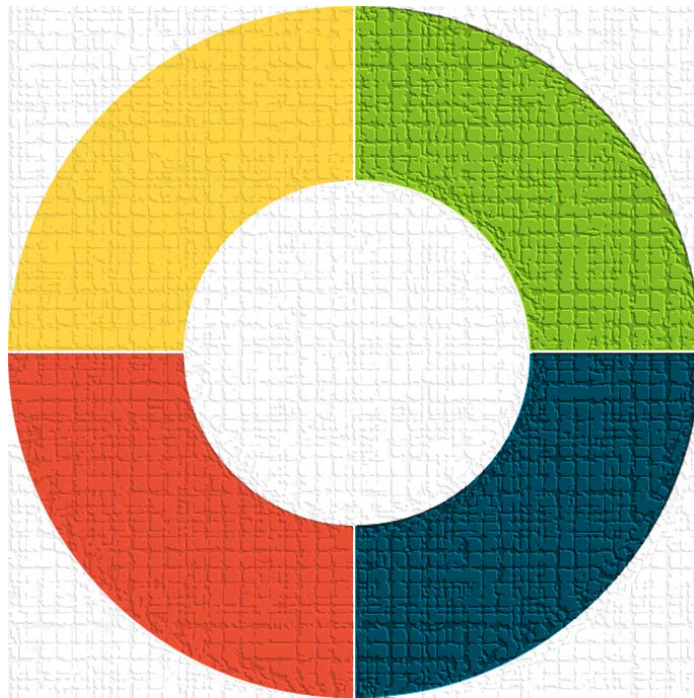


Roller och ansvar för flexibilitet

Slutrapport 1 juli 2019



Sammanfattning

Det svenska elsystemet är under förändring. Andelen variabel förnybar energi ökar samtidigt som vi ser en utveckling med ökad urbanisering, elektrifiering och digitalisering. Detta ställer delvis nya krav på elsystemets förmåga att tillgodose tillgång och efterfrågan på el samt effekt. En ökad flexibilitet innebär ökade möjligheter att hantera förändringarna i elsystemet.

Med flexibilitet i detta fall menas möjligheten att förändra produktion eller användning av energi jämfört med det planerade eller förväntade tillståndet. Flexibilitet kan hjälpa elsystemet, dels genom att förbättra elkvaliteten, dels genom att ta tillvara producerad el när den inte kan användas direkt eller att styra användning av el till tidpunkter då tillgången bättre matchar efterfrågan. Resurser som kan aktivera flexibilitet benämns i denna rapport flexibilitetsresurser.

Bakgrunden till denna rapport är att Forum för smarta elnät har tagit fram en strategi för ökad flexibilitet i elsystemet genom smarta elnät¹. Strategin innehåller ett antal rekommendationer riktade till fyra olika organisationer: Energimyndigheten, Energimarknadsinspektionen (Ei), Forum för smarta elnät samt Svenska kraftnät. Forumet ansvarar bland annat för att genomföra rekommendationen: *”Förtydliga roller och ansvar för flexibilitet genom energilager, laststyrning, aggregering och avkopplingsbar el i en elhandlarcentrisk modell”*. Aktörer på elmarknaden uttryckte under arbetet med flexibilitetsstrategin att det är oklart vem som tillåts göra vad för att öka flexibiliteten i elsystemet. Detta behöver klargöras så att aktörerna kan göra nödvändiga investeringar. Forum för smarta elnät tillsatte därför ett projekt för att förtydliga roller och ansvar för flexibilitet. Detta är slutrapporten i det projektet.

Projektet har letts av Forum för smarta elnät och genomförts med hjälp av en arbetsgrupp med deltagare från myndigheter, energibranschen och näringslivet. Följande organisationer har deltagit: ABB (ordförande), Fortum, E.ON, Energimyndigheten, Vasakronan, Siemens, Svenska kraftnät, Vattenfall, Energiföretagen, Power Circle, Skellefteå Kraft och branschföreningen Oberoende elhandlare². Energimarknadsinspektionen har deltagit på arbetsgruppens möten som adjungerad expert³.

Arbetet har utgått från en figur som representerar ett möjligt sätt att beskriva flexibilitet i elsystemet. I figuren är elsystemet indelat i fem huvudområden: marknad, transmissionsnät, systemansvar, distributionsnät och flexibilitetsresurser. Flexibilitetsresurserna befinner sig i cirkelns mitt. De resurser som analyserats i detta arbete är energilager, laststyrning och produktionsstyrning. Följande definitioner av resurserna har använts:

- Energilager: Att skjuta upp ögonblicket för användning av en viss mängd producerad el, antingen som slutlig energianvändning eller omvandlad till annan energibärare.
- Laststyrning: Ändring av förbrukning hos slutkunder från deras normala eller nuvarande konsumtionsmönster.

¹ Forum för smarta elnät, 2017

² Arbetsgruppen står bakom remissdokumentet i sin helhet, men alla företag och organisationer står ej bakom alla formuleringar.

³ Inspektionen har ett pågående regeringsuppdrag vars syfte är att ta fram författningsförslag för genomförande av det nya elmarknadsdirektivet, som oberoende tillsynsmyndighet har inspektionen inte möjlighet att förekomma resultatet av det regeringsuppdraget. Energimarknadsinspektionen står därför utanför arbetsgruppen men deltar med expertkunskap avseende gällande lagstiftning.

- Produktionsstyrning: Ändring av elproduktionen hos anläggningar från deras planerade eller förväntade produktionsmönster.

Vidare har även alternativ för aggregering analyserats. En aktör – aggregator – som erbjuder aggregering har definierats som en fysisk eller juridisk person som kombinerar flera kunders förbrukning eller producerad el till försäljning eller upphandling på någon elmarknad.

Elnätsföretagens roll har analyserats djupare i detta projekt än de övriga aktörernas. Anledningen till detta är att aktörer på elmarknaden har uttryckt att det är otydligt under vilka förutsättningar elnätsföretagen får aktivera en flexibilitetsresurs. Denna otydlighet gör det svårt för både monopolisten och de konkurrensutsatta aktörerna att göra bedömningar av framtida investeringar som kan bidra till flexibilitet. Ett antal möjliga alternativ för hur elnätsföretaget bör kunna eller inte kunna aktivera flexibilitetsresurser har analyserats. Arbetsgruppen har därefter valt ut ett antal alternativ som rekommenderas för vidare utredning. Urvalet har tagit i beaktande nuvarande och kommande lagstiftning.

Områden för energilager

1. Elnätsföretaget får endast äga och driva energilager om det syftar till att säkra nätdriften
2. Elnätsföretaget får inte äga och driva energilager

Områden för laststyrning

3. Elnätsföretaget får inte äga styrutrustning men styra hos kund i anslutningspunkt
4. Elnätsföretaget köper tjänster från tredje part för laststyrning

Områden för produktionsstyrning

5. Elnätsföretaget har avtal med producenten om produktionsstyrning
6. Elnätsföretaget köper tjänster från tredje part för produktionsstyrning

Områden för aggregering

7. Elnätsföretaget köper in flexibilitet av en aggregator

Behov av marknad för flexibilitet

De alternativ som valts ut av arbetsgruppen att gå vidare med kräver som regel en utveckling av marknader för att handla med flexibilitet, alternativt att det finns möjlighet till bilaterala avtal. Arbetsgruppen konstaterar därmed att utvecklingen av en marknad för flexibilitet är avgörande för utvecklingen av ökad flexibilitet i det svenska elsystemet.

Vilket incitament elnätsföretaget har att köpa eller upphandla flexibilitetstjänster styrs utifrån intäktsregleringen för elnätsföretagen. Dagens intäktsreglering styr i huvudsak mot att bygga nya elledningar, vilket ökar flexibiliteten i systemet men som ofta tar många år att realisera. Arbetsgruppen kan konstatera att det finns ett behov av att Energimarknadsinspektionen utvecklar intäktsregleringen så att den ger likartade incitament för tjänster och ny teknik som för att bygga elnät.

Slutsatser

Resultatet av projektet kan sammanfattas enligt figur 1 nedan som visar de sju identifierade områdena. Figuren visar också arbetsgruppens rekommendationer för det fortsatta arbetet som är att

1. Elnätsföretaget bör i första hand ges incitament att upphandla tjänster för flexibilitet
2. Nya och befintliga marknader för flexibilitet behöver utvecklas och koordineras
3. Intäktsregleringen måste anpassas så att den ger incitament för inköp av flexibilitetstjänster
4. Modeller för ersättning till berörda aktörer vid aktivering av flexibilitet behöver utvecklas, särskilt gällande berörda balansansvariga

Roller och ansvar för flexibilitet Områden att utreda närmare		SLUTSATSER
Energilager	1. Elnätsföretaget får endast äga och driva energilager om det syftar till att säkra nätdriften 2. Elnätsföretaget får inte äga och driva energilager	
Laststyrning	3. Elnätsföretaget får inte äga styrutrustning men styra hos kund 4. Elnätsföretaget köper tjänster från tredje part för laststyrning	
Produktionsstyrning	5. Elnätsföretaget har avtal med producenten om produktionsstyrning 6. Elnätsföretaget köper tjänster för produktionsstyrning av tredje part	
Aggregering	7. Elnätsföretaget köper in flexibilitet av en aggregator	

Figur 1 Sammanfattade slutsatser av projektet

Innehåll

Sammanfattning	2
Innehåll	5
1 Förkortningar och begrepp	7
2 Inledning	9
2.1 Metod	10
2.2 Definitioner av flexibilitet	10
2.3 Avgränsningar	11
2.4 Rapportens disposition	12
3 Beskrivning av flexibilitet	13
4 Det svenska elsystemet och den svenska elmarknaden	17
4.1 Transmissions- och distributionsnät	17
4.1.1 Åtskillnadsregler för elnätsföretag	18
4.2 Marknad	18
4.2.1 Bilateral avtal	19
4.2.2 Fysisk handel	19
4.2.3 Finansiell handel	19
4.3 System- och balansansvar	20
4.3.1 Balansmarknader	20
5 Effekter av att aktivera flexibilitetsresurser	22
5.1 Workshop för aktörer 4 december 2018	22
5.2 Slutsatser från workshop	23
6 Analys av elnätsföretagens roll i hanteringen av flexibilitetsresurser samt aggregering	24
6.1 Energilager	24
6.1.1 Elnätsföretaget får äga och driva energilager	25
6.1.2 Elnätsföretaget får äga och kontrollera lagret men det hyrs delvis ut	25
6.1.3 Elnätsföretaget får endast äga och driva energilager om det syftar till att säkra nätdriften	25
6.1.4 Elnätsföretaget får inte äga och driva energilager	26
6.1.5 Alternativ att undersöka vidare för energilager	26
6.2 Laststyrning	27
6.2.1 Elnätsföretaget får äga styrutrustning och styra hos kund	28
6.2.2 Elnätsföretaget får inte äga styrutrustning men styra hos kund i anslutningspunkt	28
6.2.3 Elnätsföretaget köper tjänster från tredje part för laststyrning	29
6.2.4 Elnätsföretaget har avtal med förbrukaranläggningsägare om bortkoppling	29
6.2.5 Alternativ att undersöka vidare för laststyrning	29

6.3	Produktionsstyrning	30
6.3.1	Elnätsföretaget har avtal med producenten om produktionsstyrning	31
6.3.2	Elnätsföretaget köper tjänster från tredje part för produktionsstyrning	31
6.3.3	Alternativ att undersöka vidare för produktionsstyrning	31
6.4	Aggregering	32
6.4.1	Elnätsföretaget får agera aggregator	33
6.4.2	Elnätsföretaget köper in flexibilitet av en aggregator	33
6.4.3	Alternativ att undersöka vidare för aggregering	33
7	Slutsatser	35
8	Referenser	39

Bilaga 1: Regelverk

Bilaga 2: En kort beskrivning av ett urval av pilotprojekt för flexibilitet

Bilaga 3: Resultat från kundworkshop

Bilaga 4: Effekter av aktivering av flexibilitet i distributionsnät, marknad, transmissionsnät och system

1 Förkortningar och begrepp

Förkortning	Fullständig beteckning
BRP	Balance Responsible Party – Balansansvarig, en marknadsdeltagare eller dennes utsedda företrädare som finansiellt ansvarar för aktörens obalanser
BSP	Balancing Service Provider – Leverantör av balanstjänster, en marknadsaktör med enheter eller grupper som tillhandahåller reserver och som kan erbjuda balanstjänster till systemansvariga för överföringssystem.
DSO	Distribution System Operator – Distributionsnätoperatör
EBGL	Electricity Balancing Guideline – EU:s förordning om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el (även kallad Balanskoden)
Ei	Energimarknadsinspektionen
IEA	International Energy Agency
SvK	Svenska kraftnät
TSO	Transmission System Operator / Transmissionsnätoperatör

Begrepp	Förklaring
Aggregering	Funktion som hanteras av en fysisk eller juridisk person som kombinerar flera kundlaster eller producerad el till försäljning eller auktion på marknaden
Avkopplingsbar last	Avkopplingsbar last är att vissa anläggningar som förbrukar el har ett frivilligt avtal om bortkoppling.
Balansansvar	Balansansvarigs affärsmässiga och planeringsmässiga ansvar för att balans råder mellan tillförsel och uttag av el, dels för egen produktion och förbrukning och egna ingångna avtal om köp och försäljning av el, dels för produktion, förbrukning och avtal om köp och försäljning, som balansansvarig åtagit sig för tredje parts räkning. Från ellagen: 4 § En elleverantör får bara leverera el i uttagpunkter där någon har åtagit sig det ekonomiska ansvaret för att det nationella elsystemet tillförs lika mycket el som tas ut i uttagpunkten (balansansvar). Med uttagpunkt avses den punkt där en elanvändare, enligt avtal med nätkoncessionshavaren, tar ut el för förbrukning.
Balansansvarig	Den som har ingått avtal om balansansvar med Svenska kraftnät
Bilateral handel	Ett avtal mellan två parter där båda ingående parter har ömsesidiga förpliktelser gentemot varandra. I denna rapport menas handel med el.
Elhandelsföretag	Den aktör som träffar avtal med den slutliga elanvändaren på slutkundsmarknaden. Förutom att agera på de fysiska elmarknaderna är denna aktör vanligen också engagerad i den finansiella handeln med el. Elproducenterna säljer elen, oftast via elbörsen Nord Pool, till elhandelsföretag som i sin tur säljer den till elanvändarna.
Elhandlarcentrisk modell	Den elhandlarcentriska marknadsmodellen innebär att kunden endast har kontakt med elhandelsföretaget, utom i de frågor som är direkt kopplade till det fysiska elnätet såsom t.ex. avbrottsinformation och nyanslutning av anläggningar. Regelverket för den elhandlarcentriska modellen är ännu inte på plats vilket gör det svårt att bedöma vilka av de alternativ som presenteras i denna rapport som är i linje med modellen. Det är dock rimligt att anta att de alternativ som innebär att elnätsföretaget köper tjänster för flexibilitet är i linje med den kommande elhandlarcentriska modellen.

Energilager	Att skjuta upp ögonblicket för användning av en viss mängd producerad el, antingen som slutlig energianvändning eller omvandlad till annan energibärare.
Grossistmarknad	Grossistmarknaden är den marknad eller via bilaterala avtal där el handlas mellan producenter, elhandlare och andra stora elanvändare.
Laststyrning	Ändring av förbrukning hos slutkunder från deras normala eller nuvarande konsumtionsmönster.
Leverantör av balanstjänster	BSP, en marknadsaktör med enheter eller grupper som kan erbjuda reserver och balanstjänster till systemansvariga för överföringssystem.
Reglerobjekt	Ett reglerobjekt är en form av struktur som Svenska kraftnät använder sig av för att kunna avräkna rätt förbrukningsanläggning och produktionsanläggning. Strukturen går att använda för att aggregera olika enheter och grupper (produktionsanläggningar och anläggningstyper) det kommer ju att vara enheter och grupper som aggregeras i framtiden enligt förkvalificeringen från driftkoden
Nätkoncession	Tillstånd för att bygga och använda kraftledningar samt ensamrätt på överföring inom ett geografiskt avgränsat område.
Unbundling/Åtskillnad	Med unbundling menas att företagens nätverksamhet eller monopolverksamhet till sin organisation och sitt beslutsfattande ska hållas åtskild från den konkurrensutsatta verksamheten. Ingen korssubvention får ske mellan nät och handel/produktion.
Systemansvar	Svenska kraftnät har systemansvaret för el i Sverige. Det betyder att de har ett övergripande ansvar att upprätthålla den kortsiktiga balansen mellan produktion och förbrukning av el.

2 Inledning

Det svenska elsystemet är under förändring. Andelen variabel förnybar energi ökar samtidigt som vi ser en utveckling med ökad urbanisering, elektrifiering och digitalisering. Detta ställer delvis nya krav på elsystemets förmåga att tillgodose tillgång och efterfrågan på el samt effekt. En ökad flexibilitet i elsystemet innebär ökade möjligheter att hantera förändringarna i elsystemet.

Forum för smarta elnät har tagit fram en strategi för ökad flexibilitet i elsystemet genom smarta elnät⁴. Fyra områden har identifierats som tillsammans skapar förutsättningar för att tjänster och produkter kan utvecklas som stimulerar flexibilitet i elsystemet. Forumet har tagit fram totalt 20 rekommendationer i form av aktiviteter under dessa fyra områden. Dessa finns illustrerade i Figur 2.



Figur 2 Rekommendationer för ökad flexibilitet i elsystemet, Forum för smarta elnät 2017

Den största andelen rekommendationer hör till området *”Ge förutsättningar för nya affärsmodeller för flexibla tjänster”*. Fyra olika utförare av aktiviteterna har också identifierats: Forum för smarta elnät, Energimyndigheten (EM), Energimarknadsinspektionen (Ei) samt Svenska kraftnät (SvK). Merparten av rekommendationerna, nio stycken, är aktiviteter som Forum för smarta elnät bör utföra. Dessa aktiviteter utgör grunden för efterföljande arbete, som ger goda förutsättningar för en ökad flexibilitet i elsystemet.

⁴ Forum för smarta elnät, 2017

Under området *”Ge förutsättningar för nya affärsmodeller för flexibla tjänster”* finns rekommendationen *”Förtydliga roller och ansvar för flexibilitet genom energilager, laststyrning, aggregering och avkopplingsbar el i en elhandlarcentrisk modell”*. Forum för smarta elnät ansvarar för att genomföra rekommendationen, som har sin bakgrund i att aktörer på elmarknaden anser att det är oklart vem som tillåts göra vad inom flexibilitet. För att öka flexibiliteten i elsystemet behöver detta klargöras så att nödvändiga investeringar kan göras för att möjliggöra en ökad flexibilitet. Mot denna bakgrund har föreliggande rapport tagits fram.

2.1 Metod

För att genomföra rekommendationen om roller och ansvar har Forum för smarta elnät tillsatt ett projekt för att ta fram förslag på rollbeskrivningar och hur regelverken behöver ändras. Projektet har letts av Forum för smarta elnät och genomförts av en arbetsgrupp med av forumet utvalda aktörer.

Arbetsgruppen har bestått av deltagare från myndigheter, energibranschen och näringslivet, med följande deltagande organisationer: ABB (ordförande), Fortum, E.ON, Energimyndigheten, Vasakronan, Siemens, Svenska kraftnät, Vattenfall, Energiföretagen, Power Circle, Skellefteå Kraft och branschföreningen Oberoende elhandlare.

