FLEXIBILITET FÖR ÖKAD KAPACITET OCH EFFEKTIV NÄTDRIFT

En rapport till Forum för smarta elnät

December 2019

SWECO

Copyright © 2019 Sweco Energy AB

All rights reserved

No part of this publication may be reproduced, stored in a retrieval system or transmitted in any form or by any means electronic, mechanical, photocopying, recording or otherwise without the prior written permission of Sweco Energy AB.

Disclaimer

While Sweco Energy AB (”Sweco”) considers that the information and opinions given in this work are sound, all parties must rely upon their own skill and judgement when making use of it. Sweco does not make any representation or warranty, expressed or implied, as to the accuracy or completeness of the information contained in this report and assumes no responsibility for the accuracy or completeness of such information. Sweco will not assume any liability to anyone for any loss or damage arising out of the provision of this report.

Rapportnamn	Flexibilitet för ökad kapacitet och effektiv nätdrift
Datum för färdigställande	2019-12-19
Projektledare	Christian Holtz
Författare	Klara Sahlén, Linda Schumacher, Magnus Lindén
Kvalitetsgranskare	Christian Holtz

1 SAMMANFATTNING

Elsystemet är en förutsättning för ett klimatsmart och digitalt samhälle, men står inför ett antal utmaningar. En högre andel förnybara intermittenta energikällor i elsystemet bidrar till att det är svårare att planera energiproduktionen. Samtidigt bidrar städers tillväxt och befolkningsökning såväl som elektrifiering inom flertalet sektorer till ett ökat elbehov. Sverige har de senaste åren haft ett överskott av el, men en ökad efterfrågan ställer även krav på elnätets överföringsförmåga, det vill säga dess kapacitet. På flera håll i landet är överföringsförmågan låg i förhållande till elanvändningen – kapaciteten i elnätet är inte tillräcklig för att överföra rätt mängd el i varje tidpunkt – och förstärkningar genomförs och kommer fortsatt att behöva göras, inte minst i storstadsregionerna. Det svenska elnätet är dessutom på flera håll föråldrat och kommer att behöva uppgraderas, parallellt med de nya nätinvesteringar som kommer att krävas. Traditionell nätutbyggnad (förstärkt överföringskapacitet i form av nya kraftsystemskomponenter) har generellt långa ledtider (10–15 år) på grund av att tillståndsprocesser, nödvändiga utredningar (till exempel miljökonsekvensbeskrivning), markberedning för ledningsgator och så vidare tar tid, vilket utgör ett hinder för regioners tillväxt om. Detta gäller exempelvis i regioner som står inför akut kapacitetsbrist där ett utökat uttag från överliggande nät inte är möjligt och där nyetablering av bostäder, datahallar eller en omfattande elektrifiering av regionens kollektivtrafik därför inte kan garanteras utan att arbeta med kapacitetsökande lösningar eller flexibilitet lokalt.

Flexibilitet – elnätets förmåga att hantera variationer och osäkerhet i utbud och efterfrågan på el – ses som en viktig lösning för att råda bot på kapacitetsutmaningen. Detta kan exempelvis genomföras med hjälp av elanvändare så som hushåll eller industrier som styr sin elanvändning på ett sätt som hjälper till att jämna ut den totala belastningen i elnätet eller genom att tillfälligt öka/minska produktion eller utnyttja energilager.

Internationell erfarenhet

Det underliggande behovet av ökad flexibilitet i det **amerikanska elsystemet** skiljer sig mellan olika stater och regioner; behov av flexibilitet kan exempelvis grundas i nedläggning av kraftproduktion, en ökad andel förnybar och icke-planeringsbar kraftproduktion eller höga effekttoppar sommartid till följd av ett högt nedkylningsbehov. Efterfrågeflexibilitet utgör redan en viktig distribuerad energikälla i landet (cirka 59 GW) och dess potential tros mer än tredubblas till år 2030. Bland annat har pilotprojekt som syftar till att styra elanvändningen i varmvattenberedare genomförts och lyckats frigöra flexibilitet om upp emot 500 W per system. I Kalifornien har det lokala energibolaget infört en tidsdifferentierad tariff för bostadskunder som vill delta sommartid, en flexibilitetsresurs på cirka 30 MW har frigjorts med hjälp av 145 000 deltagande kunder.

