftsystemet. Vid genomförande av större flödesåtgärder blir det en större påverkan på kraftsystemet.</p>

Svk gör ingen bedömning av vad som är mest troligt i den långsiktiga marknadsanalysen men understryker att miljöanpassningen kan få stor påverkan på kraftsystemet och vikten av att tillgången till vattenkraftsel vid denna anpassning beaktas.

Hinder	Påverkan	Geografisk utbredning	Balanseringslösning
<b>4.3.5 Målkonflikt vid skydd av ekologiska värden</b>	<b>Stora och små aktörer</b>	<b>Hela landet</b>	 <b>Vattenkraft</b>  <b>Pumpvattenkraft</b>
<p>Ny vattenkraft i Sveriges nationalälvar är förbjuden vilket begränsar potentialen och är ett hinder för elproduktion från vattenkraft i Sverige. Här föreligger en målkonflikt mellan biologiska miljövärden och klimatmålen genom en ökad elektrifiering. Dock är detta hinder till för att skydda andra ekologiska värden och miljömål varför hindret är svårt att undanröja. Hindret avser främst investering i ny kapacitet (effekt).</p> <p>Typ av hinder: Tekniskt/Juridiskt</p> <p>Varaktighet: Vattenkraft lämpar sig för balansering inom timmen upp till årsvariationer. Pumpvattenkraft lämpar sig för balansering inom timmen upp till dygnsvariationer.</p>			

### Förtydligande av hinder

Den EU-lagstiftning som anger ramarna för en hållbar vattenpolitik och som implementerats i Miljöbalken är Vattendirektivet. Genom Vattendirektivets integration i Miljöbalken begränsas och i vissa fall förbjuds utbyggnad av vattenkraft.

Det har bedömts att potentialen i de skyddade vattendragen uppgår till cirka 24 TWh (Svensk Energi, 2015). Det kan generellt sägas att det finns en målkonflikt mellan ekologiska värden och klimatmålen, i den mån de skall nås genom elektrifiering. Givetvis medför förbudet för vattenkraft att potential för elproduktion går förlorad – emellertid till förmån för andra prioriterade miljömål.

I januari 2019 (2019-01-01) presenterades en ny överenskommelse i Riksdagen. I denna betonas att vattenkraftens utbyggnad framöver främst skall ske i befintliga verk genom effekthöjning - med moderna miljötillstånd. Även nya anläggningar ska ha moderna miljötillstånd. Syftet med detta är att korta tillståndsprocesserna. (Sweco, 2020) Även om detta kan ses som ett hinder i sig kan det vara värt att notera att detta tillkommit inte minst för att skydda nationalälvar, varför detta hinder kan vara

ett lämpligt sätt att säkerställa att vattenkraftens existens inte går ut över ekologiska värden. När en älv ska optimeras behöver det ske under särskilda förutsättningar och vissa ramar. Inte sällan går också älven genom ett tätbebyggt område och försiktighet behöver då iaktas för att undvika skada på samhället. (Sweco, 2020)

Hinder	Påverkan	Geografisk utbredning	Balanseringslösning
<b>4.3.6 Otydligheter kring reglering av energilager och otillräcklig marknad</b>	Stora och små elnätsföretag	Hela landet	 Energilager
<p>Otydligheter kring regleringen av energilager är ett juridiskt hinder som påverkar främst elnätsbolagen. Samtidigt som Ei ger lagförslag med huvudregeln att en systemoperatör inte ska få äga och driva energilager görs bedömningen att det är osäkert om det finns en tillräckligt väl fungerande marknad för energilagransanläggningar i Sverige, vilket skulle innebära att det saknas ekonomiska incitament att investera i energilager. Däremot finns incitament för att utnyttja energilagringstjänster. På grund av den otillräckliga marknaden finns i lagförslag från Ei möjlighet till undantag från huvudregeln.</p> <p>Typ av hinder: Juridiskt och ekonomiskt Varaktighet: Gäller alla tidsperspektiv</p>			

### Förtydligande av hinder

Som WSP tidigare adresserat i rapporten *Hinder för elektrifiering* (WSP, 2021a) skulle energilagring kunna vara en framtida potentiell lösning för att klara av en elektrifiering och högre andel förnybar icke-planerbar elproduktion.

Ett juridiskt hinder som finns är att det i Ellagen (1997:857), och enligt intentionerna i EU-kommissionens *Clean Energy Package*, och därmed den svenska appliceringen av EU-kommissionens lagförslag som Ei tagit fram och presenterat i rapporten *Ren energi inom EU* (Energimarknadsinspektionen, 2019), inte är tillåtet för systemansvariga att äga energilager om det finns en väl fungerande marknad för energilagring. Detta då dessa tjänster ska erbjudas av aktörer på den konkurrensutsatta marknaden. Undantag kan ges för specifika omständigheter för att kunna driva elnätet. Detta beskrivs i lagförslaget från Ei (se faktaruta: *Ei:s förslag på förändringar i Ellagen (1997:857): Lagförslag*)

Att elnätsägare inte får äga eller driva energilager kan ses som en avsaknad på regulatoriska incitament på kort sikt snarare än en teknisk barriär för energilagring - det är fortfarande möjligt för andra aktörer att äga och driva energilager för samma syfte. Avsaknaden på dessa incitament för elnätsägare kan ändå ses som ett hinder idag för en möjlig lösning av den ökade elektrifieringen och icke-planerbara elproduktionen från sol och vind, däremot kan incitamenten stärkas på sikt med en etablerad marknad. Utan äganderätt blir elnätsföretagen tvungna att förlita sig på ledig kapacitet hos tredje part, vilket ger upphov till ett beroende av tillförlitlighet hos levererad produkt. Hindret berör både små och stora aktörer (elnätsföretag), små och stora energilager, och aktörer över hela landet. Den problematik som ett energilager kan bidra till att lösa - exempelvis effektproblematik - är idag främst lokaliserad i storstadsregionerna, men kan även komma att beröra landsbygden om nya stora elanvändare etablerar sig där nätkapaciteten är bristfällig. Ei gör bedömningen att det är osäkert om det finns en tillräckligt väl fungerande marknad för energilagransanläggningar i Sverige.

Att ta bort hindret, genom att tillåta elnätsägare att äga och driva energilager, kan dock innebära målkonflikter. Om elnätsägare ges möjlighet att äga energilager skulle denna potentiella tjänst (i form av energilagringstjänster från andra aktörer) förmodligen försvinna. Detta eftersom

elnätsföretagen troligtvis skulle kunna driva egenägda energilagring effektivare till en lägre kostnad vilket då skulle konkurrera ut andra aktörer från marknaden. Detta behöver inte vara samhälls-ekonomiskt effektivt.

#### **Ei:s förslag på förändringar i Ellagen (1997:857): Nya definitioner**

*Ei har i sin rapport "Ren Energi inom EU" (Energimarknadsinspektionen, 2019) gett förslag på nya definitioner som gäller Energilagring; nya definitioner av orden "energilagring", "energilagringssystem" och "helt integrerade nätkomponenter".*

##### Förslag på definitioner i kapitel 1, 3a §:

Med energilagring avses en i elsystemet uppskjutning av den slutliga användningen av el till en senare tidpunkt än produktionstillfället. Med energilagring avses även omvandlingen av elenergi till en form av energi som kan lagras, lagringen av den energin, och den därpå följande återomvandlingen av energin till elenergi eller annan energibärare.

Med energilagringssystem avses en anläggning i elsystemet där energi lagras.

Med helt integrerade nätkomponenter avses nätkomponenter i överförings- eller distributionssystemet och som används uteslutande för att säkerställa säker och tillförlitlig drift av överförings- eller distributionssystemet.

#### **Ei:s förslag på förändringar i Ellagen (1997:857): Lagförslag**

*Ei har i sin rapport "Ren Energi inom EU" (Energimarknadsinspektionen, 2019) gett förslag om att införa bestämmelser i Ellagen som förbjuder TSO och DSO att äga och driva energilagring, förutom för vissa undantag.*


##### Lagförslag i kapitel 3, 1 n §:

En systemansvarig får inte äga eller driva en energilagringssystem.

Trots vad som anges i första stycket får en systemansvarig äga eller driva en energilagringssystem efter godkännande från nätmyndigheten. Godkännande ska lämnas om energilagringssystemen är en helt integrerad nätkomponent.

En systemansvarig får även äga eller driva energilagringssystem under förutsättning att samtliga följande villkor är uppfyllda:

- a) Andra parter än en systemansvarig har, efter ett öppet, transparent och icke diskriminerande anbudsförfarande, som granskats och godkänts av nätmyndigheten, inte fått rätt att äga eller driva en sådan anläggning, eller inte kunnat tillhandahålla motsvarande energilagringstjänst varken till rimlig kostnad eller inom rimlig tid.
- b) Anläggningen är nödvändig för att en systemansvarig ska kunna fullgöra sina skyldigheter enligt 3 kap. 1 § ellagen avseende effektiv, tillförlitlig och säker drift av distributions- eller överföringssystemet, och anläggningen inte används för att köpa eller sälja el på elmarknaderna.
- c) Nätmyndigheten har bedömt behovet av ett sådant undantag och gjort en bedömning av anbudsförfarandet, däribland villkoren för anbudsförfarandet, och lämnat sitt godkännande.

Hinder	Påverkan	Geografisk utbredning	Balanseringslösning
<b>4.3.7</b> <i>Låg grad av kompatibilitet för V2G</i>	Små och stora aktörer	Hela landet	 <b>Efterfrågeflex V2G</b>
<p>För att möjliggöra V2G krävs att tekniska krav finns på plats, både gällande hårdvara samt för utbyte av information mellan elbil och laddstation. Dessa tekniska krav samlas i standarden ISO 15118. För att möjliggöra bidirektionell laddning krävs att både bilen och laddboxen har implementerat denna standard. Detta hinder avser främst installerad effekt.</p> <p>Typ av hinder: Tekniskt/Administrativt</p> <p>Varaktighet: Efterfrågeflexibilitet lämpar sig för balansering inom timmen upp till inom timmarna.</p>			


Den teoretiska potentialen till 2040 för användning av elbilars batterier som kraftkälla är större än Sveriges högsta behov, men många faktorer påverkar hur stor potential som kan nyttjas. Faktorer som teknik, kunderbjudande och affärsmodeller har stor inverkan.

### Förtydligande av hinder

#### Samordning kring att integrera teknik till EU-standarder

Både lämplig hårdvara och mjukvara är en förutsättning för V2G. Dessa tekniker finns idag men behöver integreras till europeisk laddstandard. Då strömmen behöver kunna levereras från bilen till nätet krävs utrustning som kan omvandla batteriets likström till växelström som är i harmoni med elnätet. Mjukvara behövs för utbyte av information mellan bil och laddstation. Samtliga tekniska krav för V2G kommer samlas under ISO 15118. (Power Circle, 2020)

Standarder möjliggör utveckling, men det tar ofta tid för aktörerna att ställa om till denna. Ellagen utgör inget legalt hinder för V2G, men samordning mellan aktörer kan vara en utmaning. Hindret påverkar både små och stora aktörer som fordonstillverkare, tillverkare av laddstationer, nätägare och aggregatorer.

Hinder	Påverkan	Geografisk utbredning	Balanseringslösning
<b>4.3.8</b> <i>Låg effektivitet för power-to-gas-to-power</i>	Alla anläggningar	Hela landet	 <b>Gasturbiner</b>
<p>Den totala effektiviteten i cykeln el till vätgas tillbaka till el är låg dagsläget. Detta är ett hinder för gasturbiner att utnyttja vätgas som bränsle och bidra med balansering av elsystemet med låga utsläpp. Detta hinder påverkar både investering i ny kapacitet samt användning av befintligt installerad effekt är beroende på bränsletillgång i framtiden.</p> <p>Typ av hinder: Tekniskt/ekonomiskt</p> <p>Varaktighet: Generellt lämpar sig gasturbiner för balansering inom 15 min upp till dygnsvariationer. Gasturbiner lämpar sig för automatisk reglering via manuell aktivering på begäran från Svk (mFRR) som har en aktiveringstid inom 15 min.</p>			

## Förtydligande av hinder


Ett alternativ som ibland nämns för vätgas är att använda den som energibärare för att producera el i exempelvis en gasturbin eller i en bränslecell, så kallad gas-to-power. Om vätgasen dessutom är producerad genom power-to-gas kallas detta alternativ för power-to-gas-to-power. Detta alternativ är svårt att i dagsläget realisera idag då den totala effektiviteten för detta är låg.

Under rätt förutsättningar skulle dock vätgasen kunna vara ett alternativt bränsle för reservkraftverk (gasturbiner) som idag drivs med diesel, detta i syfte att bidra med balansering av elsystemet med låga utsläpp. Svk menar i sin senaste systemutvecklingsplan 2022–2031 som publicerades i november 2021 att detta kan bli intressant om inga andra bättre alternativ finns tillgängliga, men att detta troligen kommer att bli intressant för relativt få drifttimmar. Dock poängteras att gasturbiner som utnyttjar vätgas kan bidra med längre drifttider än vad batterilager medger. (Svenska kraftnät, 2021)

WSP erfar samma resonemang från intervjuer, dvs. att det kan finnas situationer då power-to-gas-to-power kan vara en möjlig teknik för balansering av elsystemet trots låg effektivitet, detta i specifika situationer där investeringen i utrustning för power-to-gas görs av andra skäl än för att bidra som balanseringsresurs. Exempel på sådana situationer är i fallet Hybrit, där stålindustrin investerar i vätgaslager och elektrolys för produktion av grön vätgas i syfte att ställa om industrin mot klimatneutralitet. Här finns en teoretisk möjlighet att bidra med balansering och flexibilitet om marknadsförutsättningarna är de rätta, något som flera branschaktörer också påpekar kommer att göras om det blir ekonomiskt rimligt.

Hindret som avser att effektiviteten för power-to-gas-to-power är låg är svårt att överbrygga med styrmedel. Däremot finns det möjligheter att styra mot ett högre utnyttjande av vätgasen som bränsle i gasturbiner.

Detta hinder inkluderar inte efterfrågeflexibilitet hos industrin - ett annat sätt för vätgasen att bidra till flexibilitet, då det kan möjliggöra laststyrning. Detta sätt att utnyttja vätgasen upplevs av aktörer i branschen ha en större potential.

Hinder	Påverkan	Geografisk utbredning	Balanseringslösning
<b>4.3.9 Markkonflikter</b>	<b>Små och stora aktörer</b>	<b>Hela landet</b>	 <b>Nätutbyggnad (Import/Export)</b>  <b>Energilager</b>
<p>Markkonflikter tas upp som ett större hinder i en tidigare utredning genomförd av WSP. Markkonflikter utgör ett hinder för utbyggnad av energinfrastruktur som t.ex. elnät, kraft- och fjärrvärme samt placering av energilager. Hindret återfinns i hela landet, men vissa geografiska skillnader finns. Hög konkurrens om planbelagda områden skapar i regel markkonflikter i söder och storstadsregioner, medan konflikterande natur- och kulturvärden orsakar konflikter i hela landet. Därutöver kan acceptansnivån för nyetableringar och utbyggnader skilja sig inom län och variera med befolkningstätheten. Detta hinder påverkar främst installation av effekt.</p> <p>Typ av hinder: Juridiskt</p> <p>Varaktighet: Alla tidsperspektiv, en förutsättning för balans av elsystemet.</p>			



## **Förtydligande av hinder**

### Begränsad fysisk framkomlighet

Att utföra arbeten på energiinfrastruktur, oavsett om det handlar om att dra nya ledningar eller reparation och utbyggnad av befintliga, förutsätter tillgängliga markytor inom de områden där behovet finns. Ett hinder för att utföra arbete på elnät idag är således kopplat till begränsad fysisk framkomlighet, särskilt eftersom de områden där effektbehovet är som störst även sammanfaller med mest bebyggelse. Framkomligheten och den faktiska tillgången på mark i områden där effektbehovet är som störst inverkar på teknikutformningen och påverkar i förlängningen förutsättningarna för att kunna upprätthålla leveranssäkerheten i nätet. (WSP, 2021a)


### Målkonflikt

Ökad elektrifiering och tillhörande markanspråk för elnätsrelaterat arbete är samtidigt förknippade med en del målkonflikter då befintliga boendemiljöer, riksintressen, natur- och kulturvärden behöver tas i beaktande. I tillståndsprovningen av en ledning väger varje enskilt lokalt intresse tungt. Exempelvis dras inte luftledningar in i storstadsområden, då detta antas inverka på invånarnas boendemiljö (Svenska kraftnät, 2019a). Här blir valet av tekniskt utförande alltid markkabel, vilken har försvårande tekniska egenskaper för elnätsföretagen att hantera och påverkar förutsättningarna att upprätthålla leveranssäkerheten i elnätet. På liknande sätt uppger aktörer inom laddinfrastruktur att markåtkomst kan vara ett hinder för placeringen av energilager, då dessa kräver stora ytor. Hård konkurrens om markytor och konflikterande markintressen försvårar även etablering av energilager för avhjälpande av lokal kapacitetsbrist. När vindkraftsproduktionen förläggs i norra delen av landet (vilket prognoser indikerar) tillkommer markkonflikter med renskötseln och friluftslivet (WSP, 2021a). I ett pressmeddelande i oktober 2021 meddelade regeringen av de avser ge Svk i uppdrag att bygga ut transmissionsnätet till områden inom Sveriges sjöterritorium där det finns förutsättningar att ansluta fler anläggningar för havsbaserad vindkraft samt annan havsbaserad kraftproduktion, detta för att bland annat ge möjlighet till kraftigt förstärkt elproduktion i Södra Sverige. (Regeringskansliet, 2021a)

### Höga magnetfältsvärden

Vid tillståndsprovning av nya elledningar kräver Miljöbalken att nätkoncessionsägaren redovisar vilket magnetfältsvärde ledningen väntas alstra. Detta följer av att det finns ett maxvärde för rekommenderad exponering av magnetiska fält. Redovisningen ska bland annat innehålla vilka magnetfältsvärden som uppmäts i bebyggelsen i anslutning till ledningen samt i områden där människor skulle kunna vistas i anslutning till denna. Om ledningen är i nära anslutning till andra ledningar ska, förutom ledningens enskilda bidrag, den kumulativa effekten av alla ledningars magnetfältsvärden redovisas (Energimarknadsinspektionen, 2018). I områden med stort effektbehov kan elektrifieringen därför hindras av att nya kabelledningar inte får dras på vissa sträckor där det rekommenderade maxvärdet redan är nått och där det är trångt med kabelutrymme. (WSP, 2021a)



Hinder	Påverkan	Geografisk utbredning	Balanseringslösning
<b>4.3.10 Långa tillståndsprocesser för elnätsutbyggnad</b>	<b>Stora och små aktörer</b>	<b>Hela landet</b>	 <b>Nätutbyggnad (Import)</b>
<p>Långa tillståndsprocesser upplevs som ett stort hinder i en tidigare utredning genomförd av WSP. Hindret återfinns i alla delar av landet. Eftersom regeringen i september 2021 gett i uppdrag åt Ei, Lantmäteriet och länsstyrelserna att utveckla och testa nya arbetssätt för en koordinerad process för hantering av de tillstånd och rättigheter som krävs för att bygga ut eller förstärka det svenska elnätet är detta hinder inte ett hinder som i dagsläget inte bör prioriteras för att föreslå ytterligare åtgärder inom ramen för detta uppdrag. Detta hinder påverkar främst installation av effekt.</p> <p>Typ av hinder: Administrativt</p> <p>Varaktighet: Alla tidsperspektiv, en förutsättning för balans av elsystemet.</p>			

### Förtydligande av hinder

Långa tillståndsprocesser i utbyggnaden av elnät är ett hinder som identifierats i en tidigare utredning genomförd av WSP på uppdrag av Naturvårdsverket. (WSP, 2021a) Tillståndsprocessen innefattar i regel både *ledtid* och *koncessionshandläggning*. Genomsnittstiden för koncessionshandläggning är cirka 18 månader, men enskilda projekt kan ta mellan sju månader och tre år beroende på komplexitet. Ledtider kan dock uppgå till tio år, från att utbyggnaden planeras till att ledningen finns på plats. Det finns flera faktorer som påverkar detta:

#### Olika beslutsramar hos regionala myndigheter

Olika bedömningar av myndigheter med samma funktion kan förekomma beroende på geografisk placering och vilka resurser som finns tillgängliga. Det kan exempelvis bero på att olika myndigheter applicerar olika processer.




#### Förlängda remisstider

Intressenter kan kräva att remisstider förlängs för att kunna inkomma med svar. Det påverkar och förlänger hela processen.

Långa ledtider innebär att det tar tid innan dagens kapacitetsbrister kan åtgärdas (Regeringskansliet, 2019a). För elnätsföretagen innebär långa tillståndsprocesser att förmågan att hinna bygga ut elnätet för att möta framtida efterfrågan försvåras.

Det är viktigt att beslutsunderlagen för utbyggnad av elnät och elinfrastruktur är väl underbyggda, men i processen kan målkonflikt uppstå som bidrar till långa ledtider. Ett exempel på sådan målkonflikt kan vara om klimatmålen behov av elektrifiering ställs mot miljömål där ledningar berör platser med stort naturvärde.

Regeringen har i september 2021 gett i uppdrag åt Ei, Lantmäteriet och länsstyrelserna att utveckla och testa nya arbetssätt för en koordinerad process för hantering av de tillstånd och rättigheter som krävs för att bygga ut eller förstärka det svenska elnätet. (Regeringskansliet, 2021)

Hinder	Påverkan	Geografisk utbredning	Balanseringslösning		
<b>4.3.11 Osäkerhet om elpriser och drifttider</b>	<b>Stora aktörer</b>	<b>Hela landet</b>	 <b>Gas-turbiner</b>	 <b>Pumpvatten-kraft</b>	 <b>Kraftvärme-flexresurs</b> (även lönsamhet vid normaldrift)
<p>Eftersom gasturbiner idag bidrar med spetsförsörjning behöver investering i sådana anläggningar spridas ut över få driftstimmar. Därför utgör osäkerhet om elpriser och drifttider ett betydande hinder för investeringar i gasturbiner. Detsamma gäller pumpvattenkraften. Osäkerhet om elpriser är ett generellt hinder för investering i planerbar kraft och gäller därför även kraftvärme, även om kraftvärmens har andra förutsättningar än ex. gasturbiner med längre drifttid för anläggning och en samproduktion av el och värme. Kraftvärmens utmaningar beskrivs utförligare i hindret Otillräckliga incitament till elproduktion. Detta hinder påverkar främst installerad effekt.</p> <p>Typ av hinder: Ekonomiskt</p> <p>Varaktighet: Generellt lämpar sig gasturbiner för balansering inom 15 min upp till dygnsvariationer. Gasturbiner lämpar sig för automatisk reglering via manuell aktivering på begäran från Svk (mFRR) som har en aktiveringstid inom 15 min. Pumpvattenkraft lämpar sig för balansering inom timmen upp till dygnsvariationer.</p>					

## Förtydligande av hinder

### Gasturbiner: Höga rörliga produktionskostnader och få driftstimmar

Gasturbinernas är idag relevanta för att bidra med spetsförsörjning. Detta är utmanande ur en ekonomisk synvinkel. Även om en stor mängd spetslast aktiveras under de allra mest ansträngda timmarna är det aggregerat små energimängder, vilket minskar intjäningsförmågan.

Gasturbiner har en relativt låg investeringskostnad, låga fasta driftskostnader och är relativt snabbstartade. Däremot är den relativt rörliga produktionskostnaden för el hög till följd av en hög bränslekostnad och en låg verkningsgrad. Trots den relativt låga investeringskostnaden finns osäkerhet kring incitament att uppbåda tillräckligt med kapital för investeringar då investeringar i gasturbiner skall spridas ut över få driftstimmar. (Sköldberg, et al., 2020) Dessutom är skillnaderna stora mellan en normalvinter och en tioårsvinter. Under en normalvinter kan effektbehovet oftast mötas utan gasturbiner med hjälp av import.

I dagsläget använder gasturbiner fossila bränslen så som naturgas. Naturgas som bränsle för elproduktion kräver en större skillnad mellan el- och naturgaspriset för att möjliggöra drift, exempelvis fick Öresundsverket i Malmö avvecklas på kommersiella grunder då denna skillnad var för liten. (Thern & Genrup, 2019) För att gasturbiner ska vara en miljömässigt hållbar teknisk lösning för elproduktion i framtiden behöver gasturbiner utnyttja förnybara bränslen, alternativt en kombination av gasturbiner och CCS. Mer om detta i hindret som benämns avsnitt *4.2.4 Kostnad för bränslebyte* och *4.1.5 Ökad konkurrens om biobränslen*.

### Kraftvärme: Låga och måttliga elpriser försvagar incitament för investering/reinvestering

Kraftvärme kräver höga kapitalkostnader vilket innebär att det behövs en tillräcklig kapitaltäckning under drifttimmarna. För att kraftvärme ska vara en del av frekvensregleringen ska den valda delen

(för frekvensregleringen) kunna vara avskild från övrig verksamhet som då bidrar med elproduktion baserat den värmelast som finns. Förutom att det kräver tillräckliga incitament finns det även en osäkerhet kring kvoten mellan elproduktion och fjärrvärmeproduktion. Detta beskrivs mer detaljerat under hindret *Osäkerhet kring förhållandet mellan el- och värmeproduktion*.

#### *Elpriset ger idag svaga incitament för pumpvattenkraft*



Då pumpvattenkraft kräver stora investeringar är planerbarhet en viktig faktor som kan stärka incitament för investering. Pumpvattenkraft gynnas av ett elsystem som är relativt förutsägbart med tydliga prisskillnader. I intervjuer genomförda av WSP gavs Japan som exempel på ett särskilt lämpligt elsystem för detta kraftslag. Japans har en hög andel kärnkraft och använder gasturbiner för topp effekt under dagarna då efterfrågan på el är hög. Priserna på natten är mycket låga när enbart kärnkraften producerar el och dyra under dagen när systemet utnyttjar gasturbiner för topplasteffekt. Detta skapar stora prisdifferenser mellan elpriset på dagen och natten, dessutom ger det en planerbarhet som kan motivera investeringar i pumpvattenkraft.

#### *Kontinuerliga subventioner av förnybar elproduktion*

Styrmedel kan ge incitament för energibolagen att investera i vissa produktionsmetoder framför andra, något som på sikt påverkar kraftsystemets utformning. Styrmedel har positiva effekter i att uppfylla politiska mål om omställningsprocesser forceras. Detta gör utformningen av styrmedlen kritisk då de kan ge snedvridningseffekter som kraftsystemet inte är utrustad att hantera. Centrala styrmedel för energitillförsel är energi- och koldioxidskatten, avfallsförbränningsskatten, utsläppshandelssystemet, elcertifikatsystemet, initiativ för vindkraft samt stöd till solenergi. Att dessa nyttjas kraftslagsvis och inte tar hänsyn till kraftslagets övriga funktioner i kraftsystemet utgör ett hinder, eftersom systemfunktionen riskerar att försvinna utan att bli ersatt. I regioner med kapacitetsbrist, framförallt i storstäder, fyller planerbar elproduktion – till exempel kraftvärmens idag - en systemfunktion och bidrar till den lokala effektbalansen.

#### *Snedvridningar i hur intäkter fördelas för systemtjänster*

Till skillnad från icke-planerbara kraftslag som vind- och solkraft är kraftvärme och gasturbiner planerbara kraftslag. Elproduktionen kan styras efter efterfrågan och bidraget från elproduktion i kraftvärme och gasturbiner kan förutsägas. Systemtjänsten som dessa kraftslag bidrar med i detta fall, planerbarhet, är inget som tas hänsyn till i prismodellerna för el. Det finns exempel på specifika fall där planerbarheten hos kraftvärmeverk och gasturbiner premierats och därmed haft en direkt påverkan på lönsamheten vid elproduktion. Exempelvis investerade Stockholm Exergi i ett biooljeeldat kraftvärmeverk och två gasturbiner för att garantera 320 MW produktionskapacitet i Stockholm. De incitament som gavs för denna investering var långsiktig ekonomisk garanti från Ellevio till Stockholm Exergi. Ett annat exempel är Rya Kraftvärmeverk i Göteborg som avtalat en tillgänglighet med Svk under sommaren när Ringhals båda kvarvarande kärnkraftsreaktorer är avställda.

Hinder	Påverkan	Geografisk utbredning	Balanseringslösning	
<b>4.3.12 Förutsätter geografiskt lämplig plats</b>	<b>Stora aktörer</b>	<b>Hela landet</b>	 <b>Pumpvattenkraft</b>	 <b>Värmelager</b>
<p>Avsaknad av lämpliga platser för pumpvattenkraft utgör ett hinder för ny pumpvattenkraft. För lönsamhet i en investering i värmelager är geografiskt lämpliga platser, eller redan befintliga platser, en förutsättning. Detta hinder påverkar främst installerad effekt.</p> <p>Typ av hinder: Tekniskt</p> <p>Varaktighet: Pumpvattenkraft och värmelager lämpar sig för balansering inom timmen upp till dygnsvariationer.</p>				

### Förtydligande av hinder

#### Pumpvattenkraft

Pumpvattenkraften kräver höjdskillnader för att kunna använda potentialen i lägesenergi och producera el. Avsaknaden av lämpliga platser för att utnyttja dessa höjdskillnader är ett hinder för ny pumpvattenkraft vilket begränsar dess potential.

Detta hinder berör målkonflikten vid skydd av ekologiska värden då det exempelvis har diskuterats att utnyttja höjdskillnaderna mellan Vättern och Väneren för pumpvattenkraft, men tunnelsystemet för att realisera detta skulle skada biotoper i de olika sjöarna. Projekt i Europa har stoppats dels på grund av detta, dels på grund av opposition från allmänheten. (Sweco, 2020)

Ett annat konkret hinder kan ges för pumpvattenkraftverket Juktan. Kraftverket är idag konverterat till ett konventionellt vattenkraftverk men planeras att eventuellt starta igen. Ett av de tre vattenmagasin som användes har under en tid använts som deponi för anrikningssand från Blaikengruvan, men gruvan är inte längre i drift pga. konkurs. Att återställa vattenmagasinet och se till att miljöfarliga ämnen som arsenik, zink, bly, koppar och nickel inte sprids vidare i vattensystemet kan bli det svåraste hindret för återstart av Juktan, även om Vattenfall menar att det fortfarande är tillräckligt intressant för att fortsätta utreda möjligheten. Förstudien förväntas vara klar 2023 och en återstart kan bli möjligt 2031. (Nohrstedt, 2021)


#### Värmelager

Det finns olika tekniker för värmelager och varje teknik lämpar sig för olika användningsområden. Tre olika kemiska reaktioner används för värmelager: Sensibla lager, latent lager och termokemiska lager. Dessa presenteras kort i tabellen som följer.

<b>Sensibla Lager</b>	Lagringssubstansen tar upp energi och lagrar den utan fasförändring. Vanligtvis används vatten men exempelvis salt förekommer också. Denna teknik är den mest etablerade idag och lämpar sig för korttidslagring.
<b>Latenta Lager</b>	Lagringssubstansen tar upp och avger värme vid fasförändring. Med anledning av den höga entalpiförändringen lämpar sig denna teknik för lagring av stora energimängder, i jämförelse med sensibla lager. Denna teknik är idag tillgänglig kommersiellt.
<b>Termokemiska Lager</b>	Ett termokemiskt material absorberar energi och omvandlas till två komponenter vilka lagras separat. Denna teknik befinner sig i forskningsstadiet.

Sensibla lager är den mest etablerade tekniken för värmelagring idag. För denna typ av värmelagring används olika typer av lagringsutrymmen; ackumulatortankar, bergrum och borrhålslager. Utöver hur lönsamhet och affärsmodeller kan skapas för lokala värmelager är andra faktorer som miljöeffekter och den omgivande miljös begränsningar för etablering av värmelager. I en analys för Mälarenergi valdes bergrum som lösning för lagring, då Västerås hade unika förutsättningar då ett stort bergrum fanns tillgängligt vilket relativt enkelt kunde utnyttjas för värmelagring.

#### 4.4 INCITAMENT FÖR BALANSERINGSLÖSNINGAR

Incitament	Påverkan	Geografisk utbredning	Balanseringslösning
<b>4.4.1 Risk för leveransförseningar</b>	<b>Stora och små industriaktörer</b>	<b>Hela Landet</b>	 <b>Efterfrågefleks industri</b>
<p>Risk för leveransförseningar och dess konsekvenser minskar industrins incitament att delta med efterfrågefleksibilitet. Direkta kostnadsbesparingar behöver överväga dessa risker för att det skall vara lämpligt att delta. Detta incitament avser främst deltagande med redan installerad effekt.</p> <p>Typ av incitament: Ekonomiskt</p> <p>Varaktighet: Efterfrågefleksibilitet lämpar sig för balansering inom timmen upp till inom timmarna.</p>			

#### Förtydligande av incitament

##### Priskänslighet

Traditionell lastreduktion hos industrier (som inte beror på ingångna avtal) är starkt kopplad till sambandet mellan förbrukning och elpris. Potentialen härrör inte enbart från kostnadsbesparingar men också påverkan på ingångna avtal, ekonomiska konsekvenser vid leveransförseningar eller risk för förlorade marknadsandelar. (NEPP, 2016)

##### Störningskänslighet hos industrin




Störningskänsligheten i industrins produktion är ett minskar incitamenten för deltagande i efterfrågefleksibilitet och frekvensreglering. De industrier som är mycket störningskänsliga kan se det som en risk att leverans till slutkund blir försenade eller att slitage på anläggningar uppstår till följd av deltagande med efterfrågefleksibilitet. Dessutom kan olika industriella processer i sig vara känsliga för exempelvis driftstopp eller neddragningar till följd av att dra ner lasten. (Sweco, 2020). Dock är det inte säkert att detta kommer att vara en stor utmaning framöver när det finns stora förbrukare av el, exempelvis för produktion av vätgas för industriella applikationer, som är delvis frikopplat från produktionen av den vara som ska levereras.

##### Flexibla lager är outrett

I fallet Hybrit behöver tekniken för att producera stål fossilfritt bli kommersiellt lönsam. Då det primära syftet i projektet är leverans av fossilfritt stål till kund, finns också osäkerhet kring omfattningen av bidraget till elsystemets balans när en färdig anläggning är på plats. Att leverera flexibilitet kan vara aktuellt under ansträngda timmar eller topplastdygn, men det är osäkert i vilken utsträckning det går att räkna med flexibiliteten. Dock är det värt att nämna att denna typ av industrier kommer att vara stora förbrukare av el, exempelvis nämner LKAB en totalt elanvändning på 55 TWh för fossilfri ståltillverkning bortom 2040, så även om bidraget innebär en mindre justering för den enskilda industrin kommer bidraget med flexibilitet att kunna vara relativt stort.

### Störningskänslighet i serviceverksamheter

Sweco gjorde 2016 en omfattande undersökning bland kunder och fann då att potentialen inom serviceverksamheter generellt var låg. De konstaterade att detta berodde på dels svaga incitament ekonomiskt, dels att de hade svårt att avstå/flytta aktiviteter i tiden. En tiondel av de som svarade på undersökningen uppgav att det var produktionstekniskt möjligt att vara flexibla. I tillägg till detta uppgav 16 % att det potentiellt kunde vara möjligt i framtiden. Idag är det dock få kunder som utnyttjar sin flexibilitet. Endast en handfull företag anpassade sin elanvändning efter elpriset och endast ett var aktivt på dagen-före marknaden. (Badano, et al., 2016)

Incitament	Påverkan	Geografisk utbredning	Balanseringslösning
<b>4.4.2 Svaga incitament för power-to-heat</b>	<b>Stora aktörer</b>	<b>Hela landet</b>	 <b>Power to heat</b>  <b>Värmelager</b>  <b>Kraftvärme-flexresurs</b>
Att använda power-to-heat, kombinerat med kraftvärmeproduktion, skapar en målkonflikt med existerande kraftvärme. Det ger låga incitament för denna typ av lösning. Användningen av power-to-heat kombinerat med kraftvärme kan öka levererad energi från kraftvärme, men påverkar inte direkt installerad effekt av kraftvärmens.			
Typ av incitament: Ekonomiskt			
Varaktighet: Power-to-heat lämpar sig för överskottssituationer och balansering inom timmen (ned till minuter) och upp till dygnsvariationer. Kraftvärmens lämpar sig för balansering mellan timmarna upp till säsongvariationer.			

### **Förtydligande av incitament**

Power-to-heat handlar om att använda el från elnätet i installerade värmepumpar eller elpannor för värmeproduktion, med fördel under perioder då det råder överskott på el. Båda alternativen syftar till att, ur ett energisystemperspektiv, utnyttja energin bättre. I en situation med elöverskott kan det tyckas rimligt att kraftvärmeverk och fjärrvärmesystem kan bidra till att balansera elsystemet genom att öka elanvändningen. Dock är denna balanseringsmöjlighet liten, då det som tidigare nämnts, är liten efterfrågan på värme när efterfrågan på el är låg vilket inte gör det lönsamt att köra kraftvärmeproduktion.

### Konkurrens om värmelast för kraftvärmeverk

Under de tider då elbehovet är litet är ofta även uppvärmningsbehovet litet. Många fjärrvärmesystem försörjs då av mycket billig värmeproduktion, t.ex. industriell spillvärme eller avfallsförbränning. Det betyder att värmen från elpannor och värmepumpar ofta konkurrerar med mycket billig värme och för att elanvändningen skall öka måste fjärrvärmeproducenterna kompenseras för de merkostnader detta medför. I synnerhet elpannor har relativt höga värmeproduktionskostnader även om elpriset skulle vara noll. Skälet är energiskatten på el, elcertifikatpåslaget samt rörlig drift- och underhållskostnad.


### Värmelager kan stärka incitamenten för power-to-heat

En lösning för att stärka incitamenten för power-to-heat är att utnyttja värmelager. Producerad värme kan användas direkt i ett fjärrvärmenät men för att stärka incitamenten för power-to-heat kan värmen produceras vid låga elpriser när värmebehovet också är lågt, och istället för att användas direkt i fjärrvärmenät lagras i ett värmelager för användning vid senare tillfälle när behovet av värme är större.

Det finns olika typer av tekniker för värmelager. Vilken typ av lager som används beror dels på *hur* lagret kan användas, dels *var* det kan användas. (Jenny Holgersson, 2018) I en analys för Mälarenergi



2018 konstaterades att särskilda förhållanden - såsom investering i ny produktion eller distribution - behövs för lönsamhet i ett värmelager. Utöver att utreda hur lönsamhet/affärsmodeller kan skapas för lokala lager vid flaskhalsar, eller hos prosumenter i fjärrvärmenätet, tillkommer andra faktorer för lönsamheten. Detta kan vara tillgänglighet, drift och underhåll, miljöeffekter och den omgivande miljöns begränsningar för etablering av lagret (beskrivs i hindret *Lämpliga platser för etablering*). I analysen för Mälarenergi valdes bergrum för lagring och då Västerås hade unika förutsättningar med ett stort bergrum tillgängligt som relativt enkelt kunde lagra värme. (Energi, 2021)

Incitament	Påverkan	Geografisk utbredning	Balanseringslösning
<b>4.4.3</b> <i>Bristande kunskap, förståelse och intresse för efterfrågefleksibilitet hos elanvändare</i>	<b>Fremst små aktörer</b>	<b>Hela landet</b>	 <b>Efterfrågefleks</b>
<p>Elnätsaktörer och myndigheter upplever bristande kunskap, förståelse och intresse hos elanvändare som en utmaning för att skapa incitament för efterfrågefleksibilitet. Osäkerheter kvarstår kring viljan att delta med flexibilitet från bilar (V2G) och potentialen för V2G påverkas bilarnas uppkoppling till laddstationer. Incitament för deltagande påverkar energimängden för efterfrågefleksibilitet.</p> <p>Typ av incitament: Administrativt/Ekonomiskt/Tekniskt</p> <p>Varaktighet: Efterfrågefleksibilitet från hushåll och genom V2G lämpar sig för balansering inom timmen (ned till minuter) upp till dygnsvariationer.</p>			

### Förtydligande av incitament

Kunskap och medvetenhet är ett område där det fortfarande finns utvecklingspotential. Det finns en diskrepans mellan allmänhet och elindustriaktörer i kunskapen och intresset för efterfrågefleksibilitet. Att förstå vad efterfrågefleksibilitet är och hur en aktör på ett fördelaktigt sätt kan bidra med sådan är centralt för att realisera flexibilitetspotentialen. Exempelvis kan nya elmätare, med mer frekvent mätning (funktionskrav 1 h mätning, men förberedda för omställning till 15 min), ge bättre feedback till aktörer som själva vill styra sin elanvändning i förhållande till spotpriset. Energimyndigheten föreslår i sin förstudie *Styrmedel med effekt* att potential finns att utveckla informativa styrmedel och "slutkunder inom el och fjärrvärme har låg kunskap om vilka åtgärder som kan genomföras inom effektreduktion och flexibilitet". De erfar att det kan åtgärdas genom information på relevanta myndigheters hemsidor eller genom kommunala energi- och klimatrådgivare. Ei konstaterar i sin rapport *Tjänster för ökad efterfrågefleksibilitet* att en utmaning för marknadsaktörer är att många kunder är ovetande om vad efterfrågefleksibilitet är och att behov av tydligare information kring flexibilitet i elförbrukningen finns. En bristfällig kommunikation mellan kunder och företag inom elsektorn bidrar till att kunderna inte sällan saknar medvetenhet om hur deras konsumtion belastar elnätet och de hinder som finns förknippade med en ökad elanvändning. Medvetenhet gör inte att deltagande sker per automatik, men påverkar potentialen att bidra med flexibilitet.

### Ersättning för efterfrågefleksibilitet motsvarar inte beteendeförändring

Flexibilitet kan vara en resurs för att hantera variabilitet i elsystemet och innefattar bland annat prissättning, nätutnyttjande och efterfrågefleksibilitet. Relationen mellan beteendeförändringens storlek och kostnadsbesparingen är avgörande för kundernas beslut. Det saknas i dagsläget både ekonomiska incitament och kunskap bland privatpersoner (och till viss del även företag) för investering i teknik som möjliggör flexibel elanvändning. Ekonomiska incitament beskrivs i avsnitt 4.4.4 *Dålig avkastning för deltagande med efterfrågefleksibilitet för hushåll och industri*.


Elkunderna debiteras vanligtvis månadsvis och får då en elräkning som består av en elhandelsfaktura och en elnätsfaktura. Elhandelsfakturan uppger det totala elhandelspriset, elcertifikatkostnaden och moms. Elnätsfakturan uppger abonnemangs- och överföringskostnaden samt energiskatt och moms (Energimarknadsbyrån, 2020). Många elanvändare har tecknat fasta elprisavtal (vid mitten på 2020 var andelen med fast elpris 48%), vilket innebär att de lämnas oberörda av spotpriset och därmed har mindre ekonomiska incitament att ändra sitt beteende (Holmberg, 2012). För elnätsbolagen utgör detta ett hinder då deras kostnader huvudsakligen är fasta kostnader, och försvårar att ge incitament till elnätskunderna att ändra sitt konsumtionsbeteende utifrån den debitering de ser på elräkningen. Kostnadsbesparingen är marginell för elanvändaren men insatsen att ändra sitt beteende uppfattas som betydligt större. Bristande förståelse för omfattningen av de investeringar som krävs för hantering av ökande efterfrågan och andel icke-planerbar kraft hindrar elektrifieringen, då energi- och elnätsbolagen inte ges ekonomiska eller tekniska förutsättningar att hantera detta.

I den undersökning som Ei genomförde påpekades att den generellt låga medvetenheten hos kunder gällande nyttan av efterfrågefleksibilitet är ett stort hinder. Kunderna är svåra att motivera ekonomiskt och även med potentiella miljömässiga vinster med flexibiliteten. I tillägg till detta nämndes att administrativa kostnader för att frigöra flexibiliteten hos dessa kunder ofta avskräcker dem från detta. (Energimarknadsinspektionen, 2020)

#### Vilja att delta/uppkoppling till station för V2G

Viktiga parametrar för flexibiliteten från V2G är viljan att delta och bilarnas uppkopplingsmönster, där incitamenten att implementera V2G för användare är begränsade. Elnätsavgifter och energiskatt bidrar med incitament att förbruka el bakom mätaren framför att leverera till nätet. I framtiden är deltagande på frekvensregleringsmarknader något som kan bidra med intäkter för denna typ av lösning.

Att delta med sin elbil i V2G kan även ge upphov till batteridegradering, som orsakas av många och djupa laddcykler. För ökat deltagande krävs det att nyttan av V2G är större än slitaget på batteriet. (Power Circle, 2020) Antalet laddare som kan leverera V2G begränsar potentialen, eftersom laddarens kapacitet sätter gränsen för hur mycket effekt som kan levereras till elnätet.

Incitament	Påverkan	Geografisk utbredning	Balanseringslösning
<b>4.4.4 Dålig avkastning för deltagande med efterfrågefleksibilitet för hushåll och industri</b>	<b>Små och stora aktörer</b>	<b>Både lokala flexibilitetsmarknader (pilot) och Svk:s balansmarknad</b>	 <b>Efterfrågefleks</b>
För industrier och hushåll har dålig avkastning identifierats som ett hinder för deltagande på flexibilitetsmarknader. Det gäller både avropspriser, krav på investering i utrustning och förmågan att investera i batterier.			
Typ av incitament: Ekonomiskt			
Varaktighet: Efterfrågefleksibilitet lämpar sig för balansering inom timmen upp till inom timmarna.			

#### **Förtydligande av incitament**

##### Lokala flexibilitetsmarknader har svårt att ge god avkastning (i pilotstadie) för både hushåll och industri

Att det är svårt för flexibilitetstjänster att ge tillräcklig avkastning i förhållande till investering identifieras som ett hinder för industri och hushåll som deltar med flexibilitetsresurser och även för att skapa relevans för flexibilitetsmarknaden som en resurs för nätägaren som ett alternativ till nätinvesteringar.



På en regional nivå är den geografiska utspridningen kopplad till regioner/städer med flexibilitetsmarknader: Malmö, Uppland, Västernorrland/Jämtland, Gotland och Stockholm, vilket om möjligt kan bli fler i framtiden.

Effektillräckligheten försämras under ansträngda situationer såsom ogynnsamma vindförhållanden för vindkraften och/eller ett stort elbehov hos användare. Flexibilitetstjänster har potential att jämna ut effektbehovet vid dessa ansträngda situationer, men för att flexibilitet ska få en betydande roll som balanseringslösning i det svenska elsystemet krävs lönsamhet för sådana tjänster.