Energimarknadsinspektionen har deltagit på arbetsgruppens möten som adjungerad expert. Detta eftersom Ei har ett pågående regeringsuppdrag att ta fram författningsförslag för genomförandet av EU:s lagstiftningspaket Ren energi för alla i Europa (Ren energi-paketet).

Konsulter från WSP har under arbetets gång stöttat arbetsgruppen med underlag, sammanställningar, presentationer och i skrivandet av PM samt denna rapport.

Arbetsgruppen har haft dialog med aktörer genom workshops samt en hearing. Särskilda experter har även bjudits in till arbetsgruppens möten för att presentera modeller för flexibilitetsmarknader. Syftet med detta arbetssätt har varit att integrera arbetsgruppens kunskap med övriga aktörers kunskap och syn på flexibilitet.

Två workshops genomfördes under 2018. Den första anordnades 19 november 2018 och fokuserade på elkundernas perspektiv på flexibilitet och den andra genomfördes 4 december 2018 och fokuserade på användarfall där flexibilitetsresurser aktiveras och hur dessa användarfall påverkar elsystemet.

Den 10 maj anordnades en hearing där ett antal alternativ för roller och ansvar för flexibilitet presenterades och diskuterades. Målsättningen var att få synpunkter på exempelvis om något alternativ saknades, borde tas bort eller borde revideras. Utöver detta hade aktörerna möjlighet att lämna synpunkter på förslagen skriftligt inför och efter hearingen.

Arbetsgruppen har beaktat de synpunkter som inkommit under arbetets gång och dessa har utgjort en viktig del när denna rapport tagits fram.

2.2 Definitioner av flexibilitet

Arbetsgruppen har definierat flexibilitet som möjligheten att förändra användning eller produktion jämfört med det planerade eller förväntade tillståndet.

Resurser för att aktivera flexibilitet som analyseras i denna rapport är energilager, laststyrning och produktionsstyrning. Resurserna har definierats enligt följande:

- Energilager: Att skjuta upp ögonblicket för användning av en viss mängd producerad el, antingen som slutlig energianvändning eller omvandlad till annan energibärare.

- Laststyrning: Ändring av förbrukning hos slutkunder från deras normala eller nuvarande konsumtionsmönster.
- Produktionsstyrning: Ändring av elproduktionen hos anläggningar från deras planerade eller förväntade produktionsmönster.

Vidare analyseras även förutsättningarna för aggregering, dvs. att resurser för att aktivera flexibilitet aggregeras och erbjuds på en marknad. Aggregering har definierats enligt följande:

- Aggregering: Funktion som hanteras av en fysisk eller juridisk person som kombinerar flera kundlaster eller producerad el till försäljning eller upphandling på någon elmarknad

2.3 Avgränsningar

Arbetet med denna rapport har utgått från rekommendation två i flexibilitetsstrategin: *Förtydliga roller och ansvar för flexibilitet genom energilager, laststyrning, aggregering och avkopplingsbar el i en elhandlarcentrisk modell*. Regelverket för den elhandlarcentriska modellen är ännu inte på plats vilket gör det svårt att bedöma vilka av de alternativ som presenteras i denna rapport som är i linje med modellen. I detta arbete görs därför ingen vidare analys av den elhandlarcentriska modellen. Det är dock rimligt att anta att de alternativ som innebär att elnätsföretaget köper tjänster för flexibilitet är i linje med den kommande elhandlarcentriska modellen. Rapportens fokus avgränsas därmed från andra områden i flexibilitetsstrategin såsom:

- Utveckla marknaderna för systemtjänster
- Åtgärder avseende IT-säkerhet och integritet
- Information och kunskapshöjande åtgärder

En avgränsning har också gjorts mot de andra rekommendationer som anges under området *”Ge förutsättningar för nya affärsmodeller för flexibla tjänster”* som t.ex.

- Balansansvarsrollen för aggregatortjänster
- Differentierade nättariffer
- Flexibla regelverk
- Nätnytta till konsumenter

Projektet har inte gjort någon bedömning av vilken tillämpning av flexibilitetsresurser som ger största möjliga system- eller samhällsnytta.

2.4 Rapportens disposition

Rapporten har strukturerats enligt följande:

Avsnitt 3: Beskrivning av flexibilitet

Här beskrivs flexibilitet samt flexibilitetsfiguren som detta arbete har utgått ifrån.

Avsnitt 4: En kort beskrivning av det svenska elsystemet och den svenska elmarknaden

Detta avsnitt beskriver det svenska elsystemet och aktuella marknadsplatser för flexibilitet. Avsnittet är indelat efter de olika delar av elsystemet som kan använda flexibilitet.

Avsnitt 5: Effekter av att använda resurser för att aktivera flexibilitet i elsystemet.

Avsnittet beskriver olika alternativ för placering av resurser för att aktivera flexibilitet i elsystemet, genom ett antal användarfall. Det är en sammanfattning och analys av de resultat som framkom under workshopen med aktörer i energibranschen, den 4 december 2018.

Avsnitt 6: Analys av elnätsföretagens roll i hanteringen av flexibilitetsresurser samt aggregering

Avsnittet utgår från ett antal alternativ för elnätsägarens roll i förhållande till flexibilitetsresurserna och aggregering, som presenterades under hearingen den 10 maj 2019. Alternativen har analyserats i arbetsgruppen utifrån de synpunkter som lämnades i samband med hearingen.

Avsnitt 7: Slutsatser

I detta avsnitt presenteras de slutsatser som arbetsgruppen har dragit, både utifrån effekter av att använda flexibilitetsresurser och aggregering i elsystemet men också utifrån elnätsföretagens roll i hanteringen av flexibilitetsresurser.

Utöver dessa avsnitt återfinns ett antal bilagor som ger ytterligare perspektiv och kompletterar arbetet. Bilagorna har strukturerats enligt följande:

Bilaga 1: Regelverk

Ger en översikt av nuvarande regelverk och kommande lagstiftning med avseende på Ren energipaketet.

Bilaga 2: En kort beskrivning av ett urval av pilotprojekt för flexibilitet

Beskriver två pilotprojekt i Sverige för flexibilitet, CoordiNet och NODES. Utifrån dessa två projekt beskrivs olika sätt att hantera flexibilitetsresurser i en marknadsmodell

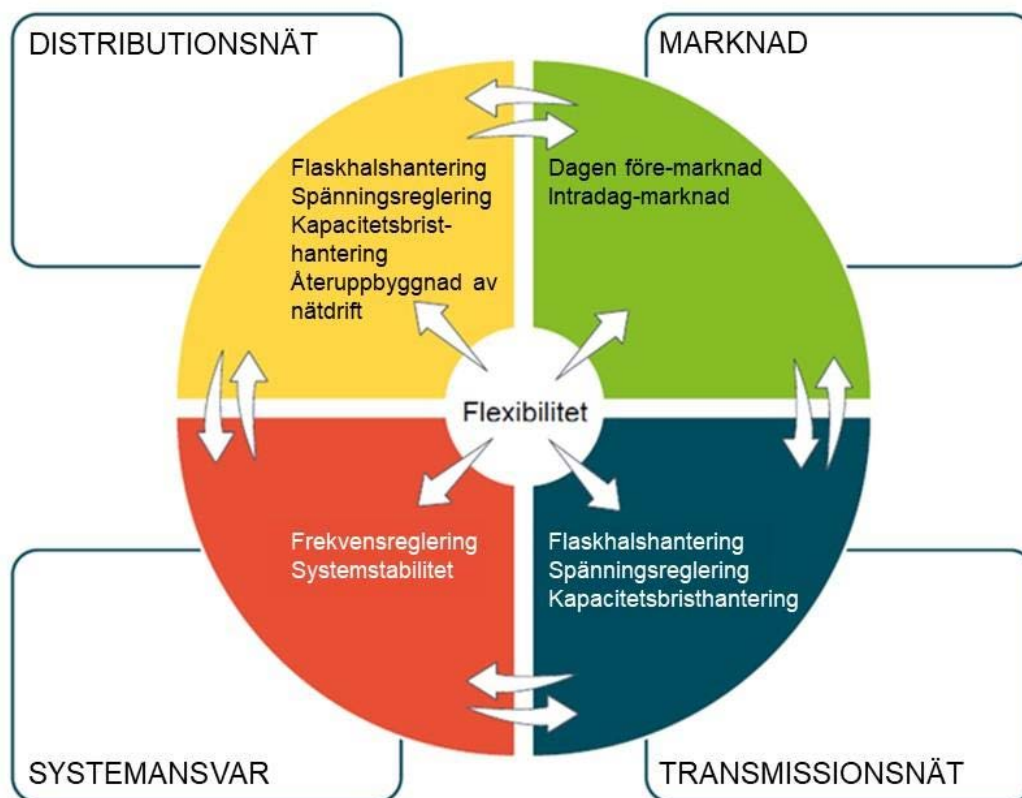
Bilaga 3: Resultat från kundworkshop

Sammanfattning av resultatet från workshopen för elkunder, 19 november 2018

Bilaga 4: Effekter av aktivering av flexibilitet i distributionsnät, marknad, transmissionsnät och system

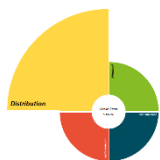
3 Beskrivning av flexibilitet

Arbetsgruppen för roller och ansvar har utgått från en figur som representerar ett möjligt sätt att beskriva elsystemet. Den grundar sig på E-Bridge Consultings modell⁵ och illustrerar de olika områden i elsystemet som kan använda flexibilitet för att lösa ett behov, samt för vad. Figuren beskriver elsystemet indelat i fyra huvudområden: Elhandel/Marknad, Transmissionsnät, Systemansvar och Distributionsnät. Flexibilitetsresurser befinner sig i cirkelns mitt.



Figur 3 – Elsystemet ur ett flexibilitetsperspektiv (flexibilitetsfiguren).

Nedan följer en beskrivning av flexibilitetsfigurens olika delar.



Distributionsnät

Distributionsnät, i Sverige uppdelat i lokalnät och regionnät, avser den delen av elnätet som överför el till slutanvändare. Regionnätet har vanligtvis en spänning mellan 20 kV och 130 kV och lokalnätet har vanligtvis en spänning mellan 0,4 kV och 20 kV. El från relativt småskalig elproduktion matas också in på distributionsnätet, då i lokalnätet (IVA, 2016). Distributionsnäten beskrivs vidare i kapitel 4.



Marknad

I denna rapport begränsas marknad till att beskriva handel med el. Handeln mellan producenter och elleverantörer i Norden sker huvudsakligen via nominerade elmarknadsoperatörer och främst via Nord Pool. Marknaden är gemensam för Sverige, Norge, Finland, Danmark och Baltikum och ägs av systemoperatörer som

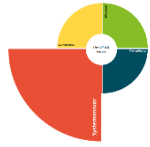
⁵ framtagen 2017 (E-Bridge, 2017)

verkar i respektive land. Sveriges elmarknad behandlas vidare i kapitel 4.



Transmissionsnät

Transmissionsnätet definieras i Sverige som ett nät med en spänning över 220 kV, vilket omfattar stamnätet som har en spänning mellan 220 kV och 400 kV. Stamnätet ägs och förvaltas av Svenska kraftnät. Transmissionsnät beskrivs vidare i kapitel 4.



Systemansvar

Svenska kraftnät har systemansvaret för hela det svenska elsystemet. Det innebär att Svenska kraftnät ansvarar för att det är balans mellan produktion och förbrukning av el i hela landet. Balansansvariga har ett avtal om balansansvar med Svenska kraftnät. De elhandlare som har ett balansansvar har ett ekonomiskt ansvar för att tillförd mängd el och uttagen mängd el varje timme är i balans i de inmatnings- och uttagspunkter som omfattas av balansansvaret. Systemansvar beskrivs vidare i kapitel 4.

Flexibilitetsresurser

De resurser för att aktivera flexibilitet som behandlas i denna rapport är energilager, laststyrning samt produktionsstyrning.

Energilager

Lagring av energi innebär att användningen kan "flyttas i tiden". Energilager i form av vattenmagasin för vattenkraft är exempel på en ofta använd resurs för att aktivera produktionsflexibilitet. I länder med rätt förutsättningar finns också sedan länge energilager i form av pumpkraftverk, där vatten kan pumpas upp till en högt belägen damm, för att sedan utnyttjas för elproduktion vid annan tidpunkt. Olika sorters batterier, Power to Gas och CAES (Compressed Air Energy Storage) är andra exempel på energilager.

Laststyrning

Laststyrning innebär att elanvändningen styrs för att jämna ut belastningen på elnätet över tid eller för att kunna köpa energi när tillgången är god och använda den senare. Det kan exempelvis handla om att ett antal hushåll har gått med på att deras värmepump kan fjärrstyras när nätet är hårt belastat så att användningen kortvarigt minskas. Ett annat exempel är att ett industriföretag startar vissa maskiner på natten i stället för på dagen för att jämna ut elanvändningen över dygnet. På så sätt undviks så kallade effektoppar som är kostsamma för både elnätsföretag, balansansvariga och elkunder, då de innebär tillkommande straffavgifter från transmissionsnät till distributionsnät och dyrare elnätstariffer.

Laststyrning kan delas upp i två delar: direkt och indirekt laststyrning. Direkt laststyrning kan förklaras som sänkning av last, antingen genom "hård" styrning (av/på) eller "mjuk" styrning (i procent). Den direkta styrningen sker genom en medveten begränsning av effektuttaget, antingen av elkunden själv eller av en leverantör genom till exempel fjärrstyrning. Industrier och större slutanvändare är de som kan styra sin elanvändning medan hushåll vanligtvis blir styrda av leverantör. Den indirekta laststyrningen har snarare inverkan på den momentana elanvändningen genom att antingen använda information, regelverk eller prissättning för att påverka användningsmönstret. Prissättningen kan utformas genom tillämpning av exempelvis tidsdifferenstariffer, effekttariffer eller dynamiskt pris men också rabatter och andra former av kontrakt. Smarta mätare och styrsystem ger förutsättningar att agera effektivt på prissignaler.

Produktionsstyrning

Styrning av produktion sker på liknande sätt som styrning av förbrukning och nyttjas för att anpassa produktionen till rådande marknadssituation eller för att balansera effekten i elsystemet.

Aggregering av flexibilitetsresurser

Aggregering innebär att en aktör kombinerar ett flertal resurser såsom elanvändning eller elproduktion för försäljning, köp eller auktionering på organiserade energimarknader och kapacitetsmarknader. Aktören – aggregatorn – kan därmed samla ett antal kunder med flexibla laster, småskalig produktion eller energilager för att erbjuda denna resurs för att aktivera flexibilitet på olika marknader. Användandet av aggregering på en marknad behöver kombineras med ett fortsatt effektivt och säkert elsystem samt transparens gällande finansiellt ansvar för eventuella obalanser. Aggregatorns roll och ansvar samt förhållande till den balansansvarige är därmed viktigt att definiera.

Nyttan med flexibilitet

Flexibilitet kan på olika sätt hjälpa elsystemet, dels genom att förbättra elkvaliteten, dels genom att ta tillvara producerad el när den inte kan användas direkt eller att styra användning av el till tidpunkter då tillgången bättre matchar efterfrågan. Med en ökande mängd variabel kraft i systemet ökar behovet av att kunna matcha tillgänglig effekt med förbrukningen, detta kan exempelvis ske med hjälp av resurser för att aktivera flexibilitet.

Användning av flexibilitetsresurser i elsystemet

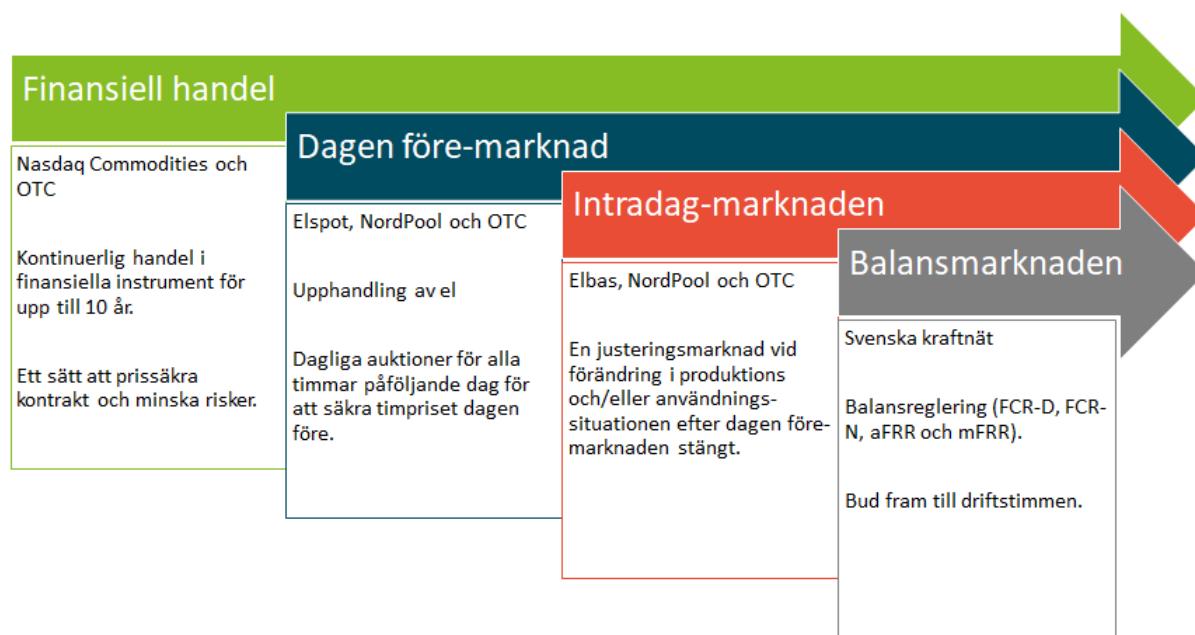
Flexibilitetsresurser kan aktiveras för att tillgodose behov i olika områden i elsystemet. En översikt över de behov som aktiveringen av en flexibilitetsresurs kan fylla i respektive område visas i tabellen nedan. Uppräkningen ska inte ses som en fullständig redogörelse för samtliga användningsområden utan som en sammanfattning av resursernas möjligheter att påverka. I hur stor utsträckning detta görs i dagens elsystem varierar.

Tabell 1 - Hur resurser för att aktivera flexibilitet kan användas i de olika delarna av elsystemet.

Flexibilitets-resurser	Distributionsnät	Marknad	Transmissionsnät	Systemansvar
Energilager	Som en buffert i nätet, där lagret laddas vid god tillgång på effekt eller el och laddas ur vid effektbrist. Kan användas för att minska effekttoppar och få en jämnare belastning på nätet, underlätta integrering av förnybar energi, upprätthålla stabiliteten i nätet, minska distributionsförluster, möjliggöra ö-drift av ett lokalt energisystem m.m.	För att köpa och lagra el vid god tillgång/överskott och låga elpriser, för att sedan sälja vid begränsad tillgång och höga priser. För optimerad elhandel genom snabb reglering utifrån behov på marknaden. Risken för både elhandlare och producenter minskar.	Kan användas på samma sätt som i distributionsnät. Beroende på vilken typ av lager och vad syftet med det är så passar energilagret i olika delar av nätet. T.ex. gör vissa batterilager mest nytta för systemet i stort ju längre ner i nätet det placeras. Placering i transmissionsnät är därför inte alltid det mest effektiva.	För balansreglering på timbasis och kortare. För frekvensreglering som är ett vanligt användningsområde med en reaktionstid på millisekundnivå.
Laststyrning	För att flytta effektuttaget hos de slutanvändare som är anslutna till distributionsnätet med syfte att jämna ut belastningen på elnätet och undvika effekttoppar. Används framförallt på tim- och dygnsbasis.	För att minska säkringsabonnemang och förflytta handel av el och genom det köpa el vid lägre priser. Effekter på marknaden är jämnare pris på längre sikt och att kunden får el tillförlitligare.	För att flytta effektuttaget hos de slutanvändare som är anslutna till transmissionsnätet med syfte att jämna ut belastningen på elnätet och undvika effekttoppar. Används framförallt på tim- och dygnsbasis.	
Produktionsstyrning	För att öka eller minska eltillförseln för att säkerställa optimal användning av elnätet.	För att anpassa produktionen till rådande marknadssituation. Skapar prisutjämning.	För att öka eller minska eltillförseln för att säkerställa optimal användning av elnätet.	Styrning av produktion, utifrån avtal med producenter, är ett sätt för balansansvariga att upprätthålla systembalans. Alla produktionsobjekt i Sverige är anslutna till en produktions-reglerreserv och kan uppmanas att regleras, med undantag för kärnkraften.

4 Det svenska elsystemet och den svenska elmarknaden

Utöver de fysiska tillgångarna i stam-, region- och lokalnätet innefattar elsystemet elmarknaden där handeln med el sker, samt systemansvar för att upprätthålla balansen och driften av elsystemet. Följande avsnitt är en kort beskrivning av det svenska elsystemet och aktuella marknadsplatser där flexibilitet kan användas. Avsnittet är indelat efter de olika delar av elsystemet som kan använda flexibilitet för att lösa möjliga behov (flexibilitetsfiguren, figur 3). En översikt och sammanfattning av de olika upphandlingar och marknadsplatser som finns för flexibilitet illustreras i figuren nedan.



Figur 4 - Sammanfattning av handelsplatser på den svenska elmarknaden.

Det finns två flöden i elsystemet – ett fysiskt och ett ekonomiskt. Det fysiska flödet, dvs. elleveransen, går från producenterna via elnätet till kunden eller direkt från den egna elproducerande enheten till kunden. Det ekonomiska flödet består dels av ersättning för elen, från kunden via elhandlaren och elbörsen till producenten, dels av ersättning till elnätsföretaget för överföringen av el via näten. Den svenska elmarknaden är konkurrensutsatt och konsumenterna kan fritt välja elhandlare. De konkurrensutsatta verksamheternas produktion och försäljning av el ska vara åtskilda från distribution, som utgör en monopolverksamhet. En hörnsten för elmarknaden är att elnäten ska vara tillgängliga för alla producenter och elkunder på lika villkor. Alla som är anslutna till elnätet betalar en s.k. punkttariff och får därmed tillgång till hela den svenska (och därigenom den nordiska) elmarknaden. Elmarknaden övervakas av den nationella tillsynsmyndigheten Energimarknadsinspektionen.

4.1 Transmissions- och distributionsnät

De fysiska tillgångarna i elsystemet består i princip av två kategorier av elnät (transmissionsnät och distributionsnät) som sammanbinder elproduktionsanläggningar med elanvändare. I Sverige har vi en indelning av elnätet i tre kategorier: stamnät (transmissionsnät) samt region- och lokalnät (distributionsnät).

Det svenska stamnätet ägs av den svenska staten och förvaltas av myndigheten Svenska kraftnät, på uppdrag av den svenska regeringen. Det finns idag cirka 155 elnätsföretag i Sverige som äger och driver region- och lokalnät.

4.1.1 Åtskillnadsregler för elnätsföretag

Elnätsföretag är de företag som äger och driver olika delar av det svenska elnätet. Deras verksamhet definieras utifrån 1 kap. 4 § ellagen om vad som avses med nätverksamhet, samt regleras i 3 kap. ellagen.

För att den nätverksamhet som regleras i ellagen inte ska påverkas av förhållanden inom den konkurrensutsatta elproduktionen eller elhandeln finns regler kring åtskillnad i ellagen, främst i 3 kap. (§ 1a–d). Dessa åtskillnadsregler syftar också till att motverka att ett elnätsföretag som finns i en koncern där även elhandel och/eller produktion återfinns på något sätt gynnar det egna bolaget och därmed beter sig diskriminerande mot övriga aktörer på elmarknaden.

Det finns två sorters åtskillnad: juridisk och funktionell. (Energiföretagen, 2019)

Juridisk åtskillnad

I 3 kap. 1 a § ellagen står det att *”en juridisk person som bedriver nätverksamhet får inte bedriva produktion av eller handel med el.”* Detta kallas i branschen för juridisk åtskillnad.

Generellt gäller detta för alla elnätsföretag, men lagen formulerar två undantagsfall där det är tillåtet för samma juridiska person att bedriva produktion av el tillsammans med nätverksamhet. Dessa två undantag gäller om produktionen:

1. uteslutande är avsedd att täcka nätförluster, eller
2. sker tillfälligt i syfte att ersätta utebliven el vid elavbrott.

Funktionell åtskillnad

I 3 kap. 1 b § ellagen står det att *”Ett företag som bedriver nätverksamhet och som ingår i en koncern vars samlade elnät har minst 100 000 elanvändare ska till sin organisation och sitt beslutsfattande vara åtskilt från företag som bedriver produktion av eller handel med el”*. Detta kallas i branschen för funktionell åtskillnad och gäller alltså utöver den juridiska åtskillnaden.

I ett sådant elnätsföretag får alltså inte en styrelseledamot, verkställande direktör eller firmatecknare vara densamma som i ett företag som bedriver produktion av eller handel med el. Ellagen 3 kap 1 c § tydliggör vidare att ett sådant elnätsföretag heller inte får *”bevilja anställda i ledande ställning löner eller andra förmåner som grundar sig på resultatet i de delar av koncernen som bedriver produktion eller handel av el.”* Elnätsföretaget ska också ha *”den faktiska beslutanderätten i förhållande till övriga delar av koncernen när det gäller de tillgångar som nätföretaget behöver för att trygga drift, underhåll och utbyggnad av nätet.”* (Sveriges riksdag, 1997)

4.2 Marknad

När man i dag refererar till begreppet elmarknaden är det vanligt att skilja på partihandel (grossistmarknaden) och detaljhandel (slutkundsmarknaden).

Med marknad (enligt flexibilitetsfiguren, figur 3) avses främst grossistmarknaden för den fysiska handeln med el, det vill säga den marknadsplats där el handlas mellan producenter, elhandlare och stora elanvändare. På grossistmarknaden avser kontrakten en viss mängd el under en viss timme (MWh per timme) för en specifik prisnivå (EUR/MWh). Slutkundsmarknaden avser elhandelsföretagens försäljning av el till företag och hushåll och bygger på bilaterala avtal mellan

parterna. På slutkundsmarknaden avser kontrakten till skillnad från grossistmarknaden använd energi under en längre tidsperiod och mäts i kWh eller MWh. (Energimarknadsinspektionen, 2019:A), (Konkurrensverket, 2018).

Den fysiska handeln med el sker huvudsakligen via Nord Pool. Marknaden är gemensam för Sverige, Norge, Finland, Danmark, Estland, Lettland och Litauen och ägs av stamnätsoperatörer som verkar i respektive land. Via överföringsförbindelser sker även handel med Nederländerna, Ryssland, Polen och Tyskland. På Nord Pool finns cirka 380 aktiva handelsaktörer.

Den finansiella handeln med el sker huvudsakligen på Nasdaq Commodities. (Energimarknadsinspektionen, 2019:A), (Konkurrensverket, 2018).

4.2.1 Bilateral avtal

Det finns en möjlighet för aktörer att upprätta bilaterala avtal, något som sker direkt mellan producenter och köpare. Dessa avtal är relativt oreglerade och har hittills kommit att omfatta mindre volymer, men behöver ske i enlighet med gällande lagstiftning. (Konkurrensverket, 2018)

Även om den mesta elhandeln sker via Nord Pool finns det ingen reglering som gör att aktörerna måste gå den vägen. Valet är fritt även för elproducenter och elleverantörer. (Energimarknadsinspektionen, 2017) Dessa bilaterala avtal kan gälla olika former av lokala nättjänster där t.ex. en aggregator eller leverantör av balanstjänster tecknar ett avtal med ett elnätsföretag om en flexibilitetstjänst som kan knytas till vissa lokala punkter i elnätet. Flexibiliteten används av elnätsföretaget för att lösa flaskhalsproblematik och därmed minska investeringsbehovet eller för att minska abonnemangskostnaderna mot överliggande nät.

Handel kan således ske Over The Counter (OTC). Over The Counter innebär handel som sker utanför reglerade marknader och handelsplattformar. (Finansinspektionen, 2017)

4.2.2 Fysisk handel

Köpare och säljare av el kan på Nord Pool välja mellan att handla dagen före (dagen före-marknad) eller samma dag (intradag-marknad) som leveransen vidare ska ske. (Energimarknadsinspektionen, 2017)

Dagen före-marknaden

På Dagen före marknaden handlas el för nästa dag. Där sätts priset utifrån ett auktionsförfarande för varje timme under nästa dag, där sälj- och köpbud lämnas fram till klockan 12. En timma senare, 13 publicerar Nord Pool priserna för kommande dag. Vid handel på dagen före-marknaden köps alltså den volym som behövs och priset betalas efter utbud och efterfrågan för nästa dags respektive timmar och prisområden. (Energimarknadsinspektionen, 2017)

Intradag-marknaden

Intradag-marknaden är en justeringsmarknad som finns till för att justera eventuella förändringar i produktions- och förbrukningssituationen för elenergi hos marknadsaktörerna efter det att dagen före-marknaden har stängt. Justeringen kan göras fram till en timme innan leveranstimmen. (Energimarknadsinspektionen, 2017) Här handlas det enligt "pay as bid" där bud anges med mängd och pris för köp och sälj, kontinuerligt.

4.2.3 Finansiell handel

Handel på den finansiella marknaden är i första hand ett verktyg för de företag som köper och säljer el för att prissäkra sina kontrakt och på så sätt minska sina risker. Denna handel kan också användas

för spekulation i prisförändringar. Aktörerna är därför i huvudsak de samma som på grossistmarknadens övriga delmarknader.

Marknaden för finansiell handel i Norden sker huvudsakligen på Nasdaq Commodities och kallas även terminsmarknaden. En termin är ett avtal mellan två parter om en framtida affär. Denna marknad kan ses som ett instrument för aktörer att hantera risker genom att säkra sitt elpris upp till tio år framåt i tiden. (Energiföretagen, 2016)

Ett annat instrument är Electricity price area differential (EPAD) vilket är ett differenskontrakt baserat på skillnad i pris mellan prisområden. Perioden kan vara upp till fyra år för EPADs. Utöver dessa finns även andra finansiella instrument i form av eloptioner och kontrakt för prissättningar med upp till ett år i kontraktslängd.

4.3 System- och balansansvar

Svenska kraftnät förvaltar stamnätet samt har **systemansvar**, ett ansvar som Svenska kraftnät definierar som:

”Vi ska se till att det alltid råder kortsiktig balans mellan produktion och försäljning av el i hela landet. Men vi har inte ansvar för att det finns tillräckligt med produktion för att möta förbrukningen i landet. Det ansvaret vilar på de företag som är balansansvariga”. (Svenska kraftnät, 2019: B)

I ellagen 8 kapitlet 4 § står det att *”en elleverantör får bara leverera el i uttagspunkter där någon har åtagit sig det ekonomiska ansvaret för att det nationella elsystemet tillförs lika mycket el som tas ut i uttagspunkten”*, dvs. ett **balansansvar** (BRP, Balance Responsible Party). Detta balansansvar kan antingen ligga hos elleverantören själv, eller överlåtas av elleverantören till annan aktör som ansöker eller redan är balansansvarig hos Svenska kraftnät. Ett balansvarsavtal skrivs mellan balansansvarig och Svenska kraftnät. (Svenska kraftnät, 2019: B)

Balansansvarig ska planera sin produktion utifrån en prognos för elförbrukningen (dels för egen produktion/förbrukning men även ingångna avtal om köp och försäljning av el) samt genom att handla el. (Svenska kraftnät, 2019: B)

Kommissionsriktlinjen “Balanshållning av el” (Eng. Electricity Balancing, EB) fastställer gemensamma principer för balanshållning av el. Med anledning av denna kommer en ny roll i framtiden att implementeras i Sverige: “Leverantör av balanstjänster” (Eng. Balance Service Provider, BSP), en roll som innebär att aktörer direkt kan lämna bud till marknaderna för balansering⁶, dvs. de behöver inte gå via sin balansansvariga part. (Svenska kraftnät, 2019: C)

4.3.1 Balansmarknader

För att fullfölja sitt uppdrag som systemansvarig köper Svenska kraftnät reserver från balansvariga företag. Reserver kan exempelvis vara produktionsanläggningar eller anläggningar som kan anpassa sin elförbrukning. Svenska kraftnät vill öka konkurrensen på balansmarknaderna och välkomnar därför nya typer av resurser. (Svenska kraftnät, 2019: D)

Det finns både automatiska och manuella reserver, där de automatiska är snabbast och därför de som först aktiveras vid en frekvensavvikelse. (Svenska kraftnät, 2019: A) I avsnitten nedan beskrivs tre olika reserver, Frequency Containment Reserve, Frequency Restoration Reserve, automatic och Frequency Restoration Reserve, manual.

⁶ Svenska kraftnät ansvarar för dessa marknader

FCR (Frequency Containment Reserve)

FCR är en reserv som har som uppgift att stabilisera frekvensen så att den inte sjunker eller höjs. FCR handlas upp i förväg och aktiveras automatiskt vid frekvensavvikelse inom det aktuella frekvensområdet. Automatiskt innebär att den ligger och känner av frekvensen hela tiden och vid avsteg från givna intervall aktiveras den. Den kallas också primärreglering. FCR delas upp i två reserver (Svenska kraftnät, 2019: A):

- FCR-N (där N står för normal). FCR-N stabiliserar frekvensen vid små förändringar i förbrukning eller produktion.
- FCR-D (där D står för disturbance). FCR-D stabiliserar frekvensen vid driftstörning.

Kapacitet erbjuds genom att säljaren garanterar köparen en ökning eller minskning av förbrukning eller produktion i en produktions- eller förbrukningsanläggning. Kapacitet handlas upp ett eller två dygn före leveranstimen och ersättning för upphandlad kapacitet sker enligt "pay as bid", där aktören får ersättning för att finnas tillgänglig under vissa timmar med en viss volym, dvs. för tillgänglig kapacitet. Minsta budstorlek för FCR är 0,1 MW vilket är mindre än de andra reserverna. (Svenska kraftnät, 2018:A)

aFRR (Frequency Restoration Reserve, automatic)

aFRR är en återställningsreserv som handlas upp i förväg och aktiveras automatiskt. Syftet med aFRR är att hjälpa till att återställa frekvensen till 50 Hz genom att avlasta FCR-N reserverna. (Svenska kraftnät, 2019: A) Ersättningen sker dels genom ersättning för kapacitet och dels en ersättning för energi. Till skillnad från FCR ställs krav på att aFRR ska ha styrutrustning i så att systemansvarig kan styra anläggningen. Minsta budstorlek är 5 MW. (Svenska kraftnät, 2018:A)

mFRR (Frequency Restoration Reserve, manual)

mFRR är en reserv som aktiveras manuellt efter begäran från Svenska kraftnät för att avlasta de automatiska återställningsreserven (aFRR) med samma syfte; att återställa frekvensen till 50 Hz. För mFRR finns en nordisk reglerkraftmarknad, som förkortas RKM, där energi köps och säljs varje timme. (Svenska kraftnät, 2019: A) Prissättningen sker genom marginalprissättning, dvs. det högst eller lägst avropade budet för den aktuella timmen blir prissättande. Minsta budstorlek är 5 eller 10 MW beroende på elområde. (Svenska kraftnät, 2019:F)

5 Effekter av att aktivera flexibilitetsresurser

5.1 Workshop för aktörer 4 december 2018

Flexibilitetsresurser kan användas i alla de fyra områden som beskrivs i flexibilitetsfiguren (figur 3) och effekterna kommer att skilja sig åt beroende på var i systemet de aktiveras. Detta avsnitt beskriver alternativ då flexibilitetsresurser aktiveras, genom ett antal användarfall. Dessa fall har tagits fram av projektets arbetsgrupp och syftar till att beskriva situationer när en flexibilitetsresurs har aktiverats i elsystemet. Fallen har därefter analyserats vid en workshop den 4 december med en bred representation av aktörer. Analysen bestod i att aktörerna fick beskriva möjliga effekter av att flexibilitetsresurserna aktiveras. Resultatet från workshopen utgör underlaget till detta avsnitt.

Viktigt att notera är att resultatet från workshopen ger en bild av deltagarnas respektive expertis. För att dra generella slutsatser behöver resultatet balanseras med andra studier. Det är därmed svårt att utifrån workshopresultatet bedöma hur viktiga eller oviktiga vissa effekter är i ett större sammanhang. Exempelvis ser flaskhalsproblematiken olika ut på olika spänningsnivåer. En teknisk lösning som ska klara flaskhalsproblematik på 130 kV-nivå är på ett sätt lättare eftersom området som åtgärdas är större och kan aggregeras på ett bättre sätt. På 400 V-nivå är det däremot bara de resurser som faktiskt befinner sig i den nätstrukturen som kan bidra, och här krävs t.ex. ett större antal energilager om dessa ska kunna bidra som en flexibilitetslösning.

Vid aktivering av flexibilitetsresurser påverkas de olika delarna i elsystemet. Denna påverkan aktualiserar frågor kopplade till roller och ansvar för de olika aktörerna. Framförallt påverkas balansansvarsrollen då den direkt påverkas av aktiverad flexibilitetsresurs. Systemansvaret kan också påverkas utifrån den balansansvariges planering samt balansansvarsavtalen. Även leveranssäkerhet, frekvenshållning och reglerbehov påverkas av att flexibilitetsresursen aktiveras. Utöver detta kommer troligen användandet av resurser för att aktivera flexibilitet att öka komplexiteten när det gäller prognostisering men öppnar även upp elsystemet för nya aktörer och affärsmöjligheter.

Aktiveringen av flexibilitet påverkar också kapaciteten att ansluta nya kunder, hantering av flaskhalsproblematik samt elpris.

Totalt har nio användarfall tagits fram som representerar situationer då flexibilitetsresurser aktiverats.

1. Två fall för distributionsnät: ett där laststyrning aktiverades och ett där produktionsstyrning aktiverades
2. Tre fall för marknad: ett fall där energilager aktiverades, ett då aggregerad lastreduktion aktiverades och ett då aggregerade flexibilitetsresurser aktiverades
3. Två fall för transmissionsnät: ett där energilager aktiverades och ett där reglerkraftmarknaden aktiverades.
4. Två fall för systemansvar: ett fall då aggregerad lastreduktion aktiverades och ett då styrning av produktion aktiverades.

Tabell 2 visar vilka resurser i kombination med vilka delar av elsystemet som analyserats i olika fall. Varje kryss representerar ett fall.

Tabell 2 – Översikt av fall som analyserats vid workshop

		Del i elsystemet			
		Distributionsnät	Marknad	Transmissionsnät	Systemansvar
Flexibilitetsresurs	Energilager		X	X	
	Laststyrning	X			
	Aggregerad lastreduktion		X		X
	Aggregerade flexibilitetsresurser		X		
	Reglerkraftmarknaden			X	
	Styrning av produktion	X			X

För en fullständig redogörelse för de tänkbara effekter som deltagarna i workshopen identifierade, se bilaga 4.