Vid användning av implicit efterfrågeflexibilitet deltar industri eller hushåll genom att förflytta användningen till när elpriset är lägre för att reducera sin elkostnad. Vid explicit efterfrågeflexibilitet deltar industri eller hushåll med att flytta elanvändning för sin resurs under en tidsperiod i utbyte mot en ersättning, även om flexibilitet behövs både för upp och nedreglering. Explicit flexibilitet upphandlas antingen genom bilaterala avtal eller genom deltagande på en lokal flexibilitetsmarknad eller en balansmarknad (rörliga priser med regionala/stamnätsägare). I allmänhet krävs det för att delta med efterfrågeflexibilitet investering i teknisk utrustning (alternativt att ingå avtal med aggregator, se senare). Utrustningen är densamma för industri och hushåll, men då hushållen bidrar med lägre effekt blir återbetalningstiden avsevärt längre. Givetvis kan investeringen i styrutrustning till viss del betala sig av att den kan användas även för att underlätta för att styra elanvändningen i huset utifrån prissignaler också. Generellt kan det sägas att deltagande på en lokal flexibilitetsmarknad såsom Stockholm flex kan ge låg ersättning både för industri och hushåll eftersom priserna är låga till följd av konkurrens mot andra resurser för nätägarna, i tillägg till att hushållen får låg ersättning till följd av sin låga effekt. På balansmarknaden kan det vara ekonomiskt fördelaktigt för en större industri, men utmaningen med låg effekt (och därmed kompensation) för det enskilda hushållet relativt investeringskostnaden kvarstår.

Att delta med efterfrågeflexibilitet på en lokal flexmarknad eller en balansmarknad är komplicerat och kräver för ett hushåll/industri ofta stöd inom frågor som styrning, verifiering och betalning. Utöver det är frågan om balansansvar något som av aktörer som tillhandahåller efterfrågeflexibilitet har beskrivits som otydligt i dagens regelverk (Energimarknadsinspektionen, 2020). Detta hanteras av företag med expertis inom området (såsom energitjänstföretag/aggregatorer, elhandelsföretag, elnätsföretag och systemoperatörer) som hanterar hela marknadsprocessen medan industri och hushåll bidrar med sin flexibilitet av resurs. Företagen möjliggör deltagandet på marknaden men tillför även en kostnad till processen som minskar lönsamheten för både industri och hushåll.

Sedan tidigare påpekar Ei att de systemansvariga för distributionssystem ska ta fram specifikationer för tjänster för flexibilitet som kan upphandlas och en katalog för standardiserade produkter på marknaden. I en workshop som Ei genomförde med elnätsföretag och andra marknadsaktörer framkom dock att den generella bilden var att marknaden för tjänster för efterfrågeflexibilitet inte var särskilt utvecklad men att aktörer har börjat komma med lösningar. Detta medförde svårigheter för berörda parter att uppnå lönsamhet, vilket förklaras med att bl.a. standardiserade produkter/prissättning saknas kombinerat med en låg betalningsvilja. Branschen ska dock ta fram specifikationer enligt elmarknadsdirektivet 32.2. Elnätsföretagen upplevdes ha olika behov och därmed behandla tjänster för flexibilitet på olika sätt vilket försvårar möjligheten till generella lösningar. (Energimarknadsinspektionen, 2020)

Under hösten 2020 har Ei tagit fram en handlingsplan i enlighet med ett uppdrag från regeringen i oktober 2019 att analysera kapacitetsbristen i elnätet ur fler perspektiv. I handlingsplanen bedömer Ei avseende artikel 32.2 om rimlig ersättning, specifikationer, samordning och informationsutbyte för flexibilitetstjänster som upphandlas: *"Bestämmelser om specifikationer för flexibilitetstjänster, samordning och informationsutbyte behöver införas. Rimlig ersättning säkerställs genom intäktsramsregleringen.* Det förslag som ges i handlingsplanen kopplat till artikel 32.2 är *"Bestämmelser införas som innebär att systemansvarige för distributionssystem ska ta fram specifikationer för flexibilitetstjänster. De systemansvariga ska också ta fram en förteckning över lämpliga standardiserade*

marknadsprodukter för flexibilitets tjänster. Innan förteckning fastställs ska samråd ske med berörda aktörer. Förteckningen ska offentliggöras. Innan förteckningen offentliggörs ska nätmyndigheten ge sitt godkännande. Regeringen eller den myndighet som regeringen bestämmer får meddela närmare föreskrifter om offentliggörandet.” (Energimarknadsinspektionen, 2019)

### **Fallstudie: SthlmFlex (Lokal flexibilitetsmarknad)**

#### Lågt genomsnittligt avropspris på SthlmFlex

Marknadspriserna för efterfrågefleksibilitet på lokala marknader för flexibilitet har under 2021 varit låga för aktörerna som deltar. Det genomsnittliga avropspriset för deltagande på SthlmFlex (lokal flexibilitetsmarknad) låg på 400–850 SEK/MW. (NODES, 2021). Lokala flexibilitetsmarknader har en timmes uthållighetskrav och detta innebär att om exempelvis en industri deltar med 10 MW ska ersättningen för marknadsdeltagandet (4 000–8 500 SEK) vara lönsamt nog att avbryta produktion/drift för samma effekt i en timme. För hushållen är ersättningen samma per MW men då lägre per deltagare, för 10 MW (vilket motsvarar 2 000 hushåll med 5 kW flexibilitet) så ligger ersättningen på 2–5 SEK per hushåll för en timmes uthållighet. Utöver det tillkommer det även en investeringskostnad för den utrustning och teknik som krävs för att utföra efterfrågefleksibilitet så som utrustning för styrning, mätning och support som hushållet/industrin själv står för. Därav är det mer fördelaktigt för industrin, med högre effekt, att investera i denna än för hushåll, med lägre effekt. (Miletic & Färegård, 2021)

#### Konkurrenssituation mellan flexibilitetsmarknader och andra tillgängliga resurser

Utöver detta bidrar konkurrenssituationen mellan flexibilitetsmarknader och andra resurser tillgängliga för en nätägare till låga priser, även om resurserna i framtiden kan behövas. Ett exempel är att på de lokala flexibilitetsmarknaderna konkurrerar efterfrågefleksibilitet med tillfälliga abonnemang från Svk. Dessa abonnemang tillåter ett utökat uttag mot överliggande nät och är generellt billigare än flexibilitet från flexibilitetsmarknaden vilket sänker priset på marknaden när dessa finns tillgängliga. Tillgänglig elproduktion konkurrerar också indirekt med flexibilitet om den ligger innanför flaskhalsarna då ökad produktion ger samma effekt som minskad konsumtion för att uppnå en effektbalans. Intäktsregleringen är ytterligare en faktor som påverkar lönsamheten för flexibilitet, då elnätsägare idag inte tillåts överföra investeringskostnader för efterfrågefleksibilitet ner på kund vilket de annars kan göra med ledningar till elnätsinfrastrukturen. (Miletic & Färegård, 2021) Mer om intäktsregleringen som hinder i avsnitt 4.4.8 *Intäktsregleringen ger svaga incitament att investera i flexibilitet.*

I den workshop som Ei genomförde med elnätsföretag och marknadsaktörer påpekades av vissa att regleringen av intäktsramen utgjorde ett hinder för efterfrågefleksibilitet till elnätsföretagen, då de menade att den ger svaga incitament till att välja sådana tjänster istället för traditionella investeringar. (Energimarknadsinspektionen, 2020)

#### Fortsatt utvecklingsarbete

Arbetet med att fortsätta utveckla Sthlmflex för att bli en användbar resurs för att hantera kapacitetsbristen i Stockholms regionnät fortsätter. Bedömningen är att marknadsplatsen 2021/22 kommer ha över 2 000 resurser och behovet av kapacitet är stort givet att prognosen för regionens nät är lika stort som föregående år. Det bedöms att marknadsplatsen totalt kan komma att frigöra en kapacitet om 150 MW i nätet under säsongen. (Energinyheter, 2021)


### mFRR mest lämpad för hushåll och industri

Som tidigare beskrivits finns det fler typer av produkter som Svk erbjuder i sitt anskaffande av stödtjänster. I praktiken är den mest lämpade för hushåll och industri den så kallade mFRR, eftersom den har en längre starttid och därmed passar dessa aktörer som kan ha svårare att leverera balanskraft med mycket kort tid för aktivering. Däremot är lägsta budstorlek för mFRR 10 MW i elområde SE1–3 och 5 MW i SE4 vilket gör att aggregatorer krävs i dagsläget för att aggregera flera hushåll vilket innebär att det är en aggregator som deltar på marknaden (avseende hushåll). Aggregatorer skulle kunna fungera för att sänka inträdesbarriärer på reglerkraftmarknaden och göra det möjligt för fler mindre aktörer att bidra med efterfrågefleksibilitet. Bland annat nämner Svk i sin senaste systemutvecklingsplan 2022–2031 som publicerades i november 2021 att de gärna ser att fler aggregatorer gör det möjligt för elanvändare med mindre energilagring att få tillgång till elmarknadens olika delar. (Svenska kraftnät, 2021) I januari 2021 startade dessutom Svk en pilotstudie där gränsen för mFRR sänks till 1 MW för att tillgängliggöra mer av kraftsystemets totala flexibilitet. Piloten gäller enbart nya anläggningar som inte sedan tidigare deltagit på reglerkraftmarknaden och tidplanen för piloten beräknas fortgå till det att budgränsen ändras till 1 MW för alla bud. (Svenska kraftnät, 2020a)

### Vilja och förmåga för hushållen att investera i batterier

Kopplat till avsaknaden av incitament för att delta med efterfrågefleksibilitet från hushåll är att investering i batterier är dyrt. Särskilt för privata hus med elvärme skulle batterier med större lagringskapacitet krävas för att minska toppbelastningen, jämfört med hushåll med fjärrvärme då dessa redan har ett lägre elbehov och därmed mindre toppbelastning.

Investeringskostnaden för batterier kan betraktas som hög givet att kompensationen för att delta i efterfrågefleksibilitet generellt är låg. Med en låg avkastning på investeringen blir det svårare att motivera till investeringar med högre fast kostnad, då återbetalningstiden i allmänhet är mycket lång idag. Hushållens potential till efterfrågefleksibilitet är stor om rätt marknader skapas för aggregering. Bland annat nämner Svk i sin senaste systemutvecklingsplan 2022–2031 som publicerades i november 2021 att de gärna ser att fler aggregatorer gör det möjligt för elanvändare med mindre energilagring att delta med efterfrågefleksibilitet. (Svenska kraftnät, 2021)

Incitament	Påverkan	Geografisk utbredning	Balanseringslösning
<b>4.4.5 Svaga incitament för utbyggnad och uppgradering av vattenkraft</b>	Små och stora aktörer	Hela landet <i>Främst där vattenkraften är som störst samt Dalarna, Uppsala och Västra Götalands Län</i>	 Vattenkraft
Det finns i dagsläget begränsade incitament för att bygga ut/uppgradera de befintliga vattenkraftverken eftersom investeringar idag går till renovering och bibehållen produktion av befintliga anläggningar. Detta berör främst de områden där vattenkraften är mest utbyggd (Västra Götaland, Uppsala och norr om Dalarna). För den småskaliga vattenkraften är kostnaderna för underhåll och drift ännu högre. Detta hinder påverkar främst installerad effekt.			
Typ av incitament: Ekonomiskt			
Varaktighet: Vattenkraft lämpar sig för balansering inom timmen upp till årsvariationer.			

## **Förtydligande av incitament**

Möjligheterna för att investera i en utökad kapacitet i vattenkraften i Sverige bedöms vara begränsade. Exempelvis har ingen ny vattenkraft tillkommit under de senaste årtiondena. Emellertid bedöms det att det finns potential för utveckling av detta kraftslag, inte minst inom den småskaliga vattenkraften som är störst i södra Sverige. (Sandoff & Williamsson, 2020)

Idag finns relativt svaga incitament för att utveckla vattenkraften i Sverige. I praktiken kan detta ses genom att investeringar går till renovering och bibehållen produktion av anläggningar som redan finns. Hindret är huvudsakligen i områden där vattenkraften är störst samt Dalarna, Uppsala och Västra Götalands län. Det är lämpligt att dela upp detta i storskalig och småskalig vattenkraft - dessa har till viss del gemensamma förutsättningar men de skiljer sig också åt. (Sandoff & Williamsson, 2020)

### Storskalig vattenkraft



Avseende storskalig vattenkraften sker där ingen betydande utbyggnad. De investeringar som görs riktar istället till att underhålla, effektivisera och miljöanpassa denna. Exempelvis har ett antal stora kraftbolag som svar på kommande miljöprövningar (exempelvis Vattenfall, Uniper, Fortum) upprättat en fond för att kunna finansiera kommande miljöförbättrande åtgärder. (Sandoff & Williamsson, 2020)

Det har diskuterats att bygga ut effekten i vattenkraft på befintliga stationer och fallsträckor. Detta kan ske genom att effektivisera existerande stationer eller att bygga kompletterande aggregat i vattenkraften. För ett befintligt aggregat kan det innebära att man antingen byter ut en turbin som nått sin tekniska livslängd eller installerar en ny, vilket dock medför större investeringar. En utbyggd effekt kan ge ett ökat effektuttag under vissa timmar (vilket bidrar till potentiellt högre effekt) men lägre under andra för att kompensera för detta. Med den flexibiliteten skulle variationerna i intermittent kraftproduktion kunna pareras i högre utsträckning. (Sweco, 2020)

Det sker förvisso investeringar där projekt med uppgraderad effekt förekommer, typiskt när anläggningen ändå skall renoveras. I den storskaliga vattenkraften är regeln dock att investeringar inriktas på att bibehålla nuvarande verksamhet. Ekonomiska faktorer, som möjligheten till intjäning och övriga behov hos ägarbolagen, spelar stor roll. Låga elpriser och olika finansiella utmaningar hos ägarbolagen minskar investeringsviljan generellt, och osäkerhet finns kring framtida elpriser. Dessutom är det längs vissa fallsträckor, där flera ägare befinner sig, utmanande att koordinera investeringar sinsemellan för att erhålla full potential av denna. Detta kan också försvåras av att bolagen befinner sig i olika finansiella situationer (Sandoff & Williamsson, 2020). Även kommande omprövning av vattendomar och krav på miljötillstånd minskar viljan att göra investeringar för tillfället. Ytterligare ekonomiska styrmedel som fastighetsskatt och nätavgifter kan också minska viljan att göra investeringarna (Sweco, 2020)

### Småskalig vattenkraft


Den småskaliga vattenkraften har jämförelsevis både äldre och mindre effektiva anläggningar. Då denna generellt är lokaliserad i södra Sverige har de också mindre fördelaktiga nederbördsmonster. Dessutom är de ofta lokaliserade nära konsumenterna, vilket minskar utrymmet för att bygga ut driften. Detta medför att det finns osäkerhet kring framtida intjäningsförmåga, vilken är avgörande för de kapitaltunga investeringar som en uppgradering innebär. Elpriserna har tidigare varit låga och osäkerheten kring framtida priser kan göra det svårt att motivera framtida investeringar. Utöver detta tillkommer osäkerheten med framtida miljöprövningar som ytterligare minskar incitamenten för uppgraderingar. (Sandoff & Williamsson, 2020)

Incitament	Påverkan	Geografisk utbredning	Balanseringslösning	
<b>4.4.6 Saknas långsiktigt ansvar för investering i topplastproduktion</b>	<b>Stora anläggningar</b>	<b>Hela landet</b>	 <b>Gas-turbiner</b>	 <b>Kraftvärme - flexresurs</b>
<p>Under korta drifttider är elpriset ett incitament att investera i topplastproduktion. Det finns en oro att detta är för osäkert för kapitalkrävande investeringar som exempelvis gasturbiner. <i>Osäkerhet om elpriser och drifttider</i> (för gasturbiner) beskriver delvis samma problematik. Hindret avser även kraftvärmen och topplast för värmeproduktion, även om kraftvärmen och värmeproduktionen har andra förutsättningar än gasturbiner vilket beskrivs under hindret <i>Otillräckliga incitament till elproduktion</i>. Andra hinder för topplastpannor för fjärrvärmeproduktion än förhållandet mellan el- och värmeproduktion hanteras i en separat studie av WSP som benämns <i>Lägre utsläpp från fjärrvärmens topplast och reserv – en studie om hinder, incitament och styrmedel</i>. Detta hinder påverkar främst installerad effekt.</p> <p>Typ av incitament: Juridiskt/Administrativt/Ekonomiskt</p> <p>Varaktighet: Generellt lämpar sig gasturbiner för balansering inom 15 min upp till dygnsvariationer. Gasturbiner lämpar sig för automatisk reglering via manuell aktivering på begäran från Svk (mFRR) som har en aktiveringstid inom 15 min. Kraftvärmen lämpar sig för balansering mellan timmarna upp till säsongsvariationer.</p>				

### Förtydligande av incitament

Topplastproduktion kommer sannolikt behövas i framtiden (exempelvis genom gasturbiner). Enligt en genomlysning av NEPP finns ingen enskild aktör som har det långsiktiga ansvaret för att det ska finnas tillräcklig produktionseffekt i framtiden. Svk har ansvaret för eleffektbalansen i det korta perspektivet, men ingen specifik aktör har ansvar för att bygga elproduktion utan ansvaret vilar på marknaden. Enligt NEPP finns oro att de incitament att investera i denna topplastproduktion – elpriset under korta perioder – är för osäkra för dessa kapitalkrävande investeringar. *Osäkerhet om elpriser och drifttider* beskriver samma problematik för gasturbiner generellt. Om planerbar elproduktion inte finns för aktivering vid de mest ansträngda situationerna blir behovet av import större och understryker vikten av tillgänglig effekt finns för detta. (Sköldberg, 2020) Import av el är dock en lösning som ur svenskt perspektiv har en större global miljöpåverkan än inhemsk produktion som är till större del fossilfri.

Hindret avser även kraftvärmen och topplast för värmeproduktion, även om denna har andra förutsättningar än gasturbiner vilket beskrivs under hindret *Otillräckliga incitament till elproduktion*.

Incitament	Påverkan	Geografisk utbredning	Balanseringslösning
<b>4.4.7</b> <i>Oodynamisk prissättning på el</i>	Små och stora aktörer	Hela landet	 <b>Efterfrågeflex</b>
<p>Både energiskatten och nättariffen är idag statiska och utformade för att uppmuntra till energi-effektivitet, men "smetar ut" topparna i elpriset. Detta minskar incitamenten för att vara efterfrågeflexibla.</p> <p>Typ av incitament: Ekonomiskt</p> <p>Varaktighet: Efterfrågeflexibilitet lämpar sig för balansering inom timmen upp till inom timmarna.</p>			

### Förtydligande av incitament

Elanvändare betalar idag en elnätstariff utöver energiskatten och spotpriset. Skatten tas ut som en fast kostnad på elpriset men momsens är procentuell. Elnätstariffen utgörs i de flesta fall av ett tillägg i form av en fast del och en rörlig del.

#### ***Elnätstariff: dagens regelverk och struktur***

Elnätstariffen betalas för att nyttja elnätet i Sverige. Varje elnätsbolag har rätt att utforma denna själv.

Idag regleras strukturen för elnätstariffer genom ellagen, där Ei meddelar föreskrifter om hur nättariffer bör utformas för att stödja ett effektivt nätutnyttjande. Emellertid är elnätsföretagen relativt fria att utforma tarifferna som de vill men behöver informera användarna om hur det sker och vilka möjligheter de har att påverka sina kostnader.

Strukturen för nättariffen är i Sverige olika beroende på spänningsnivå, men delas generellt upp i energibaserade (kr/kWh) och effektbaserade (kr/kW) tariffer. Det kan också vara en kombination av dessa. Energibaserade är vanligast förekommande på lägre spänningsnivåer och betalningen sker då för uttaget av energi. Vid högre spänningsnivåer är det däremot vanligare med effektbaserade och priset för att nyttja elnätet bestäms då utifrån energianvändningen under en bestämd period. (Energimarknadsinspektionen, 2020c)

#### ***Energiskatten idag***

Energiskatten är uppdelad i skatt på el (elskatt) och skatt på bränsle.

Dagens elskatt är fiskal. Den är utformad som ett fast påslag på elpriset (spotpriset), samtidigt som momsens utgör ett procentuellt påslag på alla delar av slutkundspriset inklusive elskatten och elcertifikat. Skatten är principiellt differentierad beroende på vem och var den förbrukas. Motivet till detta är att ett för högt elpris för industrin kan försvaga dess konkurrenskraft internationellt. Hushållen är inte utsatta för denna konkurrens på samma sätt och anses därför vara mindre känsliga för prisökningar på el (och därmed lämpligare underlag för en fiskal skatt). (Energimarknadsinspektionen, 2016)



### Energiskatten riskerar att motverka effektreducering

I Energimyndighetens förstudie av styrmedels påverkan på effektreducering konstaterar de att låg skatt för industrin motverkar energieffektivisering och effektreducerande åtgärder.

(Energimyndigheten, 2020a)

Elskatten har generellt en prispåverkande effekt då den i praktiken bidrar till minskad elanvändning (genom energieffektivisering) och ökar elens pris relativt andra insatsvaror. Då skattesatsen idag är högre än EU:s lagstadgade miniminivå klassificeras den som en energieffektiviserande åtgärd. På lång sikt bidrar de högre elpriserna hos slutkund till ökad energieffektivisering hos hushåll och servicesektorerna genom incitament till att exempelvis installera energieffektiva värmepumpar. (Energimarknadsinspektionen, 2016)

Ei konstaterar att skatternas påverkan på efterfrågeflexibilitet i hög grad avgörs av användarnas beteende och teknologi, men elskatten (och momsens) kan bidra till att störa prissignalen till användarna. Ökad känslighet för prisförändringar hos kund jämfört med idag kan öka incitamenten för efterfrågeflexibilitet, men motverkas idag av skattens och momsens stabiliserande effekt. Då momsens procentuella mot priset blir dess effekter mindre ju lägre elpriset är. (Energimarknadsinspektionen, 2016)

Användarnas reaktion på prissignalen är avgörande för skattens påverkan på lastflexibilitet. Ei delar upp dessa i två typkunder; i) Kunder som reagerar på relativa prisskillnader mellan timmar (flyttar sin last från höga elpriser till lägre) och ii) Kunder som reagerar på absoluta prisskillnader (minskar användningen vid höga priser).

Elskatten minskar signaler för typkund 1, men inte för typkund 2. Då momsens procentuella ökar den incitamenten för slutkunder att flytta sin last i tiden. Dock påverkar momsens slutpriset för kunden och minskar potentiellt efterfrågan, vilket kan försvaga prissignalen till kund. (Energimarknadsinspektionen, 2016)

Förslag på hur skatten på el kan omarbetas för ökade incitament för efterfrågeflexibilitet finns i avsnitt 6 *Potentiella styrmedel för kraftvärme och balanseringslösningar.*

### Prissignaler från nättariffer når inte elanvändaren

Elnätstariffen gör idag prissignalerna från överliggande nät medelvärdesviktade, då dessa inte är geografiskt differentierade på region- och lokalnätetsnivå. Den nuvarande tariffstrukturen blir ett hinder för elnätsbolagen då en begränsad del av prissignalerna från det överliggande nätet når elanvändaren (Energimarknadsinspektionen, 2020c). Eftersom delar av kostnaderna för elnätsbolagen är tids- och geografiskt beroende reflekterar inte tariffen inte dessa fullt ut, vilket utgör ett hinder över hela landet. Detta minskar incitamenten för elanvändare att vara flexibla i sin elanvändning vilket ökar risken för effektbrist på lång sikt.

### Nättariffer är inte flexibla med avseende på tid idag

Nättariffer kan vara tidsdifferentierade men det är idag inte allmänt utbrett. Vattenfall Eldistribution lokalnät erbjuder idag tidstariffer för alla kunder, men betonar vikten av aktiv kundkommunikation och marknadsföring för dessa eftersom endast en bråkdel av kunderna använder den idag. Elnätstariffer som inte är tidsdifferentierade har begränsat bidrag till en förstärkning av prissignalen, vilket hade kunnat öka incitamenten för flexibilitet hos elanvändaren. Idag tas istället effektdelen av tariffen i de flesta fall ut som en fast avgift för den abonnerade effekten. Att använda tidsdifferentierade tariffer i större utsträckning är en fråga som utreds för tillfället av Ei inom ramen för arbete med utformning av effektiva tariffer. Dessa kan potentiellt bidra till att stärka incitament för efterfrågeflexibilitet och bedöms av Energimyndigheten kunna få stor påverkan på uttaget av effekt (Energimyndigheten, 2020a). Informationsinsatser för tidsdifferentierade nättariffer beskrivs under avsnitt 6.5.4 som en potentiell utveckling av ett styrmedel.




Ei.s teoretiska förslag till tariffer i promemorian *Elnätstariffer – Statusrapport från teori mot verklighet* tar hänsyn till flertalet faktorer med utgångspunkten att tariffen skall vara kostnadsreflektiv. (Energimarknadsinspektionen , 2021) De föreslår med hänsyn till detta en tariff som består av fyra komponenter:

Tariffkomponent rörliga kostnader	<i>Rörliga kostnader är de som varierar med kundens användning av nätet, främst nätförluster och kostnader mot överliggande nät. Ei noterar att tidsdifferentierad (dynamisk) prissättning av denna del kan vara bättre utifrån ekonomisk effektivitet då det speglar nätets behov, men att det kräver mer i termer av förståelse och information till kunderna för att fungera väl.</i>
Tariffkomponent framåtblickande kostnader	<i>Då nätföretagen behöver dimensionera nätkapaciteten till högsta förväntade effektbehov kan ett ökat behov av överföring av el innebära behov av nätinvesteringar för att täcka detta. En komponent som innehåller prissignaler till kunderna om hur deras nuvarande förbrukning påverkar framtida behov av överföringskapacitet kan ge prissignaler till kunderna som fångar detta.</i>
Tariffkomponent kundspecifika kostnader	<i>Kostnad som kan härledas till specifika kunder, exempelvis för att ansluta en kund till nätet och kostnader för mätning och insamling av data. Ei bedömer att denna fakturering lämpligen görs genom en fast kostnad per kund.</i>
Tariffkomponent residuala kostnader	<i>Komponenten utgörs av skillnaden mellan kostnaderna i intäktsramen och intäkterna företaget får från de rörliga och kundspecifika komponenterna. Exempel på sådana kostnader kan vara kapitalkostnader för transformatorer, elledningar, stolpar och fundament.</i>

#### Svårigheter att få fram mätvärden

Tillgång till mätvärden från en elanvändares elmätare (ex. ett hushåll) är en förutsättning för att exempelvis aggregatorer ska kunna anpassa produkter för densamma, och för att aggregatorer ska kunna delta på Svk:s marknader är mätdata ett krav. Mätvärden är också viktigt för att elanvändaren ska nås av korrekta prissignaler som ökar incitamenten för efterfrågeflexibilitet. Ei påpekar i en utredning att bristfällig standard för stödprocesser, säkerhetsklassning, tidsupplösning och mätnoggrannhet utgör ett hinder. Inom stödprocesserna nämndes att hanteringen av fullmaktsprocesser för tillgång till mätdata och hur frekvensdata utlämnades var utmanande. (Energimarknadsinspektionen, 2020)

Incitament	Påverkan	Geografisk utbredning	Balanseringslösning
<b>4.4.8 Intäcksregleringen ger svaga incitament att investera i flexibilitet</b>	<b>Små och stora aktörer</b>	<b>Hela landet</b>	 <b>Efterfrågeflex</b>
<p>Idag bedöms intäcksregleringen ge svaga incitament för nätföretag att investera i flexibilitetslösningar, detta då effektiviseringskravet idag enbart omfattar de löpande påverkbara kostnaderna. Genom att i ett lagförslag låta effektiviseringskravet omfatta samtliga kostnader (både kapital-kostnader och löpande kostnader) hoppas Ei stärka dessa incitament. I och med detta lagändringsförslag bedömer WSP att ytterligare åtgärder för att stärka incitamenten för elnätsföretaget att investera i flexibilitetstjänster inte bör ges i dagsläget inom ramen för detta uppdrag. Detta hinder påverkar både installerad effekt av lösningar för flexibilitet och dess användning (energi).</p> <p>Typ av incitament: Ekonomiskt</p> <p>Varaktighet: Efterfrågeflexibilitet lämpar sig för balansering inom timmen upp till inom timmarna.</p>			

### Förtydligande av incitament

Ei sätter intäktsramarna för elnätsverksamheten då elnätsbolagen är naturliga monopol. För att bolagen inte ska utnyttja sin monopolställning med oskäliga priser styr Ei verksamheten genom tak för tillåten avkastning. Dessa intäktsramar har de senaste åren orsakat många och omfattade domstolsprocesser. Ei anser att regelverket kring dessa intäktsramar saknat tillräcklig tydlighet för vad som anses som rimlig avkastningsnivå vilket bidragit till stor osäkerhet hos elnätsföretagen.

Ei gör bedömningen att intäktsramarna inte utgör något ekonomiskt *hinder* för investeringar i god leveranssäkerhet i sin nuvarande form, men det kan finnas skäl att *stärka incitamenten* för att använda flexibilitetstjänster. (Energimarknadsinspektionen, 2020a) Detta hinder var något som också lyftes av aktörer under Ei:s workshop om hinder för efterfrågeflexibilitet som genomfördes 20 oktober 2021 (Energimarknadsinspektionen, 2021b). För att stärka incitamenten föreslår Ei i februari 2020 en lagändring som innebär att effektiviseringskravet som finns i den nuvarande regleringen ska omfatta **samtliga kostnader** som elnätsföretaget har (dvs. både kapitalkostnader och löpande kostnader) istället för **de löpande påverkbara kostnaderna** som idag. Ei menar att lagändringen bör ge nätföretagen ökade incitament att välja andra lösningar än traditionella nätinvesteringar i de fall då dessa lösningar är mer kostnadseffektiva på sikt. (Energimarknadsinspektionen, 2020b)

Ett tidigare förslag som inkommit till Ei och som Ei skriver om i sin rapport *Åtgärder för ökad efterfrågeflexibilitet i det svenska elsystemet* handlar om att ge elnätsföretagen möjlighet att inkludera laststyrningsutrustning bakom mätaren i intäktsramen, något som inte är tillåtet idag. Fördelarna med en sådan lösning är att nätföretagen kan fördela kostnaderna för utrustningen på kundkollektivet och att nätföretaget kan välja att installera utrustning där den gör mest nytta. Nackdelarna är dock att det riskerar att försvåra för andra aktörer att ta sig in på marknaden varför Ei anser att man istället bör skapa bättre förutsättningar för energitjänsteföretag att erbjuda laststyrning till kunder vilket minskar behovet för elnätsföretag att äga utrustningen. (Energimarknadsinspektionen, 2016)

Under hösten 2020 har Ei tagit fram en handlingsplan i enlighet med ett uppdrag från regeringen i oktober 2019 att analysera kapacitetsbristen i elnätet ur fler perspektiv. I handlingsplanen skriver Ei avseende incitament för flexibilitetstjänster att: *"Av artikel 32.1 i elmarknadsdirektivet framgår att det ska finnas en rättslig ram för att tillåta och tillhandahålla incitament för DSO:er att använda sig av flexibilitetstjänster."* Vidare skriver Ei i sin handlingsplan att *"Ei bedömer även att artikeln kompletteras"*

*den av Ei föreslagna nya skrivningen av 3 kap. 1§ ellagen och förtydligar att nyttjande av flexibilitets-tjänster ingår i begreppet eldistribution.”*

Ovan nämnda lagändringsförslag bedömer WSP kommer att mildra detta hinder varför ytterligare förslag inte bör ges inom ramen för detta uppdrag.

## 5 POTENTIAL OCH UTSLÄPP FÖR BALANSERINGS- LÖSNINGAR TILL 2040

WSP har på uppdrag av Naturvårdsverket i denna delstudie undersökt potentialen för balansering av elsystemet med låga utsläpp där ett flertal kraftslag och resurser är aktuella. Studien ska bidra till Naturvårdsverkets arbete med att ta fram kunskapsunderlag till senare analyser av specifika styrmedel och deras konsekvenser. Bedömningar som görs i rapporten är WSP:s och baseras på grundlig analys av befintlig litteratur och intervjuer med sakkunniga inom området. Bedömningarna är gjorda utifrån rådande kunskapsläge och bör ses som ett perspektiv på möjliga åtgärder i ett komplext område där flera, ibland motstridiga, intressen behöver tas hänsyn till. WSP:s bedömningar bör betraktas som **troliga** och ytterligare analyser behöver utföras för att skapa fördjupad kunskap kring möjliga åtgärder som kan bidra till lägre utsläpp från balansering av elsystemet. *I detta avsnitt ges en bedömning av potentialen för balansering av elsystemet för olika lösningar samt vilka utsläpp detta skulle kunna generera till 2040.*

I rapporten *Nordic Grid Development Perspective 2021* (Statnett, Fingrid, Energinet, Svenska kraftnät, 2021) konstateras att effektbalansen i de nordiska länderna kommer att försämrans fram till 2040, där antalet timmar med negativ effektbalans kommer att öka från 3 % 2030 till 28 % 2040 totalt i Norden. Motsvarande siffra för Sverige förväntas öka från <1% år 2030 till 8 % år 2040 som följd av bland annat den ökade elanvändningen. För att täcka effektbehovet i Norden nämner transmissionsnätägarna i sin gemensamma rapport ett behov av:

- a) En stor importkapacitet från kontinenten/UK,
- b) Flexibel konsumtion (smart styrning, vätgasproduktion, smarta elfordon),
- c) Kapacitet för topplastproduktion, *eng. peak generation capacity*, (vätgas, biobränslen, pumpvattenkraft).

I Norden förväntas elanvändningen att öka från 400 TWh år 2020 till 650 TWh år 2040 i Norden. Svk har i sin långsiktiga marknadsanalys (Svenska kraftnät, 2021c) definierat fyra olika scenarier för framtidens elanvändning i Sverige där samtliga scenarier pekar mot en ökad elanvändning samt att förnybara kraftslag kommer att byggas ut. Dessa fyra scenarios presenteras i Tabell 9. I inget av scenarierna har vehicle-to-grid inkluderats.

**Tabell 9. Fyra scenarier för framtidens elanvändning i SvK:s långsiktiga marknadsanalys. (Svenska kraftnät, 2021c)**

<p><u>Scenario Småskaligt Förnybart (SF)</u>                  Elanvändningen stiger jämfört med dagsläget, men inte lika mycket som de andra scenarierna. Framförallt byggs solkraften ut. Utvecklingen är småskalig och decentraliserad, drivet av exempelvis skatteundantag för lokal produktion. En viss andel av elbilarna laddar flexibelt när elpriset är lågt, men bidrar inte med V2G.</p> <p>Elanvändning 2040: 169 TWh/år                  Vattenkraft 2040: 16,3 GW                  Övrig termisk 2040: 4,43 GW</p>	<p><u>Scenario Färdplaner mixat (FM)</u>                  I detta scenario ökar elanvändningen och vind/solkraft byggs ut samtidigt som termisk produktion minskar. Vätgasen får inte fullt genomslag i detta scenario, batterier och efterfrågefleksibilitet tillkommer i viss utsträckning. Elanvändningen baseras på färdplanerna från Fossilfritt Sverige.</p> <p>Elanvändning 2040: 180 TWh/år                  Vattenkraft 2040: 16,3 GW                  Övrig termisk 2040: 4,28 GW</p>
<p><u>Scenario Elektrifiering Planerbart (EP)</u>                  En kraftigt ökad elanvändning sker i Norden. Förnybara kraftslag byggs ut samtidigt som existerande planerbar produktion behålls eller byggs ut. I städerna avlastar lokal planerbar produktion näten och bidrar med flexibilitet. Även vätgas spelar en viktig roll i energisystemet och för omställningen från fossila bränslen. Elanvändningen drivs på av en kraftig elektrifiering för omställning till netto noll utsläpp.</p> <p>Elanvändning 2040: 224 TWh/år                  Vattenkraft 2040: 16,3 GW                  Övrig termisk 2040: 4,99 GW</p>	<p><u>Scenario Elektrifiering Förnybart (EF)</u>                  Mycket kraftig ökning av elanvändningen framförallt i Norden men även Europa. I detta scenario byggs den förnybara produktionen ut kraftigt och den termiska minskar. Vätgas utgör en mycket viktig pusselbit i omställningen och en källa till flexibilitet, kombinerat med batterier för mer kortsiktig lagring. Det finns ett starkt driv för att ytterligare koppla ihop kraftsystemet över landsgränserna där nätutbyggnad i kombination med havsbaserade vindparker är en lösning. Elanvändningen drivs på av att den i än större utsträckning används för att förädla och exportera fossilfria produkter.</p> <p>Elanvändning 2040: 265 TWh/år                  Vattenkraft 2040: 16,3 GW                  Övrig termisk 2040: 4,24 GW</p>

## 5.1 METOD FÖR BEDÖMNING AV POTENTIAL OCH UTSLÄPP

### 5.1.1 Metod för bedömning av olika lösningars roll för balansering till 2040

Det är svårt att bedöma vilken roll olika lösningar kommer att ha för balansering av elsystemet 2040, men att balansering kommer att behövas är tydligt. Ett resonemang kring potentialen till 2040 för balansering av elsystemet för olika lösningar ges i avsnitt 5.2-5.10 5.10. Den potential som WSP anser är trolig till 2040 baseras på litteratur om den tekniska potentialen, en bedömning av storleken på hinder för de olika lösningarna samt utlåtande från experter vid intervjuer avseende lösningens troliga potential. WSP har inom ramen för föreliggande uppdrag inte gjort någon djupare analys av den troliga potentialen.

Som också tidigare nämnts lämpar sig de olika lösningarna för olika tidsperspektiv (se Figur 2 i avsnitt 0

*Olika tidsperspektiv på balansering av elsystemet.* Detta tidsperspektiv illustreras även i varje enskilt avsnitt för lösningarna.

**5.1.2 Hur vätgasens potential inkluderas i bedömningen** Vätgas är en energibärare som potentiellt kan användas inom ett antal olika områden för att balansera elnätet.

Då vätgasen kan produceras genom elektrolys (med elektricitet från förnybara källor) finns stora förhoppningar att kunna använda denna för att bidra till fossilfrihet, inte minst i sektorer som traditionellt har svårt att minska utsläpp, såsom tung industri. Att producera vätgas från el kallas Power-to-gas och de gaser som produceras benämns elektrobränslen. I rapporten *Nordic Grid Development Perspective 2021* (Statnett, Fingrid, Energinet, Svenska kraftnät, 2021) konstateras att vätgasproduktion genom Power-to-x (där x exempelvis kan stå för gas, vätgas eller metan) bidrar med den största ökningen i elanvändningen till 2040 i hela Norden, följt av elektrifiering i industrin och en elektrifiering av transportsektorn. Power-to-gas är i sig ingen lösning för balansering av elsystemet, det är först när de producerade bränslena utnyttjas för att producera el (power-to-gas-to-power) som lösningen bidrar till balansering. Att utnyttja elektrobränslen (ex. vätgas) i gasturbiner, istället för naturgas som främst används idag, beskrivs närmare under avsnitt 5.7 *Gasturbiner*.

Den största potentialen idag för vätgasanvändning återfinns hos industrin, där ett aktuellt exempel på tillämpning är att utnyttja vätgasen i stålindustrin för att ersätta dagens kolbaserade lösningar. Denna storskaliga användning av vätgas kräver vätgaslager och tillgången till sådana lager möjliggör en ökad efterfrågefleksibilitet i processen vilket potentiellt kan bidra till att balansera elsystemet, vilket beskrivs närmare under avsnitt 5.2 *Efterfrågefleksibilitet*.

**5.1.3 Hur värmelager och power-to-heat inkluderas i bedömningen** Under de perioder då det råder stor tillgång på el i systemet kan man utnyttja överskottskraften för att producera värme i fjärrvärmesystemet. Genom att använda elen i existerande värmepumpar och elpannor kan detta bidra till att förse värmebehovet. Detta kallas power-to-heat. Genom att använda ett värmelager skulle också värmen kunna lagras och på så sätt avlasta kraftvärmens framöver. Power-to-heat och värmelager är precis som power-to-gas i sig ingen lösning för balansering av elsystemet, snarare en möjliggörare för att öka elproduktionen från kraftvärmens. Hur power-to-heat och värmelager kan utnyttjas för kraftvärmens behandlas under avsnitt 5.6.1 *Kraftvärme anslutna till fjärrvärmesystemet*.

**5.1.4 Reservkraft inkluderas inte** Myndigheten för samhällsskydd och beredskap kontaktades i samband med rapporten för att ta reda på om det finns samlad information om den totala aggregerade kapaciteten för reservkraft i Sverige. MSB har inte denna information och svarar att en sådan sammanställning inte finns hos andra myndigheter heller. På grund av detta är reservkraft inte behandlad i rapporten.

Förutom de olika lösningar som finns för balansering av elsystemet finns även andra systemövergripande åtgärder som kommer att spela roll för att möjliggöra det ökade behovet av balansering. Sådana lösningar är exempelvis nätutbyggnad, energi- och effekteffektivisering samt minskad variabilitet hos sol- och vindkraft. Dessa behandlas separat i avsnitt 5.11.

**5.1.5 Sammanfattning av potentialbedömning** I Tabell 10 ges en sammanfattning av WSP:s bedömning av vad som kan ses som en trolig potential till 2040 samt vilken form av balansering som lösningen lämpar sig för så som frekvensreglering, överskott eller topplast.

Tabell 10: Av WSP grovt uppskattad trolig potential för olika balanseringslösningar. Uppskattningen baseras på litteratur avseende teknisk potential och hinder för olika balanseringslösningar, samt intervjuer med branscheexperter. Färger avser WSP:s bedömning av lösningens förmåga att hantera balansering 2040.

Balanseringslösning	Potential	Frekvensregl.	Överskott	Topplast
Efterfrågefleksibilitet – hushåll	2–7 GW			
Efterfrågefleksibilitet – service, fastigheter, lokaler	0,5 GW			
Efterfrågefleksibilitet – V2G/G2V	2,3 - 11 GW			
Efterfrågefleksibilitet – industri	1,4 - 2,4 GW			
Vattenkraft	4 - 8 GW			
Pumpvattenkraft	0,1 - 0,46 GW			
Batterilager	0,5 - 1,1 GW			
Kraftvärme anslutna till fjärrvärmesystemet	0,63 - 1,5 GW			
Småskalig kraftvärme (ORC)	0,087 GW			
Industriellt mottryck	≤0,34 GW			
Gasturbiner	5 - 7 GW			
Kondenskraftverk	0,7 GW			
Gaskombikraftverk	≤0,26 GW			
Import och export	1 - 7 GW			

**Förklaring:**

 = Fungerar inte bra

 = Fungerar väl

 = Fungerar

 = Fungerar väldigt väl

**5.1.6 Metod för beräkning av utsläpp från förbränningsanläggningar** För nedanstående anläggningar (förbränningsanläggningar) har utsläpp beräknats med data hämtad från IVL:s studie (Mawsley & Nilsson, 2021) i enighet med förutsättningarna i detta uppdrag. Potentialerna är antagna utifrån dels litteraturstudier, genom intervjuer med branscheexperter och därefter har en bedömning genomförts av WSP. För vissa balanseringslösningar har WSP valt att presentera dessa inom ett intervall, därav presenteras utsläppen för dessa lösningar som ett lägre respektive högre resultat. Sett till användning av bränslen har ansatsen gjorts att de mest gynnsamma bränslena sett till utsläpp av koldioxid och partiklar har valts till 2040, därav kan utsläppen skilja sig från dagens nivåer. Gällande drifttimmar har dessa bedömts för 2040 med stöd i antingen litteratur och genom bedömning om användningen av respektive anläggningstyp sett till balansering till 2040. Som en förenkling vid beräkningar har drifttimmarna satts till 500 h/år för balanseringsbidraget för samtliga förbränningsanläggningar.

- Kraftvärme anslutna till fjärrvärmesystemet: 500 h/år
- Småskalig kraftvärme (ORC): 500 h/år
- Industriellt mottryck: 500 h/år
- Gasturbiner: 500 h/år
- Kondenskraftverk: 500 h/år
- Gaskombikraftverk: 500 h/år

**5.1.7 Metod för beräkning av utsläppsminskning för balanseringslösningar utan direkta utsläpp**

För balanseringslösningar utan direkta utsläpp har istället utsläppsminskning beräknats, dvs. utsläpp har beräknats för den lösning WSP antagit skulle användas om den mer gynnsamma balanseringslösningen sett till utsläpp inte skulle utnyttjas för balansering. Dessa lösningar presenteras i nedan punktlista. För samtliga av dessa lösningar har antagandet gjorts att dessa skulle ersättas av kondenskraftverk som mest trolig lösning i dess ställe, med träflis som bränsle. Gällande



drifttimmar har dessa antingen tagits från litteratur eller beräknats utifrån installerad effekt samt producerad energimängd. Som en förenkling vid beräkningar har drifttimmarna satts till 500 h/år för balanseringsbidraget för samtliga anläggningar utan direkta utsläpp.

- Vattenkraft: 500 h/år
- Efterfrågefleksibilitet (hushåll, service, fastigheter och lokaler, V2G/G2V samt industri): 500 h/år
- Batterilager: 500 h/år
- Import: 500 h/år

## 5.2 EFTERFRÅGEFLEXIBILITET

Som beskrivits i avsnitt 4.4.4 kan efterfrågefleksibilitet antingen vara implicit eller explicit. Hos användarna kan det sägas finnas två typfall när flexibilitet används; lastreduktion (ex. industrin drar ned sin användning) och lastförflyttning (ex. hushåll drar ner sin värmeanvändning under topplastimme).

För att utvärdera en lösnings potential för balansering är uthålligheten viktig. Med uthållighet menas den tid som applikationen kan anpassas till behovet. Generellt är inte efterfrågefleksibilitet uthållig under längre perioder och kan därför inte jämföras med produktionsresurser. (IVA, 2016)

### Efterfrågefleksibilitetens funktion i ett framtida elsystem

Generellt kan efterfrågefleksibilitet bidra till att minska topplastutmaningen. Denna utmaning består i att kunna möta de allra högsta topparna i efterfrågan i ett framtida elsystem där den variabla delen av produktionen ökar och planerbar kraft (kärnkraft) fasas ut. (Sköldberg, 2020) I kombination med lagring i form av batterier bedömer WSP att efterfrågefleksibilitet till 2040 kan fungera väl för att hantera topplast och kommer att fungera även för att hantera överskott.

Avseende implicit efterfrågefleksibilitet kan denna form av balansering sägas vara delvis realiserad idag då konsumenter redan nu kan reagera på prissignaler - dock kan tänkas att detta kan komma att förstärkas i en framtid med höga elpriser. (IVA, 2016)

Ett annat område där efterfrågefleksibilitet kan komma att spela en roll är inom de stödtjänster som Svk upphandlar, som är till för att upprätthålla frekvensen i elsystemet. Exempelvis öppnades FCR upp för efterfrågefleksibilitet år 2019. Det finns dock utmaningar för detta vilket beskrivs mer ingående i avsnitt 4 men kort kan sammanfattas som budstorlek och uthållighet, vilket gör att resurserna lämpligast aggregeras för att kunna bidra med nytta både för konsument och balansmarknad. Det pågår arbete för tillfället med detta för att underlätta för konsumenter att delta på dessa balansmarknader. WSP bedömer att till 2040 kommer efterfrågefleksibilitet att fungera väl för att hantera frekvensreglering.

### **Efterfrågefleksibilitets möjliga bidrag för balans till elsystemet 2040**



*Svarta staplar avser potentialen för lösningen idag, gråblå stapel avser adderade möjligheter som börjat realiseras men som WSP bedömer är troliga till 2040. WSP bedömer att efterfrågefleksibilitet år 2040 troligen fungerar väl som resurs vid topplastsituationer, och med hjälp av aggregatorer även som resurs för frekvensreglering. Givet mer decentraliserade batterier kan efterfrågefleksibilitet även fungera vid överskottssituationer.*

I avsnitten som följer ges ett fördjupat resonemang om potentialen för efterfrågeflexibilitet uppdelat på potential för hushåll, service, fastigheter och lokaler, vehicle-to-grid samt potential för industrin.

### **5.2.1 Efterfrågeflexibilitet i hushåll**

#### Lokal avlastning

Potentiellt kan efterfrågeflexibilitet från hushåll bidra till att minska problemen med lokala flaskhalsar i elsystemet. Exempel på detta är att det idag finns ett flertal initiativ till lokala flexibilitetsmarknader där hushåll kan vara med och bidra till att balansera situationen i elnätet på lokal nivå. (Svenska kraftnät, 2021c) Generellt hanteras lokala problem av denna typ genom att elnätsföretag bygger ut överföringskapaciteten i det aktuella området. Om kunderna i större utsträckning kan vara flexibla kan det potentiellt innebära att behovet av dyra nyinvesteringar antingen kan undvikas eller skjutas på framtiden. I tillägg till detta minskar både kostnaderna och förlusterna i det överliggande nätet om det är en jämnare belastning i det underliggande. (Energimarknadsinspektionen, 2016)

#### Decentraliserade batterier i hushållen

De svenska hushållen besitter en relativt utforskad och outnyttjad potential inom efterfrågeflexibilitet. Även om det enskilda hushållet har en låg elanvändning jämfört med andra sektorer kan den aggregerade potentialen vara betydande inom efterfrågeflexibilitet. Hushållen kan bidra med efterfrågeflexibilitet genom lastförflyttning eller lastreduktion av eluppvärmningen (i genomsnitt kring timmen för att behålla komfort i bostaden) men även genom hushållsapparater som TV och diskmaskin samt laddningen av elbilar. (Sweco, 2020)

Uthålligheten för efterfrågeflexibilitet är beroende av vilken typ av last det handlar om i hushållet. Exempelvis har värmepumpar och direktverkande el en uthållighet på 1h, medan elektriska varmvattenberedare och tvätt/disk en uthållighet på 12 respektive 7 h. (Thomé, et al., 2021)

En stor potential finns i att på olika nivåer i elsystemet bidra med flexibilitet från batterier, exempelvis om sådana skulle installeras i hushåll. Genom att installera 10 kWh- respektive 3 kWh-batterier i villor respektive lägenheter skulle det maximala effektuttaget kunna sänkas med 40 till 60 % i en bedömning från Power Circle som Naturskyddsföreningen hänvisar till från 2016 (Hansson & Lakso, 2016). Batterierna skulle då teoretiskt kunna leverera över 30 GW under ett tidsfönster på 6 timmar. Detta är större än det största effektuttaget i elsystemet. (IVA, 2019) (Naturskyddsföreningen, 2021) Dessa höga potentialer kommer sannolikt inte realiseras till det maximala, men visar på möjligheten till variationshantering genom olika lösningar. Sannolikt är att dessa batterier snarare kan betraktas som en resurs för att möjliggöra större efterfrågeflexibilitet i hemmen, eftersom dessa då i större utsträckning kan var uthålliga i sin lastförflyttning.

En framtida typ av efterfrågeflexibilitet som kan inkluderas i potentialen är den implicita efterfrågeflexibiliteten genom anpassandet av elbilsladdning eller hushållsapparater utifrån prissignaler. Här gör NEPP ingen bedömning av den tekniska potentialen, men påpekar att denna potential kan komma att öka den totala potentialen för efterfrågeflexibilitet. (NEPP, 2016)

#### **Potential**

Hushållens potential till efterfrågeflexibilitet är stor om rätt marknader skapas för aggregering. Bland annat nämner Svk i sin senaste systemutvecklingsplan 2022–2031 att de gärna ser att fler aggregatorer gör det möjligt för elanvändare med mindre energilager att få tillgång till elmarknadens olika delar. Efterfrågeflexibilitet kan framöver få en allt viktigare roll som resurs för Svk:s automatiska stödtjänster och som potentiell resurs för Svk:s balansmarknader, vilket möjliggörs av att dessa kan aggregeras. Givet att teknik installeras och blir mer etablerad i hushållen kan detta skapa förutsättningar för en stark utveckling på området. (Svenska kraftnät, 2021)

Idag är det främst hushållens elbaserade uppvärmningssystem som har den stora potentialen till efterfrågeflexibilitet. Hushållskunder med eluppvärmning står för en potential om 2 GW vilket

motsvarar 2 kW i cirka 1 000 000 småhus. (NEPP, 2016) Potentialen för efterfrågeflexibilitet bland hushållskunder är dock ett medelvärde då flexibiliteten är säsongsberoende och värmeanvändningen oftast sker under vinterhalvåret. Eluppvärmningen kan oftast vara flexibel i en till ett par timmar för att undvika påverkan på komforten samt för att minimera risken för återvändande last där en ny toppplastimme skapas när förlorad uppvärmning återhämtas. Potentialbedömningen som ges av NEPP är något daterad och en översyn görs troligtvis inom kommande program inom NEPP efter kontakt med representanter från NEPP. (NEPP, 2021)

Energimarknadsinspektion redovisade DNV:s undersökning av den tekniska flexibilitetspotentialen för olika sektorer i Sverige där potentialen för hushåll uppmättes som högst på 7,35 GW under vintern (kväll) och som lägst på 2,29 under sommaren(natt). (Energimarknadsinspektionen, 2021) Se detaljer i Tabell 11.

Bedömningen som Ei gör baseras på två av Svk:s fyra olika scenarier för kraftsystemets utveckling i dess långsiktiga marknadsanalys (Svenska kraftnät, 2021c); *Elektrifierat förnybart* och *Färdplaner mixat*. Antaganden för hushåll i de båda scenarierna ges nedan.

#### Elektrifiering Förnybart

Antagande om att hushåll/service/transport använder 79 TWh år 2020, 73 TWh år 2030 och 73 TWh år 2045

#### Färdplaner Mixat

Antagande om att hushåll/service/transport använder 79 TWh år 2020, 75 TWh år 2030 och 72 TWh år 2045

**Tabell 11: Potential (GW) till 2045 för efterfrågeflexibilitet från hushåll. (Energimarknadsinspektionen, 2021)**

Tidpunkt	Hushåll <i>Scenario: Elektrifierat förnybart</i>	Hushåll <i>Scenario: Färdplaner mixat</i>
Vinter (natt)	7 066	7 066
Vinter (morgon, kväll)	7 350	7 350
Vinter (dag)	6 804	6 804
Sommar (natt)	2 288	2 288
Sommar (morgon, kväll)	2 571	2 571
Sommar (dag)	2 420	2 420

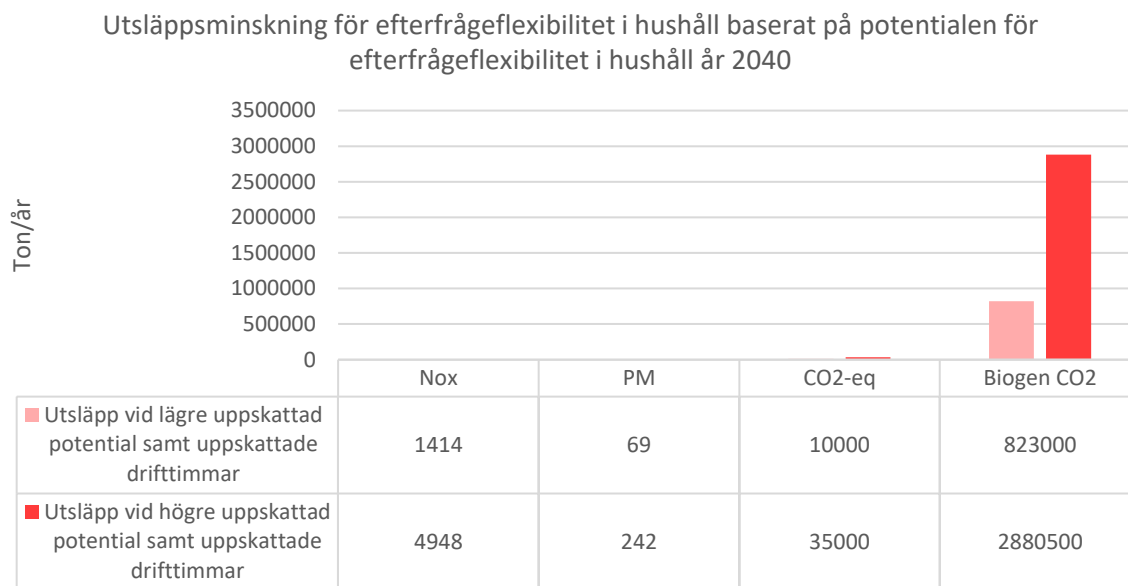
Den tekniska potentialen till 2045 från hushåll är stor men osäker då den beror på dels lämpliga incitament och styrmedel, dels rätt teknik i systemet. Rätt teknik handlar generellt om avancerad mätning, övervakning och styrning, i tillägg till incitament som avkastning på flexibilitetsmarknader för deltagande hushåll i förhållande till investeringar i teknik för detta. Resurserna har efter aktivering ofta en återhämtningstid under vilken de är otillgängliga för balansering. Ei:s bedömning av den tekniska potentialen för efterfrågeflexibilitet från hushåll är den senaste bedömningen som återfunnits i litteratur.

**Efter intervju med flera aktörer såsom Ei och Power Circle bedömer WSP att den troliga potentialen för efterfrågeflexibilitet i hushållen ligger mellan 2–7 GW. Intervjuade aktörer har inte bedömt potentialen, men faktorer som diskuterats i intervjuer har spelat in i WSP:s bedömning.**

#### Utsläpp

Då efterfrågeflexibilitet inte genererar några utsläpp har istället utsläppsminskning beräknats, dvs. utsläppen har beräknats från den lösning WSP bedömer skulle nyttjas om möjligheten för efterfrågeflexibilitet inte fanns. Denna lösning har antagits vara kondenskraftverk med träflis som

bränsle. Potentialen är uppskattad enligt ovan resonemang och drifttimmar har uppskattats till ett lägre antal då efterfrågefleksibilitet främst lämpar sig för topplasttimmar.



**Figur 11. Utsläppsminskning för efterfrågefleksibilitet i hushåll baserat på beräkning av utsläpp från kondenskraftverk som nyttjar träflis som bränsle. Den potential (2-7 GW) som ansätts är den av WSP uppskattade troliga potentialen för efterfrågefleksibilitet i hushåll. Drifttimmar antas vara 500 h/år.**

## 5.2.2 Efterfrågefleksibilitet hos service, fastigheter och lokaler

### Fastigheter och Lokaler

I en undersökning gjord av Sweco (Badano, et al., 2016) om elkunders möjligheter att delta i efterfrågefleksibilitet framgick att få utnyttjade möjligheten till flexibilitet och att elanvändningen generellt var så pass hög att det fanns incitament till besparingar. Sweco noterade genom intervjuer att potentialen inom segmentet generellt var låg, inte minst då de boendes elanvändning inte ligger inom fastighetsägarens rådighet och att elförbrukningen i lägenheter är begränsad.

En potentiell resurs är om fastigheten värms upp med värmepump, vilket öppnar för att använda värmetrögheten i huset för att styra ned användningen under perioder. Det noterades dock att ersättningsnivåerna för detta ansågs vara för låga. För de aktörer som värmer upp husen med fjärrvärme noterades att potentialen för efterfrågefleksibilitet endast var marginell.

Till detta tillkommer att serviceverksamhet är ett brett begrepp som inbegriper allt från sjukhus och skolor till restauranger, och dessa har givetvis olika förutsättningar att delta med flexibilitet.

### Service

Generellt är potentialen hos servicesektorn densamma som hos lokaler – eftersom det är dessa de verkar i, men beroende på om aktören själv äger lokalen påverkar det möjligheterna till att styra efterfrågefleksibiliteten. En grundförutsättning för serviceverksamheter är att dess elanvändning ofta sker i anslutning till dess verksamhet, och att neddragningar i denna kan bli svår utan att medföra kvalitetsförsämring i verksamheten. Den potential som finns blir likt fastigheter större om aktören använder en värmepump.

Service och lokaler har trots utmaningar kopplat till rådighet och utrymme för flexibilitet i framtiden möjlighet att likt hushåll delta med flexibilitet till Svk:s balansmarknader, vilket framförallt kan bli möjligt givet att aggregatorer får en tydligare roll i systemet. (Svenska kraftnät, 2021c)

## Uthållighet

I de beräkningar som ligger till grund för Ei:s tekniska potential bedömdes att den främsta potentialen framförallt finns i apparater för kylning av varor samt ventilation och uppvärmning av vatten inom lokaler för kontor och handel. Uthålligheten för dessa är inom timmen, förutom de elektriska varmvattenberedarna som bedöms ha en uthållighet på 12 timmar.

## Potential

Energimarknadsinspektion redovisade DNV:s undersökning av den tekniska flexibilitetspotentialen för olika sektorer i Sverige där potentialen för service, fastigheter och lokaler uppmättes som högst på 1,74 GW och som lägst på 0,53 GW. Den tekniska potentialen avser t.ex. hotell, restaurangbyggnader, kontorsbyggnader, vårdbyggnader och skolbyggnader. (Energimarknadsinspektionen, 2021) Se detaljer i Tabell 12.

Bedömningen baseras som nämnts tidigare på två av Svk:s fyra olika scenarier för kraftsystemets utveckling i dess långsiktiga marknadsanalys (Svenska kraftnät, 2021c); *Elektrifierat förnybart* och *Färdplaner mixat*. Antaganden för service, fastigheter och lokaler i de båda scenarierna ges nedan.

---

### Elektrifiering Förnybart

Antagande om att hushåll/service/transport använder 79 TWh år 2020, 73 TWh år 2030 och 73 TWh år 2045

---

### Färdplaner Mixat

Antagande om att hushåll/service/transport använder 79 TWh år 2020, 75 TWh år 2030 och 72 TWh år 2045

---

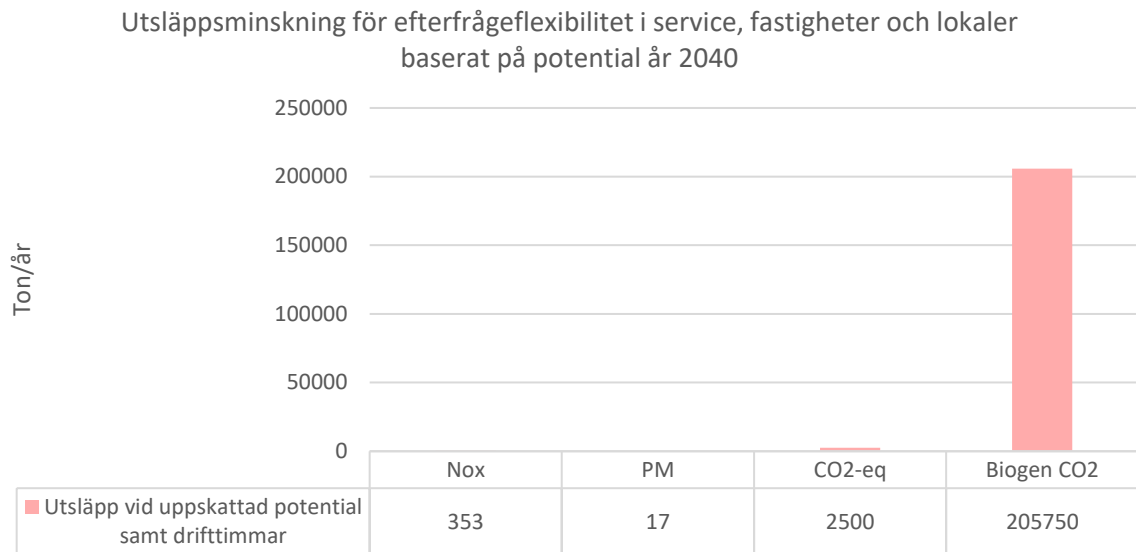
Tabell 12: Potential (MW) till 2045 för efterfrågefleksibilitet från service, fastigheter och lokaler. (Energimarknadsinspektionen, 2021)

Tidpunkt	Service Scenario: Elektrifierat förnybart	Service Scenario: Färdplaner mixat
Vinter (natt)	534	534
Vinter (morgon, kväll)	1740	1740
Vinter (dag)	1740	1740
Sommar (natt)	534	534
Sommar (morgon, kväll)	1740	1740
Sommar (dag)	1740	1740

**WSP bedömer att den troliga potentialen för efterfrågefleksibilitet i service, fastigheter och lokaler ligger i det lägre intervallet på grund av låga incitament, dvs. runt 0,5 GW.**

## Utsläpp

Då efterfrågefleksibilitet inte genererar några utsläpp har istället utsläppsminskning beräknats, dvs. utsläppen har beräknats från den lösning WSP bedömer skulle nyttjas om möjligheten för efterfrågefleksibilitet inte fanns. Denna lösning har antagits vara kondenskraftverk med träflis som bränsle. Potentialen är uppskattad enligt ovan resonemang och drifttimmar har uppskattats till ett lägre antal då efterfrågefleksibilitet främst lämpar sig för topplasttimmar.



**Figur 12. Utsläppsminskning för efterfrågeflexibilitet i service, fastigheter och lokaler baserat på beräkning av utsläpp från kondenskraftverk som nyttjar träflis som bränsle. Den potential (0,5 GW) som ansätts är den av WSP uppskattade troliga potentialen för efterfrågeflexibilitet inom service, fastigheter och lokaler. Drifttimmar antas vara 500 h/år.**

### 5.2.3 Efterfrågeflexibilitet inom lastförflyttning via V2G/G2V

#### Funktion och uthållighet

Elbilar och då specifikt elbilsbatterier är en potentiell flexibilitetsresurs som kan användas för att leverera in el i nätet exempelvis vid höga elpriser, men även sannolikt till en början för lastbalansering, dvs styra elbilsladdning vid behov. Detta koncept kallas Vehicle-to-grid (V2G) och bygger delvis på framtida prognoser om ett omfattande genomslag för elbilar i det svenska transportsystemet. Grid-to-vehicle (G2V) innebär att de mobila batterierna kan vara flexibla i sin laddning, medan V2G innebär flexibilitet i urladdningen (Thomé, et al., 2021). Då bilar (inklusive elbilar) ofta står stilla och därmed teoretiskt kan leverera eller ta emot el i sina batterier diskuteras detta som en potentiell resurs med stor potential.

Eldrivna fordon kan också dra nytta av att potentiellt kunna vara en resurs för Svk:s balansmarknader givet en större etablering av aggregatorer. WSP bedömer att detta kan till 2040 bli en mer etablerad möjlighet för balansering av elnätet inom timmen.

#### Potential

Enligt Svk uppgår den maximala potentialen för V2G i Sveriges personbilsflotta till 19 GW i en modifiering och simulering av scenariot *Småskaligt förnybart* för år 2045. Potentialen begränsas dock av en rad parametrar, som exempelvis hur mycket bilarna är uppkopplade till laddstationen och vilja samt möjlighet att delta i balansering, vilket gör att i Svk:s analyser matar elbilar tillbaka som mest 11 GW till nätet. (Svenska kraftnät, 2021c) I scenariot *Småskaligt förnybart* har det antagits att 15 % av bilarna kan ladda flexibelt år 2035 och att 50 % har denna kompatibilitet år 2045, samt att elanvändningen för elfordon (lätt och tung trafik) uppgår till 13 TWh år 2045 vilket kan jämföras med 21 TWh i Svk:s två elektrifieringsscenarier.

Ei gjorde 2021 en bedömning av potentialen för V2G och G2V som baseras på två andra av Svk:s fyra olika scenarier, nämligen *Elektrifierat förnybart* och *Färdplaner mixat*. (Energimarknadsinspektionen, 2021) Ei:s bedömning bygger på underlag från DNV framtaget på uppdrag av Ei (Thomé, et al., 2021). Om bedömningen skriver DNV att det bör noteras att informationen i scenarierna var preliminär

vid tiden för studien, men WSP noterar att elanvändningen som uppges för elfordon (lätt och tung trafik) i scenario A (Elektrifierat förnybart) överensstämmer med det slutgiltiga värdet i Svks scenarier. Endast flexibilitet från batteridrivna elbilar för personligt bruk beaktas, d.v.s. som kan vara flexibla i laddning och urladdning.

Ei har i sin rapport antagit att uthålligheten för elbilar att skjuta upp sin laddning är en timme utan att skada batteriet eller hamna på en laddningsnivå som generellt krävs i buffert för kommande körningar och att detta gäller för hälften av elbilarna som laddar. Genom att utnyttja en härledd laddningsprofil på elbilar från Danmark togs siffror fram för hur stor del av elbilarna som laddade under en genomsnittlig arbetsdag. För 2045 har Ei i scenario A (tidigt utkast av Elektrifierat förnybart) antagit 100 % elbilar och att 80 % av dessa är rena elbilar. I scenario B (tidigt utkast av Färdplaner mixat) har antagits 25 % mindre elbilar än i det första scenariot. Antagande har också gjorts om att 50 % av elbilarna som laddas kan skjuta upp sin laddning i en timme 2045. Potentialen för flexibilitet från elbilar uppgick till 3,0-4,8 GW i Scenario A och till 2,3-3,6 GW i Scenario B. Antaganden för de olika scenarierna ges i följande lista, detaljer avseende potentialer från Ei ges i Tabell 13.

---

#### **Svk – modifierat scenario Småskaligt förnybart**

- Antagande om att elfordon (lätt och tung trafik) använder 13 TWh år 2045  
(Att jämföra med: 13 TWh i Färdplaner Mixat, 21 TWh i Elektrifiering planerbart och Elektrifiering Förnybart)
- Antagande om att 50 % har flexibel laddning år 2045 (15 % år 2035)

---

#### **Energimarknadsinspektionen Scenario A – tidigt utkast av Elektrifierat förnybart**

- Antagande om att elfordon (lätt och tung trafik) använder 21 TWh år 2045
- Antagande om att 100 % av alla bilar är elbilar, och att 80 % av alla elbilar är rena elbilar 2045
- Antagande om att 50 % av bilarna som laddas kan skjuta upp sin laddning i en timme 2045
- Laddnings-/urladdningseffekten antas vara 11 kW år 2045

---

#### **Energimarknadsinspektionen Scenario B – tidigt utkast av Färdplaner mixat**

- Antagande om att elfordon (lätt och tung trafik) använder 13 TWh år 2045
  - Antagande om att antalet elbilar är 25 % mindre än i scenario A år 2045
  - Antagande om att 50 % av bilarna som laddas kan skjuta upp sin laddning i en timme
  - Laddnings-/urladdningseffekten antas vara 11 kW år 2045
- 

**Tabell 13: Potential (GW) till 2045 för efterfrågefleksibilitet från elbilar i personbilsflottan (V2G och G2V). (Thomé, et al., 2021).**

<b>Tidpunkt</b>	<b>Elbilar (V2G och G2V) Scenario A: Elektrifierat förnybart</b>	<b>Elbilar (V2G och G2V) Scenario B: Färdplaner mixat</b>
Vinter (natt)	3,9 – 4,8	2,9 – 3,6
Vinter (morgon, kväll)	3,0 – 4,2	2,3 – 3,2
Vinter (dag)	3,0 – 3,3	2,3 – 2,4
Sommar (natt)	3,9 – 4,8	2,9 – 3,6
Sommar (morgon, kväll)	3,0 – 4,2	2,3 – 3,2
Sommar (dag)	3,0 – 3,3	2,3 – 2,4

Svk och Ei/DNV har tillsammans analyserat tre olika scenarier för flexibilitet genom V2G och G2V, där alla tre scenarierna utgår från scenarier som tagits fram av Svks. Sammantaget ges en potential för flexibilitet inom lastförflyttning via V2G/G2V inom personbilsflottan i Sverige om 2,3 – 11 GW.

Den högsta potentialen i intervallet är potentialen för det scenario som Svks benämner Småskaligt förnybart där utvecklingen går mot ett småskaligt, decentraliserat energisystem med fokus på att hushålla med resurser och effektivisera energianvändningen. En hög grad av sektorsintegration mellan transport- och elsektorn sker vilket bidrar till kortsiktig flexibilitet och lastutjämning över dygnet.



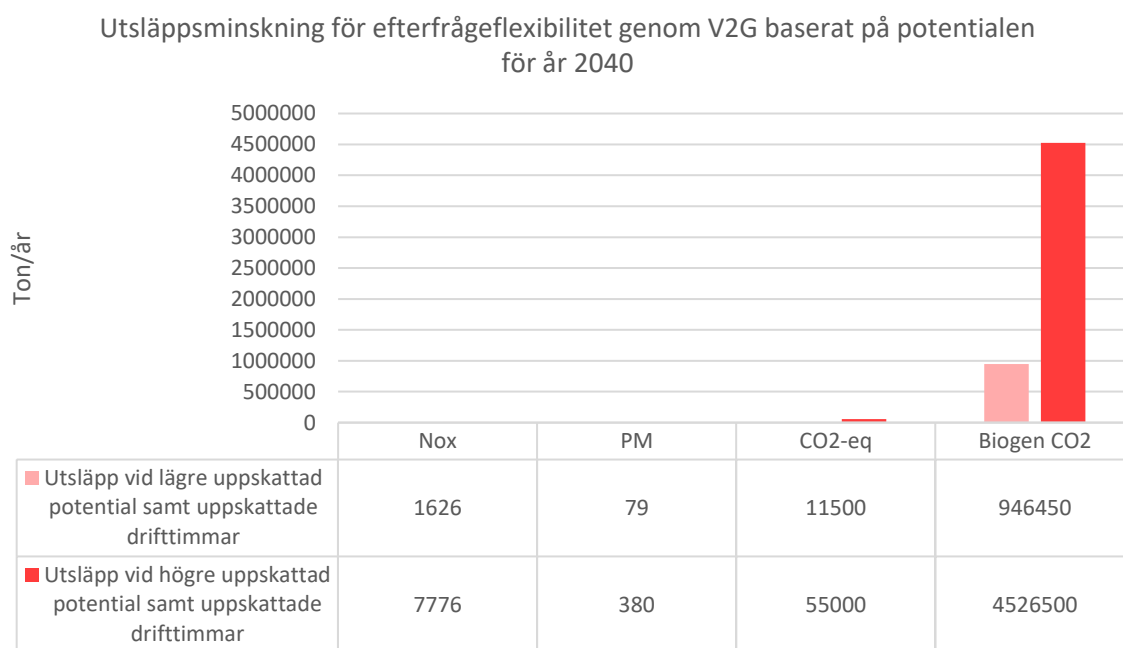
Lokal produktion gynnas genom skatteundantag och andra förmånliga villkor, solceller ökar kraftigt och även kraftvärmen byggs ut något i tätorter. Den mer storskaliga förnybara produktionen fortsätter att öka, men i mindre utsträckning jämfört med övriga scenarier.

Den lägsta potentialen i intervallet baseras på utvecklingen i de färdplaner som tagits fram inom Fossilfritt Sverige. Elanvändningen för elfordon förväntas ligga på samma nivå som i scenariot Småskaligt förnybart, men förnybar produktion byggs inte ut i samma utsträckning som i övriga scenarier och ökningen av elbehovet i kombination med minskad planerbar produktionskapacitet innebär utmaningar med bland annat effekttillräckligheten.

**WSP anser att intervallet 2,3 – 11 GW är en trolig bedömning av potentialen för efterfrågefleksibilitet inom lastförflyttning via V2G/G2V eftersom intervallet återspeglar flera möjliga scenarier för elanvändningen, produktionskapacitet från olika kraftslag samt grad av sektorsintegration mellan transport- och elsektorn.**

### Utsläpp

Då efterfrågefleksibilitet inte genererar några utsläpp har istället utsläppsminskning beräknats, dvs. utsläppen har beräknats från den lösning WSP bedömer skulle nyttjas om möjligheten för efterfrågefleksibilitet inte fanns. Denna lösning har antagits vara kondenskraftverk med träflis som bränsle. Potentialen är uppskattad enligt ovan resonemang och drifttimmar har uppskattats till ett lägre antal då efterfrågefleksibilitet främst lämpar sig för topplasttimmar.



Figur 13. Utsläppsminskning för efterfrågefleksibilitet genom V2G baserat på beräknade utsläpp från kondenskraftverk som nyttjar träflis som bränsle. Den potential (2,3-11 GW) som ansätts är den av WSP uppskattade troliga potentialen för efterfrågefleksibilitet genom V2G. Drifttimmar antas vara 500 h/år.

## 5.2.4 Efterfrågefleksibilitet inom industrin

### Uthållighet och funktion idag

Industrisektorn är i jämförelse med hushållen mycket mer elintensiv vilket innebär att det endast krävs ett fåtal industrier för att generera en stor lastreduktion. Industrier kan exempelvis bidra med implicit efterfrågefleksibilitet där elkrävande processer drar ner på användningen som en reaktion till förändring i elpriset. De kan även bidra med explicit efterfrågefleksibilitet där de säljer sin flexibilitet på dagen-före

marknaden eller till effektreserven. Till vintern 2019/2020 upphandlade Svk 190 MW lastreduktion från industrisektorn till effektreserven. (Sweco, 2020) Ett möjligt framtida användningsområde för efterfrågefleksibilitet i industrin är också Svk:s balansmarknader. Till exempel öppnades FCR upp för efterfrågefleksibilitet 2019. (Power Circle, 2019)

Ei bedömer att uthålligheten för industrier beror på typ av industri. Exempelvis har massindustri en uthållighet på 1,5 h med 24 h återhämtningstid, stålindustri en uthållighet på 2 h och serverhallar en uthållighet på 1 h.

### Potential

NEPP bedömer att industrin har en potential om 2 GW, härrörande från lastreduktion hos industrier. Av denna potentiella lastreduktion genereras 85 % från elintensiv industri, resterande 15 % från lätt industri (ex. livsmedelsindustri, verkstadsindustri och sågverk). (NEPP, 2016) Den bedömning som NEPP gör angående industrins potential till 2 GW lastreduktion är baserad på flera olika studier som generellt uppskattar industripotentialen till mellan 0,5 GW – 2,5 GW. År 2013 bedömde NEPP i en rapport tillsammans med Sweco att potentialen för lastreduktion hos svensk industri låg ”närmre” 2 GW där 1,6 GW härrör från elintensiv industri och 0,3 GW från lätt industri. (Linnarsson, et al., 2013). Potentialbedömning som ges av NEPP är något daterad och en översyn görs troligtvis inom kommande program inom NEPP erfar WSP efter kontakt med representanter från NEPP. (NEPP, 2021)

Ei gör en bedömning av industrins potential för efterfrågefleksibilitet i rapporten ”Utvärdering av kostnader och nyttor av smarta elnät” från 2021 som baseras på underlag från DNV på uppdrag av Ei (Energimarknadsinspektionen, 2021). Bedömningen baserar på två av Svk:s fyra olika scenarier för kraftsystemets utveckling i dess långsiktiga marknadsanalys (Svenska kraftnät, 2021c); *Elektrifierat förnybart* och *Färdplaner mixat*. Antaganden för industrier i de båda scenarierna ges nedan.

#### Elektrifiering Förnybart

Antagande om att industrin använder 50 TWh år 2020, 87 TWh år 2030, 145 TWh år 2040 och 159 TWh år 2045

#### Färdplaner Mixat

Antagande om att industrin använder 50 TWh år 2020, 62 TWh år 2030, 77 TWh år 2040 och 78 TWh år 2045

Ei bedömer att den nuvarande tekniska potentialen för lastförflyttning i industrin är ca 1 GW och lastreduktion ca 0,3 GW. Till 2045 bedömer de att den tekniska potentialen för lastförflyttning är mellan 1,4 – 2,4 GW och lastreduktion 0,3 GW, beroende på scenario. Se detaljer i Tabell 14.

**Tabell 14: Potential till 2045 för efterfrågefleksibilitet från industri fördelat på lastförflyttning och lastreduktion. (Energimarknadsinspektionen, 2021)**

Tidpunkt	Lastförflyttning industri		Lastreduktion industri	
	Scenario: <i>Elektrifierat förnybart</i>	Scenario: <i>Färdplaner mixat</i>	Scenario: <i>Elektrifierat förnybart</i>	Scenario: <i>Färdplaner mixat</i>
Vinter (natt)	2 373	1 435	345	345
Vinter (morgon, kväll)	2 373	1 435	345	345
Vinter (dag)	2 373	1 435	345	345
Sommar (natt)	2 373	1 435	345	345
Sommar (morgon, kväll)	2 373	1 435	345	345
Sommar (dag)	2 373	1 435	345	345

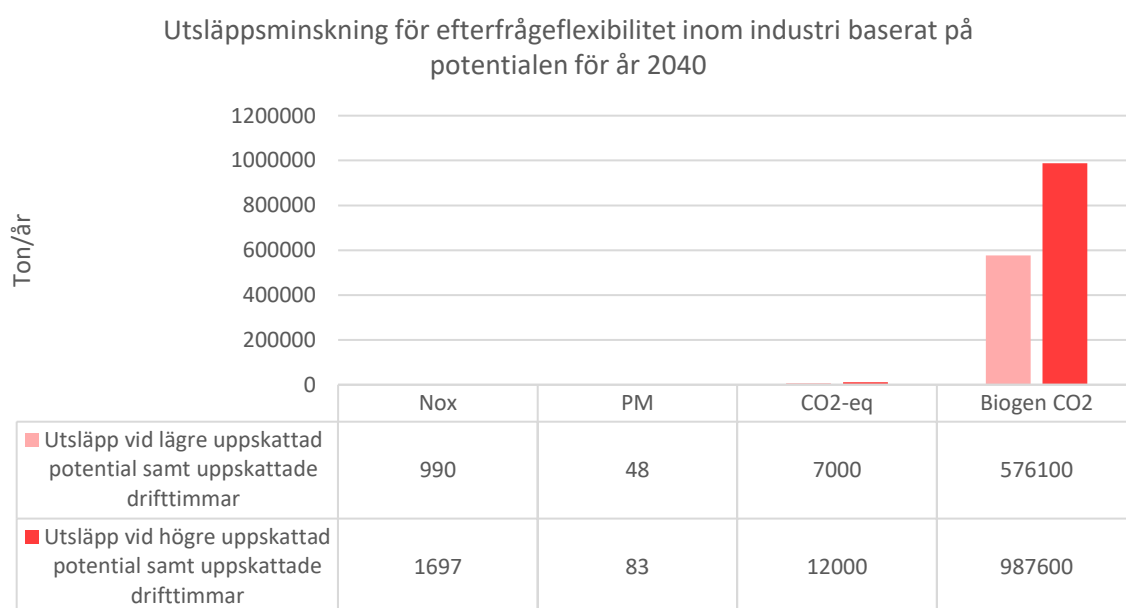
Avseende industrins totala potential bedömer Ei att den ökade potentialen till 2045 främst uppstår hos nya industrier där Ei exemplifierar Hybrit och serverhallar som ökar potentialen för lastförflyttning. För

den lägre siffran i intervallet för lastförflyttning (1,4 GW) står Hybrit för en flexibilitetspotential om 0,3 GW och för den högre siffran (2,4 GW) står Hybrit för 1,2 GW av potentialen.

**Ei:s bedömning av den tekniska potentialen för efterfrågefleksibilitet från industrin är den senaste bedömningen som återfunnits i litteratur. Efter intervjuer med flera aktörer bedömer WSP att den troliga potentialen ligger mellan 1,4–2,4 GW. Intervjuade aktörer har inte bedömt potentialen, men faktorer som diskuterats i intervjuer har spelat in i WSP:s bedömning.**

### Utsläpp

Då efterfrågefleksibilitet inte genererar några utsläpp har istället utsläppsminskning beräknats, dvs. utsläppen har beräknats från den lösning WSP bedömer skulle nyttjas om möjligheten för efterfrågefleksibilitet inte fanns. Denna lösning har antagits vara kondenskraftverk med träflis som bränsle. Potentialen är uppskattad enligt ovan resonemang och drifttimmar har uppskattats till ett lägre antal då efterfrågefleksibilitet främst lämpar sig för topplasttimmar.



**Figur 14. Utsläppsminskning för efterfrågefleksibilitet inom industri baserat på beräknade utsläpp från kondenskraftverk som nyttjar träflis som bränsle. Den potential (1,4-2,4 GW) som ansätts är den av WSP uppskattade troliga potentialen för efterfrågefleksibilitet inom industri. Drifttimmar antas vara 500 h/år.**

## 5.3 VATTENKRAFT

### Vattenkraftens roll i ett framtida elsystem

Vattenkraften är idag avgörande för det svenska elsystemet. Det är en flexibel produktionsresurs och kan möta behovet både av topplast och reglering av systemet. Denna förmåga blir potentiellt ännu viktigare i ett framtida elsystem med mer intermittenta produktionsslag. (Sköldberg, 2020)

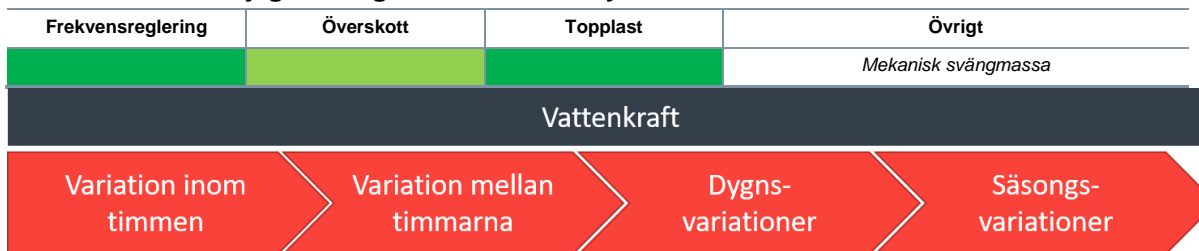
Då kärnkraften idag kompletterar vattenkraften för kontinuerliga produktionen (som ibland benämns "basproduktionen") skapas utrymme för vattenkraften att hantera mycket av balanseringen. (NEPP, 2016). Vattenkraften står också för en stor mängd av den rotationsenergi som bidrar till att hantera frekvensregleringen från sekund till sekund och på så sätt hålla den momentana balansen i systemet. (Svenska kraftnät, 2021e)

I Sverige hanteras majoriteten av frekvensregleringen av vattenkraften, över alla tidsskalor. Vattenkraften i det nordiska systemet är också byggd på så sätt att den kan hantera de variationer

som sker över året med de lager den har, där smältsnö från vinterhalvåret sparas och på så sätt kan bidra till att hantera den säsongsbaserade variationen i efterfrågan. Totalt hanterar vattenkraften idag cirka hälften av dessa variationer. (NEPP, 2016)

Det ska noteras att vattenkraftens balanseringsförmåga minskar då vattnet går högt i älvarna som exempelvis under vårfloden. Då vattenkraften i hög grad över året styrs av tillrinningen leder det till en förflyttning av vattnet över året, vilket kan få den effekt att prisdifferensen ökar mellan sommaren och vintern, och vatten lär då sparas från just sommaren till vintern. Slutsatsen av detta resonemang är att i ett framtida scenario med utfasad kärnkraft kan vattenkraftens balanseringsförmåga öka under sommaren och minska under vintern. (NEPP, 2016)

### Vattenkraftens möjliga bidrag för balans till elsystemet 2040



*Svarta staplar avser potentialen för lösningen idag och till 2040. WSP bedömer att vattenkraften år 2040 troligen mycket fungerar väl som resurs vid topplastsituationer och för frekvensreglering. För överskott har vattenkraften med sina reservoarer en förmåga att spara vatten under situationer med hög tillgång på el och bedöms fungera väl för överskott år 2040.*

### Potential

Den installerade effekten i vattenkraften är idag 16,3 GW, den historiska maxproduktionen för Sverige är ca 13,7 GW. Det finns olika skäl till denna otillgänglighet, men t.ex. underhållsarbeten, reserverad effekt för frekvenshållning och även tekniska och legala aspekter. (NEPP, 2020)

I en genomlysning av flexibilitetsresurser från 2016 bedömer NEPP att den disponibla effekten för vattenkraften i Sverige varierar men ligger mellan 4-8 GW. Sambandet mellan disponibel effekt och förmåga till balansering är viktig. Den disponibla effekten beräknas som installerad effekt gånger den genomsnittliga kapaciteten som inte används vilket understryker storlekens betydelse hos kraftverket. (NEPP, 2016)

I sin långsiktiga marknadsanalys 2021 konstaterade Svk att tillrinningen förväntas öka något på grund av klimatförändringar, även om man för analysen använt historiska väderdata 1982–2016 för beräkningar. Svk har därefter justerat de historiska tillrinningsscenarierna utifrån SMHI:s klimatmodeller. I samtliga av Svk:s fyra långsiktiga marknadsscenarioer förväntas den installerade effekten av vattenkraft vara 16,3 MW år 2040.

Idag finns ytterst begränsad potential att utvinna mer energi ur de älvar som regleras. För vattenkraften skulle en effekthöjning kunna innebära att det skapas en ökad potential för att möta större variationer i lasten alternativt variationer i den intermittenta produktionen, men givet att energin på årsbasis styrs av tillrinningen innebär en utbyggnad av effekt i praktiken att mer vatten tas ut under kortare tid (med perioder av minskat uttag av vatten däremellan). Det får också till följd att en sådan utbyggnad skall betalas av en tillräcklig skillnad mellan låga och höga priser. (Bladh, 2016)

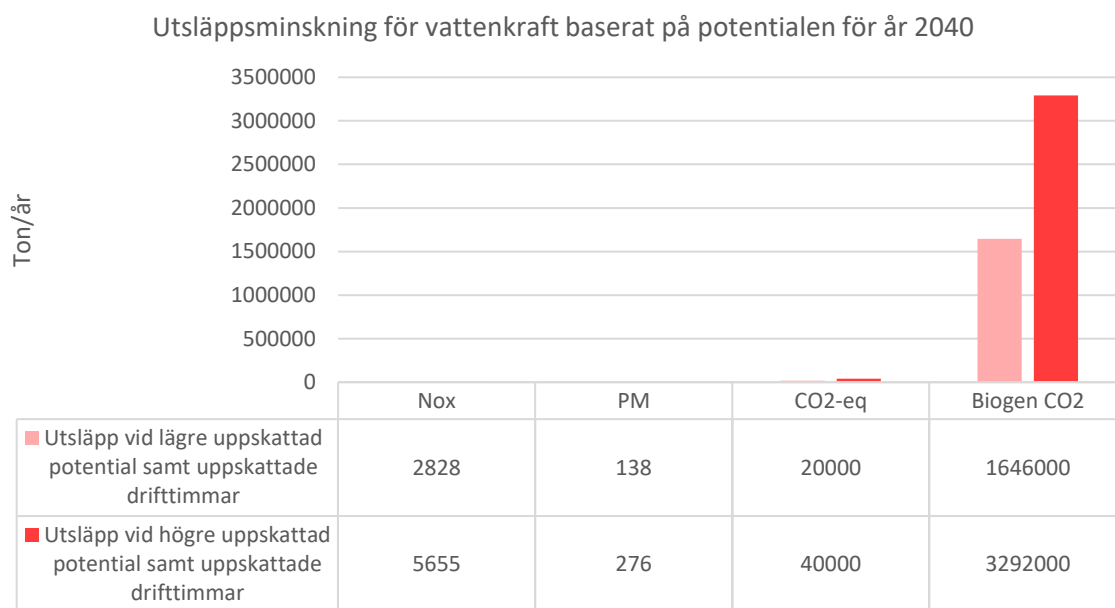
Sweco undersökte i en studie potentialen för effekthöjning i de tio största svenska älvarna. Den totala installerade effekten för de undersökta älvarna var 14,2 GW vilket är 88 % av den totala svenska kapaciteten. Där nådde de resultatet att effekthöjningen kunde vara cirka 3,4 GW med avseende på fallhöjder och ett ökat maximalt flöde genom stationerna. I denna analys togs hänsyn till flertalet, förvisso förenklade, faktorer, såsom exempelvis tillrinning och produktionsförutsättningar med gångtider mellan stationerna och is på vintern. Noteras ska att denna analys inte inkluderade mindre

älvar eller lönsamhet. En övergripande uppskattning av de resterande älvarna bedömde dess potential till 500 MW, vilket då skulle medföra en total effekthöjning för de svenska älvarna om 3,9 GW. (Sweco, 2020). Denna effekthöjning skall dock inte adderas till NEPP:s bedömning utan analyserar ren effekthöjning.