5.2 Slutsatser från workshop

Det blev tydligt under workshopen att om en flexibilitetsresurs aktiveras i ett område, påverkas minst ett av de andra områdena.

Väl fungerande energimarknader har stor betydelse för den ekonomiska utvecklingen på både kort och lång sikt, där elmarknaden utifrån dess storlek och växande andel av energimarknaden som helhet är den viktigaste. Från ett samhällsekonomiskt perspektiv har det visats att konkurrens mellan tillräckligt antal aktörer leder till både kostnadseffektivitet och små skillnader mellan priser och marginalkostnader, vilket ger effektiva marknader. Generellt gäller att effektiviteten hindras om dominerande aktörer missbrukar sin marknadsmakt. (Bergman, 2014) För att få bästa möjliga effektivitet på elmarknaden är det därför av stor vikt att flexibilitet kan nyttjas av flera aktörer och att de flexibilitetsresurser som används inte blir inlåsta till en dominerade aktör. Den svenska elmarknaden har varit avreglerad sedan länge och marknadslösningar som underlättar för konkurrensutsatta aktörer att erbjuda tjänster och etablera verksamhet är fortsatt en stark trend också på europeisk nivå. Det är därför särskilt viktigt att beakta den reglerade monopolverksamhetens verksamhetsområde särskilt för att om möjligt undvika en marknadsstörande utveckling.

De ekonomiska drivkrafterna kan öka efterfrågan på flexibilitet, eftersom fler aktörer har möjlighet och tillgång till de olika flexibilitetsresurserna. Av den anledningen är det viktigt att en marknadsplats finns eller möjligheten till bilaterala avtal som bygger på transparens och konkurrensutsatt prissättning. Det har dock framkommit att det finns vissa instegshinder för flexibilitet på dagens marknad, detta måste ses över.

En konsekvens som identifierades vid workshopen var att det kan förekomma konkurrens om flexibilitetsresurserna. Därmed skapas en viss otrygghet eftersom man inte vet om resursen kommer att finnas tillgänglig när den behövs.

Workshopresultatet visar även balansansvar och systemansvar påverkas vid aktivering. Det upplevs också som otydligt vilket balansansvar aggregatorn ska ha.

Leveranssäkerhet, frekvenshållning och reglerbehov påverkas av att flexibilitetsresurser aktiveras. Utöver detta kommer troligen användandet av flexibilitetsresurser under en övergångsfas att öka komplexiteten när det gäller prognostisering. Det är dock sannolikt att aktörerna kommer att anpassa verksamheten efter kundernas agerande. Användandet av flexibilitetsresurser påverkar också kapaciteten att ansluta nya kunder, hantering av flaskhalsproblematik och elpris.

6 Analys av elnätsföretagens roll i hanteringen av flexibilitetsresurser samt aggregering

I föregående kapitel konstaterades att en aktivering av en flexibilitetsresurs i ett av områdena i flexibilitetsfiguren påverkar minst ett av de andra områdena. Det är särskilt allvarligt då en resurs aktiveras i en monopolverksamhet, såsom ett distributionsnät, och det får en påverkan på marknaden. En otydlighet som påverkar effektiviteten i marknaden, men också elnätsföretagens och de konkurrensutsatta aktörernas möjligheter till investeringar som möjliggör flexibilitet.

Detta bekräftar den bild som framkom under framtagandet av flexibilitetsstrategin (Forum för smarta elnät 2017). Arbetet fokuserar därför fortsättningsvis på elnätsföretagens roll för flexibilitetsresurserna.

I detta kapitel behandlas alternativ för elnätsföretagets roll och ansvar i förhållande till respektive flexibilitetsresurs samt aggregering. Alternativen är i ett första steg framtagna utan att beakta om de är tillåtna i nuvarande svensk lagstiftning eller enligt Ren energi-paketet. De visar däremot på behov av förtydliganden för att uppnå en ökad flexibilitet i elsystemet. I ett andra steg analyseras alternativen utifrån ramarna i nuvarande lagstiftning och Ren energi-paketet. Sammanlagt sju alternativ har därefter valts ut av arbetsgruppen som rekommenderade för vidare utredning.

De flexibilitetsresurser som utreds är lager, laststyrning och produktionsstyrning. De identifierade alternativen behandlar även aggregering av flexibilitetsresurser.

Fokus i denna analys har legat på att tydliggöra elnätsföretagens roll. Dessa är en reglerad monopolverksamhet och verksamheten styrs bland annat av åtskillnadsregler och intäktsramar. Den påverkan på andra aktörer som elnätsföretagets aktivering av flexibilitet har behöver därför utredas.

Dagens svenska regelverk och Ren energi-paketet beskrivs mer ingående i bilaga 1.

6.1 Energilager

Detta avsnitt innehåller en analys av vilken roll elnätsföretaget kan ha kopplat till energilager som en flexibilitetsresurs. Fokus ligger som nämnts ovan på elnätsföretaget då det är en monopolaktör och dennes inflytande över flexibilitetsresurser påverkar vad den konkurrensutsatta marknaden kan omfatta.

Definition av energilager

Att skjuta upp ögonblicket för användning av en viss mängd producerad el, antingen som slutlig energianvändning eller omvandlad till annan energibärare.

Undersökta alternativ för ägande och drift av energilager

Med anledning av att elnätsföretagets roll påverkas av såväl dagens som kommande regelverk har fyra alternativ med utgångspunkt i elnätsföretagets roll kopplat till energilager tagits fram. Dessa alternativ presenteras kort nedan och eventuellt behov av regelverksförändring analyseras senare i detta avsnitt.

- Elnätsföretaget får äga och driva energilager
- Elnätsföretaget får äga och kontrollera lagret men det hyrs delvis ut
- **Elnätsföretaget får endast äga och driva energilager om det syftar till att säkra nätdriften**
- **Elnätsföretaget får inte äga och driva energilager**

Av de identifierade alternativen för elnätsföretagens roll föreslås att de markerade alternativen utreds vidare i arbetet med att möjliggöra en ökad flexibilitet i det svenska elsystemet.

6.1.1 Elnätsföretaget får äga och driva energilager

Detta alternativ utgår från att elnätsföretaget äger och driver energilager. Energilagret används både för eget behov och drift men kapaciteten används även för handel med flexibilitetstjänster på exempelvis balansmarknaden. Detta är det alternativ som kopplat till energilager ger störst frihet till elnätsföretaget.

Detta alternativ är inte tillåtet enligt nuvarande svensk lagstiftning och i Ren energi-paketet är det endast tillåtet för elnätsföretag att äga lager i undantagsfall och aldrig för handel på marknader. För att detta alternativ skall kunna implementeras krävs därmed större förändringar i nuvarande svensk och europeisk lagstiftning som gör att elnätsföretag också får använda energilager för handel av lagringstjänster.

6.1.2 Elnätsföretaget får äga och kontrollera lagret men det hyrs delvis ut

Detta alternativ utgår från att elnätsföretaget äger energilagret men driver det inte fullt ut. Energilagret hyrs ut via kontrakt till en fristående aktör på elmarknaden som i sin tur använder energilagret för exempelvis handel av lagringstjänster. En variant av detta alternativ är att elnätsföretaget driver energilagret för nätdrift, såsom för att täcka förluster eller ersätta utebliven el vid avbrott, men att lagret delvis hyrs ut för handel av lagringstjänster.

Uthyrningsverksamhet av lagringsutrymme omfattas inte av definitionen av nätverksamhet (1 kap 4 § ellagen) vilket gör att denna uthyrningsverksamheten behöver vara skild från nätverksamheten. I Ren energi-paketet är det endast tillåtet för elnätsföretag att äga lager i undantagsfall och aldrig för handel på marknader. För att alternativet skall kunna implementeras krävs förändringar i nuvarande svensk och europeisk lagstiftning som gör att elnätsföretag får hyra ut energilager som de tillåts äga för de tillfällen de inte behöver dem för nätstabiliserande åtgärder.

6.1.3 Elnätsföretaget får endast äga och driva energilager om det syftar till att säkra nätdriften

Detta alternativ utgår från att elnätsföretaget får äga och driva energilager om det sker för att säkra nätdriften. Elnätsföretag kan då endast äga och driva energilager som produktionskälla om det syftar till att täcka nätförluster eller tillfälligt ersätta utebliven el vid elavbrott.

I tillägg till ovanstående får elnätsföretaget för driften av elnätet (utöver att täcka förluster eller ersätta utebliven el vid avbrott) enligt 3 kap. 16 § köpa in el från extern aktör, vilket ska ske på ett öppet, icke-diskriminerande och marknadsorienterat sätt. Enligt Ren energi-paketet föreslås dock att

elnätsföretag i distributionsnät eller transmissionsnät inte ska få äga energilager, annat än om det är nödvändigt för säker nätdrift och ingen annan aktör, efter en öppen upphandling lämnat bud. I normala fall behöver därmed en upphandling göras för att nätet ska kunna använda lager som flexibilitet.

Alternativet tillåts i nuvarande svensk lagstiftning och även i Ren energi-paketet, dock med mer restriktioner än i nuvarande svensk lagstiftning.

6.1.4 Elnätsföretaget får inte äga och driva energilager

Detta alternativ utgår från att elnätsföretag får varken äga eller driva energilager även om det behövs för säker nätdrift, att täcka nätförluster eller att tillfälligt ersätta utebliven el vid elavbrott. Detta alternativ innebär sannolikt en mer strikt tolkning genom att dels inskränka de möjligheter som idag ges enligt svensk lagstiftning samt eventuellt också går längre än Ren energi-paketet. Direktivet anger att elnätsföretag istället för att äga och driva lager ska upphandla tjänster för flexibilitet, men det ges också möjligheter till undantag för detta under särskilt angivna omständigheter.

Detta alternativ är något striktare än nuvarande svensk lagstiftning men behöver inte nödvändigtvis vara i konflikt med det som anges i Ren energi-paketet. Det är därmed ett alternativ som är intressant att utreda vidare.

6.1.5 Alternativ att undersöka vidare för energilager

Valet av alternativ grundar sig dels i regelverket och dels i förhållandet mellan elnätsföretaget och de konkurrensutsatta aktörerna. Båda alternativen "*Elnätsföretaget får endast äga och driva energilager om det syftar till att säkra nätdriften*" och "*Elnätsföretaget får inte äga och driva energilager*" är mer restriktiva av elnätsföretagets möjligheter att äga och driva energilager och som därmed kan möjliggöra andra marknadslösningar.

Alternativ 1: Elnätsföretaget får endast äga och driva energilager om det syftar till att säkra nätdriften

Alternativet tillåts i nuvarande svensk lagstiftning och även i Ren energi-paketet, dock med mer restriktioner än i nuvarande svensk lagstiftning. Förtydliganden som behöver göras i eventuella regelverksförändringar innefattar:

- Vad innebär "*egna behov*" samt "*säker drift*". Hur snävt eller brett vi väljer att tolka det kommer att påverka hur långt elnätsföretagets möjlighet att äga och driva lager sträcker sig.
- En tydlig åtskillnad kan behöva skapas mellan de olika funktionerna för energilagret så att elnätsföretag uppfyller de krav som gäller; att de inte får producera eller handla med el annat än för att täcka sina nätförluster eller tillfälligt ersätta utebliven produktion.

Detta alternativ öppnar upp möjligheter för elnätsföretaget att investera i ny smart elnätsteknik och energilager som syftar till att säkra nätdriften. Detta alternativ kan innebära effektiviseringar genom att ny teknik används istället för elnätsföretaget förstärker nätet med mer ledningar och bidrar till en mer effektiv nätdrift och skäligen kostnadsutveckling.

Alternativ 2: Elnätsföretaget får inte äga och driva energilager

Detta alternativ är striktare än nuvarande svensk lagstiftning men skulle kunna vara i linje med Ren energi-paketet. Förtydliganden som behöver göras i eventuella regelverksförändringar innefattar:

- Hur hanteras energilager som redan ägs av ett elnätsföretag?
- Hur, var och när sker upphandling av energilagret och vilka krav kan ställas?
 - Bör elnätsföretag ha rätt att begränsa upphandling av flexibilitet till viss resurs?
 - Bör utformning av upphandling regleras med avseende på tidshorisont?
- Bör utformning regleras med avseende på krav på tillgänglighet?
- Vad sker om inga bud inkommer?
- Hur mycket ska alla elnätsföretag gemensamt kunna lagra i energilager i framtiden för att kompensera sina nätförluster? Kan denna volym bli tillräckligt stor för att påverka marknaden?

Detta alternativ innebär att nya lageraktörer kan etablera sig på marknaden och sälja sin tjänst till elnätsföretaget. Lageraktören kan också bidra till systemnytta på andra platser än ett specifikt lokalnät genom att erbjuda sin flexibilitetsresurs på andra marknader.

6.2 Laststyrning

Detta avsnitt innehåller en analys av vilken roll elnätsföretaget kan ha kopplat till laststyrning som resurs för att aktivera flexibilitet. Fokus ligger fortsatt på elnätsföretaget då det är en monopolaktör vars användning och inflytande över flexibilitetsresurser påverkar vad den konkurrensutsatta marknaden kan omfatta. Alternativen för elnätsföretagens roll är framtagna utan att beakta om de är tillåtna i nuvarande svensk lagstiftning eller enligt Ren energi-paketet. De visar däremot på otydligheter som kan behöva förtydligas för att uppnå en ökad flexibilitet i elsystemet. I ett andra steg har alternativen analyserats i förhållande till nuvarande regelverk.

Definition av laststyrning som resurs för att aktivera flexibilitet

Ändring av förbrukning hos slutkunder från deras normala eller nuvarande konsumtionsmönster.

Undersökta alternativ för laststyrning⁷

Fyra alternativ rörande laststyrning som är kopplade till elnätsföretagets roll har tagits fram. Dessa alternativ presenteras kort nedan och eventuellt behov av regelverksförändring analyseras i detta kapitel.

- Elnätsföretaget får äga styrutrustning och styra hos kund
- **Elnätsföretaget får inte äga styrutrustning men styra hos kund**
- **Elnätsföretaget köper tjänster från tredje part för laststyrning**

⁷ Enligt nuvarande lagstiftning är elnätsföretaget skyldiga att uppge vilka tekniska krav som gäller för tredje part som vill tillhandahålla tjänster i nätområdet, till exempel kopplat till styrning.

- Elnätsföretaget har avtal med förbrukaranläggningsägare om bortkoppling

Av de identifierade alternativen för elnätsföretagens roll föreslås de markerade alternativen för laststyrning vara mest intressanta att utreda vidare.

6.2.1 Elnätsföretaget får äga styrutrustning och styra hos kund

Alternativet innebär att elnätsföretag har möjlighet att äga den hårdvara och/eller mjukvara som installeras hos kunden samt direkt styra kundens last utifrån ett avtal som upprättats dem emellan.

Dagens regelverk är som helhet otydligt i frågan om vad elnätsföretagen får göra avseende laststyrning hos kund såsom att installera och/eller äga styrutrustning samt styra. Det är önskvärt att detta förtydligas i en riktning som inte skapar barriärer mot en marknad för flexibilitet eller nya aktörer.

Enligt Ei är det inte förbjudet för ett elnätsföretag att styra last hos kund om de har avtal med kunden, de kan även med ett sådant avtal äga och installera styrutrustningen bakom mätaren hos kund. Det är dock inte klart om detta är att anse som nätverksamhet eftersom det ännu inte är juridiskt prövat av Ei eller i domstol. Styrutrustning bakom mätaren ingår dock inte i kapitalbasen (intäktsramsregleringen). Viktigt att poängtera är också att ovan gäller eftersom laststyrningen inte kan sägas utgöra produktion av eller handel med el.

Elnätsföretagens möjlighet att styra kunden bakom mätaren riskerar att hämma de konkurrensutsatta aktörernas möjlighet att erbjuda denna typ av tjänst och därmed hämma utvecklingen av flexibilitetsmarknader. Därför blir frågan om elnätsföretagets roll en fråga om hur flexibilitetsresursen skall frigöras, genom konkurrensutsatta aktörer på en marknad eller genom elnätsföretagen som är en monopolaktör.

Detta alternativ kan även anses strida mot Ren energi-paketet. Direktivet anger att elnätsföretag ska kunna använda *tjänster* för laststyrning (vid sidan av andra resurser för att aktivera flexibilitet) baserat på marknadsprocesser.

6.2.2 Elnätsföretaget får inte äga styrutrustning men styra hos kund i anslutningspunkt

Detta alternativ utgår från att elnätsföretag inte får installera styrutrustningen eller styra innanför mätaren hos kund men däremot styr i kundens uttagpunkt.

Direkt laststyrning genom avtal eller upphandling mellan konsument och elnätsföretaget som utför styrningen är idag möjligt enligt svensk lagstiftning. Detta innebär att hela eller delar av lasten kan kopplas bort. Elnätsföretaget kan även genom incitament se till att kunderna själva minskar sin last (så kallad indirekt laststyrning). I båda dessa exempel är det kunden som äger den tekniska styrutrustningen bakom mätaren. I alternativet förutsätts att elnätsföretaget får ställa vissa funktionskrav för nätdrift på utrustningen från teknikleverantören men inte så att det försvårar tillhandahållandet av laststyrningstjänster.

Detta alternativ skulle kunna gå emot föreslaget i Ren energi-paketet som säger att elnätsföretag ska vara oberoende och inte påverka marknaden. I direktivet står exempelvis att elnätsföretag ska kunna använda *tjänster* för laststyrning (vid sidan av andra resurser för att aktivera flexibilitet) baserat på marknadsprocesser. Om tillgång till styrning i kundens anslutningspunkt fås genom en transparent upphandling bör alternativet emellertid vara i linje med direktivet. Upphandling ska vara öppen för olika resurser som kan fylla behovet.

Alternativet tillåts i nuvarande svensk lagstiftning men kan eventuellt strida mot Ren energi-paketet.

6.2.3 Elnätsföretaget köper tjänster från tredje part för laststyrning

Detta alternativ utgår från att elnätsföretaget inte äger den installerade utrustningen och/eller styr kundens last själv, utan att denna tjänst behöver köpas in eller upphandlas. Det är då kunden själv eller en tredje part som utför själva styrningen av resursen för flexibilitet när elnätsföretaget indikerar på överenskommet sätt enligt upphandlingen/avtal.

Alternativen kan anses vara i linje med Ren energi-paketet, där det anges att elnätsföretag ska kunna använda *tjänster* för laststyrning (vid sidan av andra resurser för att aktivera flexibilitet) baserat på marknadsprocesser. De kan därmed behöva upphandla möjlighet till styrning.

Alternativet tillåts i både nuvarande lagstiftning och i Ren energi-paketet.

6.2.4 Elnätsföretaget har avtal med förbrukaranläggningsägare om bortkoppling

Elnätsföretag har avtal med anläggningsägaren om bortkoppling. Styrning sker genom att elnätsföretaget meddelar anläggningsägaren om bortkoppling eller genom styrning i anslutningspunkt. Styrning sker i detta fall inte innanför mätaren.⁸

Det kan ske genom en upphandling av avtal om bortkoppling direkt från kunden. Upphandlingen skulle kunna ske på liknande sätt som Svenska kraftnäts effektreserv och användas av nätföretaget till exempel vid lokala nätbegränsningar, vilket är tillåtet enligt nuvarande svensk lagstiftning. Detta innebär att hela eller delar av lasten kan kopplas bort. Enligt Ren energi-paketet kan upphandling av reserver inklusive avkopplingsbar last och avkopplingsbar produktion göras, men behöver anpassas med tanke på transparens och oberoende.