**WSP bedömer att vattenkraften år 2040 har likt idag en mycket god potential som balanseringsresurs. I framtiden med en avveckling av kärnkraften kan vattenkraften få återgå till en stor del basproduktion. Emellertid kan detta innebära att prisdifferensen i systemet blir större mellan sommar och vinter, varför vattenkraften då kan öka balanseringsförmågan under sommaren och minska under vintern. (NEPP, 2016) Detta gör potentialen för 2040 svårbedömd men WSP bedömer likt SvK:s fyra långsiktiga framtidsscenarier att bidraget blir densamma som idag, dvs. 4–8 GW disponibel effekt.**

### Utsläpp

Då vattenkraften inte genererar några utsläpp har istället utsläppsminskning beräknats, dvs. utsläppen har beräknats från den lösning WSP bedömer skulle nyttjas om möjligheten för vattenkraft som balanseringslösning inte fanns. Denna lösning har antagits vara kondenskraftverk med träflis som bränsle. Potentialen är uppskattad enligt ovan resonemang. Vattenkraften är redan idag en avgörande resurs för det svenska elsystemet samt en resurs som kan möta behov av både topplast och reglering. Drifftimmar för vattenkraften är hög, men utifrån ett resonemang kring drifftimmar avsatta för balansering landar WSP på 500 h/år. Detta då det finns en möjlighet att vattenkraftens roll i framtiden kan bli mer som basproduktion då en framtid spås med fler intermittenta produktionslag.



Figur 15. Utsläppsminskning för vattenkraft baserat på beräknade utsläpp från kondenskraftverk som nyttjar träflis som bränsle. Den potential (4-8 GW) som ansätts är den av WSP uppskattade troliga potentialen för vattenkraften. Drifftimmar antas vara 500 h/år.

## 5.4 PUMPVATTENKRAFT

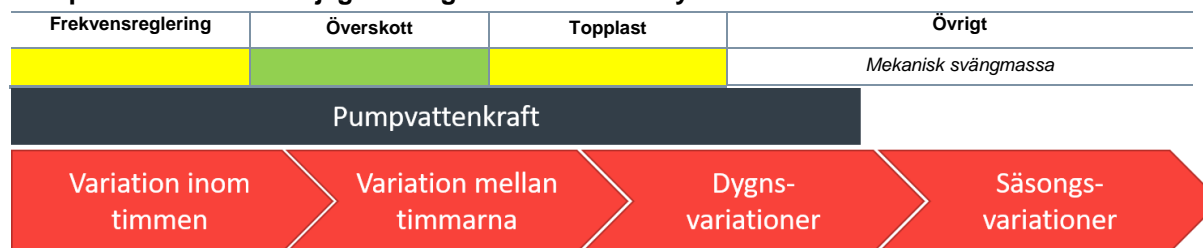
### Pumpvattenkraftens roll i elsystemet

Pumpvattenkraft utnyttjar lägesenergin hos vattnet för att producera el, då vatten pumpas upp i ett högre beläget magasin och därefter vid behov släpps ner senare. Är det exempelvis lågt elpris och överskott i elproduktionen kan detta användas för att fylla dessa magasin. (Sweco, 2020)

Internationellt sett är pumpvattenkraften den största tekniken för energilagring. Pumpvattenkraften gynnas av att kunna använda skillnaden mellan låga och höga elpriser för att pumpa upp/släppa ut vatten. Enligt NEPP (Sköldberg, 2020) kan pumpvattenkraften främst ses som en lösning på de situationer då det finns överskott av el i systemet i den mån de används. Egenskaperna hos ett pumpkraftverk är dock desamma som hos ett traditionellt vattenkraftverk och de kan därför bidra med samma systemtjänster såsom reglerkraft, frekvensreglering och även svängmassa.

Enligt IVA:s rapport inom projektet vägval el är pumpvattenkraft mest passande som applikation för att flytta energi i tiden, dvs dagar eller längre. Start-upp tiden för att pumpvattenkraftverk är inom ramen för sekunder till minuter. IVA:s rapport bedömer samtidigt att den mest passande användningstiden för tekniken som balanskraft är mellan 1-24h. (Englund, et al., 2015)

### Pumpvattenkraftens möjliga bidrag för balans till elsystemet 2040



*Svarta staplar avser potentialen för lösningen idag och till 2040. WSP bedömer att pumpvattenkraften år 2040 troligen fungerar som resurs vid topplastsituationer och för frekvensreglering men att hinder för utbyggnad begränsar dess potential. Givet detta kan existerande kapacitet fortfarande fungera väl vid överskottssituationer år 2040.*

### Potential

I Sverige har det funnits fem pumpvattenkraftverk, varav tre idag är aktiva. De övriga två har lagts ner på grund av dålig lönsamhet. De pumpvattenkraftverk som finns och används i Sverige idag är kraftverken Letten (36 MW, 65 GWh/år) och Kymmen (55 MW, 34 GWh/år). Eggsjöns kraftverk vid Klarälven är det tredje aktiva, dock används detta sällan. Sammanlagt ger dessa tre verk en installerad effekt på ca 0,1 GW i Sverige. De tidigare funktionella kraftverken Sillre och Juktan är idag konverterade till konventionella vattenkraftverk (Sweco, 2020), Juktan med en effekt om 355 MW som pumpvattenkraftverk (Vattenkraft.info, 2021) planeras dock att eventuellt starta igen. Studier pågår för att utreda om en återstart är lönsam, förstudien förväntas vara klar till sommaren 2023 och en återstart kan bli möjlig först 2031. (Nohrstedt, 2021) Detta skulle kunna ge en potential på upp till 0,46 GW till 2040.

Det finns teknisk potential för en utökad tillgång på pumpvattenkraft, men Sweco menar att det är mycket svårt att uppskatta potentialen för pumpvattenkraften som helhet på både kort och lång sikt eftersom faktorer som geografi, ekonomi, miljö, teknik och regulatoriska faktorer spelar in. (Sweco, 2020)

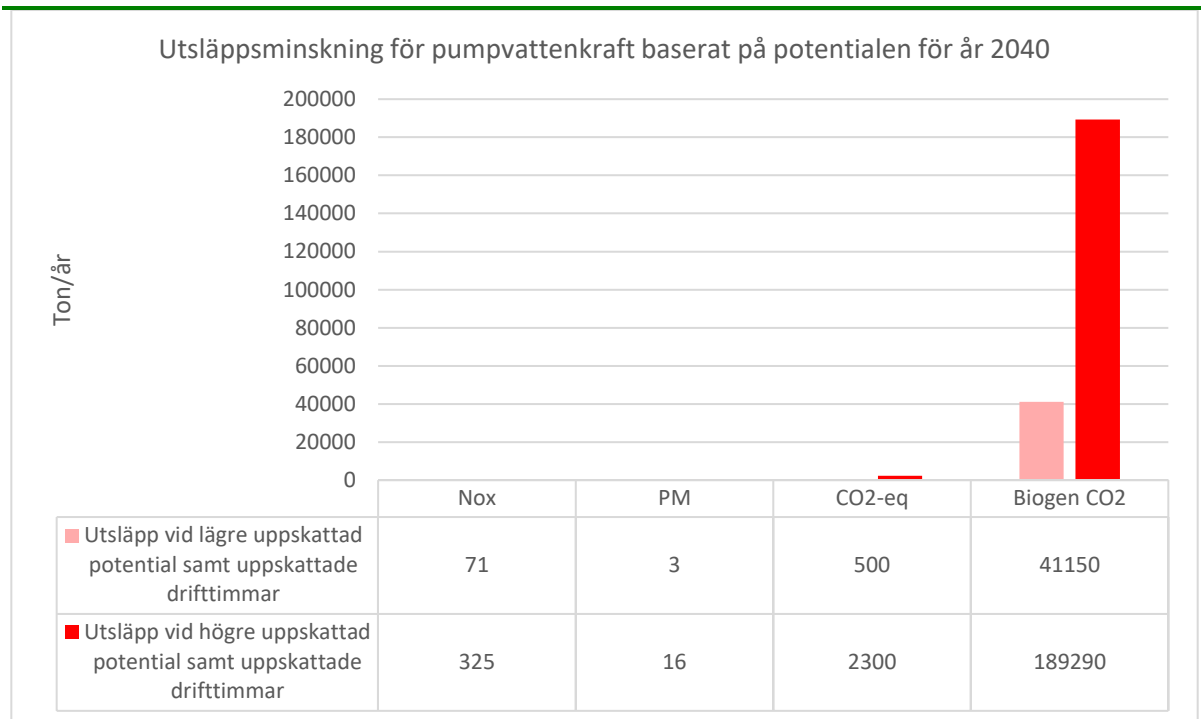
**WSP bedömer att sett till de hinder som finns för pumpvattenkraften så som geografiskt lämpliga platser och marknadsförutsättningar samt utifrån intervjuer med branschaktörer som pekat på dessa hinder, så är en utökad tillgång på pumpvattenkraft i Sverige inte trolig till 2040, mer än en möjlig återstart av Juktan. Dessutom är den totala potentialen låg jämfört med övriga tekniker för balans av elsystemet varför en djupare analys av tekniken inte kan göras inom ramen för denna studie. WSP bedömer därmed att den troliga potentialen ligger mellan 0,1 och 0,46 GW till 2040.**

### Utsläpp

Då pumpvattenkraften inte genererar några utsläpp har istället utsläppsminskning beräknats, dvs. utsläppen har beräknats från den lösning WSP bedömer skulle nyttjas om möjligheten för

pumpvattenkraft som balanseringslösning inte fanns. Denna lösning har antagits vara kondenskraftverk med träflis som bränsle. Potentialen är uppskattad enligt ovan resonemang.

Baserat på ovan information om installerad effekt för pumpvattenkraft samt producerad energi per år kan antalet drifttimmar idag för pumpvattenkraftverk beräknas till runt 1 500 h/år, dock görs antagandet att antalet drifttimmar för balansering landar kring 500 h/år.



Figur 16. Utsläppsminskning för pumpvattenkraft baserat på beräknade utsläpp från kondenskraftverk som nyttjar träflis som bränsle. Den potential (0,1-0,46 GW) som ansåts är den av WSP uppskattade troliga potentialen för pumpvattenkraften. Drifttimmar antas vara 500 h/år.

## 5.5 BATTERILAGER

*Batterier hos elanvändare behandlas under avsnittet för efterfrågeflexibilitet.*

### Batterilagers roll i ett framtida elsystem

Batterilager bedöms kunna bidra till balansering av elsystemet i stor utsträckning i framtiden. En generell fördel med batterier är att de kan levereras i moduler och därmed har skalbar lagringskapacitet, vilket gör det möjligt att använda dessa på olika nivåer i elsystemet. En begränsning med detta är dock att en dubbling av lagringskapaciteten i princip också dubblar investeringen. Power Circle listar olika nyttor som batterier kan bidra med, däribland exempelvis bidra till att lösa akuta behov vid lokala flaskhalsar. De kan även bidra med reservkraft eller som en del av effektreserven. Dock är kapaciteten hos batterier avsevärt mindre än hos till exempel en vattenkraftsdamm, men kan utgöra en distribuerad resurs hos slutanvändare och då bidra till ökad efterfrågeflexibilitet. På grund av dess begränsade lagringskapacitet betraktas batterier främst som en resurs för att hantera variationer inom timmen och inte de som sker över dygn, veckor eller säsong (Wolf, et al., 2020). Energilager (ex. batterilager) kan idag delas upp i tre huvudkategorier utifrån var de placeras i förhållande till den avräkningspunkt som finns mot elnätet (Svenska kraftnät, 2021):

- 1) Hos en elproducent,
- 2) Hos en elanvändare,
- 3) Direkt till elnätet.



### Energilager hos elproducenter

Energilager hos elproducenter kan användas tex. för att säkra tillgången på egenproducerad el, ta tillvara på möjligheter med varierande elpriser, kapacitetsutjämning av oplanerbar elproduktion eller för större produktionsanläggningar att möta krav från nätägaren avseende maximala variationer eller tillåtna spänningsvariationer. (Svenska kraftnät, 2021) Energilager hos elproducenter behandlas under respektive kraftslag, exempelvis värmelager för kraftvärme eller vätgaslager för efterfrågefleksibilitet hos industrier.

### Energilager hos elanvändare

Installation av energilager för ökad konsumtion av egenproducerad el är den mest konventionella tillämpningen av energilager hos elanvändare idag. Batterilager kan också användas i ex. datacenter för att säkerställa mycket höga krav på leveranssäkerhet, eller hos konsumenter vars elavgifter till stor del baseras på maximalt effektuttag istället för totalt använd energi i syfte att minska kostnaderna. Energilager hos elanvändare behandlas under avsnittet om efterfrågefleksibilitet. (Svenska kraftnät, 2021)

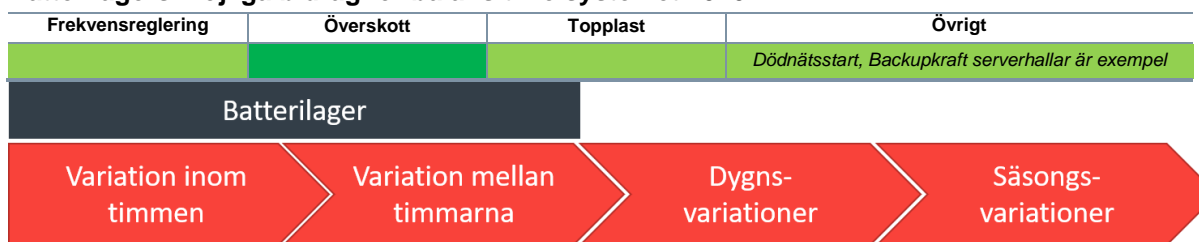
### Energilager direkt till elnätet

Batterilager har en teoretiskt stor potential, men relevansen av att ha dem som balanseringsresurs i elnätet avgörs idag till stor del av om de kan fylla en funktion i att avlasta en lokal kapacitetsproblematik. Lokal kapacitetsbrist är ett allt mer påtagligt problem i framför allt Sveriges storstäder. Här kan energilager (ex. batterier) utnyttjas som avlastning innan ny ledning eller traditionell elproduktionsanläggning finns på plats. (Svenska kraftnät, 2021) Ett första kommunalt exempel när detta har varit aktuellt är Vattenfalls batterilager i Uppsala som installerats för att möjliggöra bostadsbyggande i kombination elektrifiering av industri och transporter under tiden som elnätet byggs ut. Batterilagret har en maxkapacitet på 5 MW och en energimängd på cirka 20 MWh och kommer att utnyttjas genom att ladda upp batterilagret när elanvändningen är låg och ladda ur detsamma när behovet av el är högt. (Vattenfall, 2020)

### Batterilager som stödtjänst

Batterilager har förutom ovan nämnda roller också möjlighet att, i och med sin principiellt snabba responstid, kunna delta på Svk:s stödtjänstemarknader, eller med avhjälpande åtgärder, så som FFR. Inom stödtjänsterna hos Svk kan batterier leverera till dessa idag, men aktörer upplever att den förkvalificeringsprocess som behöver genomgåas är relativt komplicerad samt att vissa krav på vissa marknader är för stora, exempelvis krav på budstorlek (Power Circle, 2020a). Svk håller på att se över marknaderna för att bättre kunna anpassa dessa mot batterier (Svenska kraftnät, 2021).

### **Batterilagers möjliga bidrag för balans till elsystemet 2040**



Svarta staplar avser potentialen för lösningen idag och till 2040. Batterier har stor potential att bidra som resurs vid topplastsituationer där uthålligheten hos batteriet avgör dess användbarhet för topplastsituationer. Givet ökade behov i elnätet, inte minst i form av lokala flaskhalsar, kan antalet storskaliga batterier bli mer förekommande och därför en större resurs i systemet. Batterierna kan vara mycket användbara för att lagra energi vid god tillgång på el och även att bidra med frekvensreglering, inte minst för de tjänster som kräver snabb responstid.

### **Potential**

Batteriers användning i elsystemet påverkas av i vilken utsträckning de kan göra nytta för att avlasta lokala flaskhalsar. WSP erfar från intervjuer att en central nytta som batterier tillför idag är deras

funktion som avlastning i lokala nät (ex. Uppsala som nämns ovan). De kan därpå sälja tjänster inom stödtjänsterna hos Svk för frekvensreglering för att få extra intäkter.

I dagsläget finns dock bara ett mindre antal batterier i det svenska elnätet. Det har gjorts vissa bedömningar kring vad en mer storskalig implementering av batterier i elnätet kan betyda i termer av potential för att balansera elnätet. Teoretiskt sett kan batterier tillkomma i obegränsad skala, så länge de bidrar med nytta och är ekonomiskt relevanta.

**En bedömning från Svk till 2045 som WSP delar är att kapaciteten för batterilager byggs ut till att omfatta mellan 0,5 – 1,1 GW. Se detaljer i Tabell 15. (Energimarknadsinspektionen, 2021)**

**Tabell 15: Potential (GW) till 2045 för flexibilitet från batterilager. (Energimarknadsinspektionen, 2021)**

Tidpunkt	Scenario: Elektrifierat förnybart	Scenario: Färdplaner mixat
Vinter (natt)	1 116	515
Vinter (morgon, kväll)	1 116	515
Vinter (dag)	1 116	515
Sommar (natt)	1 116	515
Sommar (morgon, kväll)	1 116	515
Sommar (dag)	1 116	515

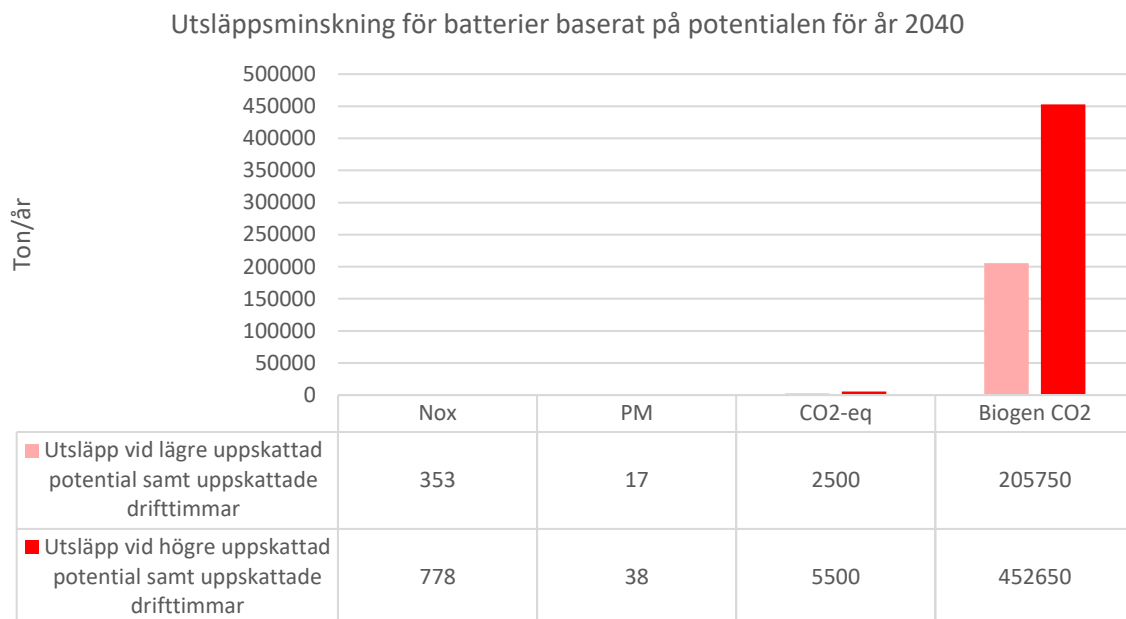
### Utsläpp

Batteriers klimatpåverkan är koncentrerad till råmaterialsframställning, produktion och i viss mån avfallshantering/återvinning. Traditionellt är produktionen av litium-jon batterier starkt uppdelad, där företag specialiserar sig på sin specifika del av produktionskedjan - vilket även gjort det svårare att bedöma hela produktens klimatpåverkan. Produktionen av batterier använder stora mängder energi, främst elektricitet och värme, där stora utsläppskällor till exempel brukar vara de steriliserade produktionsytorna på grund av hur mycket luft som måste omsättas. Signifikanta reduktioner av klimatpåverkan kan nås genom att applicera förnybar energi genom hela produktledet, vilket demonstrerats av Northvolt som vertikalt integrerat mer eller mindre hela produktionsledet och placerat det nära vattenkraft. Signifikant klimatpåverkan kvarstår dock i råmaterialsframställningen, där utbredd elektrifiering och nyttjandet av alternativa gasämnen kan bidra till reduktioner. Även återvinning på industriell skala kan bidra till reducerad klimatpåverkan, då återvunna material generellt tenderar att ha lägre klimatpåverkan än jungfruliga material. Här råder dock utmaningar med att ta fram effektiva återvinningstekniker som kan appliceras på flera batterityper och som kan återvinna så många mängder och typer av material som möjligt.

Inom ramarna för detta projekt kommer rapporten inte gå djupare in på livscykelanalys för batterier utan stannar vid detta resonemang.

Då batterier inte genererar några utsläpp har istället utsläppsminskning beräknats, dvs. utsläppen har beräknats från den lösning WSP bedömer skulle nyttjas om möjligheten för energilager som balanseringslösning inte fanns. Denna lösning har antagits vara kondenskraftverk med träflis som bränsle. Potentialen är uppskattad enligt ovan resonemang.

Baserat på användningsområdena för batterier där antagandet har gjorts att batterier främst kommer fungera som resurs för att hantera variationer inom eller mellan timmarna har resonemanget kring drifttimmar landat på 500 h/år.



Figur 17. Utsläppsminskning för batterier baserat på beräknade utsläpp från kondenskraftverk som nyttjar träflis som bränsle. Den potential (0,5-1,1 GW) som ansätts är den av WSP uppskattade troliga potentialen för batterier. Drifttimmar antas vara 500 h/år.

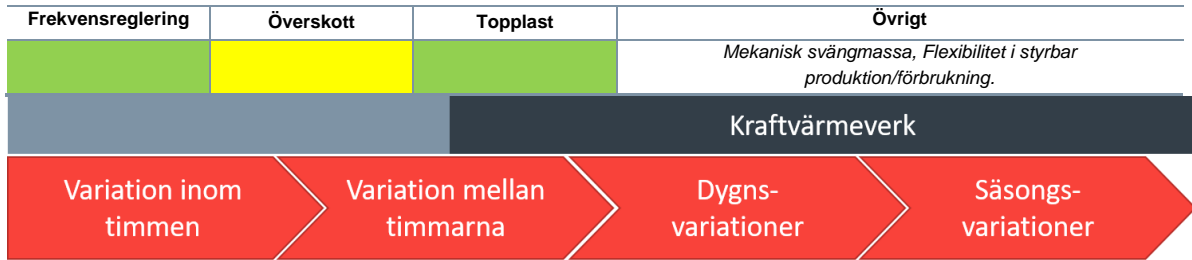
## 5.6 KRAFTVÄRME

### Kraftvärmens roll i ett framtida elsystem

Kraftvärme är anläggningar som kan producera både el och värme, vanligtvis med hjälp av en ångturbin. I följande avsnitt delas potentialen upp i *Kraftvärme anslutna till fjärrvärmesystem*, kraftvärme inom industrin (*industriellt mottryck*) och *småskalig kraftvärme (ORC)*.

Kraftvärmeanläggningar så som de drivs idag (dvs. dimensionering utifrån värmebehovet i fjärrvärmesystemet) lämpar sig bättre som basanläggningar i elsystemet, detta gäller särskilt avfallseldade kraftvärmeverk eftersom avfall genereras kontinuerligt under året och därför också måste tas om hand (eldas) kontinuerligt. Mer om detta i avsnitt 3. Detsamma gäller kraftvärmeanläggningar i industrin (industriellt mottryck), dessa är i drift i stort sett året runt, drivs av behov av processånga och processvärme, och lämpar sig främst för kontinuerlig elproduktion och för att styra upp eller ned produktionen. Detta gör dessa anläggningar lämpliga för den säsongsbaserade balanseringen. Kraftvärme har dock en potential att också bidra med flexibilitet i det korta perspektivet, exempelvis genom att bidra med frekvensreglering på balansmarknaden när det är kallt och anläggningarna redan har en hög utnyttjandegrad. Anläggningarna kan vara uthålliga ett antal minuter men har bekymmer med upprepade svar eller längre sådana. (Sweco, 2020). Förutom ovan nämnda applikationer för balans av elsystemet kan kraftvärmens bidra med tröghet till kraftsystemet, såsom "svängmassa", men även här är potentialen begränsad under sommarhalvåret då behovet också är som störst idag.

## Kraftvärmen möjliga bidrag för balans till elsystemet 2040



Svarta staplar avser potentialen för lösningen idag, gråblå stapel avser adderade möjligheter som börjat realiseras men som WSP bedömer är troliga till 2040. Kraftvärmen fungerar väl för att bidra med kraft under topplastsituationer och bedöms också fungera väl för att bidra med frekvensreglering till 2040. Kraftvärme fungerar också som en resurs vid överskottssituationer, men kan begränsas beroende på utbyggnad av värmelager till 2040.

### 5.6.1 Kraftvärme anslutna till fjärrvärmesystemet

#### Potential

Runt 67 % av dagens kraftvärmeanläggningar är anslutna till fjärrvärmesystemet, och majoriteten av dessa drivs med biomassa och avfall som bränsle. I en bedömning från NEPP 2016 konstateras att den aggregerade installerade effekten i kraftvärmeverk i Sverige idag är ca 3,6 GW, och att denna förväntas öka till omkring 4,7 GW år 2030. (NEPP, 2016) I en nyare studie från 2018 kom Energiföretagen Sverige fram till att en tredjedel av dagens produktion (ca 1,5 GW) hotas av nedläggning då det krävs investeringar, som inte är lönsamma, för fortsatt drift. (Energiföretagen Sverige, 2018). År 2018 genomfördes även en studie av Profu som kom fram till att kraftvärmen förväntades minska med 200–400 MW till år 2030 (Profu, 2021). Sedan 2018 har avfallsförbränningskatten införts som ytterligare minskar investeringsviljan och ökar risken för tidigarelagda utfasningar. (Mer om detta i avsnitt 3)

Svk antar i sina fyra långsiktsscenarier att termisk kraft byggs ut till mellan 4,24 GW och 4,99 GW beroende på scenario, där utbyggnaden blir störst i scenariot *Elektrifiering planerbar* där planerbar produktion antas byggas ut.

Enligt EU-projektet CODE2 som studerat kraftvärmepotentialen i EU:s 27 medlemsstater kan Sverige mer än tredubbla sin kraftvärmeproducerade el fram till 2030, från 11 TWh år 2014 till 40 TWh år 2030. I denna studie antas bland annat att kraftvärmen utnyttjar 80 % av värmeunderlaget i det svenska fjärrvärmesystemet, istället för de 40 % som utnyttjas idag, och att kraftvärmen kan utnyttja styrmedel för planerbar förnybar elproduktion i framtiden. Då projektet inte analyserat marknadsvillkoren för kraftvärmen i Sverige bör denna bedömning ses mer som en teknisk potential om marknadsvillkoren för elproduktion från kraftvärme förbättras, framförallt sett till styrmedel för planerbar förnybar elproduktion (Svebio, 2015).

NEPP bedömer att om all kapacitet 2030 (4,7 GW i deras bedömning från 2016) är tillgänglig för frekvensreglering och där maximalt 30 % av kapaciteten finns tillgänglig för upp eller nedreglering blir den totala reglereffekten från kraftvärme ansluten till fjärrvärmesystemet 1,4 GW år 2030. (NEPP, 2016) Om samma resonemang (30 %) appliceras på den högre tekniska potentialen i SvK:s scenario *Elektrifiering planerbar* som pekade på en installerad effekt om 4,99 GW blir den total reglereffekten från kraftvärme anslutna till fjärrvärmesystem 1,5 GW. Om resonemanget också appliceras på den lägre tekniska potentialen i Energiföretagen Sveriges studie från 2018 som pekade på en installerad effekt på 2,1 GW blir den total reglereffekten från kraftvärme anslutna till fjärrvärmesystem 0,63 GW. Kraftvärmens bidrag till den svenska elproduktionen mellan 2019 och 2020 minskade med 18 %,

vilket understryker att det finns utmaningar och osäkerheter för kraftvärmens andel av svensk elproduktion i framtiden.

#### Värmelager kan öka potentialen

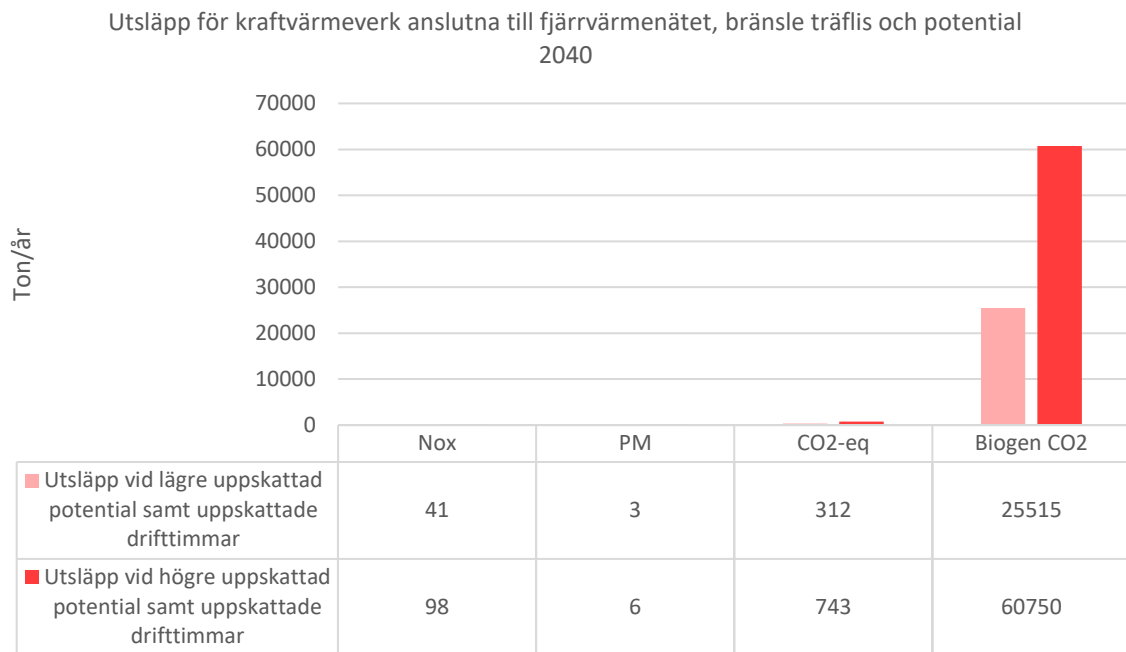
En teknisk möjlighet för att öka potentialen sommartid, vilket potentiellt ökar utrymmet både för effektreglering och frekvensreglering, är att kraftvärmeproduktionen kombineras med exempelvis värmelager vilket gör att anläggningarna kan producera mer än vad värmeunderlaget tillåter. (Mawsley & Nilsson, 2021) I ett forskningsprojekt vid Uppsala universitet (delvis integrerat i ett doktorandprojekt vid detta universitet) finansierat av Energimyndigheten undersöktes potentialen för termiska energilager både lokalt och regionalt och hur de kan öka andelen förnybar elproduktion genom förbättrad balansering av systemet. Inom ramen för projektet utvecklades modeller för termiska lager och lagringsstrategier. (Se mer information om olika värmelager i avsnitt 4.3.12.

I inventeringen fann projektet att infrastrukturen för fjärrvärme och värmelagring storskaligt besitter en potential att bidra både med kapacitet för elproduktion och styrbar elanvändning. I genomlysningen av befintliga kapaciteter konstaterades att det fanns en elanvändningskapacitet för värmeproduktion om cirka 1,5 GW, även om det är osäkert om all denna kapacitet kan utnyttjas för balansering. Detta motsvarade omkring 4 % av den aggregerade installerade elproduktionskapaciteten i Sverige 2017. (Åberg, 2019) Om samma resonemang som ovan (30 % balanseringsbidrag) appliceras på potentialen med värmelager blir reglereffekten från kraftvärme anslutna till värmelager 0,45 GW.

**WSP anser att bedömningar från Svk, NEPP och Energiföretagen Sverige motsvarar de mest troliga potentialerna för kraftvärme i Sverige till 2040, men kraftvärmens potential är starkt kopplad till elpriset och marknadsvillkoren för planerbar förnybar elproduktion varför potential bedöms ligga mellan 0,63 GW och 1,5 GW. Om värmelager skulle adderas till denna potential skulle det innebära en maximal potential om nästan 2 GW men WSP anser att detta ligger längre fram än 2040 då hindren för värmelager att utnyttja denna fulla potential är för stora för att överbryggas innan dess.**

#### **Utsläpp**

För kraftvärmeverk anslutna till fjärrvärmenätet har antagandet gjorts att träflis kommer vara det främsta bränslet. Sett till drifttimmar har dessa antagits vara desamma år 2040 som dagens, som ligger runt 5 000 h/år, dock för balansering antas drifttimmarna ligga runt 500 h/år. (IVA, 2015)



Figur 18. Beräknade utsläpp från kraftvärme anslutna till fjärrvärmenätet som utnyttjar träflis som bränsle. Den potential (0,63-1,5 GW) som ansätts är den av WSP uppskattade troliga potentialen för kraftslaget. Drifttimmar antas vara 500 h/år.

### 5.6.2 Småskalig kraftvärme (ORC)

#### Potential

Svebio har med stöd från Energimyndigheten analyserat och uppskattat potentialen för elproduktion hos ett stort antal av de värmeverk som producerar enbart värme. Genom att använda Organic Rankine Cycle (ORC) teknik kan en del av denna värme användas för elproduktion och teoretiskt bidra som flexibilitetsresurs i systemet och stabilisera elnätet när det finns ett stort behov. I nämnd rapport har Svebio gjort en ansats till att uppskatta potentialen för denna elproduktion med OCR teknik i värmeverk med hetvatten. Svebio uppskattar att dessa värmeverk idag har en teoretisk potential för installerad el-effekt om 87 MW och en elproduktion om 384 GWh. Emellertid diskuteras inte hur mycket av denna som kan användas för balans av elsystemet. (Svebio, 2017) Generellt kan sägas att småskalig kraftvärme har samma möjligheter att bidra med flexibilitet till elsystemet som kraftvärmerna.

**Då potentialen för småskalig kraftvärme (ORC) är liten i sammanhanget bedömer WSP att den tekniska potentialen (0,087 GW) kan anses vara den mest troliga potentialen till 2040 och ingen djupare analys av dess trolighet görs inom ramen för detta uppdrag.**

Följande antaganden har gjorts för att beräkna potentialen för elproduktion (Svebio, 2017) :

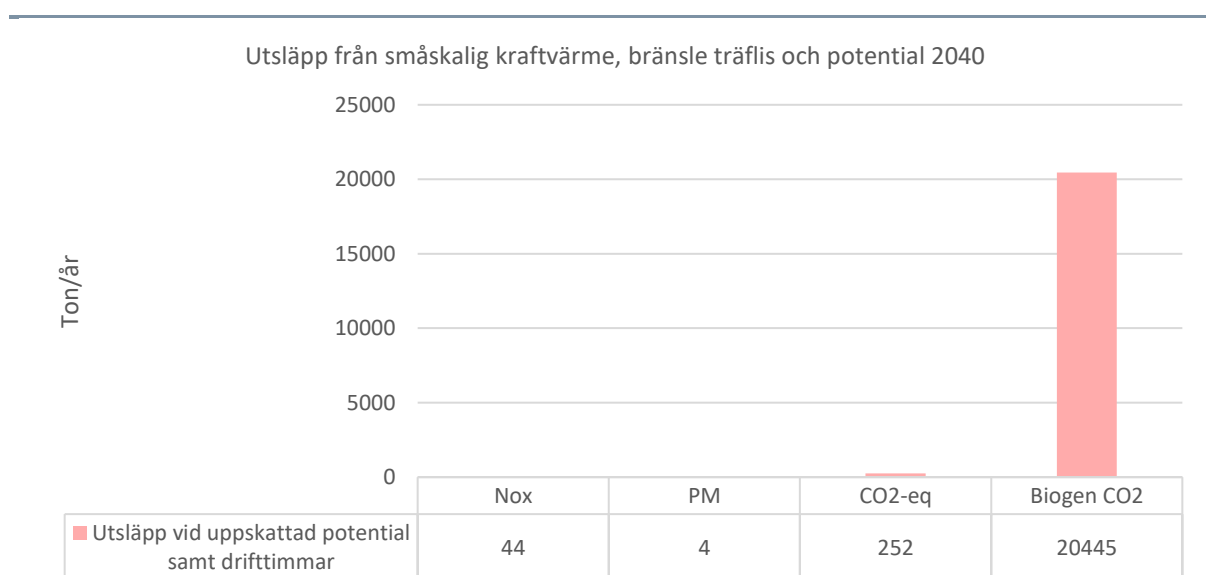
» El produceras enbart under den kalla årstiden (4 400 h)	» 75% av årets värmeproduktion sker under den kalla årstiden
» ORC generatoren har en verkningsgrad värme till el på 10%	» Kalla årstidens värmeproduktion sätter en övre gräns för ORC storlek
» En annan övre gräns är basspannans storlek eftersom enbart basspannan har lång drifttid	» Utifrån detta tilldelas värmeverken en ORC storlek i spann om 100kW(e)

Dessa antaganden används tillsammans med en troligt antagen siffra för potentialen hos samtliga värmeverk som baseras på dess årliga produktion av värme. Dessa används för att få fram potentialen för elområde SE3 och SE4 och även hela Sverige. I indata har 18 verk svarat (Svebio, 2017):

» 18 verk producerar 459 GWh värme	» 18 verk tilldelas 8 100 kW generatorkapacitet från ORC
» 1 GWh årlig värmeproduktion motsvarar knappt 18kW(e) installerad ORC effekt	» Förväntad årlig elproduktion 35,6 GWh.

### Utsläpp

För småskalig kraftvärme antas samma bränsle samt drifttimmar som kraftvärmeverk anslutna till fjärrvärmesystemet.



Figur 19. Beräknade utsläpp från ORC som utnyttjar träflis som bränsle. Den potential (0,087 GW) som ansätts är den av WSP uppskattade troliga potentialen för kraftslaget. Drifttimmar antas vara 500 h/år.

### 5.6.3 Industriellt mottryck

#### Potential

Industriellt mottryck utgör den kraftvärme som produceras inom industrin och hade vid början av 2020 en installerad effekt på ca 1,5 GW. Detta skulle kunna utgöra en potentiell balanseringsresurs. Det bör dock noteras att denna typ av kraftvärme, precis som kraftvärmen i fjärrvärmenätet, är beroende av det värmeunderlag som industrin utgör och som i detta fall sätter ramarna för deras verksamhet.



Den sammanlagda tillgängligheten för kraftvärmen bedöms vara omkring 76,5% av installerad effekt, vilket räknar in både den faktiska tillgängligheten och även verkningsgraden, vilka är 90 % respektive 85 %. Detta ger en tillgänglighet om 1,15 GW för den installerade effekten för industriellt mottryck.

Av litteraturgenomgången och intervjuer erfar WSP att det inte kan beläggas att det industriella mottrycket kommer öka. Snarare kommer det vara detsamma eller minska. Detta till följd av att en ansevärd del av det industriella mottrycket förekommer i massindustrin och det finns frågetecken kring dess fortsatta utrymme att producera kraftvärme med hänsyn till utvecklingen för deras affärer.

**Vid ett liknande antagande för den industriella kraftvärmen som för kraftvärme anslutna till fjärrvärmesystemet avseende att all kapacitet (1,15 GW) är tillgänglig för frekvensreglering och där maximalt 30 % av kapaciteten finns tillgänglig för upp eller nedreglering blir den totala reglereffekten från industriellt mottryck maximalt 0,34 GW. Med en högre andel som kan levereras kan mer bidra till balansering. Givetvis påverkas potentialen i hög grad av dess användning i industrin.**

### Utsläpp

För industriellt mottryck använd idag främst svartlut som bränsle, och därefter bark. Antagandet har gjorts att dessa, eller någon av dessa, även kommer vara främsta bränslet år 2040. Beräkningar är gjorda för båda bränslena och presenteras i Figur 20.

Gällande drifttider är dessa generellt höga, dock för drifttider för balansering har antagandet landat kring 500 h/år.



**Figur 20. Beräknade utsläpp från industriellt mottryck som utnyttjar bark samt svartlut som bränsle. Den potential (0,34 GW) som ansätts är den av WSP uppskattade troliga potentialen för kraftslaget. Drifttimmar antas vara 500 h/år.**

## 5.7 GASTURBINER

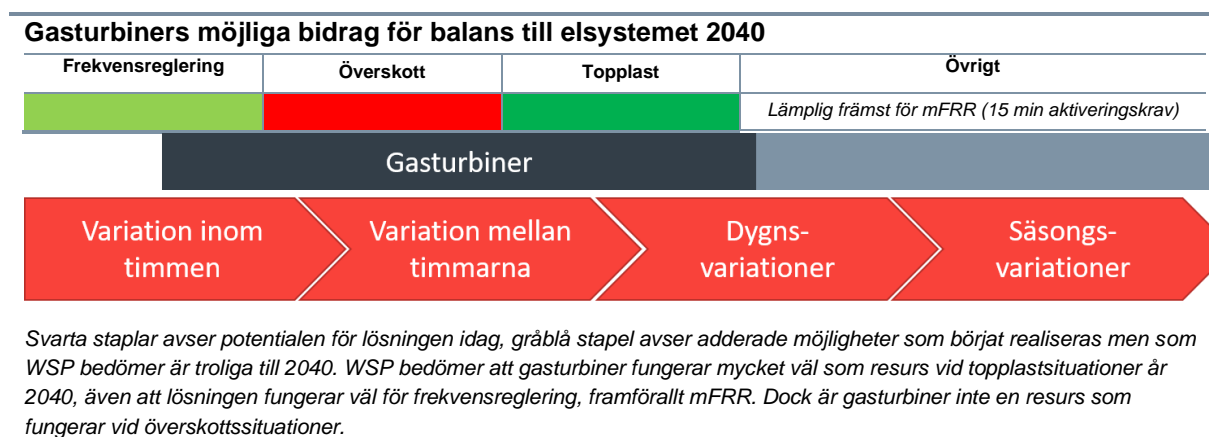
### Gasturbiners roll i ett framtida elsystem

Gasturbiner har en låg investeringskostnad, låga fasta driftskostnader och är relativt snabbstartade. Däremot är den relativt rörliga produktionskostnaden för el hög till följd av en hög bränslekostnad och en låg verkningsgrad. (Johan Bruce, 2019) Med anledning av dessa faktorer bedöms gasturbiner idag som mycket väl lämpade för att möta kritiska topplasttimmar. (NEPP, 2018) Eftersom gasturbiner idag bidrar med spetsförsörjning behöver investering i sådana anläggningar spridas ut över få driftstimmar.

Därför utgör osäkerhet om elpriser och drifttider ett betydande hinder för investeringar i gasturbiner vilket beskrivits tidigare under hindret som benämns *Osäkerhet om elpriser och drifttider*. Teoretiskt kan gasturbiner dock vara uthålliga och skulle kunna vara i kontinuerlig drift under längre perioder, men för andra flexibilitetsbehov än spetsproduktion är gasturbiner generellt en dyr lösning.

Som nämnts tidigare måste gasturbiner utnyttja förnybara bränslen eller CCS för att vara en miljömässigt hållbar teknisk lösning för elproduktion, men det finns hinder att överbygga vilket beskrivs i avsnitt 4.2.4 *Kostnad för bränslebyte* och avsnitt 4.1.5 *Ökad konkurrens om biobränslen*.

Svk har idag en störningsreserv (mFRR, se avsnitt 2.4.2) om ca 1,3 GW i form av gasturbiner som kan startas inom ett par minuter (15 min krav) vid kritiska situationer i elsystemet. (NEPP, 2016) Den störningsreserv som får både fast och rörlig ersättning används av SvK när elbehovet inte heller kan mötas av import utöver den inhemska produktion som finns. För frekvensreglering är i allmänhet kravet på aktiveringstider snabbare än vad gasturbiner är anpassade för. Gasturbinen går att starta på cirka 10–12 minuter och av de balansmarknader som SvK har passerat därför mFRR bäst för gasturbiner. (Johan Bruce, 2019)



### Potential

NEPP har använt bland annat två scenarion för framtida elanvändning i Sverige där det som skiljer dem åt är den klimatpolitiska ambitionsnivån; basscenariot och klimatscenariot. I basscenariot uppgår investeringar i reserv-/spetskapacitet till cirka 5 GW runt år 2040–2045 och utgörs av gasturbiner. I klimatscenariot med kärnkraften utfasad uppgår samma siffra till mer än 7 GW. (Sköldberg, et al., 2020)

Gasturbiner bidrar redan idag med flexibilitet i systemet och kan teoretiskt bidra med stor del flexibilitet framöver. I scenarion från NEPP bedöms behovet av gasturbiner för reserv-/spetskapacitet öka framöver, till mellan 5–7 GW i vissa scenarion. (Sköldberg, et al., 2020)

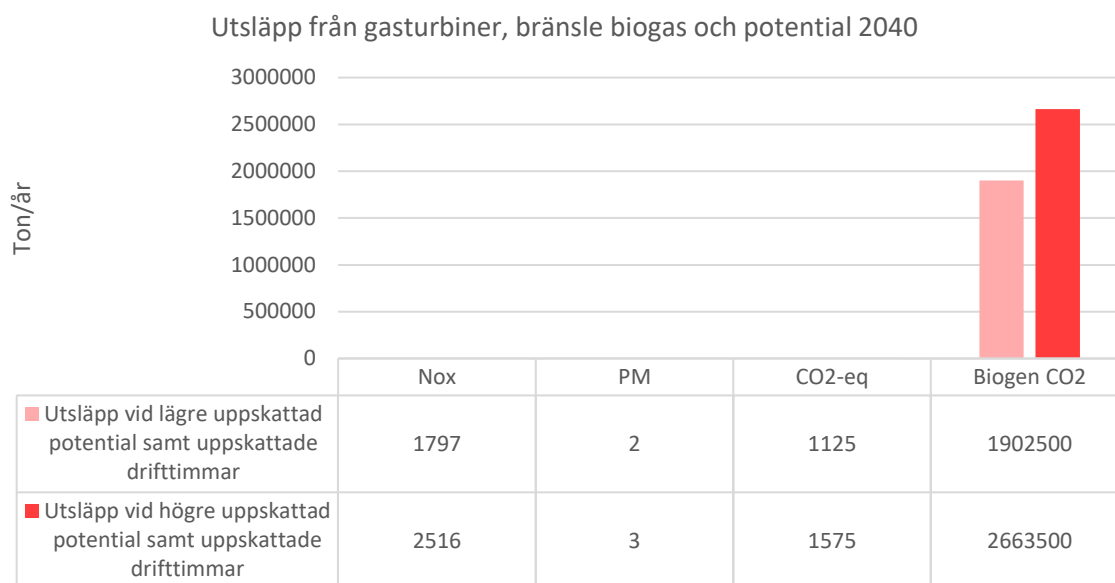
**WSP delar bedömningen att gasturbiner kan bli ett viktigt bidrag till 2040 för att balansera elsystemet och att bidraget skulle kunna bli 5–7 GW förutsatt att förnybara bränslen kan utnyttjas alternativt en kombination med CCS.**

### Utsläpp

I gasturbiner idag används främst olja. (Dyab, et al., 2021) För att uppnå Sveriges uppsatta klimatmål förutsätter WSP att man till 2040 har övergått till bränslen med lägre utsläpp så som vätgas eller biogas.

Då vätgas inte genererar några utsläpp blir dessa noll. För biogas handlar det främst om biogen koldioxid, se Figur 21. WSP bedömer att gasturbiner fortsatt främst kommer att användas för

bristsituationer och som reserv-/spetskapacitet likt resonemanget ovan, och att ett lägre antal drifttimmar (500 h/år) därför bör ansättas i beräkningar av utsläpp till 2040.



Figur 21. Beräknade utsläpp från gasturbiner som utnyttjar enbart biogas. Den potential (5-7 GW) som ansätts är den av WSP uppskattade troliga potentialen för kraftslaget. Drifttimmar ansätts till 500 h/år eftersom gasturbiner troligtvis kommer att användas för reserv-/spetskapacitet.

## 5.8 KONDENSKRAFTVERK

### Kondenskraftverks roll i ett framtida elsystem

Kondenskraft innebär att i en anläggning endast producera el medan värmen inte tas tillvara och elverkningsgraden blir därmed högre än i ett kraftvärmeverk. Ett välbekant exempel på kondenskraft är våra svenska kärnkraftverk där det cirkulerande vattnet i ångprocessen kyls bort med havsvatten, men i denna studie avses framförallt värmekraftanläggningar med biobränslen, gas, kol och olja som bränsle. I Sverige finns idag det oljeeldade kondenskraftverk i Karlshamn som byggdes 1956 som ett komplement till kärnkraften för att producera el när behovet var som störst och dimensionerades för en drifttid på 3 000 h/år. Dock var behovet av el större än förväntat och Karlshamnsverket producerade de första åren mer än tänkt, och när det tredje blocket stod klart 1973 var kapaciteten 1 000 MW och som mest har kraftverket producerat 4 TWh el (år 1974). Därefter utvecklades kärnkraften och den fossila oljan som kraftverket drivs av blev allt dyrare och Karlshamnsverket har sedan dess endast använts som reservkraft och bidrar idag inom effektreserven. Rent tekniskt skulle verket alltså också kunna användas för att bidra till en mer kontinuerlig balansering. Idag har Karlshamnsverket en total kapacitet om cirka 662 MW efter att ett av blocken stängdes 2015. Karlshamnsverket bidrar fram till vintern 2025 med 562 MW till effektreserven.

## Kondenskraftverkens möjliga bidrag för balans till elsystemet 2040



Svarta staplar avser potentialen för lösningen idag, gråblå stapel avser adderade möjligheter som börjat realiseras men som WSP bedömer är troliga till 2040. Kondenskraftverk bedöms kunna fungera väl vid ansträngda topplastsituationer och fungera för frekvensreglering även om andra resurser bedöms ha en mer central roll för detta. Lösningen fungerar inte vid överskottssituationer.

### Potential

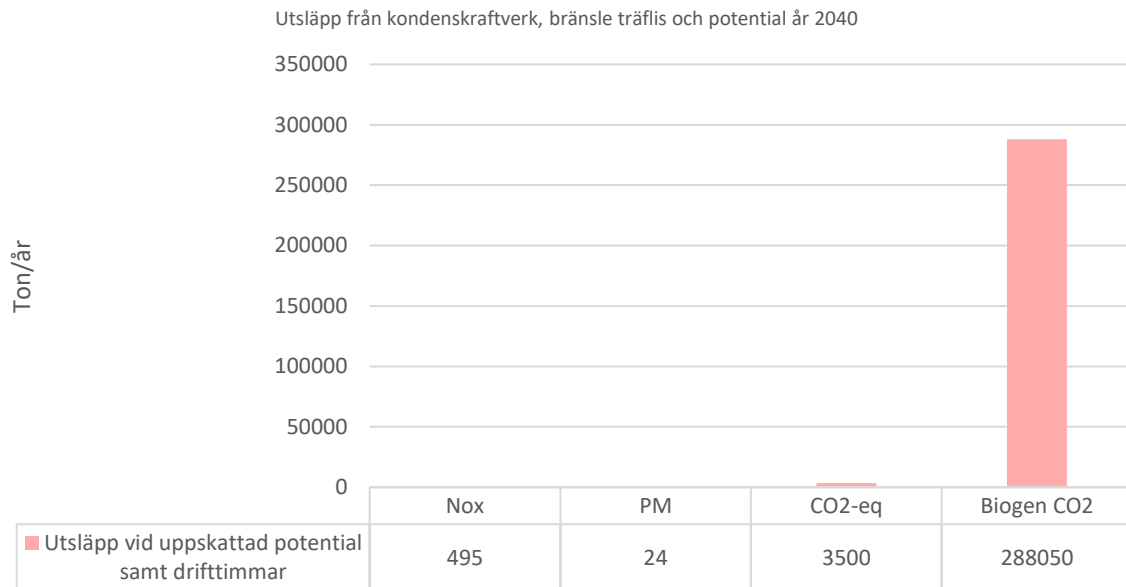
IVA gör en bedömning om att inga nyinvesteringar kommer ske i ren kondenskraft eftersom kondenskraftverken är dyrare än till exempel gasturbiner. (IVA, 2016) Karlshamnsverket har idag en kapacitet på nästan 0,7 GW och effektreserven utnyttjar 0,6 GW. I september 2021 aktiverades Karlshamnsverket dessutom utanför effektreserven (som är upphandlad att vara tillgänglig 16 november – 15 mars) och det råder oenighet kring varför. Uniper som äger anläggningen menar att det beror på bristen på planerbar kraft i södra delarna av landet men SvK menar att det varken varit av nät- eller balansskäl som Karlshamnsverket aktiverats, utan att verket deltar på elmarknaden som vilken annan kommersiell aktör som helst utanför avtalsperioden som effektreserv och att elpriserna helt enkelt varit tillräckligt höga för att få lönsamhet i att starta verket. Det är enligt SvK ovanligt att det sker. (Uniper, 2021)

Som tidigare nämnts (avsnitt 2.3) införs en bestämmelse i lagen om effektreserven (i och med Elmarknadsförordningen) om att från och med den 1 juli 2025 får en anläggning för produktion av el som har tagits i drift före den 4 juli 2019 som har utsläpp på mer än 550 g koldioxid från fossilt bränsle per kWh el och mer än 350 kg koldioxid från fossilt bränsle i genomsnitt årligen per installerad kW inte ingå i effektreserven. Kondenskraftverk som använder fossil olja släpper ut 655 g CO<sub>2</sub>-eq/kWh el, utsläppen från kondenskraftverk med träflis som bränsle ger utsläpp på 10 g CO<sub>2</sub>-eq/kWh el. Detta bedömer WSP kommer innebära att Karlshamsverket konverteras till biobränslen.

**WSP bedömer att den troliga potentialen för biobränsleeldade kondenskraftverk till 2040 är 0,7 GW. Detta innebär att inga nyinvesteringar görs men att den fulla potentialen för det befintliga Karlshamnsverket utnyttjas med biobränslen.**

### Utsläpp

Idag används uteslutande olja som bränsle i kondenskraftverk. WSP räknar med att till 2040 används biobränslen, såsom exempelvis träflis. Karlshamnsverket är dimensionerat för 3 000 drifttimmar per år, men används enbart inom effektreserven idag. WSP bedömer att verket kommer att användas på liknande sätt även 2040, dvs. vid bristsituationer, och antalet drifttimmar för Karlshamsverket till 2040 antas därför ligga runt 500 h/år. Vid användning av träflis genereras till allra största del biogen koldioxid, se Figur 22.



Figur 22. Beräknade utsläpp från kondenskraftverk som utnyttjar enbart träflis. Den potential (0,7 GW) som ansätts är den av WSP uppskattade troliga potentialen för kraftslaget till 2040. Drifttimmar ansätts till 500 h/år då WSP bedömer att kondenskraftverk fortsatt kommer att användas vid bristsituationer.

## 5.9 GASKOMBIKRAFTVERK

### Gaskombikraftverks roll i ett framtida elsystem

Gaskombikraftverk utnyttjar både ångturbiner och gasturbiner för att producera el. Gaskombikraftverk i Sverige är Rya kraftvärmeverk i Göteborg. (Mawsley & Nilsson, 2021) Verket i Göteborg, har en installerad el-effekt på 261 MW el (totalt 600 MW) vilken kan användas i elnätet. Detta verk drivs av naturgas, i praktiken naturgas och eldningsolja 1 som reservbränsle. (Energi, 2019) Siemens har ingått samarbetsavtal med Rya kraftvärmeverk i Göteborg för att inleda en satsning på att ställa om till förnybara bränslen. Siemens nämner att de bränslen som satsas på är vätgas, med en eventuell mindre andel biogas i blandning.

### Gaskombikraftverks möjliga bidrag för balans till elsystemet 2040



Svarta staplar avser potentialen för lösningen idag, gråblå stapel avser adderade möjligheter som börjat realiseras men som WSP bedömer är troliga till 2040. Gaskombikraftverk bedöms liksom kraftvärmeverk kunna fungera väl vid topplastsituationer och även för frekvensreglering vid behov. Tillsammans med värmelager bedöms gaskombikraftverk kunna ha en förmåga att i viss utsträckning användas vid överskottssituationer.

### Potential

WSP har genomfört intervju med Göteborg Energi. Företagets viktigaste flexibilitetsresurs för elnätet idag är Rya kraftvärmeverk (gaskombi). För den anläggningen finns tydliga planer för ny biobaserad baslast som kommer fylla en funktion för både fjärrvärme och elnät. Det finns även möjligheter till

ombyggnad för att ytterligare öka potentialen att bidra som flexibilitetsresurs i elnätet. Vilka affärsmodeller som krävs för att hålla anläggningen körklar för elnätet, när gasanläggningens betydelse för fjärrvärmenätet minskar, är ännu oklart. (Göteborg energi, 2021)

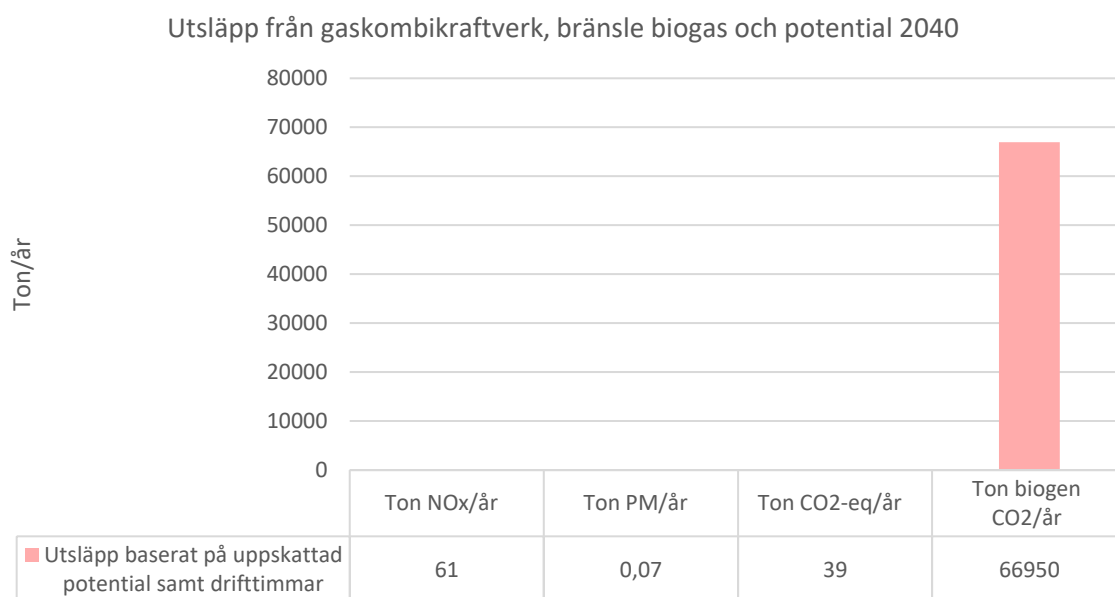
**Intervjun indikerar att den troliga potentialen är densamma eller något lägre än idag år 2040, dvs. maximalt 0,26 GW.**

### Utsläpp

För gaskombikraftverk används idag endast naturgas. För att minska utsläppen av koldioxid anser WSP att en övergång till förnybara bränslen så som ex. biogas eller vätgas bör premieras. Då vätgas inte genererar några utsläpp blir dessa noll. Se Figur 23 för utsläpp från gaskombikraftverk med biogas som bränsle och uppskattad potential till 2040.

Värt att notera är att regeringen i mitten av december 2021 beslutade att biogasanläggningar för elproduktion ska inkluderas i investeringsstödet Klimatklivet, detta för att öka möjligheterna att ställa om elproduktionen till 100% förnybart. (Regeringskansliet, 2021a)

Rya kraftvärmeverk hade enligt miljörapporten för året 2020 en total drifttid om cirka 2 200 h, där GT3 stod för majoriteten av drifttiden (nästan 2 000 h) och GT1/GT2 totalt för enbart runt 200 h. Göteborg Energi planerar ett nytt kraftvärmeverk i Göteborg till 2027, Rya biokraftvärmeverk, (se avsnitt 3.2.2) med en installerad eleffekt på 40 MW (totalt 140 MW). Detta kraftverk kommer kunna avlasta Rya kraftvärmeverk men Rya kraftvärmeverks bidrag för balansering av elsystemet bör ändå ansättas till ett lägre antal drifttimmar (max 500 h/år) än den totala, då anläggningen idag fungerar som kraftvärmeproducent och drivs av värmebehovet snarare än behovet av balansering.



**Figur 23. Beräknade utsläpp från gaskombikraftverk som utnyttjar enbart biogas. Den potential (0,26 GW) som ansätts är den uppskattade troliga potentialen för kraftslaget. Drifttimmar ansätts till 500 h/år då kraftverket i normaldrift fungerar som ett kraftvärmeverk.**

## 5.10 IMPORT OCH EXPORT

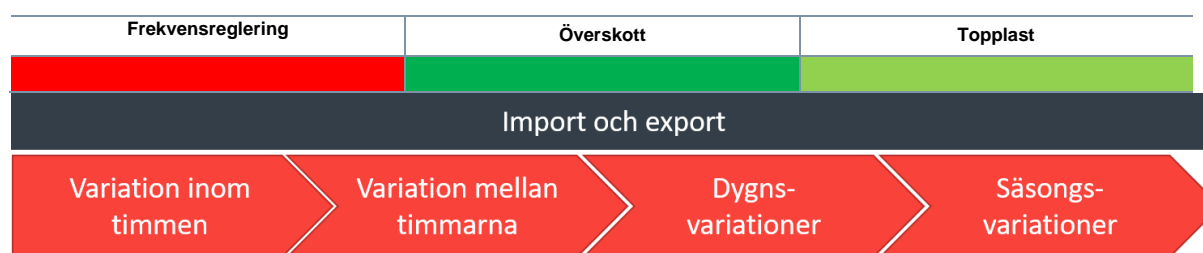
### Import och export: roll i ett framtida elsystem

Under 2020 handlade Sverige med Norge, Danmark, Tyskland, Finland och Lettland där el importerades från Norge och exporterades till övriga länder.

I ett europeiskt perspektiv är en betydande andel av nya vindprojekt placerade i den norra delen av den nordiska regionen, trots att elpriserna där typiskt är lägre. Två anledningar till detta är dels bättre vindförutsättningar, dels att det är relativt enkelt att få tillstånd för detta i mer glesbefolkade områden. Då de största konsumtions-centra är i de södra delarna, ökar detta den nord – sydliga transmissionen av kraft från överskottet av produktion i norr till områden med större behov i syd. Dessutom ökar transmissionen längs denna axel av en minskning av kärnkraften och ökad konsumtion i syd.

I rapporten *Nordic Grid Development Perspective 2021* nämns också att anläggningar för Power-to-X i både Norden och Sverige förväntas byggas i de norra delarna, vilket delvis kan minska problemet med stora flöden norr till söder, men potentiellt kan nya flaskhalsar uppstå. Bland annat förväntas SE1 importera el från SE2 år 2040. För att täcka effektbehovet i Norden nämner transmissionsnätsägarna ett behov av en stor importkapacitet från kontinenten/UK. (Statnett, Fingrid, Energinet, Svenska kraftnät, 2021)

### Import och exports möjliga bidrag för balans till elsystemet 2040



*Import och export är centralt för att kunna hantera variationer i systemet, dels genom att kunna exportera el vid god tillgång i det svenska systemet, dels för att kunna hantera situationer med effektbrist. Lösningen fungerar dock inte som en resurs för frekvensreglering.*

### Potential

Som nämndes inledningsvis i detta avsnitt konstateras i rapporten *Nordic Grid Development Perspective 2021* att effektbalansen i de nordiska länderna kommer att försämrats fram till 2040, där antalet timmar med negativ effektbalans kommer att öka från 3 % 2030 till 28 % 2040 totalt i Norden. Motsvarande siffra för Sverige förväntas öka från <1% år 2030 till 8 % år 2040 som följd av bland annat den ökade elanvändningen. Lösningen som transmissionsnätsägarna ser på detta är bland annat ett ökat importbehov från kontinenten/UK. (Statnett, Fingrid, Energinet, Svenska kraftnät, 2021)

Analyserna som Svk gjort i sina fyra långsiktsscenarioer (som presenterats tidigt i detta kapitel) indikerar generellt en ökad nytta med överföringskapacitet mellan Sverige och våra grannländer. Det avser både kontinentala Europa, inklusive västra Danmark och Baltikum, Finland samt Norge. Svk poängterar dock i sin systemanalys 2022–2031 att analysen är mycket övergripande och att ytterligare studier behövs för att avgöra eventuella investeringars lönsamhet ur ett bredare samhällsekonomiskt perspektiv. Vidare fångar inte analyserna överföringsbegränsningar kopplat till produktionens och elanvändningens geografiska placering inom elområden, även om analysen visar på ett ökat behov av handel mellan elområden långsiktigt. Sammanfattningsvis kan sägas att handelskapacitet är i fokus för Svk:s arbete och betydelsen av handelskapacitet kommer inte att minska framöver. (Svenska kraftnät, 2021)

Flertalet sammankopplingar planeras eller byggs för tillfället mellan Norden, Kontinentaleuropa och Storbritannien. Svk nämner också att de kommer att studera ytterligare förstärkningar mellan Sverige och Norge/Finland, där ett särskilt fokus på förstärkning mot Finland kommer att studeras. Svk ser också som nämns i stycket ovan ett generellt ökat behov av överföringskapacitet till kontinentala Europa, inklusive Baltikum och Västra Danmark då det finns likströmsförbindelser här som kommer att bli för gamla innan 2045. (Svenska kraftnät, 2021)



Svk har två metoder för att studera effekttillräcklighet; probabilistisk metod och statistisk metod. Om effektbalansen i Sverige trots flexibilitet är negativ har Svk att välja mellan att motsvarande effektbehov täcks med import från elområden utanför Sverige, och om detta inte är möjligt återstår ren förbrukningsfrånkoppling.

---

### Svk:s Probabilistiska metod för att studera effekttillräcklighet

Svk skriver följande om sin probabilistiska metod för att studera effekttillräcklighet (Svenska kraftnät, 2021):

Simulerar hela det nordeuropeiska kraftsystemet med import och export mellan elområden. Simuleringen utförs för ett stort antal timmar, motsvarande 245 så kallade väderår, med korrelerande temperatur, tillrinning, vind- och solinstrålning. Avbrott i produktionsanläggningar och för överföringsförbindelser slumpas fram för varje simulerad timme enligt antagna avbrottstal som ska spegla den verkliga tillgängligheten. Interna flaskhalsar inom elområden som kan begränsa överföringskapaciteten beaktas inte i modellen.

Den lägre graden av flex (efter nivån *Ingen flex*) benämns *Flex vätgas* i Tabell 16 och inkluderar flexibilitet från vätgasproduktion (till järn- och stålindustrin och för bl.a. framställning av gröna bränslen). Nästa nivå av flex benämns *Flex viss industri/elbilar* och inkluderar förutom allt som inkluderas i *Flex vätgas* även flexibilitet i övrig industri och elbilsladdning. Den högsta nivån av flex (*Flex serverhallar*) inkluderar allt som inkluderas i *Flex vätgas* och *Flex viss industri/elbilar* samt flexibilitet från serverhallar vid de mest ansträngda timmar. Notera alltså att varje ny rad i Tabell 16 inkluderar flexibiliteten i raden ovan.

---

### Resultat med probabilistisk metod

Svk har med probabilistisk metod modellerat genomsnittlig effektbrist i de fyra långsiktsscenerierna och kom fram till ett spann mellan 0–40 h/år 2045 beroende på grad av flexibilitet och val av scenario, och ett jämförande scenario utan flexibilitet uppgick effektbristen till 889 h /år. Se Tabell 16 för detaljer.

**Tabell 16. Antal timmar (h) per år med effektbrist i Svk:s fyra olika långtidsscenerier samt år 2021 som jämförelse. Varje ny rad i tabellen inkluderar flexibiliteten i raden ovan. (Svenska kraftnät, 2021)**

Grad av flex	2021	Småskaligt förnybart	Färdplaner mixat	Elektrifiering Planerbart	Elektrifiering Förnybart
Ingen flex	0,2	0,5	28	229	889
Flex vätgas	0,2	0,2	12	0,5	40
Flex viss industri/elbilar	0,2	0,0	1,2	0,0	2,2
Flex serverhallar	0,2	0,0	0,4	0,0	0,5

Som ses i Tabell 16 uppstår effektbrist i samtliga scenarier utan flexibilitet, flexibilitet är alltså nödvändig för ett fungerande kraftsystem. I scenarierna småskaligt förnybart och färdplaner mixat är effektbristen mycket mindre än i övriga två scenarier, men inte försumbart och sämre än i dagens system (2021) även i scenariot med en hög andel flex.

I Tabell 17 ges samma effektbrist som ovan beskrivet, fast som volym (GWh/år) för effektbrist-timmarna.

Tabell 17. Effektbristens volym (GWh/år) per år för de effektbristtimmar som presenteras i föregående tabell för Svk:s fyra olika långtidsscenarier år 2045. (Svenska kraftnät, 2021)

Grad av flex	2021	Småskaligt förnybart	Färdplaner mixat	Elektrifiering Planerbart	Elektrifiering Förnybart
Ingen flex	0,02	0,25	33	119	1 607
Flex vätgas	0,02	0,12	11	0,23	46
Flex viss industri/elbilar	0,02	0,00	0,86	0,00	1,70
Flex serverhallar	0,02	0,00	0,22	0,00	0,36

### Svk:s Statistiska metod för att studera effektillräcklighet

Svk skriver följande om sin statistiska metod för att studera effektillräcklighet (Svenska kraftnät, 2021):

#### Statistisk metod

För scenariot som benämns *Balans med flex* i Tabell 18 har samtliga tre nivåer av flex som inkluderades i den probabilistiska metoden (dvs. nivån som benämns *Flex serverhallar* i Tabell 16) dragits av från årsmedelvärdet för elanvändningen innan beräkningen för topplasttimmen sker. För scenariot som benämns *Balans max res. last* har effektbalansen tagits fram där maximal residual last jämförs med planerbar tillgänglig produktion och visar därför timmen med störst behov av planerbar produktion (istället för timmen med högst effektbehov). I Svk:s analys definieras residual lasten som differensen mellan simulerad elanvändning inklusive flexibilitet och elproduktion från vind- och solkraft.

### Resultat med statistisk metod

Svk har med statistisk metod modellerat effektbalans i de fyra långsiktsscenarierna och kom fram till ett spann mellan -1,1 och -28,4 MW år 2045 beroende på grad av flexibilitet och val av scenario. Se Tabell 18 för detaljer. (Svenska kraftnät, 2021)

Tabell 18. Effektbalans (GW) i Sverige år 2045 vid topplastimme med och utan flexibel elanvändning (statistisk metod) samt balans vid maximal residuallast för Svk:s fyra olika långtidsscenarier. Även den simulerade topplasten respektive maximala residuallasten visas. (Svenska kraftnät, 2021)

Grad av flex	2025	Småskaligt förnybart	Färdplaner mixat	Elektrifiering Planerbart	Elektrifiering Förnybart
Balans, utan flex	-2,4	-13,2	-12,7	-18,1	-28,4
Balans med flex	-0,4	-6,9	-4,7	-1,1	-6,8
Balans max res. last	0,3	-6,0	-3,6	-2,9	-6,0
Topplast	27	29	31	42	47
Max res. last	23	23	23	28	23

Analysen visar på ett stort importbehov vid en topplastimme år 2045, särskilt i scenarierna för Småskaligt förnybart och Elektrifiering förnybart. Svk har uppskattat importkapaciteten till 11 GW år 2045 i samtliga scenarier men det innebär inte att möjligheten till import är så hög. Försvårande faktorer kan vara om utlandsförbindelser inte är tillgängliga när behov finns eller att det inte finns produktionskapacitet som kan exporteras till Sverige. Hur problematiskt ett importbehov runt 6–7 GW kan bli år 2045, så som den högsta siffran för balans som inkluderar flexibilitet, menar Svk är svårt att bedöma. Slutsatsen kan dock dras att jämfört med dagens situation innebär situationen 2045 en försämring av effektillräckligheten. WSP bedömer att

**Sverige år 2040 kommer att ha en hög grad av flex varför potentialen för import bör ligga i intervallet 1–7 GW.**

### **Utsläpp**

Som nämns i avsnittet om potential indikerar Svk:s analyser en ökad nytta med överföringskapacitet mellan Sverige, kontinentala Europa/UK, inklusive västra Danmark och Baltikum, Finland samt Norge. Detta då EU-kommissionen har föreslagit att alla EU-länder ska minska utsläppen med minst 55 % jämfört med 1990 till 2030 och bli klimatneutrala 2050. Se uppgifter för respektive land nedan. Då uppgifter för 2040 saknas har inom ramen för detta uppdrag antagits att samtliga länder uppnår klimatneutralitet till 2050 vilket också får bli det antagande som används i föreliggande rapport för att bedöma utsläppen från import. Utsläppen blir noll om samtliga länder når sitt mål om klimatneutralitet. Detta resonemang stärks av att Finland, som Svk nämner som särskilt fokus avseende förstärkning för import/export, ska bli klimatneutrala redan 2035 och därefter ha negativa utsläpp.

#### Storbritannien/UK

Storbritanniens utsläpp från elproduktion 2019 motsvarade nästan 60 miljoner ton CO<sub>2</sub>-eq. Landet uppger att de ska nå netto-noll utsläpp till 2050 och att landet år 2035 ska minska utsläppen med 78 % jämfört med referensåret 1990 (när utsläppen var 205 299 kiloton CO<sub>2</sub>-eq, eller 45 miljoner ton CO<sub>2</sub>-eq).

#### Tyskland

Idag innehåller tysk elmix 46 % fossila bränslen. (Ekonomifakta, 2021) Tysklands mål är att bli klimatneutrala 2050 genom långsiktiga strategier. Till 2030 ska utsläppen ha minskat med minst 55 % jämfört med 1990 (då utsläppen var 366 miljoner ton CO<sub>2</sub>-eq), med olika mål för olika sektorer. Till exempel 40–42 % inom transportsektorn och 61–62 % i energisektorn.

#### Norge

Norge har som mål att vara klimatneutrala 2050. Regeringen har tagit fram åtgärder för de sektorer som har högst utsläpp: olja och energi, transport, industrier och avfallshantering.

#### Danmark

Danmarks mål är en reduktion av utsläpp på 70 % till 2030 och klimatneutralitet 2050. Dessutom satsar regering på att hjälpa resten av världen att minska sina utsläpp genom att influera icke-statliga aktörer att sätta klimatmål.

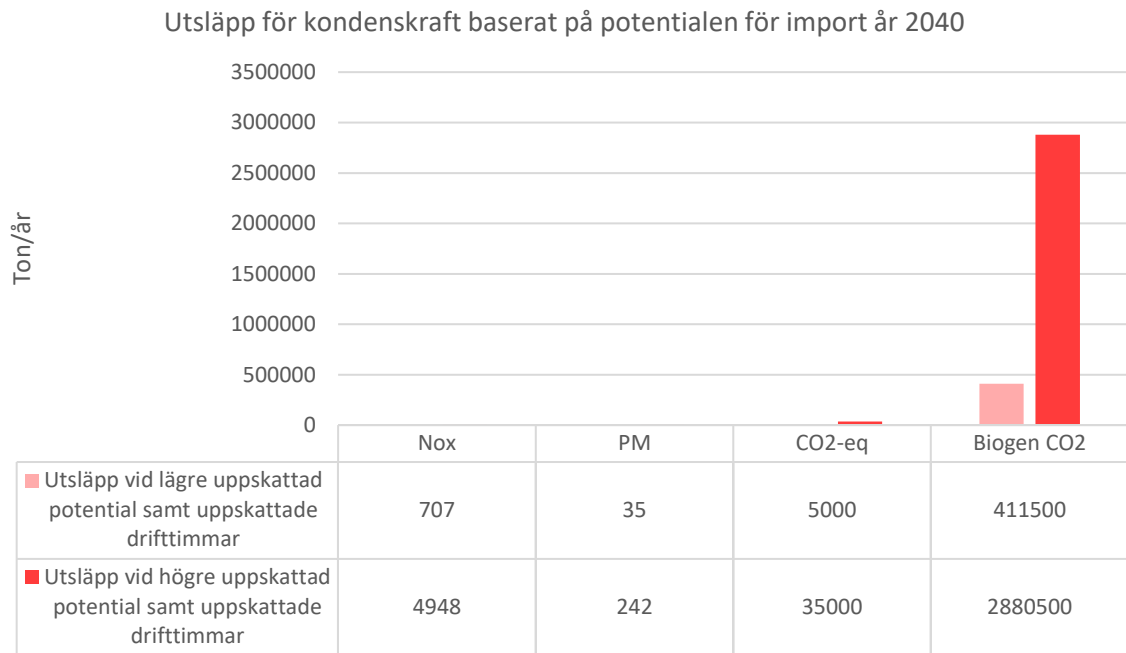
#### Finland

Finlands mål är att bli klimatneutrala 2035 och efter det ha negativa utsläpp. Dessutom satsar de på att bli världens första fossilfria välfärdsstat, där all el- och värmeproduktion ska vara fossilfri i slutet av 2030-talet. Detta ska göras genom att ta bort skatter för utbyggnad av havsbaserad vindkraft och energilagring i batterier och pumpkraft. Skatter för utsläpp kommer även höjas.

#### Lettland

Lettlands mål är att vara klimatneutrala till 2050. Till 2040 ska utsläppen minskat med 85 % jämfört med 1990, bortsett från utsläpp från landanvändning och skogsbruk. Regeringen vill göra detta på det mest kostnadseffektiva sättet och kommer "rekonstruera nationalekonomin" enligt deras klimatstrategi.

Då import inte genererar några direkta utsläpp har dessa beräknats utifrån den lösning WSP bedömer skulle nyttjas om möjligheten för import inte fanns. Denna lösning har antagits vara kondenskraftverk med träflis som bränsle. Potentialen är uppskattad enligt ovan resonemang och drifttimmar har uppskattats till 500 h/år baserat på Svk:s scenarion ovan.



Figur 24 Beräknade utsläpp från kondenskraftverk som utnyttjar träflis som bränsle. Den potential (1-7 GW) som ansätts är den uppskattade troliga potentialen för import. Drifttimmar ansätts till 500 h/år.

## 5.11 SYSTEMÖVERGRIPANDE ÅTGÄRDER

Som nämnts tidigare finns förutom de balanseringslösningar som beskrivits i föregående avsnitt även andra systemövergripande åtgärder som kommer att spela roll för att möjliggöra det ökade behovet av balansering. Sådana lösningar är exempelvis elnätsutbyggnad, energi- och effekteffektivisering samt minskad variabilitet hos sol- och vindkraft.

**5.11.1 Elnätsutbyggnad** Generellt kan sägas att det tar lång tid att bygga elnät, med ofta utdragna tillståndsprocesser som ger ledtider upp mot 10–15 år, men behovet av förstärkning av elnätet finns för att kunna tillgodose behovet av elöverföring inom Sverige samt till och från grannländerna för import/export. Det behov som finns utgörs till största delen av reinvesteringar (70 % av investeringarna enligt NEPP) och det nyinvesteringsbehov som uppstår gör det främst i stamnätet. (Sköldberg, et al., 2020)

För tillfället planerar Svk en storskalig förstärkning och upprustning av det svenska elnätet i syfte att stärka transmissionskapaciteten. Principiellt syftar detta till att kunna förstärka överföringen av el från de norra delarna där en stor del av produktionen ligger, till de södra där lejonparten av konsumtionen ligger. Denna diskrepans bedöms öka i framtiden och Svk möter detta genom det s.k. NordSyd - projektet och Sydvästlänken. I praktiken handlar NordSyd-projektet om att stärka överföringen i snitt 2, dvs gränsen mellan elområde SE2 och SE3. Totalt kommer detta innebära en ökad kapacitet i snitt 2 med ca 2,7 GW, från dagens 7,3 GW till över 10 GW. Med tiden kommer de närliggande åtgärderna innebära en kapacitetsökning om ca 0,8 GW de närmaste 5–6 åren och över 3 GW till 2040. Sydvästlänken säkerställer spänningskvaliteten i hela södra Sverige och ökar överföringskapaciteten mellan SE3 och SE4 (Svenska kraftnät, 2021)

**5.11.2 Energi- och effekteffektivisering** Energieffektivisering kan ge bidrag till att minska belastningen på elsystemet inte minst genom att minska effekttoppar. Detta är ett brett begrepp och kan innefatta både tekniska lösningar – exempelvis isolering eller värmepumpar – eller rena beteendeförändringar hos människor. Energieffektivisering i detta avsnitt avser emellertid inte hushållens potential för efterfrågefleksibilitet eftersom den diskuteras som en lösning för balansering,

utan det som avses är minskad energianvändning och påverkan på effekttoppen, dvs. varaktigt minskad effekt efterfrågan.

I den statliga utredningen *Mindre aktörer i energilandskapet-förslag med effekt* föreslås ett mål om 3 GW för minskning av effekttoppen i det svenska elsystemet med el-energieffektivisering till 2040. (Regeringskansliet, 2018)

Profu gjorde i en rapport från 2018 en genomlysning av potentialen för att kapa effekttoppen med hjälp av energieffektivisering. Där utgick de från svenska hushålls (småhus, flerbostadshus och lokaler) möjligheter till energieffektivisering och konvertering från elvärme till värmepumpar. Resultatet visade att eleffektbehovet under årets kallaste månader kunde minska med ca 3 GW. I ett framtida scenario där värmepumpars bidrag till uppvärmningsbehovet ökade i absoluta tal var potentialen att minska effekttoppen ca 1,5 GW. (Erik Axelsson, 2018)

Naturskyddsföreningen bedömer utifrån Besmås rapport (Persson, et al., 2019) om energieffektivisering i småhus att det finns ett utrymme för energieffektivisering om 7 TWh el i småhus och att om denna inträffar under årets tre kallaste månader skulle det ge en minskning på 3 GW på effekttoppen. Detta skulle potentiellt kunna minska den svenska effekttoppen från 25 till 22 GW. (Naturskyddsföreningen, 2021)

Besmås bedömning, den statliga utredningens föreslagna mål och Profus genomlysning ligger i linje med varandra, men potentialen i Besmås utredning pekar eventuellt på att den största potentialen för hushåll återfinns i småhus.

**5.11.3 Minskad variabilitet hos sol och vind** Den vanliga termen för den utjämnande effekt som geografisk spridning av intermitterant kapacitet har på variabiliteten hos den aggregerade intermitteranta produktionen kallas *sammanlagring*. Det specificerar emellertid inte hur detta går till, då det kan ske över olika tidsskalor såväl som olika sätt att mäta variationsdämpningen. En studie från Chalmers Tekniska Universitet fann vid en genomlysning av tidigare studier på området att timvisa och sub-timvisa variationer i vindkraftsproduktion drastiskt kan reduceras genom att sprida ut produktionen över en tillräckligt stor geografisk yta – exempelvis de nordiska länderna. Emellertid optimerade inte dessa studier denna spridning utan analyserade utfallet av redan existerande utbredning av produktion. Avseende optimering har färre studier gjorts. En studie av fem länder i Centraleuropa av geografisk optimering fann dock att en sådan optimal allokering kunde minska standardavvikelsen under timmen med en tredjedel, visserligen på bekostnad av minskat genomsnittlig total produktion. (Reichenberg, 2017)

# 6 POTENTIELLA STYRMEDEL FÖR KRAFTVÄRME OCH BALANSERINGSLÖSNINGAR

I det här kapitlet diskuteras tänkbara styrmedel för att avhjälpa de hinder som identifierats. Tänkbara ändringar i befintliga styrmedel och tänkbara nya styrmedel tas upp. Dessa ämnar främja kraftvärme och lösningar för balansering av elsystemet med låga utsläpp. Uppdraget inkluderar ingen heltäckande styrmedelsanalys. Det är snarare en ambition att brett sammanställa idéer med en första översiktlig analys. Idéer som bedöms intressanta behöver utredas djupare i nästa steg.

## 6.1 UTGÅNGSPUNKTER FÖR ANALYS AV STYRMEDEL

### 6.1.1 Syfte och mål med åtgärder för främjande

Syftet med styrning är att främja en utveckling av lösningar för balansering av elsystemet med låga utsläpp samt att undanröja hinder och stärka incitament för kraftvärme. Målet är att styrningen avhjälper hinder och stärker incitament så att åtgärder som krävs för att främja kraftvärme samt balanseringslösningar med låga utsläpp kommer till stånd.

### 6.1.2 Analys av hinder

För att ta fram förslag till styrmedel bedöms först de identifierade hindren utifrån om hindret föranleder behov av styrmedel. Ett hinder som innebär att den aktör som kan åtgärda hindret, har både incitament och rådighet att göra det, resulterar i en bedömning att det inte behövs ytterligare styrning. Hinder som beror på *bristande information* kan behöva styrning, särskilt om hindret anses vara utbredd och de aktörer som skulle ha nytta av informationen saknar incitament att ta fram den. En annan typ av hinder har sin grund i *delade incitament* och uppkommer då nyttan av åtgärder tillfaller en annan aktör än den som bär kostnaden. Det finns exempel på att åtgärder med delade incitament genomförs i samverkan, men sådana initiativ uppkommer i alltför liten omfattning (för att vara optimalt) och det föreligger därmed behov av styrning. När avhjälpan av hinder kan komma i *konflikt med andra krav eller mål*, bedöms behovet av styrning ha lägre prioritet. Som exempel kan ges målkonflikt vid skydd av ekologiska värden för vattenkraft och pumpkraftverk. Se fler exempel i avsnitt 6.3.

### 6.1.3 Allmänna styrmedelskriterier

Kriterier för bra styrmedel kan sammanfattas i tre punkter:

- Verkningsfullt – bidra till måluppfyllelse
- Kostnadseffektivt – ge stor påverkan i förhållande till samhällsekonomisk kostnad
- Genomförbart

Kommentarer ges på översiktlig nivå i förhållande till dessa punkter, då aktuell utredning inte inkluderar en heltäckande styrmedelsanalys.

#### Verkningsfullt

Grundläggande är att de styrmedel som införs bidrar till aktuellt mål.

För att ett styrmedel ska vara verkningsfullt behöver det påverka hela populationen där hinder i behov av avhjälpan finns. Populationen kan exempelvis vara samtliga elanvändare eller en del av dessa där specifika hinder finns. Om bara delar av populationen nås av styrmedlet blir verkningsfullheten relativt låg. Av de olika styrmedelstyperna anses beskattning vara verkningsfullt, men styrkan vid en given skattenivå är beroende av om det finns handlingsalternativ för de aktörer som beskattas och hur hög kostnaden är för åtgärder. Även krav och förbud har hög verkningsfullhet. Till skillnad från krav och förbud ger skatter aktörerna större valmöjligheter, vilket leder till lägre åtgärdskostnader på aggregerad nivå.

Subventioner kan också vara verkningsfulla. De är ofta populära, men de kan medföra icke önskvärda konsekvenser. Ett exempel är gratis parkeringstillstånd för miljöbilar som infördes i Göteborg 1997. År 2011 fanns cirka 25 000 parkeringstillstånd för miljöbilar. Staden bedömde att de gynnsamma parkeringsförmånerna hade bidragit till att öka antalet miljöbilar, men samtidigt lett till ett ökat bilåkande (Göteborgs stad, 2012).

Generellt kan sägas att informationsstyrmedel har ofta låg verkningsfullhet. Den låga träffsäkerheten när information används kan bero på att populationen inte nås av informationen eller att mottagaren bortser från den. En jämförelse mellan skatter och information visar betydligt större verkningsfullhet hos skatter, men också att informationsstyrmedel behöver kombineras med andra typer av styrmedel (Demos, 2003). Undantag finns. Om kunskapsbrist är ett betydande hinder krävs information och den kan vara verkningsfull under förutsättning att den är väl utformad och kommuniceras via vägar som når mottagarens intresse.

#### Kostnadseffektivt

Olika typer av åtgärder eller åtgärder inom olika målgrupper kan ha varierande betydelse för målet och innebära varierande kostnader. Styrmedel bör prioriteras så att de i första hand inriktas på insatser som ger stor verkan i förhållande till samhällsekonomisk kostnad. Viktigt är också vilka typer av styrmedel som används. Exempelvis kan subventioner vara kostsamt, men i vissa fall nödvändigt för att avhjälpa hinder mot investeringar. Kriteriet används för att kvalitativt bedöma kostnader; detta mot bakgrund av att analysen är översiktlig.

#### Genomförbart

För att styrmedel ska vara genomförbart och ge önskat resultat är det av betydelse att det inte tar för lång tid och för mycket resurser att implementera. Exempelvis är det enklare att ändra i förordningar och att ta fram information än att stifta nya lagar. Det krävs också acceptans hos berörda aktörer. Alla önskemål går troligen inte att uppfylla och kanske strider vissa mot andra kriterier såsom kostnadseffektivitet, men hänsyn till behov hos intressenter bör ingå som del i kommande värdering av plan för styrmedel.

#### **6.1.4 Utsläpp**

För de styrmedel som ämnar främja kraftvärme vid normaldrift har en kvalitativ och översiktlig analys av styrmedlens förmodade påverkan på lokala och globala utsläpp genomförts. Analysen har fokuserats på utsläpp av koldioxid (CO<sub>2</sub>), kväveoxider (NO<sub>x</sub>) och partiklar. Begreppet *utsläpp* omfattar därför utsläpp av CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> och partiklar om inget annat specificeras. Med *lokala utsläpp* avses utsläpp inom Sverige.

## **6.2 BETYDANDE HINDER I BEHOV AV ÅTGÄRD**

I avsnitt 4 beskrivs hinder och avsaknad av incitament för olika lösningar för balansering av elsystemet (flexresurser) såväl som hinder och incitament för kraftvärmen under normaldrift. Dessa hinder/incitament sammanfattas också inledningsvis i samma avsnitt, i Tabell 7.

I Tabell 19 ges en sammanfattning av de hinder/incitament för kraftvärme vid normaldrift som WSP menar bör stärkas med ytterligare åtgärd/styrmedel, och i Tabell 20 ges detsamma för balanseringslösningar. Vissa hinder/incitament avser både kraftvärme vid normaldrift och någon lösning för balansering, men i tabellerna presenteras dessa där hindret anses påverka mest, eller där incitamenten främst saknas.

Åtgärder/styrmedel anges med korta rubriker i tabellerna för respektive hinder/incitament, med en hänvisning till respektive avsnitt i detta kapitel där en mer ingående beskrivning ges. Flera hinder kan mildras, eller incitament stärkas av samma åtgärd/styrmedel. Dessutom kan samma åtgärd/styrmedel användas för både kraftvärme vid normaldrift och lösningar för balansering.