Alternativet tillåts i både nuvarande lagstiftning och i Ren energi-paketet.

6.2.5 Alternativ att undersöka vidare för laststyrning

Valet av alternativ grundar sig dels i regelverket och dels i förhållandet mellan elnätsföretaget och de konkurrensutsatta aktörerna. Båda alternativen "Elnätsföretaget får inte äga styrutrustning men styra hos kund i anslutningspunkt" och "Elnätsföretagen köper tjänster från tredje part för laststyrning" begränsar elnätsföretagets möjligheter till direkt laststyrning. Detta ger ökade möjligheter för konkurrensutsatta aktörer att erbjuda dessa tjänster.

Alternativ 3: Elnätsföretaget får inte äga styrutrustning men styra hos kund i anslutningspunkt

Alternativet tillåts i nuvarande svensk lagstiftning men kan eventuellt strida mot Ren energi-paketet. Regelverksförändringar kan krävas för anpassning till Ren energi-paketet. Förtydliganden som behöver göras i eventuella regelverksförändringar innefattar:

- Hur hanteras eventuella avtalsrisker mellan de inblandande parterna och hur påverkas balansansvarige?
- Hur skapas tillräckliga incitament för att teknikleverantörer ska delta?
- Kan tillägg behöva göras till dagens funktionskrav för att underlätta tillhandahållandet av laststyrningstjänster?
- Hur säkerställs att laststyrning används på ett marknadsmässigt sätt i förhållande till eventuella andra resurser som kan fylla samma behov, i enlighet med kraven på icke-diskriminering mellan tekniker i Ren energi-paketet?

⁸ Diskussion om fall innanför mätaren sker

- Vad räknas som innanför mätaren?
- Finns det skillnader på vilken form av styrning som får utföras mellan kunder som har en säkring på över eller under 63 A?

Detta alternativ möjliggör för elnätsföretaget att använda sig av laststyrning direkt hos kunden för att få en effektivare nätdrift. Elnätsföretaget får också möjlighet att använda sig av differentierade nättariffer på ett mer effektivt sätt genom en så kallad hård styrning.

Alternativ 4: Elnätsföretaget köper tjänster från tredje part för laststyrning

Alternativet tillåts i både nuvarande lagstiftning och i Ren energi-paketet. Regelverksförändringar krävs inte för detta alternativ. Förtydliganden som behöver göras innefattar:

- Vilka krav kan ställas i en upphandling?
- Hur skapas tillräckliga incitament för att aktörer ska ha möjlighet att delta och vem har detta ansvar?
- Bör elnätsföretag ha rätt att begränsa upphandling av flexibilitet till viss resurs såsom laststyrning?
- Bör utformning av upphandling regleras med avseende på tidshorisont?
 - Långtidskontrakt?
 - Efter behov t.ex. dygnsvis marknad?
- Vad händer om inte tillräckligt med aktörer kan erbjuda flexibilitet i form av laststyrning?
- Hur sker energimätning och tillgång till data när en tredje part styr lasten och förhåller det sig till lagstiftning som rör personliga data och integritet.
- Finns det skillnader på vilken form av styrning som får utföras mellan kunder som har en säkring på över eller under 63 A?

Detta alternativ öppnar upp möjligheter för energitjänsteföretag att etablera verksamhet i Sverige. Dessa energitjänsteföretag kan erbjuda tjänster som till exempel innebär en styrning av värmepumpar hos kunden och genom till exempel aggregering av flera kunders last sälja flexibilitet på marknader eller sluta bilaterala avtal.

6.3 Produktionsstyrning

Detta avsnitt innehåller en analys av vilken roll elnätsföretaget kan ha kopplat till produktionsstyrning som flexibilitetsresurs. Alternativen för elnätsföretagens roll är framtagna utan att under denna process beakta om de är tillåtna i nuvarande svensk lagstiftning eller enligt Ren energi-paketet. De visar däremot på otydligheter som kan behöva förtydligas för att uppnå en ökad flexibilitet i elsystemet. Regelverket har i ett andra steg använts för att analysera de framtagna alternativen.

Definition av produktionsstyrning

Ändring av elproduktionen hos anläggningar från deras planerade eller förväntade produktionsmönster.

Undersökta alternativ för produktionsstyrning

De alternativ som undersökts är:

- **Elnätsföretaget har avtal med producenten om produktionsstyrning**
- **Elnätsföretaget köper tjänster från tredje part för produktionsstyrning**

Arbetsgruppen föreslår att båda dessa alternativ utreds vidare. Motsatsförhållandet mellan alternativen visar att det finns behov av att tydliggöra vilken roll elnätsföretaget kan ha.

6.3.1 Elnätsföretaget har avtal med producenten om produktionsstyrning

Alternativet utgår från att elnätsföretaget upphandlar och har ett avtal med anläggningsägaren om produktionsstyrning. Styrning sker genom att elnätsföretaget meddelar anläggningsägaren eller genom styrning i anslutningspunkt.

Om upphandlad produktionsstyrning används av nätföretaget för att exempelvis hantera lokala nätbegränsningar eller för att minska kostnader för nätförluster eller överliggande nät, är detta tillåtet enligt nuvarande svensk lagstiftning. Enligt Ren energi-paketet ska upphandling av produktionsreserver ske med transparens och oberoende.

Alternativet tillåts i både nuvarande lagstiftning och i Ren energi-paketet.

6.3.2 Elnätsföretaget köper tjänster från tredje part för produktionsstyrning

Alternativet utgår från att elnätsföretaget köper tjänster för produktionsstyrning av tredje part, så som exempelvis en aggregator och/eller leverantör av balanstjänster som i sin tur har avtal med anläggningsägarna. Styrning sker genom att elnätsföretaget meddelar tredje part när styrning behöver utföras.

Alternativet tillåts i både nuvarande lagstiftning och i Ren energi-paketet.

6.3.3 Alternativ att undersöka vidare för produktionsstyrning

Valet av alternativ grundar sig dels i regelverket, dels i förhållandet mellan elnätsföretaget och de konkurrensutsatta aktörerna. Till skillnad mot alternativen för energilager och laststyrning, som är mer restriktiva med avseende på elnätsföretagets möjligheter, har arbetsgruppen här valt att inkludera alternativet *”Elnätsföretaget har avtal med producenten om produktionsstyrning”* för vidare utredning.

Alternativ 5: Elnätsföretaget har avtal med producenten om produktionsstyrning

Alternativet tillåts i både nuvarande lagstiftning och i Ren energi-paketet.

Förtydliganden som behöver göras innefattar:

- Hur hanteras eventuella avtalsrisker mellan de inblandande parterna och hur påverkas balansansvarige?
- Kan tillägg behöva göras till dagens funktionskrav för att underlätta tillhandahållandet av produktionsstyrningstjänster?

- Hur säkerställs att produktionsstyrning används på ett marknadsmässigt sätt i förhållande till eventuella andra resurser som kan fylla samma behov, i enlighet med kraven på icke-diskriminering mellan tekniker i Ren energi?

Detta förslag möjliggör ytterligare verktyg som optimerar användningen av distributionsnätet.

Alternativ 6: Elnätsföretaget köper tjänster för produktionsstyrning av tredje part

Alternativet tillåts i både nuvarande lagstiftning och i Ren energi-paketet. Förtydliganden som behöver göras innefattar:

- Vilka krav kan ställas i en upphandling?
- Hur skapas tillräckliga incitament för att aktörer ska ha möjlighet att delta och vem har detta ansvar?
- Bör elnätsföretag ha rätt att begränsa upphandling av flexibilitet till viss resurs såsom produktionsstyrning?
- Bör utformning av upphandling regleras med avseende på tidshorisont?
 - Långtidskontrakt?
 - Efter behov t.ex. dygnsvis marknad?
- Vad händer om inte tillräckligt med aktörer kan erbjuda flexibilitet i form av produktionsstyrning?
- Hur sker energimätning och tillgång till data när en tredje part styr produktionen

Detta alternativ erbjuder produktionsägare möjlighet att erbjuda flexibilitetstjänster på marknaden. Detta alternativ möjliggör även till exempel en aggregator som kan sluta avtal med flera produktionsägare och erbjuda produktionsflexibilitet på en marknad.

6.4 Aggregering

Detta avsnitt gör en analys av vilken roll elnätsföretaget kan ha kopplat till aggregering som resurs för att aktivera flexibilitet. Fokus ligger på vad elnätsföretaget bedöms göra som en del av sin nätverksamhet. Alternativen för elnätsföretagens roll är framtagna utan att under denna process beakta om de är tillåtna i nuvarande svensk lagstiftning eller enligt Ren energi-paketet. De visar däremot på otydligheter som kan behöva förtydligas för att uppnå en ökad flexibilitet i elsystemet. Regelverket har som i ett andra steg använts för att analysera de framtagna alternativen.

Det är även viktigt att definiera och illustrera vems ansvar det är om obalanser uppkommer samt hur ekonomiska kompensationer för detta ska regleras. Forum för smarta elnät har dock i tidigare arbete utkommit med en rapport "Aggregatorer på den svenska elmarknaden" som tittade på hur aggregatorer kan verka på den svenska elmarknaden samt vilka konsekvenser det får för balansansvariga aktörer samt vilka aggregatormodeller som är mest lämpade för det svenska elsystemet och varför. (SWEKO, 2018)

Definition av aggregering

Funktion som hanteras av en fysisk eller juridisk person som kombinerar flera kundlaster eller producerad el till försäljning eller upphandling på någon elmarknad

Undersökta alternativ aggregering

Aggregatorns roll kommer att variera beroende på vilka flexibilitetstjänster som erbjuds, vilka marknader (existerande eller nya lokala) det sker på eller om bilaterala avtal upprättas. För att kunna utveckla aggregatorernas roll som en möjliggörare av flexibilitet är det dock viktigt att det inbördes förhållandet mellan aggregator och elnätsföretagets roll förtydligas och definieras. Detta utifrån vad den konkurrensutsatta marknaden kan omfatta.

Utifrån detta resonemang har följande alternativ utvecklats:

- Elnätsföretaget får agera aggregator
- **Elnätsföretaget köper in flexibilitet av en aggregator**

Av de identifierade alternativen för elnätsföretagets roll föreslås det sista alternativet (markerat i fetstil och blått ovan) för aggregering vara intressanta att utreda vidare.

6.4.1 Elnätsföretaget får agera aggregator

Alternativet utgår från att elnätsföretaget fungerar som aggregator där denne kombinerar flera kundlaster eller producerad el till försäljning eller upphandling på någon elmarknad.

Alternativet går därmed emot nuvarande lagstiftning om åtskillnad som innebär att ett elnätsföretag inte får producera eller handla med el annat än för att täcka sina nätförluster eller tillfälligt ersätta utebliven el. Detta gör att alternativet kräver regelverksförändringar. Detta kan också vara emot bestämmelserna i Ren energi som säger att elnätsföretag ska vara oberoende facilitatorer och inte påverka marknaden.

Detta alternativ är inte tillåtet i nuvarande lagstiftning och kan strida mot Ren energi.

6.4.2 Elnätsföretaget köper in flexibilitet av en aggregator

Alternativet utgår från att elnätsföretaget köper in flexibilitet av en tredje parts aggregator. Det är aggregatorn som kombinerar flera kundlaster eller producerad el och erbjuder dessa till elnätsföretaget genom t.ex. upphandling på en marknad eller genom bilaterala avtal.

Alternativet tillåts enligt nuvarande svensk lagstiftning. Detta alternativ kan även anses vara i linje med föreslaget direktiv och förordning i Ren energi som säger att elnätsföretag ska vara neutrala och inte påverka marknaden. I förordningen står exempelvis att elnätsföretag ska kunna använda tjänster (vid sidan av andra resurser för att aktivera flexibilitet) baserade på marknadsprocesser.

6.4.3 Alternativ att undersöka vidare för aggregering

Valet av alternativ grundar sig dels i regelverket, dels i förhållandet mellan elnätsföretaget och de konkurrensutsatta aktörerna. Aggregeringens alternativ " Elnätsföretaget köper in flexibilitet av en aggregator" och " Elnätsföretaget köper tjänster för produktionsstyrning av tredje part" innebär en begränsning av elnätsföretagets möjligheter att agera som en aggregator.

Alternativ 7: Elnätsföretaget köper in flexibilitet av en aggregator

Alternativet tillåts enligt nuvarande svensk lagstiftning. Förtydliganden som behöver göras innefattar:

- Bör utformning av upphandling regleras m.a.p. tidshorisont?
 - Långtidskontrakt?
 - Efter behov t.ex. dygnsvis marknad?
- Vad händer om inte tillräckligt med aktörer kan erbjuda flexibilitetsresurser?

Detta alternativ kan även anses vara i linje med föreslaget direktiv och förordning i Ren energi som säger att elnätsföretag ska vara neutral och inte påverka marknaden. Som tidigare påpekats i alternativen för laststyrning och produktionsstyrning kan detta alternativ innebära både aggregerad produktion och last.

7 Slutsatser

Det finns flera samhällsekonomiska fördelar med en ökad flexibilitet i elsystemet. Under arbetsprocessen och inte minst i samband med hearingen den 10 maj 2019 lyfte flera deltagare behovet av att säkerhetsställa att regelverksförändringar och utformningen av nya flexibilitetstjänster även bidrar till att elsystemet utformas på ett samhällsekonomiskt effektivt sätt.

Här kan det ibland finnas målkonflikter som ytterligare behöver studeras för att erhålla största möjliga samhällsekonomiska nytta på lokal, regional och nationell nivå. Det är därför viktigt att vid de konsekvensanalyser som utförs i samband med regelverksförändringar även väga en ökad flexibilitet mot den samhällsekonomiska nyttan.

Elkundernas behov av valfrihet när det gäller flexibilitet

Elkunder kan och vill bidra på olika sätt när det gäller att erbjuda flexibilitet. Synen på att vara flexibel kan delas in i ett antal aspekter såsom grad av aktivitet, drivkrafter, incitament, frivillighet och valmöjlighet. Vid den workshop som hölls för elkunder den 19 november 2018 undersöktes kundernas syn på dessa aspekter. Ett tydligt resultat från workshopen var att alla representerade kundtyper uttryckte ett stort behov av valfrihet och hög nivå av frivillighet att vara flexibel och ett relativt stort behov också av antalet valmöjligheter när det gäller flexibilitet.

Effekter av att använda flexibilitetsresurser i elsystemet

Arbetet har utgått från flexibilitetsfiguren (figur 3, sid 13) för att beskriva elsystemets olika delar. Vid den workshop som hölls för energibranschens aktörer den 4 december 2018 analyserades effekter av att aktivera flexibilitetsresurser i elsystemet. Vid workshopen blev det tydligt att om en flexibilitetsresurs aktiveras i ett område i flexibilitetsfiguren påverkas *minst* ytterligare ett område. Workshopresultatet visar även att balansansvar och systemansvar påverkas vid aktivering. Det upplevs också som otydligt vilket balansansvar aggregatorn ska ha. Även leveranssäkerhet, frekvenshållning och reglerbehov påverkas av att flexibilitetsresurser aktiveras. Utöver detta kommer troligen användandet av resurserna att öka komplexiteten när det gäller prognostisering.

Resultaten från workshopen visar att en aktivering av en flexibilitetsresurs i ett område i flexibilitetsfiguren påverkar minst ett av de andra områdena. Det är särskilt allvarligt då en resurs aktiveras i en monopolverksamhet, såsom ett distributionsnät, och det får en påverkan på marknaden. Detta bekräftar den bild som framkom under framtagandet av flexibilitetsstrategin (Forum för smarta elnät 2017). Arbetet fokuserade därför fortsättningsvis på elnätsägarens roll i förhållande till flexibilitetsresurserna.

Analys av elnätsföretagets roll i hanteringen av flexibilitetsresurser samt aggregering

Den del av flexibilitetsfiguren där elnätsföretagen befinner sig har analyserats djupare i detta projekt än de övriga tre områdena. Ett antal alternativ för elnätsföretagets roll och ansvar i förhållande till flexibilitetsresurserna har analyserats. Av dessa alternativ har arbetsgruppen enats om sju stycken som bör utredas vidare för att möjliggöra en ökad flexibilitet i det svenska elsystemet. Urvalet är baserat på vad som tillåts i nuvarande lagstiftning och vad som indikeras i Ren energi-paketet.

Alternativ för energilager

1. *Elnätsföretaget får endast äga och driva energilager om det syftar till att säkra nätdriften*
Alternativet tillåts i nuvarande svensk lagstiftning och även i Ren energi-paketet, dock med mer restriktioner än i nuvarande svensk lagstiftning. Detta alternativ öppnar upp möjligheter för elnätsföretaget att investera i ny smart elnätsteknik och energilager som syftar till att säkra nätdriften. Detta alternativ kan innebära effektiviseringar genom att ny teknik används

istället för att elnätsföretaget förstärker nätet med mer ledningar och bidrar därmed till en mer effektiv nätdrift och skälig kostnadsutveckling.

2. *Elnätsföretaget får inte äga och driva energilager*

Detta alternativ är striktare än nuvarande svensk lagstiftning men skulle kunna vara i linje med Ren energi-paketet. Detta alternativ innebär att nya lageraktörer kan etablera sig på marknaden och sälja sin tjänst till elnätsföretaget. Lageraktören kan också bidra till systemnytta på andra platser än ett specifikt lokalnät genom att erbjuda sin flexibilitetsresurs på andra marknader.

Alternativ för laststyrning

3. *Elnätsföretaget får inte äga styrutrustning men styra hos kund i anslutningspunkt.*

Alternativet tillåts i nuvarande svensk lagstiftning men kan eventuellt strida mot Ren energi-paketet. Detta alternativ möjliggör för elnätsföretaget att använda sig av laststyrning direkt hos kunden för att få en effektivare nätdrift.

4. *Elnätsföretaget köper tjänster från tredje part för laststyrning*

Alternativet tillåts i både nuvarande lagstiftning och i Ren energi-paketet. Detta alternativ öppnar upp möjligheter för energitjänsteföretag att etablera verksamhet i Sverige. Dessa energitjänsteföretag kan erbjuda tjänster som till exempel innebär en styrning av värmepumpar hos kunden och genom till exempel aggregering av flera kunders last sälja flexibilitet på marknader eller sluta bilaterala avtal.

Alternativ för produktionsstyrning

5. *Elnätsföretaget har avtal med producenten om produktionsstyrning*

Alternativet tillåts i både nuvarande lagstiftning och i Ren energi-paketet. Detta förslag möjliggör ytterligare verktyg som optimerar användningen av distributionsnätet.

6. *Elnätsföretaget köper tjänster från tredje part för produktionsstyrning*

Alternativet tillåts i både nuvarande lagstiftning och i Ren energi-paketet. Detta alternativ erbjuder produktionsägare möjlighet att erbjuda flexibilitetstjänster på marknaden. Detta alternativ möjliggör även möjligheter för till exempel en aggregator som kan sluta avtal med flera produktionsägare och erbjuda produktionsflexibilitet på en marknad.

Alternativ för aggregering

7. *Elnätsföretaget köper in flexibilitet av en aggregator*

Alternativet tillåts enligt nuvarande svensk lagstiftning. Detta alternativ kan även anses vara i linje med Ren energi-paketet som säger att elnätsföretag ska vara oberoende och inte påverka marknaden. Som tidigare påpekats i alternativen för laststyrning och produktionsstyrning kan detta alternativ innebära både aggregerad produktion och last.