**Tabell 19. Identifierade hinder och avsaknad av incitament för kraftvärme vid normaldrift, samt förslag på främjande åtgärd/styrmedel för att mildra hindret eller stärka incitament. Vissa hinder avser även någon lösning för balansering (flexresurs), när så är fallet har detta noterats i tabellen.**

<b>Hinder för kraftvärme vid normaldrift</b>	<b>Kategori</b>	<b>Främjande åtgärd/styrmedel</b>
Politiskt klimat	Kraftvärme – lönsamhet, Industriellt mottryck <i>Hindret berör även kraftvärmens som balanseringslösning (flexresurs)</i>	6.4.1 Politisk långsiktighet
Minskat värmeunderlag från fastighetssektorn	Kraftvärme – lönsamhet <i>Hindret berör även kraftvärmens som balanseringslösning (flexresurs)</i>	6.4.2 Fjärrvärmefrämjande byggregler
Skatt för avfallsförbränning	Kraftvärme – lönsamhet	6.4.4 Förändrad avfallsbeskattning
Avskaffad skattebefrielse för vissa biobränslen	Kraftvärme – minskade utsläpp <i>Hindret berör även kraftvärmens som balanseringslösning (flexresurs)</i>	6.4.7 Förändrad skatt på bioolja
Avfallsförbränning inom EU ETS	Kraftvärme – lönsamhet	6.4.5 Likriktning för avfallsförbränning från EU ETS
<b>Incitament för kraftvärme vid normaldrift</b>	<b>Kategori</b>	<b>Främjande åtgärd/styrmedel</b>
Otillräckliga incitament till elproduktion	Kraftvärme – lönsamhet, Industriellt mottryck <i>Hindret berör även kraftvärmens som balanseringslösning (flexresurs)</i>	6.4.2 Fjärrvärmefrämjande byggregler 6.4.3 Fler elprisområden 6.5.6 Effektprämie 6.5.7 Kapacitetsmarknad 6.5.5 Stödinsatser för kartläggning, sanering och projektering av platser lämpliga för lagring
Kostnad för rökgasreningstekniker	Kraftvärme – minskade utsläpp	6.4.6 Ökad kväveoxidavgift
Kväveoxidavgiften ger inte tillräckliga incitament	Kraftvärme – minskade utsläpp	6.4.6 Ökad kväveoxidavgift
Kostnad för bränslebyte	Kraftvärme – minskade utsläpp <i>Hindret berör även gasturbiner som balanseringslösning (flexresurs)</i>	6.4.6 Ökad kväveoxidavgift
Stöd till andra förnybara kraftslag	Kraftvärme – lönsamhet, Industriellt mottryck	6.5.6 Effektprämie 6.5.7 Kapacitetsmarknad

**Tabell 20. Identifierade hinder och avsaknad av incitament för balanseringslösningar (flexresurs), samt förslag på främjande åtgärd/styrmedel för att mildra hindret eller stärka incitament.**

Hinder för balanseringslösningar	Balanseringslösning	Främjande åtgärd/styrmedel
Återvändande last skapar svårhanterliga effekt-toppar	Efterfrågeflex	Detta hinder är något som kan tänkas avhjälpas med balansansvar för aggregatorer, ett arbete som pågår, se avsnitt 6.5.2.
Otydligheter kring reglering av energilager och otillräcklig marknad	Energilager	6.5.4 Tydliggöra kommunens/ regionens roll och öka lokal involvering i balansering av elsystemet
Låg grad av kompatibilitet för V2G	Efterfrågeflex (V2G)	6.5.2 Inkludera V2G i undantag för skatt på el 6.5.3 Ställ krav på investeringsstöd/ subvention att inkludera V2G, och ge möjlighet till skattesubvention för styrutrustning som möjliggör
Markkonflikter	Energilager, Nätutbyggnad (import/export)	6.5.4 Tydliggöra kommunens/ regionens roll och öka lokal involvering i balansering av elsystemet
Långa tillståndprocesser för elnätsutbyggnad	Nätutbyggnad (import/export)	6.5.4 Tydliggöra kommunens/ regionens roll och öka lokal involvering i balansering av elsystemet WSP förutsätter dessutom att det pågående regeringsuppdraget (se avsnitt 4.3.10) mildrar detta hinder.
Osäkerhet om elpriser och drifttider	Gasturbiner, Pumpvattenkraft, Kraftvärme – lönsamhet, flexresurs	6.4.3 Fler elprisområden 6.5.6 Effektpremie 6.5.7 Kapacitetsmarknad
Förutsätter geografiskt lämplig plats	Pumpvattenkraft, Värmelager	6.5.5 Stödinsatser för kartläggning, sanering och projektering av platser lämpliga för lagring
Incitament för balanseringslösningar	Balanseringslösning	Främjande åtgärd/styrmedel
Risk för leveransförseningar	Efterfrågeflex (industri)	6.5.1 Översyn av skatten på el (elskatt)
Svaga incitament för power-to-heat	Power-to-heat, Värmelager, Kraftvärme – flexresurs	6.5.5 Stödinsatser för kartläggning, sanering och projektering av platser lämpliga för lagring 6.5.1 Översyn av skatten på el (elskatt)
Bristande kunskap, förståelse och intresse för efterfrågeflexibilitet hos elanvändare	Efterfrågeflex	6.4.2 Fjärrvärmefrämjande byggregler 6.4.3 Fler elprisområden 6.5.1 Översyn av skatten på el (elskatt) 6.5.2 Inkludera V2G i undantag för skatt på el
Dålig avkastning för deltagande med efterfrågeflexibilitet för hushåll och industri	Efterfrågeflex	6.4.3 Fler elprisområden 6.5.1 Översyn av skatten på el (elskatt) 6.5.2 Inkludera V2G i undantag för skatt på el 6.5.3 Ställ krav på investeringsstöd/ subvention att inkludera V2G, och ge möjlighet till skattesubvention för styrutrustning som möjliggör 6.5.4 Tydliggöra kommunens/ regionens roll och öka lokal involvering i balansering av elsystemet
Svaga incitament för utbyggnad och uppgradering av vattenkraft	Vattenkraft	6.5.6 Effektpremie 6.5.7 Kapacitetsmarknad
Saknas långsiktigt ansvar för investering i topplastproduktion	Gasturbiner, Kraftvärme – flexresurs	6.5.6 Effektpremie 6.5.7 Kapacitetsmarknad 6.5.4 Tydliggöra kommunens/ regionens roll och öka lokal involvering i balansering av elsystemet
Odynamisk prissättning på el	Efterfrågeflex	6.5.1 Översyn av skatten på el (elskatt) 6.5.6 Effektpremie

### 6.3 HINDER UTAN ÅTGÄRD

Ett antal av de hinder/incitament som beskrivits i avsnitt 4 för kraftvärme och balanseringslösningar anser WSP inte behöver ytterligare åtgärd (enligt beskriven metod i avsnittet ovan). Dessa hinder/incitament presenteras i Tabell med en kommentar om varför vidare åtgärd inte föreslås. I tabellen anges även om hindret/incitamentet avser kraftvärme eller någon av de balanseringslösningar som tidigare beskrivits.

Tabell 21: Hinder och incitament utan förslag på vidare åtgärder.

Hinder/Incitament	Kraftvärme/Balanseringslösning	Kommentar
Ökad konkurrens om biobränslen	Kraftvärme – lönsamhet, Industriellt mottryck, Gasturbiner	Biomassa har många potentiella användningsområden och WSP gör bedömningen att styrmedel inte bör fördela kraftvärme över andra miljövänliga användningsområden. Subventioner och dylikt riskerar även konflikt med EU:s statsstödsregler och låg kostnadseffektivitet.
Intäktregleringen ger svaga incitament att investera i flexibilitet	Efterfrågeflex	Eftersom det finns ett lagändringsförslag avseende införande av effektiviseringskrav på totalkostnaderna vilket skulle kunna öka incitamenten för investeringar i flexibilitetstjänster så anser WSP att ytterligare främjande åtgärder inte bör föreslås.
Marknad för frekvensreglering passar inte industrin	Efterfrågeflex (industri), Industriellt mottryck	Detta hinder finns för att marknaden för frekvensreglering anpassas efter behovet och inte efter specifika aktörer. När avhjälpan av hinder kan komma i <i>konflikt med andra krav</i> , bedöms behovet av styrning ha lägre prioritet varför WSP anser att detta hinder inte bör mildras med ytterligare åtgärder än det arbete Svk gör med att se över marknaden för frekvensreglering, eftersom detta arbete är Svk:s ansvar.
Omprövning av svensk vattenkraft	Vattenkraft	Detta hinder finns för att skydda andra ekologiska värden och miljömål. När avhjälpan av hinder kan komma i <i>konflikt med andra krav</i> , bedöms behovet av styrning ha lägre prioritet varför WSP bedömer att hindret inte bör undanröjas i förslagen som ges i denna rapport.
Målkonflikt vid skydd av ekologiska värden	Vattenkraft, Pumpvattenkraft	Detta hinder finns för att skydda andra ekologiska värden och miljömål. När avhjälpan av hinder kan komma i <i>konflikt med andra krav</i> , bedöms behovet av styrning ha lägre prioritet varför WSP bedömer att hindret inte bör undanröjas i förslagen som ges i denna rapport.
Låg effektivitet för power-to-gas-to-power	Gasturbiner	Att effektiviteten för power-to-gas-to-power är låg är svårt att överbygga med styrmedel. Däremot finns det möjligheter att styra mot ett högre utnyttjande av vätgasen som bränsle i gasturbiner (power-to-gas-to-power), i syfte att minska utsläppen för balansering med gasturbiner som idag främst använder fossila bränslen, vilket WSP bedömer kan stärka incitamenten för leverantörer av utrustning för densamma att öka effektiviteten. Ett hinder som innebär att den aktör som kan åtgärda hindret, har både incitament och rådighet att göra det, resulterar i en bedömning att det inte behövs ytterligare styrning.
Serviceverksamheter saknar ofta rådighet över elanvändningen	Efterfrågeflex (service)	En avgörande faktor för serviceverksamheternas potential för efterfrågeflexibilitet är att de ofta saknar rådighet över användningen. Detta kan delvis bero på att de inte själva inte är fastighetsägare. Framförallt är den styrande dynamiken att verksamheternas användning är starkt kopplad till deras verksamhet och att de därför har ytterst begränsat utrymme att vara efterfrågeflexibla inom ramen för detta. Mot bakgrund av detta (och att potentialen är relativt begränsad) bedöms det inte vara möjligt att avhjälpa detta hinder med effektiva åtgärder.

## 6.4 STYRMEDEL FÖR KRAFTVÄRME VID NORMALDRIFT

I Tabell ges en sammanfattning av WSP:s förslag på potentiella styrmedel för kraftvärme vid normaldrift. En mer detaljerad beskrivning av styrmedlen ges i avsnitten som följer tabellen.

Tabell 22. Summering av potentiella styrmedel för kraftvärme vid normaldrift.

Avsnitt	Styrmedel för kraftvärme vid normaldrift
6.4.1	Politisk långsiktighet
6.4.2	Fjärrvärmefrämjande byggregler <i>Förutom kraftvärme påverkar styrmedlet Efterfrågeflexibilitet (balanseringslösning)</i>
6.4.3	Fler elprisområden <i>Förutom kraftvärme påverkar styrmedlet Efterfrågeflexibilitet (balanseringslösning) och planerbara kraftslag</i>
6.4.4	Förändrad avfallsbeskattning
6.4.5	Likriktning för avfallsförbränning från EU ETS
6.4.6	Ökad kväveoxidavgift
6.4.7	Förändrad skatt på bioolja <i>Förutom kraftvärme vid normaldrift påverkar styrmedlet kraftvärme som balanseringslösning</i>
6.5.5	Stödinsatser för kartläggning, sanering och projektering av platser lämpliga för lagring <i>Styrmedlet beskrivs under balanseringslösningar</i>
6.5.6	Effektprämie <i>Styrmedlet beskrivs under balanseringslösningar</i>
6.5.7	Kapacitetsmarknad <i>Styrmedlet beskrivs under balanseringslösningar</i>

Främjande åtgärd	Påverkan	Påverkan på utsläpp
<b>6.4.1</b> <i>Politisk långsiktighet</i>	<b>Kan stärka incitament för investeringar och öka den installerade effekten</b>	<b>Generellt minskade utsläpp av växthusgaser och luftföroreningar genom reinvesteringar i befintliga anläggningar</b>
Långsiktighet och tydlighet från politiskt håll för att ge säkerhet till investeringar i kraftvärme, vilket skulle kunna öka den installerade effekten.		
Hinder som kan mildras: Politisk långsiktighet		

### Verkningsfullt?

Flera aktörer som kontaktats har efterfrågat tydlighet och långsiktighet från politiskt håll. Att bygga nya eller göra omfattande renoveringar av befintliga kraftvärmeverk är en stor investering med lång tillståndsprocess och lång återbetalningstid. En osäkerhet från politiskt håll riskerar därför att stjälpa investeringsbeslut. Därför rekommenderar WSP att en långsiktig plan för kraftvärmens framtid i Sverige tas fram.

Exempel på faktorer som kraftvärmeaktörerna själva ser som osäkerheter är: elpris, synen på avfallsförbränning och synen på biobränsle. Elpriset är volatilt och blir med stor sannolikhet än mer volatilt i takt med att vind- och solkraft byggs ut. Volatiliteten kan både vara mellan dagar och mellan år och medför att intäkterna blir svårare att förutse. Skatter och förbud mot avfallsförbränning och biobränslen riskerar att utgifterna ökar för kraftvärmeverken. Ett tydligt exempel på detta är den avskaffade skattebefrielsen på bioolja. Detta beslut har drastiskt ökat kostnaderna för vissa

spetslastpannor och drabbat aktörer som nyligen investerat i en konvertering från fossil olja till bioolja. Även skatten på avfallsförbränning har medfört en kostnadsökning för många kraftvärmeverk. Nu befärs aktörer att fler direktiv som minskar lönsamheten för vissa typer av kraftvärmeverk tillkommer. Ett exempel som nämnts under intervju är övriga biobränslen.

Fossilfritt Sverige skriver i sin rapport (Fossilfritt Sverige, 2021) att "Regeringen bör se över och tydliggöra att förnybar och återvunnen energi i alla relevanta legala sammanhang behandlas likvärdigt, exempelvis inom Boverkets byggregler och i förhandlingar inom EU".

Det kan noteras att regeringen har ökat satsningen på Industriklivet och skjutit till ytterligare 160 miljoner kronor till detta stöd. Detta riktar sig till industrin för att stödja deras förmåga att ställa om sina processer att bli mer klimatsmarta. Detta är förvisso en satsning av flera, men indikerar fortfarande att det finns en vilja att bidra på lång sikt till hållbar energianvändning, i detta fall i industrin (Regeringskansliet, 2021c).

### **Kostnadseffektivt?**

Om politisk långsiktighet inte finns riskerar aktörer att genomföra investeringar som inte kan utnyttjas till fullo. Ett tydligt exempel på detta är Mälarenergi, som i mycket begränsad utsträckning använt sin biooljepanna sedan skattebefrielsen för RME avskaffats. Politisk långsiktighet möjliggör kostnadseffektiva investeringar.

### **Genomförbart?**

Politisk långsiktighet är svårt att uppnå. För detta krävs politisk enighet samt omfattande utredningar inom ett område i snabb utveckling. Det är dock möjligt att eftersträva långsiktighet i beslutsprocesser, för att minska aktörers osäkerhet i stora investeringar.

Beslut som kommer från EU kan för Sverige vara svåra att påverka.

### **Rekommendation**

WSP efterfrågar att Sverige och EU tar fram en långsiktig strategi för kraftvärme, fjärrvärme, biobränslen och avfallsförbränning. Politiska beslut som sedan tas bör råda i enighet med denna långsiktiga strategi. En minskad politisk osäkerhet ger branschen ökade incitament att genomföra omfattande investeringar som bidrar till ett mer hållbart energisystem.

Främjande åtgärd	Påverkan	Påverkan på utsläpp
<b>6.4.2 Fjärrvärme-främjande byggregler</b>	<b>Säkerställer att fjärrvärmesektorn har ett värmeunderlag och kan bidra till efterfrågefleksibilitet</b>	<b>Lokalt ökade utsläpp av växthusgaser och luftföroreningar</b>
<p>Fjärrvärme-främjande byggregler kan ge fastighetsägare incitament till att välja fjärrvärme över andra alternativ för uppvärmning, exempelvis värmepumpar. Fjärrvärme-främjande byggregler kan motiveras med de samhällsnyttor fjärrvärmesektorn bidrar med. Förutom kraftvärme kan styrmedlet även stärka incitament för efterfrågefleksibilitet (balanseringslösning).</p> <p><u>Hinder som kan mildras:</u> Minskat värmeunderlag från fastighetssektorn</p> <p><u>Incitament som kan stärkas:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Otillräckliga incitament till elproduktion</li> <li>- Bristande kunskap, förståelse och intresse för efterfrågefleksibilitet hos <b>elanvändare</b> (Efterfrågefleksibilitet)</li> </ul>		

### **Verkningsfullt?**

Ett antal olika organisationer, myndigheter och företag har riktat kritik mot Boverkets byggregler, däribland Energimyndigheten, Energiföretagen Sverige, Fossilfritt Sverige och Stockholm Exergi. Anledningen till kritiken är att byggreglerna anses främja värmepumpar och egenproducerad el framför fjärrvärme. Med anledning av detta infördes nya viktningsfaktorer hösten 2020. WSP inser vikten av ett värmeunderlag för fjärrvärmesektorns existens. I ett scenario där fastighetsägare väljer bort fjärrvärme kommer även de andra samhällsnyttorna sektorn bidrar med försvinna.

### **Kostnadseffektivt?**

När fjärrvärmens samhällsnyttor ställs mot konsekvenserna av andra uppvärmningsalternativ gör WSP bedömningen att fjärrvärmefrämjande byggregler troligtvis är ett kostnadseffektivt styrmedel för ett hållbart samhälle.

Investeringsstöd till energieffektiva hyresrätter, studentbostäder och flerbostadshus är beroende av BBR, då kvalificeringsgränserna baseras på BBR:s krav på energianvändning. Huvudfokus bör således ligga på korrigeringar i BBR snarare än korrigeringar i investeringsstöd. Detsamma gäller för framtida klimatdeklarationer.

### **Genomförbart?**

Då Boverkets byggregler redan är ett aktivt regelverk bör dessa föreslagna mindre korrigeringar vara möjliga att genomföras. Det är dock viktigt att dessa harmoniseras med de EU-direktiv som finns på området.

### **Rekommendation**

WSP rekommenderar att Boverkets byggregler kontinuerligt ses över och utvärderas för att spegla de konsekvenser olika val av uppvärmning medför. För mindre justeringar kan viktningsfaktorena uppdateras. Idag anser WSP att samhällsnyttorna fjärrvärmesektorn bidrar med inte avspeglas tillräckligt i Boverkets byggregler.

I enlighet med Energiföretagen Sverige och Fossilfritt Sverige ser WSP att byggnadens energianvändning bör ligga till grund för byggreglerna, inte köpt energi. Incitament till egenproducerad energi är bra, men bör inte kompensera för ett sämre byggnadsskal.

Vidare instämmer WSP i Fossilfritt Sveriges åsikt om att energiåtervinning av (idag) ej återvinningsbart avfall och utnyttjande av spillvärme bör ses som hållbart. Med anledning av fjärrvärmens goda förmåga att ta vara på dessa resurser bör det ge tydligare avtryck i viktningsfaktorena.

WSP föreslår att man ytterligare tittar på de förslag på åtgärder som Energimyndigheten anger för att förändra i Boverkets byggregler för att främja effektreduktion och efterfrågeflexibilitet (Energimyndigheten, 2020a), vilket inkluderar;

- Boverkets byggregler (BBR) bör inkludera krav på maximal använd topeffekt och möjligheter till efterfrågeflexibilitet. Idag finns ett krav på maximalt installerad eleffekt för uppvärmning som styr mot lägre effektnivåer men endast avseende el. Kravet är satt på en relativt hög nivå och är ofta inte styrande för val av installationer.
- Boverkets byggregler skulle i framtiden även kunna utvecklas för att öka möjligheter till efterfrågeflexibilitet. Här föreslår Energimyndigheten ett krav på installation av dygnsstyrning; styrning beroende på prissignal, kapacitetsproblem och bränslemix.
- Ytterligare ett förslag avser att det idag inte ställs krav på byggnader i grupp, utan krav på varje specifik byggnad. Energimyndigheten menar att en samverkan mellan byggnader och fördelning av effektuttag kan bidra i betydligt större utsträckning till effektreduktion och

flexibilitet än varje byggnad isolerad var för sig. BBR skulle kunna ställa krav på styrsystem för att underlätta samordning.

### **Utsläpp**

Åtgärden förväntas medföra ökade incitament till investeringar i kraftvärme (även hetvattenpannor) samtidigt som incitament till investeringar i utsläppsfri elproduktion minskar. På grund av kraftvärmens planerbarhet förväntas även ett minskat beroende av elimport under kalla vinterdagar.

Kraftvärmeverken antas förbränna både bibränslen och avfall, vilket ger upphov till lokala utsläpp av CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> och partiklar. Lokala utsläpp kan således förväntas öka om åtgärden genomförs. Globala utsläpp kan dock komma att minska om åtgärden medför att minskat behov av att importera fossil el.

Främjande åtgärd	Påverkan	Påverkan på utsläpp
<b>6.4.3 Fler elprisområden</b>	<b>Kan stärka incitamenten för efterfrågefleksibilitet och investering i kraftvärme i områden med effektbrist</b>	<b>Lokalt ökade utsläpp av växthusgaser och luftföroreningar i regioner med effektbrist</b>
<p>Fler elprisområden innebär att lokal effektillgång ger större inverkan på elpriset. Effekterna av fler elprisområden är flera och komplexa, men bedömningen är att elprisområdena skulle ge högre elpris i de elområden där det finns effektbrist. Detta kan stärka incitament att både bidra med efterfrågefleksibilitet och incitamenten för investeringar i kraftvärme inom regioner med effektbrist. Förutom kraftvärme kan styrmedlet även stärka incitament för efterfrågefleksibilitet (balanseringslösning).</p> <p><u>De hinder som kan mildras:</u> Osäkerhet om elpriser och drifttider <u>De incitament som kan stärkas:</u></p> <ul style="list-style-type: none"><li>- Otillräckliga incitament till elproduktion</li><li>- Dålig avkastning för deltagande med efterfrågefleksibilitet för hushåll och industri</li><li>- Bristande kunskap, förståelse och intresse för efterfrågefleksibilitet hos elanvändare</li></ul>		

### **Förtydligande av främjande åtgärd**

Sverige är idag indelat i fyra elprisområden. Gränserna är baserade på identifierade flaskhalsar i transmissionsnätet, vilket begränsar möjligheten att transportera el mellan områdena. Elpriset varierar mellan de olika prisområdena och styrs av utbud och efterfrågan. Syftet med elprisområdena är att öka lönsamheten i lokal elproduktion och därmed minska behovet av att transportera el långa sträckor. Elprisområde 1 och 2 (SE1 och SE2) omfattar norra Sverige, där mycket elproduktion och låg efterfrågan finns. Elprisområde 3 och 4 (SE3 och SE4) omfattar södra Sverige, där utbudet generellt sett är lägre än efterfrågan. Detta leder till att elpriset som regel är lägre i SE1 och SE2, och högre i SE3 och SE4.

Även inom elprisområdena varierar kvoten mellan utbud och efterfrågan. Exempelvis kan Stockholm lida av effektbrist utan att hela SE3 har effektbrist. Ett införande av fler elprisområden kan förväntas ha konsekvensen att elpriset stiger i de regioner där effektbrist råder, och sjunker i övriga regioner inom elprisområdet.

Fler elprisområden kan förväntas stärka incitamenten för att investera i elproduktion som sker inom områden med effektbrist. Exempel på sådana kraftslag är kraftvärme och solkraft. Samtidigt kan det dock försvaga incitamenten att investera i elproduktion inom övriga delar av elprisområdena. Att exempelvis exkludera Stockholmsområdet från SE3 kommer sannolikt sänka elpriset i övriga SE3.



Främst bedöms detta påverka utbyggnaden av vindkraft. Vindkraftverk placeras sällan i närheten av tätbefolkade områden med effektbrist, utan snarare i mer glesbefolkade områden.

Det är Elmarknadsförordningen (Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943 den 5/6 2019 om inre marknaden för el) (Europaparlamentet, 2019) som ska säkerställa att elområden fastställs på ett korrekt sätt. Den nuvarande indelningen i elområden i Sverige tillkom före förordningen. De Europeiska TSO:erna lämnade i oktober 2019 in ett gemensamt förslag på alternativa elområden som bör utredas, vilket för Svk:s del innefattade en sammanslagning av de svenska elområdena SE1 och SE2 respektive SE3 och SE4, samt ett nytt elområde i form av ett område kring Storstockholmsområdet. De nationella tillsynsmyndigheterna godkände dock inte indelningarna för utredning utan hänvisade till ACER (European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators) för vidare hantering. Dessa efterfrågade i november 2020 ytterligare analysunderlag inför beslutet om alternativa elområden. Detta kan innebära att ett helt annat alternativ för elområden i Sverige kan föreslås. ACER:s beslut om alternativa elområden som ska utredas vidare väntas i början av 2022. (Svenska kraftnät, 2021)

### **Verkningsfullt?**

#### Verkningsfullt för kraftvärme?

Kraftvärmeverk placeras ofta nära städer och hade därför gynnats av högre elpriser i regioner med effektbrist. Exempel på sådana regioner är Stockholm, Uppsala och Malmö. Stockholm Exergi nämner i intervju att fler elprisområden potentiellt skulle kunna gynna kraftvärmebranschen (Stockholm Exergi, 2021).

Åtgärden kan förväntas stärka incitamenten för att investera i elproduktion som sker inom områden med effektbrist, men försvaga incitamenten inom övriga delar av elprisområdena. Att exempelvis exkludera Storstockholmsområdet från SE3 kommer sannolikt sänka elpriset i övriga SE3. Främst påverkar detta utbyggnaden av vindkraft, dvs. att vindkraften inte byggs ut i lika stor utsträckning. Vindkraftverk anläggs ofta inte i närheten av tätbefolkade områden med effektbrist, utan snarare i mer glesbefolkade områden.

#### Verkningsfullt för efterfrågeflexibilitet?

Effekterna av fler elprisområden är flera och komplexa, men bedömningen är att ett utökat antal elprisområden skulle ge högre elpris i de elområden där det finns effektbrist. Detta kan skapa ytterligare incitament att bidra med efterfrågeflexibilitet, då priset för effektbristen tydligare syns på elräkningen för användaren. Nedsidorna med detta förslag är att effekterna är osäkra – det kan skapa kraftiga prisvariationer vilket kan få fler konsekvenser för elsystemet som i sig kan vara negativa för användare som vill bidra med flexibilitet.

### **Kostnadseffektivt?**

Fler elprisområden ger marknaden möjlighet att lösa effektproblematiken med de mest kostnadseffektiva åtgärderna. Dessa åtgärder kan dock komma att medföra stora initiala kostnader för både producenter och konsumenterna av el. Dessutom kräver framtagandet och införandet administrativa resurser.

### **Genomförbart?**

Det kan vara en utmaning att införa fler prisområden, eftersom systemeffekterna är komplexa och hänsyn måste tas till fler faktorer, inte minst politisk genomförbarhet av en åtgärd som kan innebära kraftigt höjda priser. En förändring av elprisområden är som ovan nämnts ett pågående arbete. Då ACER tar beslut om vilka områden som ska utredas vidare och efterfrågat ytterligare analysunderlag för detta, är det en process som kräver samverkan på europeisk nivå. Det bedöms inte vara omöjligt att genomföra, men kräver ingående utredning för att kunna implementeras effektivt.

## Rekommendation

WSP välkomnar att nuvarande utformning av elprisområden undersöks av Svk i syfte att utreda om dessa behöver utökas. Potentiellt kan fler elprisområden gynna elproduktion i närhet av tätbefolkade områden, öka incitament för elkonsumenter att minska sin förbrukning samt ge incitament att flytta förbrukning till områden med goda förutsättningar till förnybar elproduktion.

## Utsläpp

Åtgärden förväntas ge ökade incitament för elproduktion i storstadsregioner, och minskade incitament till elproduktion på landsbygden. Kraftslag som påverkas bedöms främst vara kraftvärme (positivt), solkraft (positivt) och vindkraft (negativt).

Kraftvärmeverken antas förbränna både bibränslen och avfall, vilket ger upphov till lokala utsläpp av CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> och partiklar. Varken solkraft och vindkraft genererar några utsläpp under drift och relativt låga utsläpp under livscykeln. Lokala utsläpp kan således förväntas öka om åtgärden genomförs.

Hur de globala utsläppen kan förändras om åtgärden genomförs är mer ovisst. Ökad förbränning av bibränslen ger inte upphov till ökade nettoutsläpp. Ökad avfallsförbränning ger däremot upphov till ökade utsläpp. Att öka lönsamheten för avfallsförbränning kan minska incitament till återvinning och därmed leda till ökade globala utsläpp. Ökad avfallsförbränning i svenska storstadsregioner kan dock ersätta mindre effektiv avfallsförbränning samt deponi i andra länder, och därmed leda till minskade utsläpp.

Främjande åtgärd	Påverkan	Påverkan på utsläpp
<b>6.4.4 Förändrad avfallsbeskattning</b>	<b>Kan stärka planerbar elproduktion via kraftvärme</b>	<b>Beror på hur styrmedlet utformas</b>
Lag (2019:1274) om skatt på avfall kan förändras för att främja kraftvärmerna. Just nu anser både litteratur och flera intervjuade kraftvärmeaktörer att skatten inte leder till en ökad återvinning av plast, utan att den enbart är en kostnadsökning för kraftvärmeverken. Att omformulera avfallsförbränningskatten kan ge ökad lönsamhet för kraftvärmeverk och samtidigt ökad återvinning.		
De hinder som kan mildras: Skatt för avfallsförbränning		

## Verkningsfullt?

Behovet av att se över avfallsförbränningskatten framgår både av Skatteverkets utredning och under intervjuer med kraftvärmeaktörer. Den nuvarande skatten resulterar inte i en ökad andel återvunnet avfall utan ger endast en ökad kostnad för avfallsförbrännare, och indirekt även avfallsproducenter. Hur en omformulering ska skrivas behöver en djupare utredning fastställa. Kraftvärmeaktörerna som intervjuats anser dock att skattekostnaden ska ligga högre upp i värdekedjan, hos avfallsproducenterna, då dessa har en större möjlighet att påverka uppkomsten av avfallet.

En översyn bör således vara ett steg i rätt riktning där fokus ligger på att se över styrningen uppströms i avfallskedjan, som komplement eller ersättning av avfallsförbränningskatten.

Det kan anses fördelaktigt ur ett globalt perspektiv att energiåtervinna avfall i Sverige då landet har förutsättningarna att effektivt göra detta, tack vara den etablerade fjärrvärmesektorn. I enlighet med avfallstrappan är det bättre att förbränna avfallet och ta vara på energin gentemot att deponera. Deponi kan vara det enda lokala tillgängliga alternativet i länder som Sverige importerar avfall från. Det går således att argumentera för att import av avfall är positivt ur ett globalt perspektiv, givet att exportländers förmåga att själva behandla avfallet förblir sämre än Sveriges.

### **Kostnadseffektivt?**

Ett väl formulerat styrmedel har potentialen att vara kostnadseffektivt. För att uppnå kostnadseffektivitet bör styrmedlet medföra att en stor andel av det återvinningsbara avfallet återvinns. Om en stor andel av det beskattade avfallet återvinns innebär det även en låg kostnadsökning för relevanta aktörer.

### **Genomförbart?**

Att ändra skatteformuleringen bör vara genomförbart även om en utredning förmodligen krävs för att formulera ett styrmedel som flyttar ansvaret och kostnaden för att återvinna avfall högre upp i värdekedjan.

### **Rekommendation**

WSP rekommenderar att avfallsförbränningskatten omformuleras. Detta i enlighet med Skatteverket och ett flertal kraftvärmeaktörers åsikter. Se hindret *Skatt för avfallsförbränning* för motivering av behovet av omformulering. WSP föreslår att utreda möjligheten att flytta skattekostnaden högre upp i värdekedjan, till avfallsproducenterna. Dessa bedöms vara de aktörer som har bäst möjlighet att påverka andel återvunnet avfall.

### **Utsläpp**

Hur en omformulering påverkar lokala utsläpp av CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> och partiklar beror på dess utformning. Att enbart minska eller ta bort skatten kommer sannolikt inte öka mängden avfall som återvinns, och således inte minska utsläppen. Enligt Skatteverkets bedömning bör det snarare leda till att fler kraftvärmeaktörer investerar i avfallspannor, då dessa blir mer lönsamma. Detta kan leda till ökade lokala utsläpp (Skatteverket, 2021). En formulering som leder till ökad återvinning kan dock ge minskade utsläpp, både lokalt och globalt.

Främjande åtgärd	Påverkan	Påverkan på utsläpp
<b>6.4.5 Likriktning för avfallsförbränning från EU ETS</b>	<b>Kan stärka ekonomiska förutsättning för avfallsförbränning</b>	<b>Beror på val av riktning</b>
Genom att likrikta energiåtervinning av restavfall från EU ETS ges svenska kraftvärmeverk samma ekonomiska förutsättningar som majoriteten av övriga europeiska kraftvärmeverk. Detta kan ske antingen genom att inkludera avfallsförbränning i EU ETS inom hela EU eller exkludera avfallsförbränning från EU ETS för de svenska anläggningarna. På så sätt skulle konkurrensvillkoren jämnas ut.		
De hinder som kan mildras: Avfallsförbränning inom EU ETS		

### **Förtydligande av främjande åtgärd**

En likriktning för avfallsförbränning inom EU ETS betyder att de svenska kraftvärmeaktörerna ges samma konkurrensförutsättningar som kraftvärmeverk i 24 av 26 övriga EU-nationer. Detta då de ges samma möjligheter att antingen handla eller inte handla utsläppsrätter beroende på val.

### **Verkningsfullt?**

Betydelsen av detta förslag är beroende av priset på utsläppsrätter. I dagsläget är detta inget som målats upp som något stort hinder från intervjuade kraftvärmeaktörer. Vid en eventuell prisökning kan det dock bli mer relevant. Det är även viktigt att ta i beaktning att förslaget om ETS2 där uppvärmning

av bostäder omfattas skulle innebära att avfallsenergianläggningarna indirekt kan komma att omfattas av ETS2 även om de exkluderas från ETS.

Det kan anses fördelaktigt ur ett globalt perspektiv att energiåtervinna avfall i Sverige då det finns förutsättningar att göra detta effektivt, tack vare den etablerade kraft- och fjärrvärmesektorn. Inom ramen för detta uppdrag har det dock inte gjorts en konsekvensanalys på europeisk nivå av att införa ett EU ETS på avfallsenergianläggningar.

Deponi är något som bör minska i majoriteten av de europeiska länderna idag exporterar avfall. Det går således att argumentera för att en ökad energiåtervinning av avfall är positivt ur ett globalt klimatperspektiv men att det bästa är minskad avfallsuppkomst, återanvändning, materialåtervinning mm.

### ***Kostnadseffektivt?***

Likriktningen innebär att svenska avfallskraftvärmeverk får likvärdiga konkurrensförutsättningar som majoriteten av övriga europeiska kraftvärmeverk. Detta bör därmed främja svensk energisektor och bidra med kostnadseffektiv hantering av restavfall inom Europa.

### ***Genomförbart?***

Att påverka 24 av 26 övriga EU-medlemsländer att avfallsförbränning ska inkluderas i EU ETS kan vara en utmaning. Det kan då vara "enklare" att exkludera avfallsförbränning från EU ETS då en majoritet av europeiska kraftvärmeverk ej är inkluderade. Genomförbarheten bör därför undersökas ytterligare vid val av alternativ.

### ***Rekommendation***

WSP rekommenderar att energiåtervinning av restavfalls inkludering i EU ETS likriktas med övriga EU-länder. Detta för att ge svenska kraftvärmeverk samma ekonomiska förutsättningar som de övriga europeiska kraftvärmeverk. Osäkerhet kring långsiktig lönsamhet är något som efterfrågas av de intervjuade kraftvärmeaktörerna.

Utöver detta är det i enlighet med avfallstrappan viktigt att förebygga uppkomsten av avfall. Även återanvändning, materialåtervinning och effektiv biologisk behandling har miljömässiga fördelar och något som bör premieras.

### ***Utsläpp***

Beroende på vilket alternativ som väljs påverkas utsläppen både lokalt i Sverige och i Europa.

En exkludering av avfallsförbränning från EU ETS gynnar svenska avfallskraftvärmeverks lönsamhet, och ger ökade incitament till mer avfallsförbränning. Detta skulle kunna medföra ökade lokala utsläpp av CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> och partiklar om inte mängden fossilt avfall minskar högre upp i värdekedjan (Skatteverket, 2021).

En inkludering av avfallsförbränning från EU ETS minskar avfallskraftvärmeverks lönsamhet, och ger minskade incitament till avfallsförbränning. Detta kan leda till mer återvinning och därmed minskade utsläpp. Då Sverige redan har inkluderat avfallsförbränning i EU ETS förväntas detta främst minska globala utsläpp.

Främjande åtgärd	Påverkan	Påverkan på utsläpp
<b>6.4.6 Ökad kväveoxidavgift</b>	<b>Kan stärka incitamentet att minska kväveoxid-utsläppen</b>	<b>Minskade utsläpp av NO<sub>x</sub></b>
<p>Genom att öka kväveoxidavgiften ökar incitamentet att investera i mer effektiv rökgasrening alternativt bränslebyte till bränslen som genererar mindre utsläpp av kväveoxid. Påverkar anläggningar med el- eller värmeproduktion över 25 GWh.</p> <p><u>De incitament som kan stärkas:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Kväveoxidavgiften ger inte tillräckliga incitament</li> <li>- Kostnad för bränslebyte</li> <li>- Kostnad för rökgasreningstekniker</li> </ul>		

### **Verkningsfullt?**

En modern kraftvärmepanna genererar ofta lägre NO<sub>x</sub>-utsläpp än medelvärdet av inkluderade verksamheter. Det medför att tillgodoföringen ofta överstiger den ursprungliga avgiften. Kväveoxidavgiften blir då en intäkt istället för utgift. Att öka kväveoxidavgiften kan därför ge både ökade incitament till minskade utsläpp samt främja kraftvärmeverks lönsamhet. Syftet med kväveoxidavgiften bör dock förbli att minska utsläpp av NO<sub>x</sub>. Prisnivåer bör därför tas fram för att nå miljömål, exempelvis luftvårdsprogrammets mål angående utsläpp av kväveoxid.

En ökad kväveoxidavgift kan även ge incitament att genomföra NO<sub>x</sub>-reducerande driftändringar som lägre flamtemperatur eller minskat luftöverskott (Svenskt Näringsliv, 2017).

Ett alternativ till ökad kväveoxidavgift är att subventionera investeringar i rökgasrening. Likt ökad kväveoxidavgift ger även subventioner ökade incitament till investeringar. Subventioner behöver dock finansieras från externa parter, medan kväveoxidavgiften inte involverar extern finansiering.

### **Kostnadseffektivt?**

Potentiellt kan åtgärden vara kostnadseffektiv. Genom avgift och tillgodoföring kan marknaden styras mot att genomföra kostnadseffektiva investeringar. Ytterligare utredning behövs dock för att fastställa om en ökad kväveoxidavgift är ett kostnadseffektivt styrmedel för att minska kväveoxidutsläpp.

### **Genomförbart?**

Då kväveoxidavgiften redan är aktiv bör en justering vara genomförbar i enlighet med t.ex. ”Brännheta skatter! - Bör avfallsförbränning och utsläpp av kväveoxider från energiproduktion beskattas? (SOU 2017:83, 2017)

### **Rekommendation**

WSP föreslår att ökade incitament till investeringar i effektiv rökgasrening genom en ökad kväveoxidavgift utreds vidare.

### **Utsläpp**

En ökad kväveoxidavgift förväntas resultera i minskade utsläpp av NO<sub>x</sub>.

Främjande åtgärd	Påverkan	Påverkan på utsläpp
<b>6.4.7 Förändrad skatt på bioolja</b>	<b>Kan underlätta utfasningen av fossila bränslen</b>	<b>Minskade utsläpp av växthusgaser och luftföroreningar</b>
<p>Bioolja kan användas för att ersätta fossil olja i spetslastpannor. Den nyligen borttagna skattelättnaden har dock medfört att konvertering från olja till bioolja inte längre är lönsam. Skattebefrielse för biooljor ej framställda från livsmedel kan bidra till fortsatt utfasning av fossil olja i värmeproduktion då hög effekt efterfrågas.</p> <p>Hinder som kan mildras: Avskaffad skattebefrielse för vissa biobränslen</p> <p><i>Förutom kraftvärme vid normaldrift så påverkar styrmedlet kraftvärme som balanseringslösning.</i></p>		

### Förtydligande av främjande åtgärd

Energiföretagen Sverige anser att skattelättnad är tillåtet enligt EU:s statsstödsregler för biooljor baserade på rest- och avfallsprodukter producerade från skogsbiomassa. Exempel på sådana oljor är HVO och UCOME. Genom att ersätta RME med någon av dessa bedömer Energiföretagen Sverige att omställningen från fossil olja kan fortgå (Energiföretagen Sverige, 2021).

#### Verkningsfullt?

Ett flertal av de intervjuade kraftvärmeaktörerna anser att skatten på bioolja är problematisk för utfasningen av fossil olja. Exempel på sådana är Öresundskraft och Mälarenergi. Den sistnämnda har nyligen investerat i en spetspanna för bioolja och upplevt en kraftig kostnadsökning, vilket medför att den används ytterst sällan (Öresundskraft, 2021) (Mälarenergi, 2021a).

Skattebefrielse för biooljor kan vara ett verkningsfullt styrmedel för att främja utfasning av fossil olja i spets- och reservpannor. Detta är något som aktörer inom branschen vill genomföra om bara tillräckligt ekonomiskt incitament ges.

Mer om bioolja i topplastpannor finns att läsa i *Delstudie 4. Lägre utsläpp från fjärrvärmens topplast och reserv – en studie om hinder, incitament och styrmedel.*

#### Kostnadseffektivt?

Skattebefrielse av ej livsmedelbaserade biooljor kan vara ett kostnadseffektivt styrmedel för att fasa ut fossil olja ur fjärrvärmesektorn.

#### Genomförbart?

De biooljor som inte ingår i EU:s förbud mot skattebefrielse bör vara möjliga att skattebefria. För de biooljor som ingår bedöms däremot skattebefrielse ej vara genomförbart.

#### Rekommendation

WSP föreslår att möjligheten till att återinföra skattebefrielsen på bioolja ej framställt från livsmedel utreds vidare. Exempel på biooljor att utreda är HVO och UCOME. För de biooljor som enligt EU:s regler tillåts skattebefrielse föreslås en utredning där konsekvenser av användning av dessa förtydligas. Exempelvis bör risken att efterfrågan av palmolja ökar utredas som en potentiell följd av att biooljor används till energiproduktion. Biooljor bör även ha höga krav på minskning av utsläpp för att skattebefrias för att inte driva fram användning av biooljor med begränsad klimatnytta.

#### Utsläpp


Skattebefrielse av bioolja ökar incitamenten att ersätta fossil olja. Att förbränna bioolja istället för fossil olja bidrar till minskade utsläpp av CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> och partiklar, både lokalt och globalt.

## 6.5 STYRMEDEL FÖR BALANSERINGSLÖSNINGAR

I Tabell ges en sammanfattning av WSP:s förslag på potentiella styrmedel för balanseringslösningar. En mer detaljerad beskrivning av styrmedlen ges i avsnitten som följer tabellen. Balansering av elsystemet görs för att hantera effektproblematiken som råder exempelvis vid topplasttimmar och de föreslagna styrmedlen som ges är för att premiera dessa lösningar.

Tabell 23. Sammanfattning av styrmedel för balanseringslösningar.

Avsnitt	Styrmedel för balanseringslösningar
6.5.1	Översyn av skatten på el (elskatt)
6.5.2	Inkludera V2G i undantag för skatt på el
6.5.3	Ställ krav på investeringsstöd/ subvention att inkludera V2G, och ge möjlighet till skattesubvention för styrutrustning som möjliggör efterfrågefleksibilitet
6.5.4	Tydliggöra kommunens/ regionens roll och öka lokal involvering i balansering av elsystemet
6.5.5	Stödsatser för kartläggning, sanering och projektering av platser lämpliga för lagring <i>Styrmedlet påverkar även kraftvärme vid normaldrift</i>
6.5.6	Effektpremie <i>Styrmedlet påverkar även kraftvärme vid normaldrift</i>
6.5.7	Kapacitetsmarknad <i>Styrmedlet påverkar även kraftvärme vid normaldrift</i>
6.4.2	Fjärrvärmefrämjande byggregler <i>Styrmedlet beskrivs under kraftvärme vid normaldrift.</i>
6.4.3	Fler elprisområden <i>Styrmedlet beskrivs under kraftvärme vid normaldrift.</i>

Främjande åtgärd	Påverkan	Balanseringslösning
<b>6.5.1 Översyn av skatten på el (elskatt)</b>	<b>Kan stärka incitamenten för efterfrågefleksibilitet</b>	 <b>Efterfrågefleks</b>
<p>Dagens elskatt (och moms) kan bidra till att störa prissignalen till elanvändaren och därmed försvaga incitamenten för efterfrågefleksibilitet. Ei har analyserat två förslag till förändring av elskatten som potentiellt kan stärka prissignalen: 1) Proportionell (dynamisk) elskatt och 2) Reducerad elskatt. WSP föreslår också att ett tredje förslag bör utredas, 3) Reducerad elskatt vid negativa elpriser, vilken också potentiellt skulle stärka incitamenten för power-to-heat.</p> <p><u>Incitament som kan stärkas:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Odynamisk prissättning på el</li> <li>- Dålig avkastning för deltagande med efterfrågefleksibilitet för hushåll och industri</li> <li>- Svaga incitament för power-to-heat</li> <li>- Bristande kunskap, förståelse och intresse för efterfrågefleksibilitet hos elanvändare</li> <li>- Risk för leveransförseningar</li> </ul>		



## Förtydligande av främjande åtgärd

Energiskatten är uppdelad i *skatt på el* och *skatt på bränsle*. I detta avsnitt hanteras *skatt på el* - fortsättningsvis kallad *elskatt*.