Behov av flexibilitetsmarknad

Användande av flexibilitetsresurser öppnar upp elsystemet för nya aktörer och affärsmöjligheter. De alternativ som valts ut av arbetsgruppen att gå vidare med kräver en utveckling av marknader för att handla flexibilitet, alternativt att det finns möjlighet till bilaterala avtal. Fokus på att tydliggöra förutsättningarna för när elnätsföretag får aktivera flexibilitetsresurser är som beskrivet viktigt för att inte begränsa förutsättningarna för marknadsaktörerna.

Det finns redan idag marknader men ökad flexibilitet ställer krav på en utveckling av dessa. Eftersom flexibilitet för elnätet är ett nytt område som inte riktigt finns omhändertaget på dagens balansmarknad behöver det ske en översyn. Det är viktigt att den marknadsplats som skapas bygger på transparens och konkurrensutsatt prissättning. Det är också av största vikt att de alla de marknadsplatser som finns för det svenska elsystemet hänger ihop och samspelar.

Att flexibilitet handlas på en marknad kan ur elnätsföretagets perspektiv kännas otryggt då kraven på leveranssäkerhet är höga och risken att tjänsten inte finns tillgänglig när den väl behövs ge ekonomiska konsekvenser. Möjligheten att själv äga utrustning utan att använda den för att påverka marknaden eller att ha längre avtal kan därför vara intressant. Samtidigt finns det många aktörer på marknaden som inte är lika reglerade som elnätsföretagen och som har andra möjligheter att hitta resurser för flexibilitet och använda dem på mer resurseffektivt sätt. Resurseffektivt genom att man kan använda samma flexibilitetsresurs på flera marknader och inte bara i distributionsnätet. Det är därför viktigt att det, där så är möjligt, skapas goda förutsättningar för en flexibilitetsmarknad som kan tillgodose lokala, regionala och nationella behov av flexibilitet. Detta innebär även att de ekonomiska drivkrafterna till att erbjuda flexibilitet kommer att öka eftersom fler aktörer kan vilja nyttja dem.

I bilaga 2 beskrivs två pilotprojekt, CoordiNet och Nodes, som beskriver olika sätt att hantera flexibilitetsresurser i en marknadsmodell, vilket kan ge input till potentiella lösningar.

Alternativen för laststyrning, energilager och aggregering innebär att elnätsföretagen kommer att behöva köpa flexibilitetstjänster. Upphandling av flexibilitetstjänster är en ny företeelse som det idag inte finns tillräckliga förutsättningar för i form av t. ex. marknader och incitament. Det är viktigt att anskaffandet av flexibilitet sker på ett transparent och kostnadseffektivt sätt.

Både vid hearingen och vid workshopen framkom ett behov av att kunna hantera lokala flexibilitetsutmaningar. Exempelvis har det handlat om hur lokal nätkapacitetsbrist ska hanteras och prissättas samt vilka mekanismer som finns tillgängliga för att göra detta. Införandet av dynamiska nättariffer som på ett bättre sätt speglar den aktuella situationen i nätet skulle vara ett sätt att ge incitament för lokal flexibilitet.

Vilket incitament elnätsföretaget har för att köpa eller upphandla flexibilitetstjänster styrs utifrån elnätsföretagets intäktsreglering. Dagens intäktsreglering styr i huvudsak mot att bygga nya elledningar, vilket på ett sätt ökar flexibiliteten i systemet men som ofta tar många år att realisera. Arbetsgruppen kan konstatera att det finns ett behov av att Energimarknadsinspektionen utvecklar intäktsregleringen så att den ger likartade incitament för tjänster och ny teknik som för att bygga elnät.

Instegshinder på balansmarknaden

Under arbetsprocessen har det framkommit att det upplevs som att det finns vissa instegshinder för att komma in på balansmarknaden. Exempelvis har följande instegshinder beskrivits:

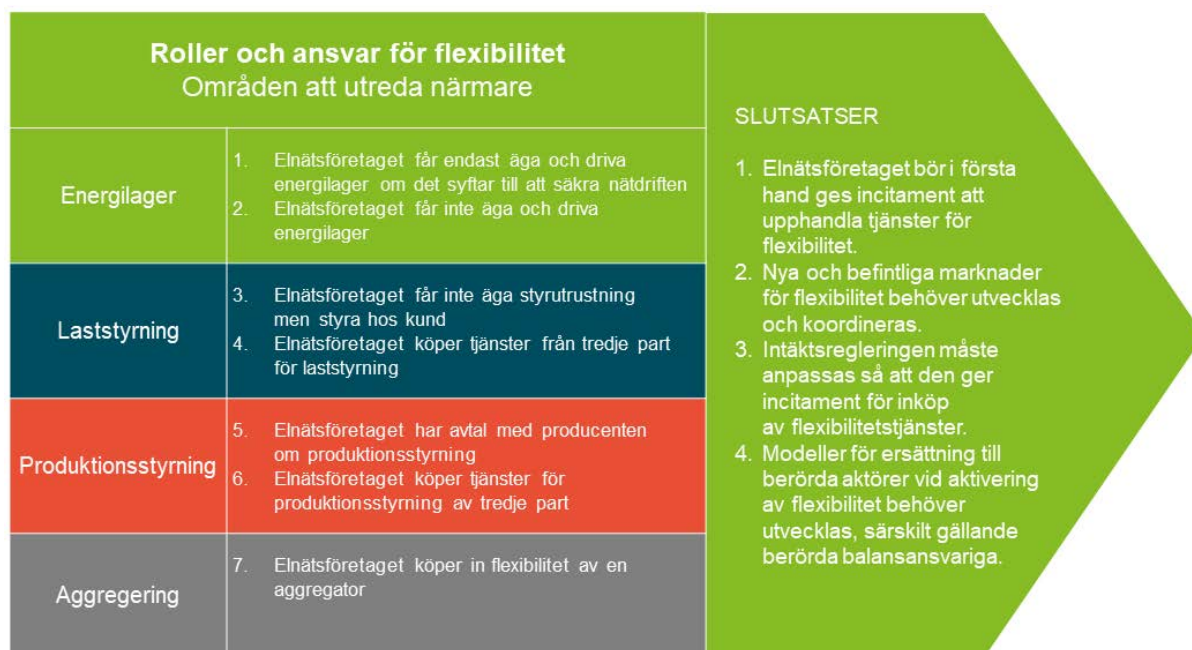
- Att det är komplicerade och administrativt tunga processer och system för budläggning såsom att manuellt justera sina prognoser och bud dagligen.
- Att dagens kravställning om att alla reglerobjekt ska realtidmätas i praktiken gör att vissa mindre resurser för att aktivera flexibilitet hindras från att bjuda in sin flexibilitet.
- Att kraven på budvolymerna fortfarande är relativt stora för vissa reserver.

Svenska kraftnät håller på att ta fram en alternativ kommunikationslösning för mindre aktörer, med särskilt fokus på aggregatorer. Arbetsgruppen kan konstatera att det finns ett behov av utveckling av

den svenska balansmarknaden och att det kontinuerliga förbättringsarbetet bör fortsätta. Arbetet behöver koordineras med uppdelningen av leverantörer av balanstjänster (BSP) och balansansvariga (BRP), där balansansvariga fortfarande ansvarar för obalanser i nätet men inte för lämnade bud på balansmarknaden. Denna uppdelning har av flera aktörer ansetts vara en möjliggörare för flexibilitet men att det kommer att bero på hur det slutgiltiga regelverket ser ut. En del av regelverket kan kopplas till de instegshinder till balansmarknaden som tagits upp i avsnittet om elmarknaden, men det kommer även att behöva göras förtydliganden gällande de krav som ställs direkt på BSP så att de inte begränsar möjligheter för aktörer att bli BSP.

Rekommendationer för det fortsatta arbetet

Resultatet av projektet om roller och ansvar kan sammanfattas enligt figur 5. Där redogörs för de identifierade alternativen som rekommenderas för vidare utredning.



Figur 5 Sammanfattade slutsatser

Figur 5 visar även projektets slutsatser för det fortsatta arbetet med att möjliggöra ökad flexibilitet i elsystemet:

1. Elnätsföretag bör i första hand ges incitament att upphandla tjänster för flexibilitet
2. Nya och befintliga marknader för flexibilitet behöver utvecklas och koordineras
3. Intäktsregleringen måste anpassas så att den ger incitament för inköp av flexibilitetstjänster
4. Modeller för ersättning till berörda aktörer vid aktivering av flexibilitet behöver utvecklas, särskilt gällande berörda balansansvariga.

Nästa steg

Rapporten utgår från rekommendation två i flexibilitetsstrategin, om att *"Förtydliga roller och ansvar för flexibilitet genom energilager, laststyrning, aggregering och avkopplingsbar el i en elhandlarcentrisk modell"*.

Rapporten presenterades för Forum för smarta elnäts styrgrupp i juni 2019 och överlämnades därefter till Regeringskansliet.

8 Referenser

- ABB. (2016). *Så funkar elnätet*. Hämtat från <http://new.abb.com/se/om-abb/teknik/sa-funkar-det/elnatet>
- Bergman, L. (2014). *De svenska energimarkanderna - en samhällsekonomisk analys. Bilaga 2 till Långtidsutredningen 2015*. Stockholm: Regeringskansliet.
- Bundesnetzagentur. (2015). *Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung Short Summary*.
- Bundesnetzagentur. (2018). *SMARD Strommarktdaten – This is how the electricity market works*. Hämtat från www.smard.de
- California ISO. (2012). *Non-Generator Resource (NGR) and Regulation Energy Management (REM) Overview – Phase 1*. Hämtat från http://www.caiso.com/Documents/Presentation-NonGeneratorResourceRegulationEnergyManagementWorkshopAug30_2012.pdf
- California ISO. (2018). *2017 Annual report on market issues & performance*.
- California ISO. (2019). *Market processes and products*. Hämtat från <http://www.caiso.com/market/Pages/MarketProcesses.aspx>
- CoordiNet. (2019). Hämtat från <https://coordinet-project.eu/projects/coordinet>
- Dena Deutsche energie-agentur. (u.d.). Hämtat från Dena Deutsche energie-agentur: www.dena.de/en
- Ei. (2016). *Marknadsförutsättningar för elektriska batterilager – principiella utgångspunkter och möjligheter*. Eskilstuna: Energimarknadsinspektionen.
- Ei. (2016B). *Energilager i elnäten - hur funkar det?* Hämtat från Energilager i elnäten - hur funkar det? <https://www.ei.se/sv/nyhetsrum/nyhetsbrev/Energimarknadsinspektionens-Ei-nyhetsbrev/nyhetsarkiv-ei-nyhetsbrev-2016/energimarknadsinspektionens-ei-nyhetsbrev-nr-7-2016/energilager-i-elnatet-hur-funkar-det/>
- ENA Energy networks association. (2015). *Active network management good practice guide*. Hämtat från http://www.energynetworks.org/assets/files/news/publications/1500205_ENA_ANM_report_AW_online.pdf
- Energiföretagen. (2016). Hämtat från https://www.energiforetagen.se/globalassets/energiforetagen/statistik/energiaret/energiaret2016_elmarknaden_15-maj.pdf?v=BWXiuZWGxq6Uh2pOUg7maxm7UrQ
- Energiföretagen. (den 13 05 2019). *Energiföretagen*. Hämtat från Åtskillnad på elmarknaden: https://www.energiforetagen.se/globalassets/energiforetagen/medlemsnyheter/atskillnad-pa-elmarknaden_dec-2016.pdf?v=nonce-7a34b256-c4c6-4d9f-b5b0-af57e32f2f17
- Energimarknadsinspektionen. (den 06 02 2017). *Elmarknader och elhandel*. Hämtat från [ei.se: https://www.ei.se/sv/ei-s-verksamhet/Elmarknader-och-elhandel/](http://www.ei.se/sv/ei-s-verksamhet/Elmarknader-och-elhandel/)
- Energimarknadsinspektionen. (den 14 05 2019:A). Hämtat från <https://www.ei.se/sv/ei-s-verksamhet/Elmarknader-och-elhandel/#hanchor1>

- Enerquire. (2017). *TSO & DSO coordination – key for the integration of renewables*. Hämtat från Enerquire - Inquire the future of energy business: <https://www.enerquire.com/blog/tso-dso-coordination-key-for-the-integration-of-renewables>
- Engie. (2016). *Understanding the capacity market*. Hämtat från <http://www.engie.co.uk/wp-content/uploads/2016/07/capacitymarketguide.pdf>
- European Commission. (den 21 feburari 2019). *State aid: Commission opens in-depth investigation into British Capacity Market scheme*. Hämtat från http://europa.eu/rapid/press-release_IP-19-1348_en.htm
- European Parliament. (2019). *Common rules for the internal market for electricity - European Parliament legislative resolution of 26 March 2019 on the proposal for a .*
- European Parliament. (2019). *Internal market for electricity - European Parliament legislative resolution of 26 March 2019 on the proposal for a .*
- Europeiska kommissionen. (2017). *KOMMISSIONENS FÖRORDNING (EU) 2017/2195 av den 23 november 2017 om fastställande av riktlinjer för balanshållning avseende el*. Hämtat från <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>
- FERC Federal energy regulatory commission . (2017). *Electric power markets: National overview*. Hämtat från www.ferc.gov
- Finansinspektionen. (2017). Hämtat från <https://www.fi.se/contentassets/450af9af60ca4ad7ac32047f59c3e8a9/beslutspromemoria-fffs-2017-22.pdf>
- Forum för smarta elnät. (2017). *Strategi för en ökad flexibilitet i elsystemet genom smarta elnät*. Hämtat från <http://swedishsmartgrid.se/globalassets/nyheter/strategi-for-okad-flexibilitet-i-elsystemet.pdf>
- IVA. (2016). *Sveriges framtida elnät*. Hämtat från <https://www.iva.se/globalassets/rapporter/vagval-energi/vagvael-sveriges-framtida-elnat.pdf>
- Konkurrensverket. (2018). *Konkurrensen i Sverige 2018 - Kapitel 27 Elmarknaden*. Hämtat från http://www.konkurrensverket.se/globalassets/publikationer/rapporter/rapport_2018-1_kap27-elmarknaden.pdf
- NODES. (u.d.). *White paper: A fully integrated marketplace for flexibility*.
- Ofgem Office of gas and electricity markets. (den 31 mars 2010). *Project Discovery Options for delivering secure and sustainable energy supplies*. Hämtat från <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/40354/projectdiscoveryfebcondocfinalpdf>
- Ofgem Office of gas and electricity markets. (den 2 augusti 2018). *Analysis of the first phase of the Electricity balancing significant code review*. Hämtat från https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2018/08/analysis_of_the_first_phase_of_the_electricity_balancing_significant_code_review_as_final_version_publication.pdf
- Ofgem Office of gas and electricity markets. (den 1 April 2019). *All electricity licensees*. Hämtat från https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/04/electricity_registered_or_service_addresses_new.pdf

Ofgem Office of gas and electricity markets. (2019). *Capacity market (CR) rules*. Hämtat från www.ofgem.gov.uk

Ofgem Office of gas and electricity markets. (2019). *Electricity balancing significant code review*. Hämtat från www.ofgem.gov.uk

Ofgem Office of gas and electricity markets. (2019). *The GB electricity wholesale market*. Hämtat från www.ofgem.gov.uk

SWECO. (2018). *Aggregatorer på den svenska elmarknaden - En rapport till forum för smarta elnät*. Stockholm: Sweco Energuide AB.

Swedish smartgrid. (2018). Hämtat från Smart grid market analysis: Germany: http://www.swedishsmartgrid.se/globalassets/publikationer/marketanalysis_ger.pdf

Swedish smartgrid. (2018). Hämtat från http://swedishsmartgrid.se/globalassets/publikationer/aggregatorer_pa_den_svenska_elmarknaden.pdf

Swedish smartgrid. (2019). *Smart grid market analysis:UK*. Hämtat från http://www.swedishsmartgrid.se/globalassets/publikationer/smartgridmarket_uk.pdf

Svenska kraftnät. (2016).

Svenska kraftnät. (2018). *Bilaga 3 Framtidens elmarknad*. Hämtat från https://www.svk.se/contentassets/a43f528d980747baa7672c1d7d3f26a7/framtidens-elmarknad_bilaga3.pdf

Svenska kraftnät. (den 14 09 2018:A). Hämtat från <https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/information-om-reserver/handel-och-prissattning.pdf>

Svenska kraftnät. (den 05 03 2019: A). Hämtat från <https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/information-om-reserver/vagledning-for-att-leverera-reserver.pdf>

Svenska kraftnät. (den 13 05 2019: B). Hämtat från Balans i nätet: <https://www.svk.se/drift-av-stamnatet/drift-och-marknad/balans-i-natet/>

Svenska kraftnät. (den 13 05 2019: C). Hämtat från Balanshållning av el: <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/natkoder/balanshallning-av-el/>

Svenska kraftnät. (den 05 03 2019: D). Hämtat från Vägledning för att leverera reserver: <https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/information-om-reserver/vagledning-for-att-leverera-reserver.pdf>

Svenska kraftnät. (2019: E). Hämtat från <https://www.svk.se/drift-av-stamnatet/drift-och-marknad/balans-i-natet/>

Svenska kraftnät. (den 14 05 2019: G). Hämtat från <https://www.svk.se/om-oss/nyheter/allmannan-nyheter/2017/ansok-om-medverkan-i-ett-pilotprojekt-inom-forbrukningsflexibilitetenergilagertillsammans-med-svenska-kraftnat/>

- Svenska kraftnät. (den 29 03 2019:F). Hämtat från <https://www.svk.se/siteassets/aktorsportalen/elmarknad/information-om-reserver/vanliga-fragor-och-svar-for-reserver.pdf>
- Svenska kraftnät. (den 15 05 2019:G). Hämtat från <https://www.svk.se/aktorsportalen/elmarknad/information-om-reserver/effektreserv/>
- Svenska kraftnät, balansansvar.* (den 25 03 2015). Hämtat från www.svk.se/stamnätet/drift-och-marknad/balansansvar
- Sveriges riksdag. (1997). *Ellag*, 1997:857.
- Sveriges riksdag. (2013). *Elförordning*, 2013:208.
- Tennet. (2017). *Market review 2017 - Electricity market insights*.
- The California energy commission. (2015). *California's energy governing institutions*. Hämtat från https://www.energy.ca.gov/commission/fact_sheets/documents/Fact_Sheet_California_Energy_Governing_Institutions.pdf
- Vattenfall. (2018). Hämtat från <https://news.cision.com/se/vattenfall/r/nytt-samarbete-for-smartare-anvandande-av-elnatet,c2621089>

Bilaga 1: Regelverk

Nuvarande svensk lagstiftning: lager

Att bygga och hyra ut lagringsutrymmet i ett energilager till andra aktörer kommersiellt har inte likställts med handel eller produktion av el. Verksamheten måste dock vara skild från nätverksamheten, eftersom uthyrning inte omfattas av definitionen av nätverksamhet (1 kap 4 § ellagen). Däremot om syftet med energilager har varit att skjuta upp försäljning eller tidigarelägga köp av el har det jämförts med handel eller produktion av el i svensk lagstiftning. (EI, 2016)

I Sverige får elnätsföretagen äga energilager, men de får endast använda dem som produktionskälla om det syftar till att täcka nätförluster eller tillfälligt ersätta utebliven el vid elavbrott (Ellagen 3 kap. 1A §).