I hindret *Oodynamisk prissättning på el* beskrivs hur Energimyndighetens förstudie om styrmedels påverkan på effektreducering konstaterar att industrins låga skatt motverkar energieffektivisering och effektreducerande åtgärder. Där föreslås att styrmedlet (nedsättning av skatten) potentiellt skulle kunna utvecklas med motkrav i form av kartläggning och genomförande av lönsamma potentialer inom effektreduktion, energieffektivisering och flexibilitet (Energimyndigheten, 2020a) Sådana åtgärder skulle kunna stärka incitament för deltagande med efterfrågefleksibilitet. Ei har analyserat två förslag till förändringar av elskatten:

- Proportionell (dynamisk) elskatt
- Reducerad elskatt

En annan problematik som lyfts fram i rapporten är att det saknas tillräckliga incitament för power-to-heat (se avsnitt 4.4.2). Sommartid (främst) kan det råda elöverskott vissa timmar vilket visar sig som negativa priser på elmarknaden. Detta kan bli vanligare och vanligare i framtiden i takt med ökad andel intermittent elproduktion från vindkraft och solceller. Denna el skulle kunna användas av elpannor/värmepumpar i fjärrvärmenäten för att producera värme som lagras i ett värmelager och används vid tillfällena där värmebehovet är större. För att möjliggöra detta kan en nedsatt energiskatt på el underlätta, alternativt att den återbetalas vid dessa tillfällen, varför en möjlig omarbetning av förslaget *Reducerad elskatt* skulle kunna vara:

- Reducerad elskatt vid negativa elpriser

### ***Verkningsfullt?***

#### *Proportionell (dynamisk) elskatt*

Ei har analyserat förslaget om proportionell (dynamisk) skatt istället för statisk skatt. Skatten följer i det avseendet priset från elgrossisterna och förstärker prisvariationerna för slutkund. Då nuvarande skatt minskar spotprisets variationer och nättariffens procentuella påverkan på slutpriset skulle en proportionell skatt kunna förstärka prisvolatiliteten för slutkunder, både i relativa och absoluta tal. Förstärkningen av prisvariationerna skulle kunna bidra till ökade incitament för efterfrågefleksibilitet. Ei lyfter att prissignalen skulle förstärkas kraftigt med en proportionell skatt och att det inte är fullt utrett *hur mycket* kraftigare den behöver bli för att stimulera till efterfrågefleksibilitet. Generellt kan det vara svårt att förändra skatten för att bidra med nytta till elsystemet från efterfrågefleksibilitet och samtidigt behålla samma intäkter från skatten. Detta kan potentiellt förstärkas ytterligare i en framtid med större variationer i elpriser i ett mer variabelt elsystem (Energimarknadsinspektionen, 2016)

#### *Reducerad elskatt*

Ett annat förslag är en generell reduktion av elskatten. Ei söker principiellt en utformning av skatten med minimal störning av marknaden och konstaterar att (hög) elskatt kan minska elens konkurrenskraft gentemot andra energislag. Ei framför alternativt en reducerad skatt för användare vid substitution av el mot andra energislag. Exempelvis skulle fjärrvärmeproducenter kunna nyttja en reducerad energiskatt för att i högre utsträckning använda el för värmeproduktion när elöverskott råder. (Energimarknadsinspektionen, 2016)

#### *Reducerad elskatt vid negativa elpriser*

Eftersom det saknas tillräckliga incitament för power-to-heat (se avsnitt 4.4.2) skulle en reducerad elskatt för värmeproduktion vid negativa elpriser kunna vara en mekanism som stärker incitamenten för densamma. El vid negativa elpriser skulle kunna användas av elpannor/värmepumpar i fjärrvärmenäten trots ett lågt värmebehov i fjärrvärmenätet. Producerad värme skulle kunna lagras i ett värmelager och användas vid senare tillfälle när behovet av värme är högre. Detta skulle potentiellt

kunna minska behovet av topplastpannor för värmeproduktion som idag är fossileldade. För att möjliggöra detta underlättar en nedsatt energiskatt på el för värmeproduktion vid negativa elpriser, alternativt en återbetalning vid dessa tillfällen. Möjligheten kan begränsas till sommarmånaderna men kan också gälla året runt. För att elpannor/värmepumpar ska kunna delta i några av Svk:s stödtjänster bör styrmedlet gälla året runt, alternativt enbart då de deltar.

### Genomförbart?

Ei noterar att proportionell skatt mött motstånd i diskussioner med aktörer. Energiföretagen Sverige menar att den i grunden är en fiskal skatt och därför inte utformad som styrmedel. Dock menar de att en generell sänkt skatt potentiellt skulle kunna bidra till ökat genomslag för prisförändringar på spotpriset för slutkund vilket kan uppnå samma syfte för efterfrågeflexibilitet. Aktörer inom elintensiv industri invänder mot proportionell skatt då den sannolikt kan öka skattetrycket och minska industrins konkurrenskraft, inte minst då en proportionell skatt kan medföra att den el som används utanför tillverkningsprocessen får höga och svårförutsägbara kostnader. (Energimarknadsinspektionen, 2016)


Avseende reducerat elskatt för fjärrvärmeproducenter att utnyttja el för värmeproduktion bedömer WSP att det för genomförbarheten är viktigt att utforma styrmedlet mot att avse el för värmeproduktion när elöverskott råder, dvs. en *reducerad elskatt vid negativa elpriser*, för att inte riskera att leda till ett ökat effektuttag och en förstärkning av den problematiken.

### Kostnadseffektivt?

En skatt som riktas mot den parameter som ska styras, dvs. hantera elöverskottet och producera värme till låga kostnader för alternativet med *reducerad elskatt vid negativa elpriser* kan vara kostnadseffektiv. Det är troligt eftersom den ger aktörerna incitament att välja de åtgärder som kostar minst och därför ger en nytta för elsystemet. Kostnaden att införa en skatt (eller omarbete en befintlig) kan dock vara hög eftersom det skulle kräva att tillförlitligt underlag tas fram.

### Rekommendation

WSP rekommenderar att alternativet *reducerad elskatt vid negativa elpriser* utreds då det kan stärka flera incitament både för deltagande med efterfrågeflexibilitet och att utnyttja power-to-heat kombinerat med värmelager. För vilken aktör som den reducerade elskatten ska gälla bör utredas, men för att stärka incitamenten för power-to-heat bör möjligheten riktas till värmeproducenter som genom att utnyttja styrmedlet kan minska behovet av fossileldade topplastpannor.

Främjande åtgärd	Påverkan	Balanseringslösning
<b>6.5.2 Inkludera V2G i undantag för skatt på el</b>	<b>Kan stärka incitamenten för att delta med efterfrågeflexibilitet genom V2G.</b>	 <b>Efterfrågeflex V2G</b>
<p>Likt skattereduktionen för användning av el från egna solceller kan en skattesubvention för el från bilbatterier som matas tillbaka till elnätet (V2G) stärka incitamenten för elanvändare att delta med efterfrågeflexibilitet genom V2G. Det skulle potentiellt också kunna bidra till att fler laddare med kompatibilitet för V2G installeras då detta möjliggör för hushåll att erhålla intäkter vid bidrag med flexibilitet till nätet under ansträngda situationer.</p> <p><u>Hinder som kan mildras:</u> Låg grad av kompatibilitet för V2G</p> <p><u>Incitament som kan stärkas:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Dålig avkastning för deltagande med efterfrågeflexibilitet för hushåll och industri</li> <li>- Bristande kunskap, förståelse och intresse för efterfrågeflexibilitet hos <b>elanvändare</b></li> </ul>		

## **Förtydligande av främjande åtgärd**

Idag finns en skattereduktion (i form av ett avdrag på inkomstskatten) för användning av el från egna solceller som levererar (överskotts)el till nätet. Denna skattereduktion kan maximalt uppgå till 18 000 kr/år (HemSol , 2021 ). En möjlighet för att stärka incitamenten för deltagande med efterfrågefleksibilitet genom V2G skulle vara att inkludera el som matas tillbaka till elnätet från bilbatterier (V2G) i denna skattereduktion.

### ***Verkningsfullt?***

WSP bedömer att ett införande av en skattesubvention för el som matas tillbaka till elnätet från bilbatterier (V2G) potentiellt skulle stärka incitamenten för efterfrågefleksibilitet genom V2G då det ger intäkter för hushållen vid bidrag med flexibilitet till nätet under ansträngda situationer. Det skulle potentiellt också kunna bidra till att fler laddare med kompatibilitet för V2G installeras.

Det är möjligt att åtgärden stimulerar till en ökad vilja att delta med efterfrågefleksibilitet genom V2G, men flertalet svårigheter kvarstår innan balansering från V2G kan realiseras som en balanseringsresurs. Bland annat handlar det om att denna typ av åtgärder kan skapa återvändande laster (se avsnitt 4.3.1), något som kan tänkas avhjälpas med balansansvar för aggregatorer som tillhandahåller tjänster för aggregering då aggregatorerna ska ha ekonomiskt ansvar för eventuella obalanser de förorsakar i systemet. Med detta ansvar ges tydligare incitament för aggregatorer att optimera styrningen och minska risken för återvändande last. I dagsläget finns en del utmaningar kopplat till detta – framförallt då aggregatorrollen inte är tydligt definierad. Det krävs idag exempelvis att aggregatorn sätter separata avtal med de olika resursernas balansansvariga, vilket kan betyda omfattande administration. Detta är dock ett arbete som pågår, se fakturarutan nedan.

#### *Utredning avseende oberoende aggregatorer pågår*

Med anledning av det europeiska elmarknadsdirektivet har Ei utrett hur aggregatorernas roll ska kunna göras oberoende för att genomföra direktivet. Det handlar dels om att de som deltar i aggregering (dvs. aggregatorn) ska ha ekonomiskt ansvar för eventuella obalanser de förorsakar i systemet. Dels handlar det om att det ska finnas möjligheter för oberoende aggregering, för att kunden ska kunna välja en aggregator utan att ha godkännande från sin elleverantör och att företagen som aggregerar ska kunna göra det utan att inhämta medgivande från andra marknadsaktörer.

Avseende det ekonomiska ansvaret är förslaget att detta kan ske på två sätt, antingen genom att den (oberoende) aggregatorn själv tar balansansvaret genom avtal med balansansvariga som den väljer. Det andra förslaget är att det ekonomiska ansvaret sker genom en kompensationsmekanism eller en modell för avräkning. (Energimarknadsinspektionen, 2021a)

### ***Genomförbart?***


WSP bedömer i dagsläget inte att det finns några stora hinder avseende styrmedlets genomförbarhet. Däremot bör en utredning av styrmedlet ta i beaktande utfallet från utredningen avseende oberoende aggregatorer som pågår.

### ***Kostnadseffektivt?***

En sänkt skatt som riktas till den parameter som ska styras, dvs. hantera effektoppar i elnätet bör anses vara kostnadseffektiv eftersom den ger aktörerna incitament att välja den åtgärd som kostar minst eller där det finns intäkter. Kostnaden att införa en skatt (eller omarbete en befintlig) kan dock i detta fall vara hög eftersom det skulle kräva att tillförlitligt underlag tas fram.

## Rekommendation

WSP rekommenderar att utreda huruvida ett införande av en skattesubvention för el som matas tillbaka till elnätet från bilbatterier (V2G) potentiellt skulle stärka incitamenten för efterfrågeflexibilitet genom V2G, samt om det dessutom skulle öka viljan att investera i laddstationer som är kompatibla med lösningen.

Främjande åtgärd	Påverkan	Balanseringslösning
<b>6.5.3 Ställ krav på investeringsstöd/subvention att inkludera V2G, och ge möjlighet till skattesubvention för styrutrustning som möjliggör efterfrågeflexibilitet</b>	Kan underlätta för mindre aktörer att bidra med efterfrågeflexibilitet	 Efterfrågeflex
Att ställa krav på investeringsstöd likt <i>Ladda bilen</i> att vara kompatibel med V2G skulle stärka incitamenten för deltagande med efterfrågeflexibilitet via V2G. Detsamma gäller att ge möjlighet till skattesubvention för utrustning som möjliggör efterfrågeflexibilitet via V2G eller från värmelaster i hushållen. Stöd för att övervinna höga investeringskostnader för efterfrågeflexibilitet kan underlätta en etablering av marknaden.		
<u>Hinder som kan mildras:</u> Låg grad av kompatibilitet för V2G		
<u>Incitament som kan stärkas:</u> Dålig avkastning för deltagande med efterfrågeflexibilitet för hushåll och industri		

## Förtydligande av främjande åtgärd

### Ladda bilen: Investeringsstöd för laddstationer

*Ladda bilen* är ett investeringsstöd för laddstationer till elbilar (förordning 2019:525). Det kan sökas av privatpersoner, organisationer, bostadsrättsföreningar, kommuner, stiftelser, föreningar med flera, med syfte att installera laddpunkter som i huvudsak kommer att användas av boende och anställda. (Naturvårdsverket, 2021b)

I Energimyndighetens förstudie om olika styrmedel (Energimyndigheten, 2020a) nämns att effektuttaget kommer att öka med investeringsstödet *Ladda bilen* om antalet laddstationer ökar som avsett. Mer infrastruktur för laddning kan förvisso öka topplasten i en fastighet med laddande elbilar, men med kompatibilitet för V2G finns även möjligheter att utnyttja bilens batteri för att potentiellt också leverera effekt till elnätet eller fastigheten under topplastsituationer. En möjlighet är att ställa krav på investeringsstödet att inkludera kompatibilitet med V2G.

- *Ställ krav på kompatibilitet med V2G i investeringsstödet Ladda bilen*

### Skattesubventioner för grön teknik

Idag finns ett stöd i form av skattesubvention för installation av grön teknik. Detta omfattar installation av nätanslutet solcellssystem, system för lagring av egenproducerad elenergi och laddningspunkt till fordon. Detta stöd kan sökas av privatpersoner där skattereduktionen ersätter kostnaden för arbete och material vid själva installationen. (Energimyndigheten, 2021c)

Även denna skattesubvention kan likt *Ladda bilen* stimulera till en ökad andel elbilar på marknaden vilket kan innebära ökad variabilitet på användarsidan eller nya situationer med topplast, men med kompatibilitet för V2G finns (som nämnts ovan) även möjligheter att utnyttja bilens batteri för att potentiellt kunna vara en resurs för att balansera effektbehovet i fastigheten eller elnätet vid topplastsituationer. Att ställa krav på subventionen att inkludera kompatibilitet med V2G kan potentiellt säkerställa detta.

För att realisera en större potential för efterfrågeflexibilitet kan även skattesubventionen för grön teknik utvidgas till att omfatta även styrutrustning av värmelaster i hushållen.

I mitten av december 2021 beslutade regeringen att låta klimatpremien omfatta fler arbetsmaskiner och att höja elbusspremien. Detta är i linje med att öka omställningen till elektrifiering och fossilfrihet och signalerar en vilja att uppmuntra elektrifiering av fordon. (Regeringskansliet, 2021b)

### **Verkningsfullt?**

#### Ställ krav på kompatibilitet med V2G

Ett större antal elbilar kan möjliggöra för efterfrågeflexibilitet via V2G enbart om kompatibilitet finns för detta. De tekniska kraven för V2G har samlats under standarden ISO 15118 och för bidirektionell laddning krävs att både bilen och laddboxen har implementerat denna standard. Exempel på hur de befintliga stöden *Ladda bilen* eller *skattesubvention för grön teknik* kan utvecklas för att underlätta för efterfrågeflexibilitet är att dessa kravställer utbetalningar till att gälla infrastruktur som har kompatibilitet med V2G. Det kan också potentiellt motverka inlåsnings effekter (där infrastruktur installeras som inte kan brukas för efterfrågeflexibilitet).

#### Inkludera styrutrustning av värmelaster i skattesubvention för grön teknik

Att skattesubventionen för grön teknik utvidgas till att omfatta även styrutrustning av värmelaster i hushållen skulle kunna användas för att övervinna höga investeringskostnader för hushållen (beskrivs i avsnitt 4.4.4) i syfte att realisera en större potential för efterfrågeflexibilitet. Ett tillfälligt stöd till sådan utrustning kan underlätta etablering av en marknad för flexibilitet då det stärker incitamenten för elanvändare att bidra med efterfrågeflexibilitet. Svårigheterna med detta förslag kan vara likt tidigare beskrivet att det kan skapa nya effekttoppar i ett redan ansträngt elsystem, dvs. problematiken med återvändande last återkommer i detta åtgärdsförslag men kan avhjälpas med balansansvar för aggregatorer. Se tidigare resonemang i avsnitt 6.5.2. Ett sådant stöd bör kontinuerligt utvärderas efter implementering för att säkerställa önskade effekter hos elanvändare, men kan förslagsvis inledningsvis vara tillgängligt under ett par år innan den första utvärderingen görs.

### **Kostnadseffektivt?**

Kostnadseffektivitet är svår att bedöma i en översiktlig analys då omfattningen av stödet och subventionen kan variera. Vidare utredning krävs för det.

### **Genomförbart?**

WSP bedömer i dagsläget inte att det finns några stora hinder avseende styrmedlets genomförbarhet. Däremot bör en utredning av styrmedlet ta i beaktande utfallet från utredningen avseende oberoende aggregatorer som pågår. Detta då de eventuella negativa effekterna med återvändande last kan avhjälpas med balansansvar för aggregatorer som tidigare beskrivits.

### **Rekommendation**

För att en större andel elbilar ska bli kompatibla med flexibel laddning och V2G bedömer WSP att en utredning bör genomföras på effekterna av att ställa krav på investeringsstöd likt *Ladda bilen* för att inte riskera att investering görs i laddstationer för elbilar som inte har denna kompatibilitet.

WSP bedömer också att skattesubventionen för grön teknik bör utredas för att kompletteras med krav på kompatibilitet med V2G samt effekterna av att inkludera även styrning av värmelaster i hushållen i subventionen.

Främjande åtgärd	Påverkan	Balanseringslösning
<b>6.5.4 Tydliggöra kommunens/regionens roll och öka lokal involvering i balansering av elsystemet</b>	<b>Kan säkerställa tillgång på topplastproduktion, stärka incitamenten för efterfrågefleksibilitet och mildra hinder för nätutbyggnad.</b>	<b>Energilager. Nätutbyggnad, Gasturbiner, Kraftvärme-flexresurs, Efterfrågefleks</b>
<p>WSP rekommenderar att kommuner och regioner tar ett större ansvar för den lokala effektsituationen. Ett konkret förslag är att forum startas på lokal och regional nivå för att bidra till den lokala involveringen i den lokala effektsituationen. Inom ramen för ett sådant forum kan utredningar genomföras avseende hur den aktuella regionen bör planera kring effektsituationen och riktade informationsinsatser avseende exempelvis ett större nyttjande av tidsdifferentierade nättariffer kan lämpligen göras inom ramen för detta forum, förutsatt att utfallet av utredningar bedömer att det är lämpligt. En stor lokal involvering kan även mildra de större hindren avseende markkonflikter vilket ofta leder till långa tillståndsprocesser för exempelvis nödvändig elnätutbyggnad.</p> <p><u>De hinder som kan mildras:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Markkonflikter</li> <li>- Långa tillståndsprocesser för elnätutbyggnad</li> <li>- Otydligheter kring reglering av energilager och otillräcklig marknad</li> </ul> <p><u>De incitament som kan stärkas:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Saknas långsiktigt ansvar för investering i topplastproduktion</li> <li>- Dålig avkastning för deltagande med efterfrågefleksibilitet för hushåll och industri</li> <li>- Odynamisk prissättning på el</li> </ul>		

### Förtydligande av främjande åtgärd

En tänkbar insats för att minska risken för lokal effektbrist och säkerställa att både produktion och distribution finns tillgänglig även under topplastsituationer är att stärka kommunernas roll för den lokala nätutvecklingen och tydliggöra en roll för lokal involvering i balansering av elsystemet, alternativt att utöka antalet lokala elmarknader.

I dagsläget finns lagen om kommunal energiplanering, som förbinder kommunerna att ha en aktuell plan för tillförsel, distribution och användning av energi. Detta är ett av verktygen för att underlätta för kommunen att styra tillförsel och användning av el. En metod för att förbättra kommunens möjlighet att styra tillförsel och användning av el är att skapa forum på lokal och regional nivå för aktörer att samverka. Inom ramen för ett sådant forum skulle användandet av tidsdifferentierade tariffer och dess fördelar sett till avhjälpande av lokal effektbrist kunna genomföras.

### Verkningsfullt?

#### Tydliggöra kommunens roll för balansering av elsystemet

Svk pekar också i sin senaste systemutvecklingsplan på att lokal kapacitetsbrist kan mildras av att öka lokal produktion eller minska förbrukning. Detta är särskilt aktuellt under timmar när efterfrågan är särskilt hög. Detta skulle då kunna upphandlas antingen via lokala flexibilitetsmarknader eller bilateralt. Detta, noterar SvK, bör ske med en långsiktighet i tillgängligheten och i vissa fall direkt styrning när ingrepp behövs vid drift. (Svenska kraftnät, 2021) WSP bedömer baserat på erfarenhet och dialog med branschaktörer att ett tydligare lokalt ansvar för balansering av elsystemet lokalt skulle stärka incitamenten att investera i topplastproduktion för att lösa lokal effektbrist.

WSP bedömer även att hindren som avser nätutbyggnad (markkonflikter och långa tillståndprocesser) kan mildras av åtgärden då lokala intressen ofta står i konflikt till nödvändig elnätsutbyggnad. Med en tydligare lokal involvering i balansering av elsystemet är det möjligt att hindren mildras.

#### Utöka antalet lokala elmarknader

Att verka för att fler lokala elmarknader skapas i de områden där effektbrist råder kan vara en mekanism för att säkerställa att det finns resurser för att hantera den lokala effektbalansen. Lokala flexibilitetsmarknader är ett potentiellt verktyg för att involvera fler lokala aktörer att bidra med flexibilitet och därmed ge lokala elnätsägare en resurs för att hantera effektbalansen utan att behöva investera i nätkapacitet.

#### Forum på lokal och regional nivå

För att förbättra kommunens möjlighet att styra tillförsel och användning bedömer WSP att forum på lokal och regional nivå kan bidra till den lokala involveringen i den lokala effektsituationen. Ett sådant forum skulle exempelvis kunna bidra genom att initiera åtgärder såsom Region Skånes effektkommission, som samlar centrala aktörer i regionen. Genom att ha frekvent utbyte mellan myndigheter, energiaktörer och näringsliv i en region kan aktörer bättre förstå behoven och agera gemensamt för att säkra framtida leveranssäkerhet lokalt och regionalt.

#### Informationsinsatser för användande av tidsdifferentierade tariffer

Idag regleras strukturen för elnätstariffer genom ellagen, där Ei meddelar föreskrifter om hur nättariffer bör utformas för att stödja ett effektivt nätutnyttjande. (se avsnitt 4.4.7) Att utforma effektiva tariffer som tar hänsyn till den nya verklighet som råder i elsystemet med ökat behov av efterfrågefleksibilitet är ett arbete som pågår hos Ei. Detta är ett komplicerat arbete som behöver ta hänsyn till flertalet faktorer och kostnadsdrivare hos inblandade aktörer.

Nättariffer *kan* redan idag vara tidsdifferentierade men det är idag inte allmänt utbrett. En åtgärd för att stimulera till mer efterfrågefleksibilitet och effektivare utnyttjande av nätet kan vara att stödja informationsinsatser kring tidsdifferentierade nättariffer för att få fler nätbolag att gå över till att erbjuda dessa, samt att fler elanvändare också väljer denna typ av tariffsättning. Som tidigare nämns under hindret som benämns *Oodynamisk prissättning på el* erbjuder Vattenfall Eldistribution idag tidstariffer för alla kunder på sina lokala nät, men betonar vikten av aktiv kundkommunikation och marknadsföring för dessa eftersom endast en bråkdel av kunderna använder den idag. Detta bör kompletteras med att säkerställa att timvis avläsning sker vid mätpunkterna. En sådan informationsinsats skulle kunna ske inom ramen för en effektkommission som nämnts ovan, eller genom ytterligare informationsinsatser.

Det finns risker med tidsdifferentierade tariffer, inte minst att de riskerar att stimulera till ökat effektuttag under låglasttimmar och även risk för större effektsprång vid skiften mellan timmar med hög och låg last. Detta är effekter som bör utredas innan informationsinsatser görs för främjande av tidsdifferentierade tariffer.

#### **Kostnadseffektivt?**

Det bedöms innebära en jämförelsevis låg kostnad att nyttja forum till att nå ut med ytterligare information. Under förutsättning att rådgivningen leder till att åtgärder vidtas för att minska risken för lokal effektbrist kan styrmedlet bedömas vara kostnadseffektivt.

En möjlig nackdel med förslaget att ge verktyg för lokala aktörer att ha mer ansvar för den lokala effektsituationen är att detta sker i en större kontext med stamnätsägare och regionnät och komplexa samband mellan dessa gör att det är outrett om ett lokalt balansinitiativ ger de effekter som avses. Det kan också vara så att lokalt utbyte redan sker i lokala elmarknader.

Ei ansvarar för att utreda hur nättariffer bör utformas för att stödja ett effektivt nättutnyttjande, detta är ett pågående arbete. Det är möjligt att användning av en tidsdifferentierad tariff eventuellt kan medföra kostnader relaterat till mätning som krävs för tariffen, som kunden förhoppningsvis kan tjäna in genom





att vara mer flexibel i sin användning. (Linnarsson, et al., 2014) Detta kan potentiellt minska kostnadseffektiviteten för detta.

### Genomförbart?

Att skapa ett forum, likt effektkommissionen i Skåne, bör vara en åtgärd som utan större problem bör kunna genomföras. Inte minst då detta redan görs i områden som idag lider av effektbrist. Att använda sig av tidsdifferentierade nättariffer är redan idag möjligt, men innan informationsinsatser för främjande av denna övergång görs bör Ei:s utredning inväntas som ska utreda huruvida tidsdifferentierade nättariffer bör utformas för att stödja ett effektivt nätutnyttjande. Att använda tidsdifferentierade kan vara svårt eftersom det kräver mer av kunderna och nätföretagen, t.ex. genom tekniska lösningar som klarar av det och tillräcklig datainsamling för att kunna förutse när nätet kräver högre priser.

### Rekommendation

WSP rekommenderar att forum startas på lokal och regional nivå för att bidra till den lokala involveringen i den lokala effektsituationen. Inom ramen för ett sådant forum kan sedan utredningar genomföras avseende hur den aktuella regionen bör planera kring effektsituationen. Sådana forum bedömer WSP måste involvera både regionala och lokala nätägare för att ett lokalt balansinitiativ ger de effekter som avses. När ett sådant forum finns på plats bör andra informationsinsatser vara enklare att nå ut med, och om detta är informationsinsatser avseende tidsdifferentierade nättariffer eller inte får Ei:s utredning avseende tariffer för effektivt nätutnyttjande avgöra.

Främjande åtgärd	Påverkan	Balanseringslösning
<b>6.5.5 Stödinsatser för kartläggning, sanering och projektering av platser lämpliga för lagring</b>	<b>Stärka incitamenten för power-to-heat med värmelager eller möjliggöra pumpvattenkraft</b>	  <b>Pumpvattenkraft Värmelager</b>
<p>Att bidra med stödinsatser för kartläggning, sanering och projektering av lämpliga platser för lagerutrymmen som kan användas som antingen värmelager ihop med värmeproduktion, alternativt för pumpvattenkraftverk kan underlätta för aktörer som är intresserade av lösningarna att agera för att använda dessa lagerutrymmen. En sådan åtgärd skulle främst stärka incitamenten att investera i lösningar för balansering av elsystemet likt pumpvattenkraftverk och värmelager för power-to-heat. Styrmedlet stärker även incitament för kraftvärme vid normaldrift.</p> <p><u>De hinder som kan mildras:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Förutsätter geografiskt lämplig plats</li> </ul> <p><u>De incitament som kan stärkas:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Otillräckliga incitament till elproduktion (kraftvärme vid normaldrift)</li> <li>- Svaga incitament för power-to-heat</li> </ul>		

### Förtydligande av främjande åtgärd

Idag finns det för vissa lagringstekniker begränsat med geografiskt lämpliga platser för detta, lagringstekniker som skulle kunna möjliggöra ett större balanseringsbidrag till elsystemet. Detta avser främst värmelager eller pumpvattenkraftverk. För att dessa tekniker ska kunna utnyttjas effektivt och ekonomiskt lönsamt behövs lämpliga geografiska förutsättningar, som i fallet med värmelagret i Västerås där dess läge gör det relevant för Mälarenergi att använda. Se avsnitt 4.3.12 *Förutsätter geografiskt lämplig plats.*

En tänkbar åtgärd för att överbrygga denna typ av hinder kan vara att bidra med stödinsatser för kartläggning, sanering och projektering av lämpliga platser för lagerutrymmen som kan användas som antingen värmelager ihop med värmeproduktion, alternativt för pumpvattenkraftverk.

### ***Verkningsfullt?***

Att ge denna typ av stödinsats kan underlätta och stärka incitamenten för aktörer som är intresserade av att investera i pumpkraftverk eller värmelager för att balansera elsystemet genom power-to-heat (ev. kombinerat med kraftvärme) att agera för att använda dessa.

För värmelager är det möjligt att använda exempelvis uttjänta bergrum som tidigare använts för oljelager för att istället utgöra värmelager för fjärrvärmeproduktionen (ex. för att stärka incitamenten för power-to-heat, se avsnitt 4.4.2 *Svaga incitament för power-to-heat*.) Detta kräver dock i flera fall sanering av oljerester eller andra ämnen för att vara lämpligt. För pumpvattenkraften behövs ibland också sanering för att skapa lämpliga platser, så som tidigare beskrivits för återstarten av Juktan som pumpvattenkraftverk där lagringsutrymmet tidigare har använts som deponi för anrikningssand från Blaikengruvan vilket beskrivs i hindret *Förutsätter geografiskt lämplig plats*.

En tänkbar nackdel med detta är att det är outrett om dessa insatser skulle kunna överbrygga hindret tillräckligt, eftersom brist på geografiska platser fortfarande kvarstår.

### ***Kostnadseffektivt?***

Något som bör utredas är om det finns en risk att en stödinsats likt denna inte blir teknikneutral utan istället stödjer vissa produktionsslag, vilket riskerar att inte vara samhällsekonomiskt kostnadseffektivt.

### ***Genomförbart?***

Det skulle kunna, av politiska skäl, vara svårt att motivera att denna typ av åtgärd bör ske med riktat stöd om det kan göras med de resurser som finns tillgängliga hos de olika företaget. Det bör därför utredas huruvida företagen själva har dessa resurser eller om dess bidrag för balansering av elsystemet kan motivera en stödinsats.

### ***Rekommendation***

WSP bedömer att det bör genomföras djupare studier avseende i vilken utsträckning främst power-to-heat med värmelager är en lösning som bör premieras för balansering av elsystemet.

Främjande åtgärd	Påverkan	Balanseringslösning	Påverkan på utsläpp
<b>6.5.6 Effektpremie</b>	<b>Kan öka investering i fossilfria och planerbara anläggningar och anläggningar för topplast</b>	<b>Planerbara kraftslag</b>	<b>Lokalt ökade utsläpp av växthusgaser och luftföroreningar</b>
<p>Ett styrmedel som kan användas för att främja planerbar elproduktion är en "effektpremie". En avgift tas ut från kvotpliktiga elkonsumenter och fördelas sedan till producenter utifrån en bestämd tillgänglighetsfaktor. Styrmedlet avser främja ökad installerad lokal effekt (W). Styrmedlet stärker även incitament för kraftvärme vid normaldrift.</p> <p><u>De hinder som kan mildras:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Osäkerhet om elpriser och drifttider</li> </ul> <p><u>De incitament som kan stärkas:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Svaga incitament för utbyggnad och uppgradering av vattenkraft</li> <li>- Otillräckliga incitament till elproduktion (kraftvärme vid normaldrift)</li> <li>- Saknas långsiktigt ansvar för investering i topplastproduktion</li> <li>- Odynamisk prissättning på el</li> <li>- Stöd till andra förnybara kraftslag (kraftvärme vid normaldrift)</li> </ul>			

### Förtydligande av främjande åtgärd

Kraftvärmens bidrag till elsystemet i form av att vara planerbar är inget som premieras idag. Genom att introducera ett styrmedel, exempelvis en effektpremie, till anläggningar som kan bidra med detta hade det blivit mer lönsamt för aktörer inom området att fortsätta investera i och driva planerbara kraftslag.

#### Verkningsfullt?

En nationell effektpremie som täcker alla anläggningar i Sverige kan bidra med att säkerhetsställa att planerbar kraftproduktion finns i landet. Dessvärre är ett hinder idag flaskhalsar i transmissionsnätet, vilket medför att kapacitet inte kan ses som en nationell tillgång. Planerbar elproduktion bör snarare ses som en lokal tillgång så länge den nationella överföringskapaciteten är begränsad. Effektpremie kan istället utformas så att den bidrar med lokala incitament till elproduktion, där behovet finns. Detta förutsätter att effektpremien då specificeras till dessa områden. Ett alternativ är således att effektpremien bestäms på regional nivå, baserat på regionens effektsituation. Exempelvis bör Stockholmsområdet ha en hög effektpremie för att ge incitament till investeringar i elproduktion inom området.

Utöver att en effektpremie premierar planerbar fossilfri kraft kan den även ses som en motvikt till stöden som gynnar intermittent elproduktion i form av vind- och solkraft.

Genom att premiera förnybar, planerbar kraft inom SE3 och SE4 är en trolig konsekvens att det investeras mer i kraftslag som har dessa egenskaper. Eftersom utbyggnad av vattenkraft och kärnkraft är osannolikt bedöms kraftvärme samt kondenskraft och gasturbiner som drivs på förnybart bränsle vara de kraftslag som gynnas mest av ett sådan styrmedel.

### **Kostnadseffektivt?**

Avseende finansiering av effektpremien finns en mängd olika alternativ. Ett alternativ är att låta intermittenta elproducenter betala en avgift som går till effektpremier. Detta alternativ medför dock en kostnadsökning för bland annat vind- och solkraft. Det kan även uppstå lokal obalans; vem betalar om ingen intermittent elproduktion finns inom regionen? Ett annat alternativ är att låta nätägaren betala, och sedan föra kostnaden vidare till slutkonsumenten. Detta skapar incitament för aktörer verksamma i regioner med effektbrist att minska elkonsumtionen. Samtidigt innebär det ingen kostnadsökning för vind- och solkraft.

### **Föreslagen utformning av en aktör inom branschen**

Stockholm Exergi har själva skissat på hur en effektpremie skulle kunna utformas för att den ska premiera de kraftslag som kan bistå med el när det verkligen behövs. Principen bakom deras förslag till effektpremien är följande:

- Premien till elproduktion i elprisområde 3 och 4.
- Premien anges i kronor per installerad eleffekt (kr/MW)
- Tilldelningen viktas i förhållande till respektive kraftslags förmåga att producera el när effektbalansen i kraftsystemet är ansträngd. Som viktningsfaktor använde de tillgänglighetsfaktorer som Svk använder i rapporten *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden*.
- Premien finansieras via en avgift, 3 öre/kWh, som tas ut av de elkonsumenter som är kvotpliktiga i elcertifikatsystemet.

Resultatet från införandet av denna variant på effektpremie och följande utbetalningar till respektive kraftslag i SE3 och SE4 finns i Tabell 24.

**Tabell 24. Resultat av Stockholm exergis föreslagna effektpremie**

<b>Kraftslag</b>	<b>Installerad effekt (SE3)</b>	<b>Installerad effekt (SE4)</b>	<b>Tillgänglighetsfaktor</b>	<b>Premie [kr/MW]</b>	<b>Total utbetalning [Mkr]</b>
Vattenkraft	2 583	345	0,82	157 022	460
Kärnkraft	6 844	0	0,9	172 341	1 180
Vindkraft	3 208	1 937	0,09	17 234	89
Gasturbiner + övrigt	1 043	527	0,9	172 341	271
Kondens	243	662	0,9	172 241	156
Kraftvärme (fjärrvärme)	2 263	468	0,765	146 490	400
Kraftvärme (industri)	586	407	0,765	146 490	145
Solkraft	705	337	0	0	0
<b>Totalt</b>	<b>17 475</b>	<b>4 683</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2 701</b>

Denna utformning innebär att de kraftslag som kan bidra med mest effekt vid behov (i enlighet med tillgänglighetsfaktorerna) är de kraftslag som får störst effektpremie. I enlighet med detta resonemang är det kärnkraften som premieras mest av styrmedlet. Teknikneutrala styrmedel är något som branschen genomgående förespråkar, men att premiera kärnkraften kan vara kontroversiellt. Samtidigt tar denna premie inte hänsyn till vilket bränsle som används eller hur mycket utsläpp respektive kraftslag motsvarar.

Stockholm Exergis förslag till effektpremie skulle därmed kunna modifieras till att exempelvis enbart innehålla kraftslag som drivs med förnybart bränsle. Alternativt vikta efter andel förnybart bränsle. På detta sätt kan därmed styrmedlet styra mot att investera i kraftslag som både bidrar med planerbar produktion, samt förnybar elproduktion.

## **Genomförbart?**

Behovet av en effektpremie är något som även påpekades av de intervjuade kraftvärmeaktörerna, där exempelvis Stockholm Exergi nämner att en "Effektpremie hade kunnat användas för att göra det mer lönt att köra fossilfria kraftvärmeanläggningar, vilket i sig hade kunnat minska användningen av fossila anläggningar". Denna logik förutsätter dock att effektpremien bara erhålls till anläggningar som drivs på fossilfria (eller förnybara) bränslen (Stockholm Exergi, 2021).

En omfattande utredning behöver genomföras för att formulera detaljerna i en eventuell effektpremie. Dessutom finns en risk att EU:s statsstödsregler påverkar hur styrmedlet kan formuleras.

## **Rekommendation**

WSP föreslår att effektpremier utreds vidare som styrmedel. Som utgångspunkt kan de förslag som Stockholm Exergi formulerat användas. Ett alternativ för att inte gynna fossil elproduktion är att låta premien endast gå till förnybar produktion alternativt baseras på andelen förnybart bränsle. Premien bör erhållas årligen för att kontinuerligt främja tillgänglig effekt. WSP föreslår även att avgiften finansieras av konsumenterna inom respektive elområde. Avgiften behöver således inte vara lika för konsumenterna i olika elområden. Detta skulle, förutom att premiera kraftvärmen som planerbar, även premiera andra kraftslag så som exempelvis gasturbiner och kondenskraftverk förutsatt att de drivs med förnybara bränslen.

## **Utsläpp**

Åtgärden förväntas öka incitament för planerbar elproduktion, och minska incitament till intermittent elproduktion. Beroende på utformning kan även ökade incitament till förnybar elproduktion ges. Kraftslag som relativt sett gynnas inkluderar förnybar kraftvärme, kondenskraft, gasturbiner och vattenkraft. De relativa förlorarna är solkraft och vindkraft.

Förbränning av biobränslen innebär inte ett ökat nettoutsläpp av växthusgaser, sett till bränslets livscykel. Importeras biomassan ökar dock lokala utsläpp av biogen CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> och partiklar. Solkraft och vindkraft medför däremot inga lokala utsläpp vid drift och relativt små utsläpp sett till livscykeln. Att med denna effektpremie styra mot mer kraftvärme/gasturbiner/kondenskraft kan därav innebära ökade lokala utsläpp om biobränslen importeras.

En ökad andel förnybar kraftvärme, gasturbiner och kondenskraft innebär färre tillfällen när Sverige måste använda sin fossila effektreserv eller importera fossil el. Globalt (och så länge fossil effektreserv används inom Sverige även lokalt) kan därmed denna effektpremie leda till minskade utsläpp.

Sammanfattningsvis förväntas denna effektpremie leda till mer investeringar i fossilfri kraftvärme, gasturbiner och kondenskraft. Hur påverkan på lokala utsläpp förändras är beroende av de bränslen som används och vilka kraftslag de ersätter.

Främjande åtgärd	Påverkan	Balanseringslösning	Påverkan på utsläpp
<b>6.5.7 Kapacitetsmarknad</b>	<b>Kan stärka incitament att investera i fossilfria planerbara anläggning</b>	<b>Fossilfria och planerbara kraftverk</b>	<b>Lokalt ökade utsläpp av växthusgaser och luftföroreningar</b>
<p>Att komplettera elmarknaden med en kapacitetsmarknad där producenter får betalt för garanterbar effekt är ett sätt att premiera planerbar elproduktion samt säkerställa att tillräcklig kapacitet finns. Denna skulle kunna utformas för också att inkludera användarflexibilitet. Åtgärden avser att stimulera ökad installerad effekt (W). Styrmedlet stärker även incitament för kraftvärme vid normaldrift.</p> <p><u>De hinder som kan mildras:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Osäkerhet om elpriser och drifttider</li> </ul> <p><u>De incitament som kan stärkas:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Svaga incitament för utbyggnad och uppgradering av vattenkraft</li> <li>- Otillräckliga incitament till elproduktion (kraftvärme vid normaldrift)</li> <li>- Saknas långsiktigt ansvar för investering i topplastproduktion</li> <li>- Stöd till andra förnybara kraftslag (kraftvärme vid normaldrift)</li> </ul>			

### Förtydligande av främjande åtgärd

På dagens energy-only-marknad betalar konsumenter endast för mängden el som används. Priset bestäms av marginalkostnaden för den sista upphandlade kilowattimmen. Majoriteten av marginalkostnaden utgörs vanligtvis av bränslekostnad (exempelvis olja, kärnbränsle, biobränsle). Eftersom vind- och solkraft inte har någon bränslekostnad får dessa tekniker därmed väldigt låga marginalkostnader vilket bidrar till att pressa ner elpriset (IVA, 2016). Energislag med högre marginalkostnader (exempelvis kraftvärme) får därmed färre timmar med lönsam elproduktion, vilket påverkar den totala lönsamheten för aktörerna.

Utöver energy-only-marknaden finns även en marknad för effektreserv och stödtjänster. Kraftvärmeverk exempelvis har svårt att delta som effektreserv eller med frekvensreglering då det behövs ett värmebehov för att motivera elproduktion i dagsläget. Att producera el utan värmebehov betyder att stora mängder energi måste spillas. Kraftvärme är dessutom inte lämpad för intermittent drift då det ökar slitaget på teknisk utrustning.

WSP bedömer att tillgänglig kapacitet bör tas större hänsyn till och ges mer betalt för i utformningen av olika marknadsplatser, exempelvis genom ersättning av garanterad tillgänglig effekt.

### Verkningsfullt?

Med ett större beaktande av tillgänglig kapacitet vid utformning av marknader kan tillräcklig kapacitet säkras för en relativt lång tidperiod framöver. Grundkonceptet är att aktörer ges ekonomisk extra ersättning för den planerbara effekt de kan garantera, utöver intäkterna från elförsäljningen på energy-only-marknaden. Den exakta utformningen av en kapacitetsmarknad behöver utredas vidare. Eftersom kraftvärmeverk har planerbar elproduktion betyder det att deltagande på en kapacitetsmarknad är möjlig. Detta kan ge ökad lönsamhet och incitament att investera i kraftvärme över hetvattenpannor.

### Genomförbart?

Andra länder såsom Frankrike, Litauen och tidigare nämnda Storbritannien har infört kapacitetsmarknad. (WSP, 2021b) En fallstudie om Storbritanniens kapacitetsmarknad finns att läsa

nedan. Införande av kapacitetsmarknad kommer dock innebära ett stort arbete och kräva mycket resurser.

Den Europeiska Kommissionens förordning 2017/2195 den 23/11 – 2017 fastställer riktlinjer för balanshållning avseende el. Denna föreskriver rätten för TSO:er att upprätta marknader för balanskapacitet. De nordiska TSO:erna har därför tagit fram ett förslag (godkänt av ACER augusti 2020) för en kapacitetsmarknad för aFRR. Detta är en av grundpelarna i utvecklingen av den nordiska balanseringsmodellen (NBM) (Svenska kraftnät, 2021). En gemensam nordisk marknad kan underlätta för TSO:er genom att bredda handel med aFRR – resurser. (Svenska kraftnät, 2021g)

#### Fallstudie: Storbritanniens kapacitetsmarknad

Storbritannien har en kapacitetsmarknad i tillägg till den vanliga energimarknaden och balansmarknaden. Syftet är att behålla befintlig produktion vid fallande marginalpriser och behålla leveranssäkerhet. Historiskt har främst naturgas gynnats men även kol- och kärnkraft är berättigad kapacitetsbetalningar (IVA, 2016). Marknaden bygger på att aktörer med planerbar energiproduktion erbjuder sin kapacitet till ett pris per kW. Nätansvarig accepterar bud för att säkerställa tillräcklig kapacitet under den kommande året. Om effektbehov beräknas uppstå meddelas producenten normalt fyra timmar i förväg och har därmed tid att säkerställa att överkommen effekt levereras. Aktören är således inte skyldig att öka produktionen vid effektbehov, om redan den erbjudna effekten levereras. Det medför att även anläggningar som normalt producerar full effekt kan delta på marknaden. Oavsett om kapaciteten används eller ej erhåller producenten den förbestämda ersättningen. Denna ersättning kompletterar intäkterna från den vanliga energy-only-marknaden och ökar därmed lönsamheten för planerbar energiproduktion. Utöver elproducenter kan även flexibla elkonsumenter delta, då med en minskning av effektuttag vid behov.

Kontrakt skrivs normalt om ett år, men upp till 15 år kan ges till nybyggda anläggningar. Detta för att ge incitament till nyinvesteringar. Anläggningar verksamma på balansmarknaden tillåts inte delta på kapacitetsmarknaden (Engie, u.d.)

#### **Kostnadseffektivt?**

En kapacitetsmarknad har potentialen att kostnadseffektivt lösa effektproblematik. Det är dock relativt kostsamt att införa den här typen av åtgärder eftersom det kräver djupa analyser och då Sverige dessutom samarbetar med de Nordiska TSO:erna så är arbetet tidskrävande och omfattande. Om åtgärden har den effekt som önskas så kan den ändå vara kostnadseffektiv.

#### **Rekommendation**

WSP föreslår att möjligheten att införa kapacitetsmarknad i Sverige utreds, där även producenter som normalt producerar full effekt kan delta. En bra utgångspunkt kan vara den modell som finns i Storbritannien, med undantaget att endast fossilfri alternativt förnybar elproduktion tillåts delta. Detta för att undvika att stärka incitament för fossil elproduktion, vilket skett i Storbritannien. Det bör även finnas incitament för att premiera kapacitet i områden med effektbrist. Exempelvis kan en kapacitetsmarknad per elområde utredas.

#### **Utsläpp**

Likt 6.5.6 *Effektprämie* gynnar en kapacitetsmarknad planerbar (och eventuellt förnybar) elproduktion. Andra kraftslag som kan tänkas premieras om de drivs på fossilfria bränslen är gasturbiner och kondenskraftverk. Vindkraft och solkraft missgynnas relativt sett. Enligt samma resonemang som under 6.5.6 *Effektprämie* är förändringen av utsläpp beroende av de bränslen som används och vilka kraftslag de ersätter.



## 7 SLUTSATSER

I rapporten presenteras WSP:s analys av potentialen till 2040 för olika lösningar för balansering i elsystemet samt kraftvärmens förutsättningar under normaldrift. Nedan avsnitt summerar de insikter som arbetet resulterat i, ett arbete som kan ses som ett kunskapsunderlag för vidare fördjupade analyser.

Analyser har genomförts mot bakgrund av den förväntat kraftigt ökande elanvändningen till år 2040. Drivkrafterna för detta är framförallt en förväntad elektrifiering av industrin kombinerat med en ökad elanvändning hos elanvändare samt inom transportsektorn. Inom industrin förväntas ett kraftigt ökat behov av el, inte minst då tunga industrier söker vägar att minska sina utsläpp. Projekt likt Hybrit och H2 Green Steel bedöms efterfråga stora mängder el vilket också påverkar möjligheten och behovet att balansera elsystemet. Ökad elektrifiering hos hushållen visar sig genom fler eldrivna applikationer, där framförallt elfordon förväntas bidra till ökade effekttoppar. Detta ställer ytterligare krav på balansering, då lastprofilen över dygnet förväntas förändras på grund av detta. Ett kraftigt ökat elbehov är i linje med Svk:s långsiktiga marknadsanalys där samtliga scenarier som analyseras utgår från en ökad elanvändning i framtiden. Framöver förväntas också andelen icke planerbar elproduktion öka, vilket driver behovet av att hitta effektiva sätt att balansera elsystemet. Marknadsmekanismer och teknikutveckling för olika lösningar och kraftslag påverkar i hög grad hur stor dess potential kan bli för balansering till år 2040 varför WSP:s bedömning bör ses som **trolig**.

### *Kraftvärme vid normaldrift*

WSP gör bedömningen att kraftvärme är en viktig del av ett hållbart energisystem. Fördelarna med kraftvärme inkluderar bland annat planerbar elproduktion, elproduktion i närhet till konsumtion, effektiv resurshantering av ej återvinnbart avfall och tillvaratagande av spillvärme. På grund av dessa fördelar ses kraftvärme som en möjliggörare till annan förnybar elproduktion, såsom sol- och vindkraft. Om kraftvärmens av någon anledning skulle fasas ut finns risk att ett importberoende av fossil el uppkommer. Därför ser WSP ett behov av långsiktiga investeringar i modern kraftvärme. De föreslagna styrmedlen som återfinns i rapporten ämnar främja sådana.

### *Balansering*

WSP bedömer att vattenkraften fortsatt kommer att vara central för att hantera balanseringen av elsystemet – historiskt har denna hanterat nästan all balansering av elsystemet och kan med reservoarer hantera balansering över alla tidsskalor. Däremot kommer andra balanseringsresurser bli allt mer viktiga när elanvändningen ökar och kärnkraften minskar. Miljöprövningen av framtida vattenkraft utgör en stor osäkerhetsfaktor för dess förmåga att balansera, givet att det skulle innebära minskade tillåtna vattenflöden i kraftverken. Denna typ av utmaning bedöms som svår att direkt avhjälpa med styrmedel, men hänger tätt ihop med den politiska långsiktighet som möjliggör insatser för att främja balansering av elsystemet i framtiden med låga utsläpp.

En osäkerhetsfaktor är kärnkraftens framtidsutsikter. Kärnkraftens potential till år 2040 påverkar behovet av balansering från andra resurser. Exempelvis om kärnkraften fasas ut och när elanvändningen ökar som förutspått utmanas vattenkraftens potential för balansering då denna kommer behöva hantera baslast i systemet i större utsträckning.

När elanvändningen ökar blir förmågan till efterfrågeflexibilitet allt mer avgörande – både i industri, i hushåll, med elbilar (V2G/G2V) och inom servicesektorn. För detta bedöms timpriser vara en möjliggörare, eftersom det tydliggör prissignaler till användarna. Dock kan det medföra ökade kostnader för slutanvändarna, men utgångspunkten för analysen har varit att hitta sätt att balansera elsystemet med låga utsläpp och inte explicit fokusera på timpriserna för användarna.

## 7.1 STYRMEDELSANALYSEN

Möjliga styrmedel för att överbrygga de hinder som finns för olika kraftslag och lösningar för balansering har översiktligt utvärderats, men givetvis finns flertalet inbördes beroenden och olika intressen som påverkar utfallet av olika åtgärder. Vissa styrmedel påverkar mekanismer på elmarknaden, och kan därför få konsekvenser för fler kraftslag. Att införa fler elprisområden är ett exempel, vilket sannolikt får stora konsekvenser för alla aktörer på elmarknaden. Styrmedlet bedöms dock främst mildra en tydlig problematik för kraftvärmen. Samtliga styrmedel bör betraktas som förslag på hur en mekanism kan införas som kan avhjälpa en problematik. I samtliga fall förutsätts att fördjupade utredningar bör göras för att analysera effekterna av dessa i detalj. En ansats till att bedöma styrmedlens påverkan har gjorts, med utgångspunkt i dess påverkan i förhållande till kostnad och möjlighet att genomföra. Detta summeras i Tabell 25 där styrmedel för kraftvärmens normaldrift skiljs från styrmedel för balansering av elsystemet. Tabellen anger en bedömning av styrmedlens påverkan utifrån parametrarna: *verkningsfullt*, *kostnad* och *genomförbarhet*. De inbördes beroenden som finns mellan olika styrmedel tas upp i avsnittet som följer tabellen. Exempelvis är politisk långsiktighet en mekanism överordnad övriga styrmedel och beroende på politiska signaler påverkas effektiviteten hos övriga styrmedel.

Tabell 25. Summering av potentiella styrmedel.

Avsnitt	Styrmedel	Verkningsfullt	Kostnad	Genomförbarhet
<b>Styrmedel för kraftvärme vid normaldrift</b>				
6.4.1	Politisk långsiktighet	Hög	Hög	Medel
6.4.2	Fjärrvärmefrämjande byggregler <i>Förutom kraftvärme påverkar styrmedlet Efterfrågeflexibilitet (balanseringslösning)</i>	Hög	Medel	Medel
6.4.3	Fler elprisområden <i>Förutom kraftvärme påverkar styrmedlet Efterfrågeflexibilitet (balanseringslösning)</i>	Hög	Hög	Låg
6.4.4	Förändrad avfallsbeskattning	Medel	Medel	Medel
6.4.5	Likriktning för avfallsförbränning från EU ETS	Låg	Exkludering – Låg Inkludering – Hög	Exkludering – Hög Inkludering – Låg
6.4.7	Förändrad skatt på bioolja <i>Förutom kraftvärme vid normaldrift påverkar styrmedlet kraftvärme som balanseringslösning</i>	Hög	Medel*	Medel*
6.4.6	Ökad kväveoxidavgift	Medel	Låg	Hög
<b>Styrmedel för balanseringslösningar</b>				
6.5.1	Översyn av skatten på el (elskatt)	Medel	Medel	Medel
6.5.2	Inkludera V2G i undantag för skatt på el	Hög	Medel	Hög
6.5.3	Ställ krav på investeringsstöd/ subvention att inkludera V2G, och ge möjlighet till skattesubvention för styrutrustning som möjliggör efterfrågeflexibilitet	Hög	Låg	Medel
6.5.4	Tydliggöra kommunens/ regionens roll och öka lokal involvering i balansering av elsystemet	Medel	Låg	Hög
6.5.5	Stödinsatser för kartläggning, sanering och projektering av platser lämpliga för lagring <i>Styrmedlet påverkar även kraftvärme vid normaldrift</i>	Låg	Hög	Låg
6.5.6	Effektpremie <i>Styrmedlet påverkar även kraftvärme vid normaldrift</i>	Hög	Hög	Medel
6.5.7	Kapacitetsmarknad <i>Styrmedlet påverkar även kraftvärme vid normaldrift</i>	Hög	Hög	Låg

\*Beror på vad som är tillåtet enligt Europeiska kommissionens riktlinjer för statligt stöd till miljöskydd och energi

Så som nämns inledningsvis är styrmedlet politisk långsiktighet överordnat andra styrmedel, och de beslut som tas inom politiken avgör beroendet av övriga styrmedel. En annan viktig aspekt är den förväntade ökade elanvändningen i Sverige vilken i föreliggande analys av styrmedelsbehov antas införlivas.

### 7.1.1 Styrmedel för kraftvärme vid normaldrift

**Politisk långsiktighet** är viktigt för att investeringar i effektivare och miljövänligare tekniker ska genomföras. Intervjuade kraftvärmeaktörer upplever en politisk otydlighet som försvårar investeringsbeslut. WSP rekommenderar därför att långsiktighet och tydlighet mot branschen bör genomsyra samtliga politiska beslut som tas.

**Fjärrvärmefrämjande byggregler** kan öka efterfrågan på fjärrvärme. Kombinerat med något av de styrmedlen som främjar planerbar eller lokal elproduktion –**Fler elprisområden, Effektpremie** eller **Kapacitetsmarknad**– kan incitamenten till att investera i kraftvärme öka. Dessa är relativt omfattande åtgärder, men kan ge stora incitament för kraftvärme.

Behovet av **Förändrad avfallsbeskattning** finns då skatten inte ger önskad effekt (om ökad återvinning) utan istället endast blivit en utgift för kraftvärmeverk och avfallsleverantörer. Något som intervjuade kraftvärmeaktörer finner obefogat. En ytterligare utgift för avfallsförbränningsanläggningar är dess inkludering i EU ETS. En **Likriktning för avfallsförbränning från EU ETS** hade främjat svenska kraftvärmeverks konkurrenskraft ur ett europeiskt perspektiv. Att exkludera svenska avfallsförbrännare bedöms vara genomförbart då övervägande antalet EU-länder redan har avfallsförbränning exkluderat. Att påverka EU-direktiv till att inkludera avfallsförbränning bedöms svårare.

**Förändrad skatt på bioolja** hade, om genomförbart enligt EU:s statsstödsregler, förenklat kraftvärmesektorns utfasning av fossila bränslen, och därmed bidragit till minskade utsläpp. I den mån det är genomförbart kan detta vara ett verkningsfullt styrmedel. En annan metod för att minska kraftvärmens utsläpp är **Ökad kväveoxidavgift**. Styrmedlet finns redan och är uppskattat utav kraftvärmebranschen. En ökning av avgiften förväntas ge ytterligare incitament till utsläppminskande investeringar.

### 7.1.2 Styrmedel för balanseringslösningar

De två styrmedlen 1) **Inkludera V2G i undantag för skatt på el** och 2) **Ställ krav på investeringsstöd/ subvention att inkludera V2G, och ge möjlighet till skattesubvention för styrutrustning som möjliggör efterfrågefleksibilitet** är styrmedel som stärker incitamenten och mildrar hindren för att delta med efterfrågefleksibilitet genom V2G. WSP bedömer att båda åtgärderna är verkningsfulla, med relativt låg kostnad och relativt hög genomförbarhet. Styrmedlen bör dessutom gå att kombinera.

Att **Tydliggöra kommunens/ regionens roll och öka lokal involvering i balansering av elsystemet** är ett styrmedel som WSP bedömer bör kunna implementeras inom en snar framtid, särskilt avseende informationsinsatser och upprättande av forum på lokal och regional nivå. Styrmedlet bedöms i denna första översiktliga genomgång ha en hög genomförbarhet med låga kostnader.

**Översyn av skatten på el (elskatt)** är däremot ett styrmedel som WSP bedömer behöver utredas vidare för att förbättra förslaget om hur skatten bör förändras för att ha önskvärd effekt. En översyn av skatten kan ha stora effekter på priser för slutanvändaren och därmed dess användning, men det finns flera mål att ta hänsyn till för denna, inte minst att det i dagsläget är en fiskal skatt vilket i hög utsträckning påverkar hur den är utformad.

Styrmedlen **Effektpremie** och **Kapacitetsmarknad** bedömer WSP kan vara verkningsfulla, men kostnaden och genomförbarheten kan försvåra implementeringen. WSP bedömer att både införande

av kapacitetsmarknad och effektpremie bör utredas vidare för att, utan ett större importberoende eller risk för kapacitetsbrist, möjliggöra balansering av elsystemet med låga utsläpp till 2040.

**Stödinsatser för kartläggning, sanering och projektering av platser lämpliga för lagring** ett styrmedel som WSP bedömer inte bör genomföras i dagsläget då det behövs fler utredningar innan en sådan åtgärd bör premieras, samt att det inte finns stöd i litteratur att power-to-heat med värmelager är en lösning som bör premieras.

## 8 REFERENSER

Ajaxson, P., 2021. *Karlstads Energi och Bioshare i nytt demoprojekt*. [Online]  
Available at: <https://www.karlstadsenergi.se/nyheter/karlstads-energi-och-bioshare-i-nytt-demoprojekt/>  
[Använd 11 11 2021].

Aktörsportalen, S., 2021. *Aktörsportalen*. [Online]  
Available at: <https://www.svk.se/aktorsportalen/systemdrift-elmarknad/information-om-stodtjanster/>

Alingsås Energi, 2021. [Intervju] (29 9 2021).

Avfall Sverige, 2011. *Nationell kartläggning av plockanalyser av hushållens kärll och säckavfall, , rapport U2011:04, .* u.o.:Avfall Sverige.

Avfall Sverige, 2021. *2020a*. [Online]  
Available at: <https://www.avfallsverige.se/kunskapsbanken/avfallsstatistik/hushallsavfall/>  
[Använd 17 11 2021].

Avfall Sverige, 2021. *Klimatpaket avgörande för svensk energiåtervinning*. [Online]  
Available at: <https://www.avfallsverige.se/aktuellt/nyhetsarkiv/artikel/klimatpaket-avgorande-for-svensk-energiatervinning/>

Badano, A., Gåverud, H. & Zetterberg, P., 2016. *Elkunders möjlighet till flexibel elanvändning*, u.o.: SWECO.

Bioenergitidningen, 2020. *Biokraft 2020*. [Online]  
Available at: <https://bioenergitidningen.se/app/uploads/sites/2/2020/11/Biokraftkartan2020.pdf>  
[Använd 8 September 2021].

Bladh, J., 2016. *VATTENKRAFTENS FÖRMÅGA ATT*. [Online]  
Available at: [http://www.nepp.se/etapp1/pdf/Bladh\\_vattenkraftens.pdf](http://www.nepp.se/etapp1/pdf/Bladh_vattenkraftens.pdf)  
[Använd 1 11 2021].

Boverket, 2020. *Boverkets byggregler (2011:6) – föreskrifter och allmänna råd, BBR*, u.o.: u.n.

Boverket, 2020. *Utveckling av regler om klimatdeklaration av byggnader - förslag på färdplan och gränsvärden*, u.o.: u.n.

Boverket, 2021. *Stöd för hyresbostäder och bostäder för studerande*. [Online]  
Available at: <https://www.boverket.se/sv/bidrag--garantier/stod-for-hyresbostader-och-bostader-for-studerande/>  
[Använd 23 November 2021].

Boverket, 2021. *Stöd till energieffektivisering i flerbostadshus*. [Online]  
Available at: <https://www.boverket.se/sv/bidrag--garantier/stod-till-energieffektivisering-i-flerbostadshus/>  
[Använd 23 November 2021].

Demos, 2003. *Carrots, sticks and sermons;*, u.o.: Defra.

Dyab, L. o.a., 2021. *Sektorkoppling för ett mer effektivt energisystem*, u.o.: Energiforsk.

Ekbo, T., Gavelius, M. & Rudberg, J., 2021. *Styrmedel för nya svenska biodrivmedel*, u.o.: Svebio.

Ekonomifakta, 2021. [Online]  
Available at: <https://www.ekonomifakta.se/fakta/energi/energibalans-internationellt/elproduktion-med->

fossila-branslen/

[Använd 14 Oktober 2021].

Ellevio, 2021. *Lokal elproduktion räddade Stockholmsvintern*. [Online]

Available at: <https://www.ellevio.se/om-oss/Pressrum/newsroom/2021/mars/lokal-elproduktion-raddade-stockholmsvintern/>

Energiforsk, 2021. *Att kvantifiera storleken på marknaden för icke frekvensreglerande stödtjänster*, u.o.: Energiforsk.

Energiföretagen Sverige, 2017. *Tidslinje för storskalig bio-CCS*, u.o.: u.n.

Energiföretagen Sverige, 2018. En tredjedel av kraftvärmens hotas av nedläggning. *Tidningen ENERGI*, [http://www.e-magin.se/paper/j9p3c69h/paper/27#/paper/j9p3c69h/28\(4\)](http://www.e-magin.se/paper/j9p3c69h/paper/27#/paper/j9p3c69h/28(4)), pp. 27-28.

Energiföretagen Sverige, 2020a. *Boverket favoriserar energislag*. [Online]

Available at: <https://www.energiforetagen.se/pressrum/debattartiklar/2018/boverket-favoriserar-energislag/>

[Använd 26 Oktober 2021].

Energiföretagen Sverige, 2020b. *Elcertifikatsystemet*. [Online]

Available at: <https://www.energiforetagen.se/energifakta/elsystemet/elhandel/elcertifikatsystemet/>

Energiföretagen Sverige, 2020. *Nya viktningsfaktorer i byggreglerna från 1 september*. [Online]

Available at: <https://www.energiforetagen.se/medlemsnyheter/2020/juni/nya-viktningsfaktorer-i-byggreglerna-fran-1-september/>

[Använd 26 Oktober 2021].

Energiföretagen Sverige, 2021. [Intervju] (15 9 2021).

Energiföretagen Sverige, 2021a. *energitillförsel-2020*. [Online]

Available at: <https://www.energiforetagen.se/statistik/fjarrvarmestatik/tillford-energi/>

[Använd 23 11 2021].

Energiföretagen Sverige, 2021. *Energiföretagen begär skattebefrielse för bioolja för uppvärmning*. [Online]

Available at: <https://www.energiforetagen.se/pressrum/nyheter/2021/april/energiforetagen-begar-skattebefrielse-for-bioolja-for-uppvarmning/>

[Använd 28 Oktober 2021].

Energiföretagen, 2021b. *Välkommet besked från riksdagen angående omprövning av vattenkraften*. [Online]

Available at: <https://www.energiforetagen.se/pressrum/nyheter/2021/september/valkommet-tillkannagivande-fran-riksdagen-angaende-omprovning-av-vattenkraften/>

[Använd 23 11 2021].

Energiföretagen, 2021. *Fjärrvärmeleveranser*. [Online]

Available at: <https://www.energiforetagen.se/statistik/fjarrvarmestatik/fjarrvarmeleveranser/>

[Använd 2021 12 7].

Energi, G., 2019. *Miljörapport 2019 - Rya Kraftvärmeverk*, Göteborg : Göteborg Energi.

Energigas Sverige, 2021. *Statistik om biogas*, u.o.: u.n.

Energimarknadsbyrån, 2020. *Elräkningen*. [Online]

Available at: <https://www.energimarknadsbyran.se/el/dina-avtal-och-kostnader/elrakningen/>

[Använd 23 11 2021].

Energimarknadsinspektionen, 2021. *Elnätstariffer - Statusrapport från teori mot verklighet*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen.

Energimarknadsinspektionen, 2016. *Åtgärder för ökad efterfrågeflexibilitet*, Eskilstuna: u.n.

Energimarknadsinspektionen, 2018. *Magnetfält*. [Online]

Available at: <https://www.ei.se/sv/for-energiforetag/el/Natkoncession/vill-du-ansoka-om-tillstand-att-bygga-och-driva-kraftledning/magnetfalt-och-olagenhet-for-manniskors-halsa/>

Energimarknadsinspektionen, 2019. *Ren Energi inom EU*. [Online]

Available at: <https://www.ei.se/download/18.1e4309991774c3fe50b83bf1/1613135492591/Ren-energi-inom-EU-Ett-genomf%C3%B6rande-av-fem-r%C3%A4ttsakter-Ei-R2020-02.pdf>

Energimarknadsinspektionen, 2020a. *Kapacitetsutmaningen i elnätet*, u.o.: u.n.

Energimarknadsinspektionen, 2020b. *Ökade incitament för kostnadseffektiva lösningar i elnätsverksamhet - Förslag till lagändring (Ei PM 2020:01)*, u.o.: Energimarknadsinspektionen.

Energimarknadsinspektionen, 2020c. *Elnätstariffer för effektivt nätutnyttjande*. [Online]

Available at:

<https://www.ei.se/download/18.5b0e2a2a176843ef8f56cb04/1611643285260/Eln%C3%A4tstariffer-f%C3%B6r-ett-effektivt-n%C3%A4tutnyttjande-Ei-PM2020-06.pdf>

Energimarknadsinspektionen, 2020. *Tjänster för ökad efterfrågeflexibilitet*, Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen.

Energimarknadsinspektionen, 2021a. *Oberoende aggregatorer: Förslag till nya*, Eskilstuna: Ei.

Energimarknadsinspektionen, 2021b. *Workshop*. u.o., u.n.

Energimarknadsinspektionen, 2021c. *Elpriser 2021-faktorer som påverkar*. [Online]

Available at: <https://www.ei.se/konsument/el/sa-har-fungerar-elmarknaden/elpris#h-Flerafaktorerforklararhojdaelpriser>  
[Använd 14 12 2021].

Energimarknadsinspektionen, 2021d. [Intervju] (8 10 2021d).

Energimarknadsinspektionen, 2021. *Utvärdering av kostnader och nyttor av smarta elnät*, Eskilstuna: Ei.

Energimyndigheten, 2014a. [Online]

Available at: <https://www.energimyndigheten.se/globalassets/nyheter/2014/vad-avgor-ett-vattenkraftverks-betydelse-for-elsystemet.pdf>

Energimyndigheten, 2018a. *Vindkraftstatistik 2017*, u.o.: u.n.

Energimyndigheten, 2018b. *Nätanslutna solcellsanläggningar 2017*, u.o.: u.n.

Energimyndigheten, 2019. *Scenarier över Sveriges energisystem 2018*, u.o.: u.n.

Energimyndigheten, 2020a. *Styrmedel med effekt*, Eskilstuna: Energimyndigheten.

Energimyndigheten, 2020. *Heltäckande bedömning av potentialen för uppvärmning och kylning*, u.o.: u.n.

Energimyndigheten, 2021a. *Uppföljning av det gemensamma initiativet avseende effekten för elförsörjningen i Malmö och Stockholm*. [Online]

Available at: <http://www.energimyndigheten.se/remissvar-och-uppdrag/?query=Avrapportering+av+Energimyndighetens+regeringsuppdrag+%E2%80%9DUppf%C3%B6ljning+av+det+gemensamma+initiativet+avseende+effekten+f%C3%B6r+elf%C3%B6rs%C3%B6rjning>



ningen+i+Malm%C3%B6+och+Stockholm&cat=

[Använd 13 Oktober 2021].

Energimyndigheten, 2021b. *Ökning av förnybar elproduktion under 2020*. [Online]

Available at: <https://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2021/okning-av-fornybar-elproduktion-under-2020/>

Energimyndigheten, 2021c. *Så kan du få skattereduktion för grön teknik*. [Online]

Available at: <https://www.energimyndigheten.se/fornybart/solelportalen/vilka-stod-och-intakter-kan-jag-fa/skattereduktion-for-gron-teknik/>

[Använd 19 10 2021].

Energimyndigheten, 2021. *Nya hållbarhetskriterier för biobränslen och nya föreskrifter*. [Online]

Available at: <http://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2021/nya-hallbarhetskriterier-for-biobranslen-och-nya-foreskrifter/>

[Använd 19 10 2021].

Energinyheter, 2021. *Andra säsongen för sthlmflex-marknadsplatsen för effektflexibilitet*. [Online]

Available at: <https://www.energinyheter.se/20211210/25441/andra-sasongen-sthlmflex-marknadsplatsen-effektflexibilitet>

[Använd 14 12 2021].

Energi, T., 2021. *Bergrummet som ska värma Västerås*. [Online]

Available at: <https://www.energi.se/artiklar/2021/mars/bergrummet-som-ska-varma-vasteras/>

[Använd 2021].

Engie, u.d. *Understanding the capacity market*, u.o.: u.n.

Englund, R., Nordling, A., Hembjer, A. & Mannberg, A., 2015. *Energilagring-teknik för lagring av el*, u.o.: IVA.

Engström, R., Gode, J. & Axelsson, U., 2009. *Vägledning till metodval vid beräkning av påverkan från förändrad energianvändning på de svenska miljömålen*, u.o.: u.n.

Erik Axelsson, P. B. T. U., 2018. *Värmepumpars påverkan på effektbalansen - Idag och i framtiden*, u.o.: Energimyndigheten.

Eriksson, I., 2020. *NOx-avgiften som incitament för ökad installation av SNCR eller SCR på befintliga förbränningsanläggningar i Sverige*, u.o.: Mittuniversitetet.

Europaparlamentet, 2019. *Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2019/943*. [Online]

Available at: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0943&qid=1611214864313>

[Använd 7 12 2021].

Europeiska unionens officiella tidning, 2020. *Taxonomi huvudaktförordning 2020-852*, Brussels:

Europeiska unionens officiella tidning.

Fortum, u.d. *Kraftvärme-effektivare kraftproduktion*. [Online]

Available at: <https://www.fortum.se/om-oss/vart-foretag/var-energiproduktion/kraftvarme-effektivare-kraftproduktion>

[Använd 18 11 2021].

Fossilfritt Sverige, 2020. *Färdplaner*. [Online]

Available at: <https://fossilfritt Sverige.se/fardplaner/>

Fossilfritt Sverige, 2021. *Strategi för fossilfri konkurrenskraft*, u.o.: u.n.

Gode, J. o.a., 2011. *Miljöfaktaboken 2011 - Uppskattade emissionsfaktorer för bränslen, el, värme och transporter*, u.o.: u.n.

Göteborg energi, 2021. [Intervju] (24 9 2021).

Göteborgs stad, 2012. *Tjänsteutlåtande. Upphävning av parkeringstillstånd för miljöfordon.*, u.o.: u.n.

Hansson, M. & Lakso, J., 2016. *Potentialen för lokala energilagrar i distributionsnäten*, u.o.: Power Circle.

Havs och vattenmyndigheten, Energimyndigheten, Svenska Kraftnät, 2020. *Förslag till nationell plan för omprövning av vattenkraft*, u.o.: Havs och Vattenmyndigheten.

HemSol, 2021. *Skattereduktion för solceller - Vad gäller 2021?*. [Online]  
Available at: <https://hemsol.se/vanliga-fragor/skattereduktion-for-solceller/>  
[Använd 19 10 2021].

Holmberg och Tangerås, 2020. [Online]  
Available at: <https://www.nationalekonomi.se/sites/default/files/2021/02/49-1-phtt.pdf>

Holmberg, 2012. *Konkurrens och prisbildning*. [Online]  
Available at:  
[https://www.ifn.se/storage/ma/5d0fd45467da4bef9f8c2b48b02404d1/5d3fc5afc14f45bbbba14c0adc94e581/pdf/A19B0CAE3DD05C3C540133E4CD27067D88E0F882/Prisbildning\\_Konkurrens\\_EI.pdf](https://www.ifn.se/storage/ma/5d0fd45467da4bef9f8c2b48b02404d1/5d3fc5afc14f45bbbba14c0adc94e581/pdf/A19B0CAE3DD05C3C540133E4CD27067D88E0F882/Prisbildning_Konkurrens_EI.pdf)

IVA, 2015. *Elproduktion - Tekniker för produktion av el*, u.o.: u.n.

IVA, 2015. *Elproduktion-Tekniker för produktion av el*, u.o.: u.n.

IVA, 2016. *Elmarknader - en internationell utblick*, u.o.: u.n.

IVA, 2019. *Såklarar det svenska energisystemet klimatmålen*, u.o.: u.n.

IVA, A. L. J. N. m., 2016. *Vägval El framtidens elanvändning*, u.o.: IVA.

ivl, 2021. *Balansering av sol- och vindkraft*, u.o.: u.n.

Jenny Holgersson, R., 2018. *Samhällsbyggnad, Energi och Cirkulär Ekonomi*. [Online]  
Available at: <http://www.diva-portal.se/smash/get/diva2:1263476/FULLTEXT01.pdf>  
[Använd 2021].

Johan Bruce, L. D. M. G. M. G. B. K., 2019. *Gas för effektflexibilitet i kraftproduktion*, Stockholm: NEPP.

Khodayari, R., 2021. *Tillförd energi*. [Online]  
Available at: <https://www.energiforetagen.se/statistik/fjarrvarmestatik/tillford-energi/>  
[Använd 14 6 2021].

Kraftringen, 2021. *Mångmiljonsatsning med fossilfri ånga till Örtofta sockerbruk utanför Eslöv ger betydande klimatfördelar*. [Online]  
Available at: <https://www.kraftringen.se/pressnyheter/2021-q2/210608-mangmiljonsatsning-med-fossilfri-anga-till-ortofta-sockerbruk-utanfor-eslov-ger-betydande-klimatfordelar/>  
[Använd 11 11 2021].

Lejestrand, A., 2020. *12 konkreta förslag som del av en nationell kraft- och fjärrvärmestrategi*. [Online]  
Available at: <https://www.energiforetagen.se/fragor-vi-driver/positioner/vi-behover-en-strategi-for-fjarr--och-kraftvarmens-roll-i-energisystemet/>

Linnarsson, J., Hollmén, S., Fritz, P. & Springfeldt, P. E., 2013. *Förutsättningar och drivkrafter för olika typer av elkunder att justera förbrukningsmönster och minska sin elförbrukning idag och i framtiden*, u.o.: NEPP.

Linnarsson, J., Linden, M., Pogolian, D. & Wall, T., 2014. *Analysera effekten av olika förändringar i regelverk, rollfördelning och marknadsmodeller som kan bidra till att utnyttja möjligheterna till efterfrågeflexibilitet bättre*, Stockholm: NEPP.

Länsstyrelsen Stockholm, 2020. *Kartläggning och analys av elförsörjningssituationen i Stockholms län*, Stockholm: u.n.

Länsstyrelsen Uppsala län, 2020. *Trygg elförsörjning Uppsala län*, u.o.: u.n.

Länsstyrelsen Västra Götaland, 2020. *Kartläggning och analys av elförsörjningssituationen i Västra Götaland*. [Online]

Available at:

<https://www.lansstyrelsen.se/download/18.61dfa31172a239705f281f2/1599461075541/Trygg%20elf%C3%B6rs%C3%B6rjning%20V%C3%A4stra%20G%C3%B6taland%20-%20rapport%207%20sept%202020.pdf>

[Använd 12 Oktober 2021].

Mawsley, I. & Nilsson, A., 2021. *Balansering av sol- och vindkraft*, u.o.: IVA.

Miletic, M. & Färegård, S., 2021. *A Swedish Perspective on Aggregators and Local Flexibility Markets*, u.o.: u.n.

Mynewsdesk, 2020. *Biogasen först ut när Siemens går över till klimatsmartare gasturbinprovning*. [Online]

Available at: <https://www.mynewsdesk.com/se/siemens-sverige/news/biogasen-foerst-ut-naer-siemens-gaar-oever-till-klimatsmartare-gasturbinprovning-399555>

[Använd 10 11 2021].

Mälarenergi, 2021a. [Intervju] (20 9 2021a).

Mälarenergi, u.d. *Energilager i berggrum*. [Online]

Available at: <https://www.malarenergi.se/om-malarenergi/framtidens-samhalle/vara-anlaggningar/energilager/>

[Använd 22 November 2021].

Naturskyddsföreningen, 2021. *Så ser framtidens elproduktion ut*. [Online]

Available at: <https://www.naturskyddsforeningen.se/artiklar/sa-ser-framtidens-elproduktion-ut/>

[Använd 2021].

Naturvårdsverket, 2003. *Kväveoxidsavgiften - ett effektivt styrmedel*, Stockholm: u.n.

Naturvårdsverket, 2019. *Underlag till regeringens klimatpolitiska handlingsplan, Rapport 6879*, u.o.: u.n.

Naturvårdsverket, 2020b. *Utsläpp av växthusgaser från el och fjärrvärme*. [Online]

Available at: <https://www.naturvardsverket.se/Sa-mar-miljon/Statistik-A-O/Vaxthusgaser-utslapp-fran-el-och-fjarrvarme/>

[Använd 10 September 2021].

Naturvårdsverket, 2021a. *Kväveoxider, utsläpp till luft*. [Online]

Available at: <https://www.naturvardsverket.se/data-och-statistik/luft/luftrapportering/utslapp-av-kvaveoxider-till-luft/>

[Använd 20 10 2021].

Naturvårdsverket, 2021b. *Ladda bilen*. [Online]

Available at: <https://www.naturvardsverket.se/bidrag/ladda-bilen/>

Naturvårdsverket, 2021. *Kväveoxidavgiften-miljöavgift på utsläpp av kväveoxider från energiproduktion och tillgodoföring*, u.o.: u.n.

Naturvårdsverket, u.d. *El och fjärrvärme, utsläpp av växthusgaser*. [Online]  
Available at: <https://www.naturvardsverket.se/data-och-statistik/klimat/vaxthusgaser-utslapp-fran-el-och-fjarrvarme/>

NEPP, 2016. *Reglering av kraftsystemet med ett stort inslag av variabel produktion*, u.o.: u.n.

NEPP, 2016. *Vattenkraftens förmåga att balansera stora mängder vindkraft*. Stockholm: u.n.

NEPP, 2018. *Flexibilitet - i en ny tid*, u.o.: NEPP .

NEPP, 2020a. *Investeringar i förnybar kraftproduktion - Affärsmässiga drivkrafter och samhällliga ansvarsperspektiv*, u.o.: u.n.

NEPP, 2020. *Varför utnyttjas inte all vattenkraft under ansträngda tidsperioder på elmarknaden?*, u.o.: u.n.

NEPP, R. f., 2021. [Intervju] (10 2021).

NODES, 2021. *ShortFlex - Average price history*. [Online]  
Available at: <https://nodesmarket.com/shortflex-average-price-history/>  
[Använd 23 11 2021].

Nohrstedt, L., 2021. *NyTeknik: Enorma pumpkraftverket Juktan kan gå mot återstart*. [Online]  
Available at: <https://www.msn.com/sv-se/nyheter/teknik-prylar/enorma-pumpkraftverket-juktan-kan-g%C3%A5-mot-%C3%A5terstart/ar-AAO2U0W?li=BB13IZo5>  
[Använd 2021].

Persson, A., Westling , H., Göransson , A. & Westerbjörk, K., 2019. *Potential för energieffektivisering i småhus*, Stockholm: Besmå.

Power Circle, 2019. *Stödtjänster från nya tekniker*, Stockholm: Power Circle.

Power Circle, 2020a. *Lokal energilagring eller traditionella nätförstärkningar*, u.o.: u.n.

Power Circle, 2020. *Vad är V2G - Vehicle to Grid?, Faktablad från Power Circle*. [Online]  
Available at: <https://www.powercircle.org/v2g.pdf>

Power Circle, 2021. [Intervju] (1 10 2021).

Profu, 2020. *Värdet av elproduktion kopplad till fjärrvärmeproduktion*, u.o.: 4.

Profu, 2021. *Kraftvärme i framtiden - Hur mycket blir det?*, u.o.: u.n.

Regeringskansliet, 2019. *Regeringens proposition 2019/20:32 - Skatt på avfallsförbränning*, u.o.: u.n.

Regeringskansliet, 2018. *Mindre aktörer i energilandskapet - förslag med effekt*. [Online]  
Available at:  
<https://www.regeringen.se/4a8d98/contentassets/9973fd9b9ec04964ae2a111bedb35c1b/mindre-aktorer-i-energilandskapet--forslag-med-effekt-sou-201876>  
[Använd 2021].

Regeringskansliet, 2019a. *Moderna tillståndsprocesser för elnät*. [Online]  
Available at: <https://www.regeringen.se/rattsliga-dokument/statens-offentliga-utredningar/2019/06/sou-201930/>

Regeringskansliet, 2020. *Avskaffad skattebefrielse för vissa biobränslen för uppvärmning samt ändrade förutsättningar för skattebefrielse för biogas och biogasol*, u.o.: u.n.

Regeringskansliet, 2021. [Online]  
Available at: <https://www.regeringen.se/regeringsuppdrag/2021/09/uppdrag-att-utveckla-arbetsatt-och-parallella-processer-for-kortare-ledtider-for-elnatsutbyggnad/>

Regeringskansliet, 2021a. *Klimatklivet utvidgas till att stödja biogasanläggningar för elproduktion.* [Online]

Available at: <https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2021/12/klimatklivet-utvidgas-till-att-stodja-biogasanlaggningar-for-elproduktion/>

[Använd 17 12 2021].

Regeringskansliet, 2021a. *Pressmeddelande från Miljödepartementet, Infrastrukturdepartementet. Svenska Kraftnät ska bygga för framtidens havsbaserade elproduktion..* [Online]

Available at: <https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2021/10/svenska-kraftnat-ska-bygga-for-framtidens-havsbaserade-elproduktion/>

[Använd 14 10 2021].

Regeringskansliet, 2021b. *Fler fordon och arbetsmaskiner ska omfattas av regeringens klimatpremie.* [Online]

Available at: <https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2021/12/fler-fordon-och-arbetsmaskiner-ska-omfattas-av-regeringens-klimatpremie/>

[Använd 17 12 2021].

Regeringskansliet, 2021b. *Klart med fortsatt skattebefrielse för flytande biodrivmedel.* [Online]

Available at: <https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2021/09/klart-med-fortsatt-skattebefrielse-for-flytande-biodrivmedel/>

[Använd 4 November 2021].

Regeringskansliet, 2021c. *Regeringen satsar på omställningen till fossilfri industri genom Industriklivet.* [Online]

Available at: <https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2021/12/regeringen-satsar-pa-omstallningen-till-fossilfri-industri-genom-industriklivet/#content>

[Använd 2021 12 2021].

Regeringskansliet, 2021. *Minskade anslutningskostnader för elproduktion till havs, u.o.: u.n.*

Regeringskansliet, 2021d. *Historisk satsning kan göra Sverige ledande inom koldioxidlagring.* [Online]

Available at: <https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2021/12/historisk-satsning-kan-gora-sverige-ledande-inom-koldioxidlagring/>

[Använd 17 December 2021].

Reichenberg, L., 2017. *Variability and variation management in a renewable electricity system - large scale wind- and solar power deployment in Europe*, Göteborg : Chalmers University of Technology .

Riksdagen, u.d.. *Lag (2019:1274) om skatt på avfall som förbränns.* [Online]

Available at: [https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/lag-20191274-om-skatt-pa-avfall-som-forbranns\\_sfs-2019-1274](https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/lag-20191274-om-skatt-pa-avfall-som-forbranns_sfs-2019-1274)

[Använd 13 September 2021].

Rydegran, E., 2021. *Kraftvärme.* [Online]

Available at: <https://www.energiforetagen.se/energifakta/kraftvarme/>

[Använd 23 11 2021].

Sandoff , A. & Williamsson, J., 2020. *Investeringar i förnybar kraftproduktion - Affärsmässiga drivkrafter och samhällliga ansvarsperspektiv* , Göteborg : NEPP.

Skatteverket, 2021. *Avfallsförbränningskatten är ineffektiv.* [Online]

Available at:

<https://skatteverket.se/omoss/press/nyheter/2021/nyheter/avfallsforbranningskattenarineffektiv.5.96cca41179bad4b1aa9083.html>

[Använd 10 20 2021].

- Skatteverket, u.d. *Mikroproduktion av förnybar el – privatbostad*. [Online]  
Available at: <https://skatteverket.se/privat/fastigheterochbostad/mikroproduktionavfornybarelprivatbostad.4.12815e4f14a62bc048f41a7.html>  
[Använd 22 November 2021].
- Skellefteå Kraft, u.d. *Tryggt och miljöanpassat med fjärrvärme*. [Online]  
Available at: <https://www.skekraft.se/om-oss/verksamhet/fjarrvarme/#box-no-9>  
[Använd 18 11 2021].
- SKR, 2021. *Ekonomirapporten, oktober 2021*. [Online]  
Available at: <https://rapporter.skr.se/ekonomirapporten-oktober-2021.html>
- Sköldberg, H., 2020. *Eleffektfrågan - utmaningar och lösningar*. [Online]  
Available at: <https://energiforsk.se/media/29608/eleffektfragan-energiforskrapport-2021-757.pdf>
- Sköldberg, H. o.a., 2020. *Eleffektfrågan - utmaningar och lösningar*, u.o.: NEPP.
- SOU 2017:83, 2017. *Brännheta skatter! Bör avfallsförbränning och utsläpp av kväveoxider från energiproduktion beskattas?*. u.o.: Statens Offentlig Utredningar .
- Statistiska centralbyrån, 2020. *Bränsleförbrukning för elproduktion, TJ efter produktionsslag, bränsletyp och år*. [Online]  
Available at: [http://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START\\_EN\\_EN0105/BrforelARb/table/tableViewLayout1/](http://www.statistikdatabasen.scb.se/pxweb/sv/ssd/START_EN_EN0105/BrforelARb/table/tableViewLayout1/)  
[Använd 17 11 2021].
- Statistiska centralbyrån, 2021a. *Förbättrat resultat för kommuner och regioner under 2020*. [Online]  
Available at: <https://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/offentlig-ekonomi/finansier-for-den-kommunala-sektorn/rakenskapssammandrag-for-kommuner-och-regioner/pong/statistiknyhet/kommunernas-och-regionernas-preliminara-bokslut-for-2020/>  
[Använd 23 11 2021].
- Statnett, Fingrid, Energinet, Svenska kraftnät, 2021. *Nordic Grid Development Perspective 2021*, u.o.: u.n.
- Stockholm Exergi, 2021. [Intervju] (21 9 2021).
- Svebio, 2011. *Sveriges Utbyggnad av Kraftvärme till 2020*, Uppsala: Svebio.
- Svebio, 2015. *Biokraftplattformen, Rapport 1, december 2015*. [Online].
- Svebio, 2017. *Konkurrenskraftig småskalig kraftvärme?*, u.o.: u.n.
- Svebio, 2020. *Färdplan Bioenergi - så möter vi behovet av bioenergi för fossilfritt Sverige*, u.o.: u.n.
- Svebio, 2021. *Biokraft och effektsituationen i kraftsystemet 2021*, u.o.: u.n.
- Svenska kraftnät, 2019a. *Teknik*. [Online]  
Available at: <https://www.svk.se/natutveckling/utbyggnadsprocessen/teknik/>
- Svenska kraftnät, 2020a. *Pilotstudie: Minsta budstorlek på 1 MW för mFFR*. [Online]  
Available at: <https://www.svk.se/press-och-nyheter/nyheter/elmarknad-allmant/2020/pilotstudie-minsta-budstorlek-pa-1-mw-for-mfrr/>  
[Använd 18 11 2021].
- Svenska kraftnät, 2020b. *Effektreserv*. [Online]  
Available at: <https://www.svk.se/aktorsportalen/systemdrift-elmarknad/information-om->

stodtjanster/effektreserv/

[Använd 14 12 2021].

Svenska kraftnät, 2021a. *Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring*, Sundbyberg: Svenska Kraftnät.

Svenska kraftnät, 2021b. *Ny nordisk balanseringsmodell (NBM)*, Sundbyberg: Svenska Kraftnät.

Svenska kraftnät, 2021c. *Långsiktig marknadsanalys 2021*, u.o.: u.n.

Svenska kraftnät, 2021d. *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2021*, u.o.: u.n.

Svenska kraftnät, 2021e. *Stödtjänster och avhjälpande åtgärder i ett energisystem under förändring*, u.o.: Svenska Kraftnät.

Svenska kraftnät, 2021g. *Nordisk kapacitetsmarknad för aFRR*. [Online]

Available at: <https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar--elmarknad/ny-nordisk-balanseringsmodell-nbm/nordisk-kapacitetsmarknad-for-afrr/>

[Använd 23 11 2021].

Svenska kraftnät, 2021. *Systemutvecklingsplan 2022-2031*, u.o.: u.n.

Svenskt Näringsliv, 2017. *Vad styr mot minskade utsläpp av kväveoxider?*, u.o.: u.n.

Sweco, 2020. *Lösningar för ökad flexibilitet i elsystem - Möjligheter och utmaningar*, u.o.: u.n.

Thern, M. & Genrup, M., 2019. *Gasturbinteknik - Årsrapport 2019, Rapport 2019:608*, u.o.: Energiforsk.

Thomé, o.a., 2021. *Samhällsekonomiska kostnader och nyttor av smarta elnät*, u.o.: Energimarknadsinspektionen.

Tolkat från intervju med Skogsindustrierna, 2021. [Online].

Trading Economics, 2021. *EU Carbon Permits*. [Online]

Available at: <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon>

Uniper, 2021. [Online]

Available at: <https://www.uniper.energy/sverige/nyheter/daerfoer-startades-karlshamnsverket-i-september/>

Uppsala kommun, 2020. *EU-projektet CoordiNet*. [Online]

Available at: <https://www.uppsala.se/kommun-och-politik/sa-arbetar-vi-med-olika-amnen/sa-arbetar-vi-med-miljo-och-klimat/eu-projektet-coordinet/>

[Använd 19 Oktober 2021].

Vattenfall, 2020. [Online]

Available at: <https://www.vattenfalleldistribution.se/vart-arbete/kapacitetsutmaningen/batterilager/>

[Använd 17 11 2021].

Vattenfall, u.d. *Life Cycle Assessment for Vattenfall's electricity generation*, u.o.: u.n.

Vattenkraft.info, 2021. [Online]

Available at: [Vattenkraft.info](https://vattenkraft.info)

VärmlandsMetanol, 2021. *Samarbetsavtal mellan VärmlandsMetanol AB och Siemens Energy AB*. [Online]

Available at: <https://www.varmlandsmetanol.se/Samarbetsavtal.htm>

[Använd 10 11 2021].

Wolf, A., Sandels, C. & Shepero, M., 2020. *Lokal energilagring eller traditionella nätförstärkningar?*, Stockholm: Power Circle.



WSP, 2021a. *Hinder för elektrifiering*. [Online].

WSP, 2021b. *Brister, beslut och balans i elsystemet*, u.o.: u.n.

Wänglund, J., 2017. *Undersökning av SNCR som rökgasreningsmetod för att reducera utsläpp av NOx*. [Online]

Available at: [https://www.diva-](https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1111720/FULLTEXT01.pdf#page=15&zoom=100,118,601)

[portal.org/smash/get/diva2:1111720/FULLTEXT01.pdf#page=15&zoom=100,118,601](https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1111720/FULLTEXT01.pdf#page=15&zoom=100,118,601)

[Använd 14 September 2021].

Zetterberg, D., 2020. *Styrmedel för en mer resurseffektiv användning av biomassa*, u.o.: u.n.

Åberg, M., 2019. *Regional och lokal integration av el- och värmesystem via energilagring*, u.o.: Energimyndigheten.

Öresundskraft, 2021. [Intervju] (23 9 2021).

WSP är ett av världens ledande analys- och teknikkonsultföretag. Vi verkar på våra lokala marknader med stöd av global expertis. Som tekniska experter och strategiska rådgivare har vi tillgång till ingenjörer, tekniker, naturvetare, planerare, utredare och miljöspecialister liksom professionella projektörer, konstruktörer och projektledare. Vi erbjuder hållbara lösningar inom Hus & Industri, Transport & Infrastruktur och Miljö & Energi. Med drygt 39 000 medarbetare på 500 kontor i 40 länder medverkar vi till en hållbar samhällsutveckling. I Sverige har vi omkring 4 000 medarbetare. [wsp.com](http://wsp.com)

**WSP Sverige AB**

121 88 Stockholm-Globen  
Besök: Arenavägen 7

T: +46 10 7225000  
Org nr: 556057-4880  
Styrelsens säte: Stockholm  
[wsp.com](http://wsp.com)