Utifrån nuvarande lagstiftning är nätförluster opåverkbara kostnader ("pass-through-kostnader"), vilket innebär att elnätsföretaget inte betalar för dem genom att man tar höjd för dem mot kund. Incitament för effektivt nätutnyttjande ges istället i Energimarknadsinspektionens föreskrifter, EIFS 2015:5 som anger att om elnätsföretaget minskar sina nätförluster från en period till en annan får de en höjd intäktsram. Energilager som ägs av elnätsföretag belastas däremot inte med någon nätavgift eller elskatt eftersom lagret kan anses utgöra en integrerad del av verksamheten (EI, 2016B).

För driften av elnätet får elnätsföretag enligt 3 kap. 16 § ellagen köpa in el från extern aktör (utöver att täcka förluster eller ersätta utebliven el vid avbrott), vilket ska ske på ett öppet, icke-diskriminerande och marknadsorienterat sätt. Energilagring kan på så sätt köpas som tjänster. Kostnader för dessa inkluderas som driftkostnader för elnätsföretaget och ingår i deras intäktsram.

En producent/ägare av lager ska få ersättning för värdet av den el som matas in på ett elnätsföretags ledningsnät om det uppfyller bestämmelserna i Ellagen 1997:857 3 kap. 15 § (Sveriges riksdag, 1997). Ersättningen baseras på värdet av den minskning av energiförluster som inmatningen medför i elnätsföretagets ledningsnät samt värdet av minskningen av elnätsföretagets avgifter till anslutande nät (19 § Elförordningen, 2013:208) (Sveriges riksdag, 2013).

Ren energi för alla i Europa: lager

Energilager ska enligt elmarknadsdirektivet (artikel 36) inte få ägas, utvecklas eller drivas av elnätsföretag, annat än i vissa undantagsfall. Undantag kan, om det tillåts i den nationella lagstiftningen göras i två olika fall.

Det första undantagsfallet som kan tillämpas gäller lager som är fullständigt integrerade nätkomponenter. De är t.ex. komponenter som upprätthåller spänning eller tar bort "spikar" i elöverföringen och som därmed bidrar till elkvaliteten. Detta innebär att de endast får användas för säker nätdrift och *inte* för balansering eller flaskhalshantering och kan inkludera lagertyper som kondensatorer eller svänghjul.

Det andra undantagsfallet gäller när energilager är nödvändigt för att elnätsföretaget ska kunna uppfylla sina åtaganden för effektiv, tillförlitlig och säker nätdrift. Detta under förutsättning att elnätsföretaget inte stör marknaden eller konkurrensen. Det får då *inte* användas för att sälja eller köpa el på elmarknader. Vidare ska beviljandet av undantag föregås av en öppen, transparent och icke-diskriminerande upphandlingsprocess, godkänd av tillsynsmyndighet, där ingen annan aktör har lämnat bud som uppfyller kraven på att tillhandahålla erforderliga tjänster till rimlig kostnad och i rätt tid.

I båda fallen måste tillsynsmyndighet godkänna varje undantag. Dessutom ska tillsynsmyndighet minst var femte år hålla allmänna konsultationer för att bedöma om potential till tredjepartsägande av lager har tillkommit och om så är fallet fasa ut elnätsägarens undantag.

Elnätsföretag ska ha rätt att ta ut full kostnadstäckning för att upphandla tjänster i form av bland annat energilagring för att effektivisera nätet. Lager ska alltså enligt direktivet normalt inte ägas av elnätsföretag. Andra aktörer kan investera i och driva energilagring för att erbjuda flexibilitet på upphandlingar från elnätsföretag. Ägare av energilagring ska också kunna erbjuda flexibilitet på andra marknader för energi och balans.

Nuvarande svensk lagstiftning: laststyrning

Enligt den nuvarande lagstiftningen skall laststyrning utnyttjas för att ge möjlighet för elanvändare eller tredje part att minska eller lägga om sin elförbrukning.

Elnätsföretag får inte bedriva handel eller produktion med el annat än för att täcka sina egna förluster. Laststyrning får användas för att optimera egen drift och investeringar. Elnätsföretag kan därmed teckna avtal om direkt laststyrning med kund eller upphandla tjänsten från en annan aktör, t.ex. en aggregator eller energitjänsteföretag, som i sin tur tecknar avtal med kunden. Avtal med kund kan t.ex. ske genom en upphandling av efterfrågefleksibilitet direkt från kund för att på detta sätt minska kostnaderna för nätförluster, vid lokala nätbegränsningar eller överliggande nät. (Ei R 2016:15)

För att konsumenterna ska utnyttja möjligheterna till laststyrning krävs incitament. Förbättring av tariffernas prissignaler har identifierats som ett förbättringsområde och flera utredningar sker idag på området. Effekttariffer har förordats framför säkringstariffer för att stimulera indirekt laststyrning.

På senare år har ett antal förändringar skett i lagstiftningen för att öka möjligheterna till flexibilitet och laststyrning bl.a. att det blivit lättare att utveckla nätavgifter inom pilotprojekt samt stegvis införande av nya nättariffer. Lagsstiftningen ger möjlighet till andra tariffer för en begränsad krets elanvändare om det leder till ett effektivt nyttjande av elnätet.

Enligt energieffektiviseringsdirektivet från 2012 från EU skall laststyrning utnyttjas för att ge möjlighet för elanvändare eller tredje part att minska eller lägga om sin elförbrukning. Som en följd av direktivet ovan gjordes tillägg i ellagen (1997:857) som innebär att elnätsföretag inte får ställa tekniska krav eller andra villkor som försvårar tillhandahållandet av sådana tjänster (Sveriges riksdag, 1997).

En del av laststyrning är avkopplingsbar last som riktar sig främst till industrier och större företag eftersom de har den största elförbrukningen. Svenska kraftnät är idag, enligt förordningen (1994:1806) om systemansvaret för el även kallat för systemansvarsförordningen, ansvariga för att samla in information och mätvärden för dessa anläggningar eller förbrukningsreglerobjekt som de även kallas. För större anläggningar är det av särskild vikt att balanstjänsten har god överblick över deras planering varvid det skapas reglerobjektsplaner för varje anläggning (Svenska kraftnät, 2018). För mindre anläggningar, kan dessa planer aggregeras, under förutsättning att de har liknande egenskaper. Utnyttjandet av avkopplingsbara laster är alltså reglerade till att avtal måste ha ingåtts från båda parter för att utnyttjas.

Ren energi för alla i Europa: laststyrning

Föreslaget direktiv föreskriver att slutkonsumenterna ska kunna agera som aktiva kunder vilket inkluderar att tillhandahålla flexibilitet, utan orimliga tekniska krav, administration eller nätavgifter som inte speglar kostnader. Det inkluderar bland annat att de ska kunna tillhandahålla flexibilitet

såsom laststyrning antingen individuellt eller genom aggregering (artikel 15 i direktivet). Det skrivs också att laststyrning (och alla andra marknadsaktörer) ska kunna delta i balansmarknaden antingen individuellt eller genom aggregering, efter en förkvalificeringsprocess (artikel 6 i förordningen). Det mesta i direktivet som explicit rör laststyrning gäller hur detta kan användas via aggregering, se separat avsnitt om aggregering längre ner.

Övergripande inriktning i Ren energi-paketet är att elnätsföretag i möjligaste mån inte ska "störa" marknaden. När behov av resurser för att hantera exempelvis flaskhalsar uppstår ska de agera som en oberoende aktör som handlar från olika marknadsaktörer baserat på objektiva, transparenta och icke-diskriminerande kriterier. Elnätsföretag ska enligt direktivet ha rätt att ta ut full kostnadstäckning för att upphandla flexibilitetstjänster för att effektivisera nätet.

För avkopplingsbar last föreskrivs att transmissionssystemansvarig ska dimensionera reservkapacitet men att genomförandet ska ske på regional nivå (artikel 6). Generellt ska avtal som upphandlas av systemansvarig bygga på transparent, oberoende och marknadsbaserad process och alla marknadsaktörer ges möjlighet att delta. Huruvida metoderna för upphandling av reserver inklusive avkopplingsbar last behöver anpassas med tanke på transparens och oberoende kan behöva utredas när slutligt direktiv och förordning för elmarknaden publicerats.

Nuvarande svensk lagstiftning: produktionsstyrning

På samma sätt som för avkopplingsbar last samordnar Svenska kraftnät produktionsanläggningar för styrning som reglerobjekt.

Ren energi för alla i Europa: produktionsstyrning

Som nämnts tidigare, föreskriver att transmissionssystemansvarig ska dimensionera reservkapacitet men att genomförandet ska ske på regional nivå (artikel 6). Generellt ska avtal som upphandlas av systemansvarig bygga på transparent, oberoende och marknadsbaserad process och alla marknadsaktörer ges möjlighet att delta. Huruvida metoderna för upphandling av reserver inklusive avkopplingsbar produktion behöver anpassas med tanke på transparens och oberoende kan behöva utredas när slutligt direktiv och förordning för elmarknaden publicerats. Vidare skrivs att om syftet med bortkoppling är omdirigering av produktion (exempelvis för att undvika flaskhalsar) och det finns flera alternativa anläggningar tillgängliga ska anläggningar som använder förnybar energi, högeffektiv kraftvärme eller ny teknik prioriteras.

Nuvarande svensk lagstiftning: aggregering

Det finns inte någon entydig definition av aggregering i den svenska lagstiftningen och funktionen har inte heller tidigare funnits i Sverige men idag sker det pilotprojekt i Sverige. Ett exempel är projektet som Fortum och Svenska kraftnät genomfört kring aggregering av styrbara elvärmda varmvattenberedare.

Det finns idag möjlighet för aktörer att upprätta bilaterala avtal mellan aktörerna. Dessa är avtal relativt oreglerade och har hittills kommit att omfatta mindre volymer. Den bilaterala handeln sker direkt mellan producenter och köpare men behöver ske i enlighet med gällande lagstiftning. (Konkurrensverket, 2018)

Dessa bilaterala avtal kan gälla olika former av lokala nättjänster där t.ex. en aggregator eller leverantör av balanstjänster tecknar ett avtal med ett elnätsföretag om en flexibilitetstjänst som kan knytas till vissa lokala punkter i elnätet. Flexibiliteten används av elnätsföretaget för att lösa flaskhalsproblematik och därmed minska investeringsbehovet eller för att minska abonnemangskostnaderna mot överliggande nät.

Aggregatorns påverkan på balansansvarig är annars en viktig del. Nuvarande lagstiftning ger att balansansvariga får verka på balansmarknaden, och att de därmed kan väga de risker och kostnader som en aktivering av en flexibilitetsresurs medför mot den ersättning som erhålls. I slutet av 2017 trädde EU:s riktlinjer för balanshållning av el, EBGL (Europeiska kommissionen, 2017) i kraft, där några av syftena var att säkerhetsställa konkurrens på lika villkor för aggregering av anläggningar och energilagring med andra balanstjänster samt att ge dem ett visst oberoende.

I det svenska förslag som presenterats, utifrån EBGL, med avseende på balansering anges att uppdelningen av roller kommer innebära att balansansvariga fortfarande ansvarar för obalanser i nätet men inte för lämnade bud på balansmarknaden, vilket kommer ske av en leverantör av balanstjänster (BSP).

Leveranserna från BSP:erna kommer enligt förslaget att mätas i realtid och Svenska kraftnät kan kompensera balansansvariga för den volym som levererades på balansmarknaden. Detta kan kräva avtal mellan parterna för att balansansvariga ska kunna hantera riskerna, vilket öppnar upp för bilaterala avtal om lösningar gällande obalanser. Situationen kan uppstå oavsett om BSP:n är en aggregator eller inte. En aggregator kan dock inte lämna bud på balansmarknad om denne inte är en BSP eller levererar till en sådan. För kunna leverera som aggregator eller BSP behöver enheterna eller grupperna som ska levereras vara förkvalificerade. Enligt Svenska kraftnäts förslag kan aggregering av anläggningar ske om de tillhör samma balansansvariga aktör, elområde och anläggningstyp samt vara förkvalificerade. Viktigast är dock att de klarar kraven på driftsäkerhet, tillgänglighet samt kvalitetskraven som ställs i förkvalificeringen. Driftkoden anger att allt över 1,5kW ska realtidsmätas vilket innebär att allt som är förkvalificerat måste ha klarat den gränsen. Svenska kraftnät håller dock på att ta fram en alternativ kommunikationslösning för mindre aktörer och med särskilt fokus på aggregatorer.

Ett hinder för aggregatorer att verka på olika marknader är att det funnits krav om minsta budnivåer vilket aktivt stänger ute aggregering från mindre aktörer. I Sverige ligger minsta bud på 100 kW i primärregleringsmarknaden FCR. I och med de gemensamma europeiska balansenergiplattformarna där sekundärregleringen aFRR (Picasso) och tertiärregleringen mFRR (Mari) kommer att handlas i framtiden tas standardprodukter fram och förslaget är minsta volym 1 MW att jämföra med dagens volym på minst 5 MW och 10 MW. Minsta volym 1 MW på mFRR är också något som testas bland de nordiska TSO:erna genom pilotprojekt. Olika marknader har olika strukturer för budgivning. Det finns de som är portföljbaserade, vilket innebär att flera resurser är aggregerade i en portfölj som för FCR och aFRR. Sen finns det reglerobjekt som är uppbyggda av en eller flera resurser som främst används på mFRR. Ersättning för att finnas tillgänglig så kallad kapacitetsersättning finns idag på FCR och aFRR medan mFRR (även kallad reglerkraftmarknad) är helt frivillig att lägga bud på.

Ren energi för alla i Europa: aggregering

Aggregering av kundlast och dess flexibilitet kan utföras av elhandlare, men enligt Ren energi-paketet (artikel 13) ska det även finnas möjlighet för aggregatorer som är oberoende av elhandlare att delta på elmarknaden med tjänster. Direktivet (artikel 13) ställer här krav på att de nationella regelverken ska säkerhetsställa att varje marknadsaktör som bedriver aggregering ska kunna komma in på elmarknaderna utan godkännande från andra marknadsaktörer. Det gör att en oberoende aggregator inte heller ska behöva medgivande från andra aktörer såsom elhandlare för att sluta avtal med konsument (fungerar då som BSP). Aggregatorn ska i likhet med alla andra aktörer på marknaden vara balansansvarig eller ha avtal om balansansvar. Ett krav som kan behöva utredas i svensk implementering för att fastställa hur kostnader för obalanser ska hanteras. Aggregatorer ska, efter förkvalificering, kunna delta på balansmarknad (artikel 6 i förordningen) vilket motsvarar den kommande BSP rollen i Sverige.

På balansmarknaden ska tjänster vara definierade på ett transparent och teknikneutralt sätt och upphandling ske transparent och marknadsmässigt. Pris ska inte sättas i avtal för balanskapacitet utan upphandlas med budgivning så nära realtid som möjligt.

Som framgår av definitionen ovan kan förutom kundlaster också produktion och lager ingå i en aggregators portfölj.

Elnätsföretag ska behandla aggregatorer engagerade i laststyrning icke-diskriminerande vid sidan av producenter baserat på tekniska förutsättningar (artikel 17 i direktivet).

Bilaga 2: En kort beskrivning av ett urval av pilotprojekt för flexibilitet

Arbetsgruppen har enats om att beskriva två pilotprojekt för flexibilitet som beskriver olika sätt att hantera flexibilitetsresurser i en marknadsmodell. Eftersom syftet med ett pilotprojekt är att testa nya lösningar lyder pilotprojekt inte under samma skyldighet att följa de existerande och kommande krav som ställs i regelverk så som exempelvis ellagen. (Svenska kraftnät, 2019: G)

CoordiNET

CoordiNETs affärsidé är att skapa samarbetsmöjligheter mellan TSO, DSO och kund för att bidra till skapandet av ett smartare, säkrare och mer tåligt system. Fokus ligger på analys och definition av flexibilitet i nätet vid varje spänningsnivå från TSO ner till konsumenterna. (CoordiNet, 2019)

CoordiNET är ett pilotprojekt som delfinansieras av EU genom programmet Horizon 2020. Pilotprojekt är idag aktiva i Sverige, Spanien och Grekland.

Energimarknader

Syftet med CoordiNET är att skapa en plattform för TSO och DSO där de kan samarbeta och utnyttja gemensamma resurser för att skapa ett tryggt och effektivt elsystem. De fyra punkter som CoordiNET anser att de kan bidra med lösningar till är balansering, överbelastningshantering, kontrollerad ö-drift och spänningsreglering. (CoordiNet, 2019)

Genom plattformen ämnar CoordiNET att öka andelen av förnyelsebar energi i elnätet och även öppna upp flertalet inkomstkällor för användarna vilket skapar incitament för att bidra till ökad näsäkerhet och flexibilitet. (CoordiNet, 2019)

CoordiNET vill kunna bidra till ett smartare, säkrare och tåligt elsystem genom att visa på kostnadseffektiva modeller för hjälpmedel som kan skalas upp och bidra till att andra TSO och DSO runt om i Europa använder samma system som underlättar samarbete. Även genom att förbereda systemen för implementering av redan existerande och framtida nätverkskodning, då främst lagring och efterfrågestyrning, framtidssäkras systemet. (CoordiNet, 2019)

Hantering av flexibilitetsresurser

Som nämnts tidigare försöker CoordiNET skapa en gemensam plattform för TSO och DSO att samarbeta kring för att utnyttja flexibilitet i nätet. Genom anslutningar av flexibilitetsresurser i hela nätstrukturen kan resursen utnyttjas där den behövs som mest. (CoordiNet, 2019)

Enligt CoordiNET och Vattenfall, som samarbetar i Sverige, kan flera kommuner i Sverige inte bygga nya bostadsområden eller ansluta nya industrier då nätkapaciteten inte finns. Genom att erbjuda balanstjänster och på sikt kunna hjälpa kunder att sänka sitt effektbehov är ett av CoordiNETs och Vattenfalls mål. (Vattenfall, 2018)

Exempel på CoordiNETs lösning, som presenterades på en workshop, är att den kan användas för att nyttja aggregerad last i lokalnät används som systemtjänst, då som mFRR och/eller lokal frekvenshållning. Enligt CoordiNET är behovet av detta kontinuerligt. Vidare kan tjänsten användas för aggregerad last i lokalnät och att den används som flexibilitetstjänst för att undvika att överskrida stamnätsabonnemang och/eller att undvika att överskrida transformators lastgräns eller regionsnäsabonnemang. Behovet av detta är enligt CoordiNET relativt få timmar per år.

NODES marknadsplattform

NODES är en marknadsplattform för flexibilitet i elsystemet och som etablerades under 2018 som en joint venture mellan det norska bolaget Agder Energi och NordPool. Plattformens huvudfokus är att ge värde åt lokal flexibilitet. Plattformen är vid skrivande stund installerad på två platser i Norge och Tyskland. (NODES)

Energimarknader

NODES skapades i syfte att överbrygga den av NODES identifierade problematiken att DSO idag inte har någon marknadsplats för att köpa flexibilitet lokalt. Dock kan elnätsföretag idag göra mothandel för att lösa kapacitetsbrister och TSO kan köpa reserver och balanskraft från exempelvis balansansvarig eller aggregator. Dessa TSO-marknader är avsedda för större flexibilitetsresurser vilket enligt NODES innebär att lokala flexibilitetsresurser har svårare att delta. (NODES)

NODES syftar till att sammanlänka NODES marknadsplattform för flexibilitet med de existerande marknadsplattformar som hanterar intradag- och reservmarknader, för att skapa en integrerad marknad för flexibilitet. På en sådan marknad blir det möjligt för DSO att köpa lokal flexibilitet, men också möjligt för den som tillhandahåller lokal flexibilitet som vid ett tillfälle inte utnyttjas lokalt att sälja till TSO och/eller balansansvariga på transmissionsnätet för att lösa obalansproblem även där. (NODES)

Hantering av resurser för att aktivera flexibilitet

Som nämnts tidigare har NODES marknadsplattform skapats främst då det saknas en marknadsplats där DSO kostnadseffektivt kan köpa lokal flexibilitet.

De som är i **behov av flexibilitet** är DSO och TSO. Dessutom kan balansansvariga handla med flexibilitet som de redan förbundit sig till, om det finns andra balansansvariga som kan erbjuda billigare flexibilitet. Dessa köpare av flexibilitet behöver, till NODES via ett API, definiera sin vilja att betala för en aktivering av flexibilitet vid särskilda nätplaceringar. (NODES)

De som **tillhandhåller flexibilitet** agerar på uppdrag av de som **äger flexibilitet**. De som tillhandhåller flexibilitet gör flexibilitetsresurser tillgänglig via erbjudanden som matas in till NODES via API. Dessa aktörer måste ha en affärsuppgörelse på plats med ägaren av flexibilitet samt teknik som gör det möjligt att aktivera flexibiliteten av dem som har köpt den. (NODES)

Den lokala flexibiliteten behövs i de flesta fall endast några hundra drifttimmar om året vid det lokala nätet, men denna flexibilitetsresurs kan fortfarande ha ett värde i resten av systemet för balanseringsändamål av TSO eller på IntraDag-marknaden för balansansvariga. Med NODES marknadsplattform blir de lokala resurserna för flexibilitet tillgängliga även för de redan befintliga marknaderna och de som tillhandhåller flexibilitet kan utforma olika erbjudanden beroende på om resursen för aktivering av flexibilitet säljs lokalt eller centralt. Detta motiverar NODES som en fördel med motiveringen att det kan innebära en risk att sälja en resurs för aktivering av flexibilitet till ett specifikt lokalt nät eftersom det finns färre alternativ vid eventuell oförutsedd otillgänglighet av vissa tillgångar. (NODES)

Bilaga 3: Resultat från kundworkshop

Olika elkunder kan och vill bidra på olika sätt när det gäller att erbjuda flexibilitet. Synen på att vara flexibel kan delas in i ett antal aspekter såsom grad av aktivitet, drivkrafter, incitament, frivillighet och valmöjlighet. Vid en workshop under november 2018 arrangerad av Forumet för Smarta Elnät undersöktes kundernas syn på dessa aspekter och en sammanfattning av resultatet från workshopen presenteras i detta avsnitt. Värt att notera är att resultatet enbart ger en bild av de deltagande kundernas inställning till flexibilitet. För att dra generella slutsatser behöver resultatet balanseras med andra kundforskningsstudier. En sammanfattning av resultatet från workshopen presenteras i faktarutan nedan.

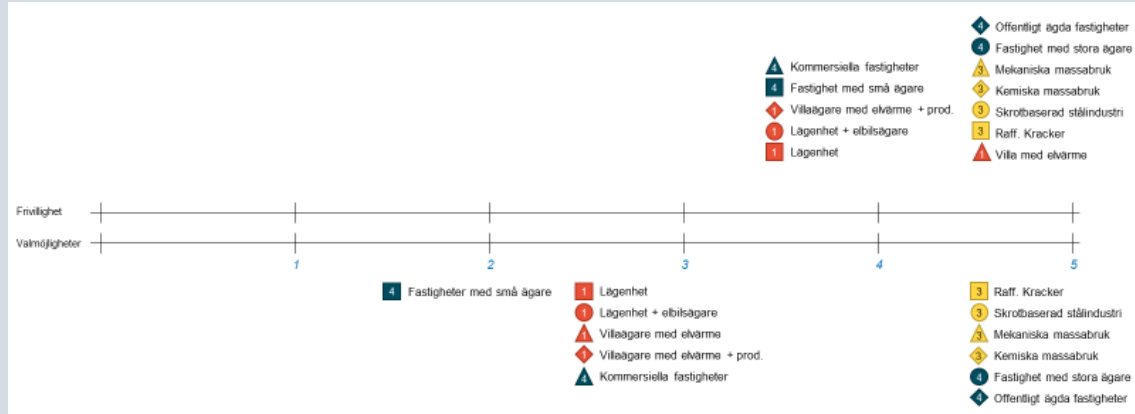
Resultat från kundworkshop

Under workshopen delades elkunderna upp i tre kategorier – hushållskunder, elintensiv industri och fastigheter. De olika kundgrupperna bedömdes ha olika förutsättningar att vara flexibla. Villaägare med egenproducerad el och elvärme identifierades som den mest aktiva kundtypen medan lägenhetsägaren identifierades som den minst aktiva kundtypen inom gruppen hushåll. Inom elintensiv industri identifierades mekaniska massabruk som de mest aktiva och raffinaderier, kracker och kemiska massabruk som de minst aktiva. För kundgruppen fastigheter identifierades offentligt ägda fastigheter som den mest aktiva och fastigheter med små ägare som minst aktiva. Figuren nedan sammanfattar de olika kundtypernas grad av aktivitet när det gäller flexibilitet.



De olika kundtyperna i figuren (hushåll, elintensiv industri och fastigheter) skall inte jämföras med varandra när det gäller grad av aktivitet då skalorna inte är kalibrerade mot varandra. Figuren visar endast inbördes skillnad i aktivitet inom de respektive kundtyperna.

De olika kundgrupperna har även olika behov av frivillighet när det gäller att vara flexibilitetsresurs samt olika önskemål om antal valmöjligheter. Den kundtyp som under workshopen identifierades ha störst behov av frivillighet är elintensiv industri och den kundtyp som identifierades ha minst behov av antal valmöjligheter är fastigheter med små ägare. Generellt bedömdes de flesta kundtyperna ha ett stort behov av frivillighet (4-5 på en 5-gradig skala) och ett relativt stort behov av antal valmöjligheter (3-5 på en 5-gradig skala). Figuren nedan illustrerar de olika kundernas behov av frivillighet och antal valmöjligheter.



Bilaga 4: Effekter av aktivering av flexibilitet i distributionsnät, marknad, transmissionsnät och system

Effekter av aktivering av flexibilitet i distributionsnätet

För att analysera effekterna som kan uppstå när flexibilitet aktiveras i distributionsnätet togs två fall fram som analyserades vid den workshop som hölls för branschens aktörer. Fallen behandlade effekterna av laststyrning på distributionsnätet och styrning av produktion i distributionsnätet.

Fall: Laststyrning i distributionsnätet

Nätkapacitetsbrist uppstår lokalt i det egna nätet (distributionsnätet) vilket leder till att nya kunder hindras att anslutas till nätet. Denna flaskhalsituation hanteras genom laststyrning i distributionsnätet. Effekterna på de olika delarna av elsystemet till följd av fallet beskrivs i Tabell 3.

Tabell 3 – Effekter av laststyrning i distributionsnätet (resultat från workshop)

	Positiva	Negativa
Effekter på distributionsnätet	• Utjämnad last vilket leder till mindre kostnader • Frigör kapacitet • Möjliggör högre last och undviker investeringar om marknaden har kännedom • Lokal systemoptimering	• Högre risk för begränsad leveranssäkerhet • Återvändande last kan skapa problem om marknaden saknar kännedom
Effekter på marknad	• Jämnare pris på längre sikt	• Högre utmaning och risk för den balansansvarige • Skapar obalanser och kostnader • Felaktiga prissignaler på grund av nätoptimering istället för marknadsoptimering • Bortkopplingsbar last finns inte tillgänglig
Effekter på transmissionsnät	• Mindre investeringsbehov • Kortsiktigt minskade flaskhalsar	• Svårare att förutse behov av investeringar
Effekter på systemansvar	• Jämnare last på lång sikt, kan vara positivt för effektbalansen • Nya aktörer och resurser för att aktivera flexibilitet är en tillgång för systemansvarig • Färre toppar	• Svårare att prognosticera • Risk för ökat behov av frekvensreglering • Styrning mer komplext

Fall: Styrning av produktion i distributionsnätet

Ett område i elnätet blir frivilligt eller ofrivilligt avskuret från extern matning och skapar så kallad ö-nättdrift. För att klara leveranssäkerheten styrs produktionen i det aktuella distributionsnätet. Effekterna på de olika delarna av elsystemet till följd av fallet beskrivs i Tabell 4.

Tabell 4 – Effekter av styrning av produktion i distributionsnätet (resultat från workshop)

	Positiva	Negativa
Effekter på distributionsnätet	• Ökad tillgänglighet, leveranssäkerhet • Lägre förluster • Minskad risk för avbrott genom robusthet • Lokal frekvenshållning	• Högre kostnader • Kräver stora resurser för stabilitet
Effekter på marknad	• Mer tillförlitlig leverans av el till kunden	• Producenterna får ej marknadsmässiga förutsättningar • Obalanser uppstår • Lägre likviditet • Energi spills • Uppdelning av marknaden • Marknaden sätts ur funktion
Effekter på transmissionsnät	• Snabbare återuppbyggnad • Lägre förluster • Lägre krav på tillförlitlighet vilket leder till billigare drift och underhåll	• Minskad kapacitet lokalt • Minskad stabilitet • Mindre betalt för redan gjorda investeringar
Effekter på systemansvar	• Mothandel aktiveras • Minskat ansvar (planerat) • Hjälp med systemansvarstjänster från distributionsnät	• Oklarhet kring vem som blir systemansvarig • Ökad komplexitet • Ökat reglerbehov • Robusthet minskar • Sårbarhet ökar

Effekter av aktivering av flexibilitet på marknaden

För att analysera effekterna som kan uppstå när flexibilitet aktiveras på marknaden togs tre fall fram som analyserades vid den workshop som hölls för branschens aktörer. De tre fallen behandlade effekter av att aggregerad lastreduktion bjuds in på marknaden, att energilager för att flytta last bjuds in på marknaden och aggregerade flexibilitetsresurser används på intradagsmarknaden.

Fall: Aggregerad lastreduktion bjuds in på marknaden

Det blir pristoppar på elmarknaden under vissa vintertimmar på grund av stor efterfrågan. För att optimera elhandeln bjuds en aggregerad lastreduktion i distributionsnätet in på marknaden. Effekterna på de olika delarna av elsystemet till följd av fallet beskrivs i Tabell 5.

Tabell 5 – Effekter av aggregerad lastreduktion som bjuds in på marknaden (resultat från workshop)

	Positiva	Negativa
Effekter på distributionsnätet	• Lägre lastbild • Minskade befintliga toppar	• Stabilitetsutmaning • Återvändande last kan skapa lokal överbelastning och nya toppar
Effekter på marknad	• Prisreducering • Utjämning av kostnader • Kan kapa pristopp och därmed minska kostnader för kund	
Effekter på transmissionsnät	• Lägre helhetslast	• Mindre tillgång till flexibilitet på realtidsmarknaden • Nya flaskhalsar mellan prisområden
Effekter på systemansvar	• Bra om mycket resurser handlas på marknaden	• Frekvensutmaning • Risk vid utdragen topplast

Fall: Energilager för att flytta last bjuds in på marknaden

Elpriset är väldigt volatilt på elmarknaden. För att optimera elhandeln bjuds energilager för att flytta last in på marknaden. Effekterna på de olika delarna av elsystemet till följd av fallet beskrivs i Tabell 6.

Tabell 6 – Effekter av att energilager för att flytta last bjuds in på marknaden (resultat från workshop)

	Positiva	Negativa
Effekter på distributionsnätet	• Lägre förluster (handlas på spot) • Högre förluster, belastning och minskad kapacitet (handlas på intradag)	• Ändrade effektfloeden • Försvårare nätplanering utan styrning från distributionsnätägare • Flaskhalsar i näten blir tydligare
Effekter på marknad	• Priset utjämnas • Minskad risk för elhandlaren • Minskad risk för producenter • Jämnare och lägre elpris • Likviditeten ökar och mindre volatilitet (handlas på spot) • Ökad volym (handlas på intradag)	
Effekter på transmissionsnät	• Minskade kostnader för flaskhalsar • Lägre förluster och mer tillgänglig kapacitet (handlas på spot)	• Ändrade effektfloeden • Högre förluster (handlas på intradag)
Effekter på systemansvar	• Minskar behov av reservkraft • Systemansvar underlättas (handlas på spot)	• Svårare prognoser • Ökad komplexitet • Systemansvar försvåras (handlas på intradag)

Fall: Aggregerade flexibilitetsresurser används på intradag

Balansansvarig behöver korrigera sin produktion eller förbrukning för att minska sina obalanser. För balanshantering används aggregerade resurser för att aktivera flexibilitet för att balansera avvikelser. Detta görs på intradag-marknaden. Effekterna på de olika delarna av elsystemet till följd av fallet beskrivs i Tabell 7.

Tabell 7 – Effekter av att aggregerade flexibilitetsresurser används på intradag-marknaden (resultat från workshop)

	Positiva	Negativa
Effekter på distributionsnätet		• Högre belastning • Risk för instängd produktion vid flaskhals
Effekter på marknad	• Fler resurser att tillgå • Mindre obalanser för balansansvarig • Optimerat lägre elpris • Mindre tvång till lastbalansering • Fler aktörer som leder till en effektivare marknad • Minskar obalanskostnader om produktionen ökas • Prisbildningen speglar perfektion	
Effekter på transmissionsnät	• Avlastar transmissionsnätet	• Risk för instängd produktion vid flaskhals
Effekter på systemansvar	• Mindre variation i realtid • Fler möjligheter	• Komplexiteten ökar

Effekter av aktivering av flexibilitet i transmissionsnätet

För att analysera effekterna som kan uppstå när flexibilitet aktiveras i transmissionsnätet togs två fall fram som analyserades vid den workshop som hölls för branschens aktörer. De två fallen behandlade effekter av hur utpekade köp/säljbud på reglerkraftmarknaden används för flaskhalshantering och energilager i distributionsnätet används för att hantera nätkapacitetsbrist i överliggande nät.

Fall: Utpekade köp/säljbud på reglerkraftmarknaden används för flaskhalshantering

En flaskhalssituation uppstår på grund av en nord-sydlig stamnätsförbindelse. För att hantera detta används reglerkraftmarknaden genom utpekade köp/säljbud. Effekterna på de olika delarna av elsystemet till följd av fallet beskrivs i Tabell 8.

Tabell 8 – Effekter av att utpekade köp/säljbud på reglerkraftmarknaden används för flaskhalshantering (resultat från workshop)

	Positiva	Negativa
Effekter på distributionsnätet		• Minska intäkter • Lokala flaskhalsar • Mycket motköp vilket på sikt leder till högre nätavgifter • Ändrade effektlöden i nätet
Effekter på marknad	• Kort prisdämpande effekt	• Dyrare energipris • Mer komplexitet • Begränsning i marknadsfunktionen • Högre reglerkostnader • Ineffektiv resursanvändning
Effekter på transmissionsnät	• Mindre infrastrukturinvesteringar • Mindre risk i investering • Undviker kortsiktighet	• Icke optimal drift
Effekter på systemansvar	• Fler valmöjligheter	• Färre reglerresurser för att hantera balansering • Högre reglerpriser

Fall: Energilager i distributionsnätet används för att hantera nätkapacitetsbrist i överliggande nät

Nätkapacitetsbrist uppstår i överliggande nät (transmissionsnätet) vilket leder till att nya kunder hindras från att anslutas i distributionsnätet. För att hantera flaskhalsen används energilager i distributionsnätet. Effekterna på de olika delarna av elsystemet till följd av fallet beskrivs i Tabell 9.

Tabell 9 – Effekter av att energilager i distributionsnätet används för att hantera nätkapacitetsbrist i överliggande nät (resultat från workshop)

	Positiva	Negativa
Effekter på distributionsnätet	• Kan ansluta fler kunder • Bättre nyttjande av befintligt nät • Möjlighet till effektivisering och andra tjänster	• Kan eventuellt bli en dyr lösning • Kan eventuellt skapa nya flaskhalsar • Baklängesström
Effekter på marknad	• Kommer runt problem med flaskhalsar • Kan sälja till fler kunder • Öppnar upp för nya affärsmöjligheter • Prisutjämning	• Utan koordinering skapas osäkerhet kring balans • Skapar en obalans för balansansvarig • Ökat behov av transparens • Högre nättariffer
Effekter på transmissionsnät	• Bättre nätutnyttjande • Minskat investeringsbehov • Löser nätkapacitetsbrist	• Förändrad riskhantering
Effekter på systemansvar	• Minskat investeringsbehov	• Kräver bra koordinering • Minskade säkerhetsmarginaler • Komplexare systemhantering med fler resurser

Effekter av aktivering av flexibilitet för systemansvar

Svenska kraftnät har systemansvaret för hela det svenska elsystemet. Det innebär att Svenska kraftnät ansvarar för att det är balans mellan produktion och förbrukning av el i hela landet.

För att analysera effekterna som kan uppstå när flexibilitet aktiveras för systemansvar togs två fall fram som analyserades vid den workshop som hölls för branschens aktörer. De två fallen behandlade effekter av aggregerade laster på distributionsnätet och om en produktionsenhet blir beordrad att justera sin produktion.

Fall: Aggregerade laster i distributionsnätet

Den systemansvarige avropar frekvensreglering för att hantera över- eller underfrekvens. För att hantera frekvensregleringen används aggregerade laster i distributionsnätet, underfrekvens – dra ner (a), överfrekvens – köra mer (b). Effekterna på de olika delarna av elsystemet till följd av fallet beskrivs i Tabell 10.

Tabell 10 - Effekter av aggregerade laster i distributionsnätet (resultat från workshop)

	Positiva	Negativa
Effekter på distributionsnätet		• Potentiellt problem med spänning (a) • Tappar nätintäkt (a) • Flaskhalsproblematik (b) • Riskerar överuttag och straffavgifter mot överliggande nät (b) • Risk för motsatta intressen • Svårare att drifva nätet
Effekter på marknad		• Balansansvariga får obalanser (a, b) • Ökad risk orsakar högre priser • Komplexare marknad
Effekter på transmissionsnät	• Minskat behov av "kanaler" från norr till söder • Minskad belastning • Bättre utnyttjandegrad	• Flaskhalsproblematik (b) • Ökad last kan orsaka stabilitetsproblem • Utmaning med kopplingar till regionnätet
Effekter på systemansvar	• Större kapacitet • Mer konkurrens, bättre ekonomi • Kan anropa laster istället för att beordra • Fler valmöjligheter	

Fall: En produktionsenhet blir beordrad att justera sin produktion

Den systemansvarige kan inte garantera N-1 kriteriet⁹. För att behålla systemstabilitet beordras en produktionsenhet ansluten till transmissionsnätet att dra ner sin produktion. Effekterna på de olika delarna av elsystemet till följd av fallet beskrivs i Tabell 11.

Tabell 11 - Effekter av att en produktionsenhet blir beordrad att justera sin produktion (resultat från workshop)

	Positiva	Negativa
Effekter på distributionsnätet	Förändrade flöden	Problem för lokala distributionsnät
Effekter på marknad		- Skapar obalans för balansansvarig - Oförutsägbarhet - Inkomstbortfall för producenter - Förändring i intradaghandel
Effekter på transmissionsnät		- Ökad risk för kapacitetsbrist - Flaskhalsproblematik - Begränsar överföring från alternativa källor vid hög belastning
Effekter på systemansvar	Ökad systemstabilitet	- Kostnad - Uppregleringsbehov - Kostnad för att kompensera produktionsresurs

⁹ Detta innebär att fel på en kraftsystemkomponent inte får orsaka samman-brott av kraftsystemet