För att **Tyskland** ska uppnå sina klimatpolitiska mål kommer det att behöva ske en ökad elektrifiering av värme- och transportsektorn, vars behov kommer att behöva täckas av förnybara energikällor. Det ökande antalet produktionsanläggningar och nya typer av förbrukningsanläggningar är en utmaning för det tyska elnätet, och det uppkommer flaskhalsar både på grund av produktion och förbrukning. En studie som simulerat flaskhalsar i det tyska elnätet har visat att om nätoperatören kan använda sig av flexibiliteten i sin nätplanering kan kostnaderna för nätutbyggnad reduceras avsevärt. I Tyskland pågår dessutom flera projekt kring lokala marknadsplatser för flexibilitet som har visat sig fungera bra för att avhjälpa flaskhalsar.

Även **Storbritannien** har haft en hög utveckling av förnybara decentraliserade energikällor med väderberoende elproduktion, samt en ökande elektrifiering i både värme- och transportsektorn. Dessa nya laster leder till utmaningar för nätoperatören kopplat till investeringar, eftersom det blir osäkert för nätoperatören att veta hur eller när nätet behöver förstärkas. Därför blir flexibilitet viktigt att ta hänsyn till i planeringen. En av de mer etablerade tjänsterna för flexibilitet i Storbritannien är den lokala flexibilitetsmarknaden Piclo Flex som har visat sig vara ett effektivt sätt att handla upp flexibilitet i Storbritannien.

Nationell erfarenhet

I Sverige utförs för närvarande ett antal intressanta projekt kopplade till att öka flexibiliteten i elsystemet. Projekten utförs på olika skalor, från mindre pilotprojekt till mer storskaliga projekt. Det varierar vilken typ av aktör som initierar

flexibilitetsprojekten och vilka drivkrafter de har. Inom ramen för denna rapport har sju olika typer av flexibilitetsprojekt tagits upp: Effekttariffer, pumpvattenkraft, styrning av laddinfrastruktur och värmepumpar, batterier, *Power to Gas* samt en marknadsplats för handel med flexibilitet.

Ett exempel som tas upp i rapporten är Sollentuna Energi och Miljö, som redan 2001 införde tidsdifferentierade effekttariffer för alla sina kunder. De menar att effekttariffer på ett effektivt sätt har hjälpt dem att hålla ett konstant effektabonnemang mot överliggande nät, trots att både befolkningen och företagsetableringar ökat inom kommunen. Ett annat exempel finns hos Upplands Energi, där aggregatorn Ngenic har lyckats styra värmepumparna hos 250 villor och därmed samla ihop 1 MW flexibilitet.

Kapacitetsbrist i Uppsala

Uppsala är en av de svenska regioner som står inför akut kapacitetsbrist på grund av ett ökat effektbehov i kombination med flaskhalsar i elnätet och en långsam utbyggnadstakt av stamnätet. Kapacitetsutmaningen kommer att kvarstå tills stamnät och regionnät är utbyggt, vilket kommer ske stegvis under en tio-årsperiod. Då kommunen redan beslutat om en omfattande tillväxt och inte vill behöva vänta på en utbyggnad av stamnätet har aktörer inom regionen beslutat om att hantera frågan lokalt och gemensamt frigöra flexibilitet i regionen för att avlasta elnätet och därmed motverka kapacitetsbristen.

Inom ramen för det EU-finansierade projektet CoordiNet kommer en lokal marknadsplats för flexibilitet att testas i Uppsala vintern 2019/2020. Där kommer flexibla aktörer kunna lägga bud om att tillfälligt minska sin elanvändning eller öka sin elproduktion under tidpunkter då nätägaren ser ett behov av detta. Projektet har än så länge totalt samlat ihop cirka 85 MW flexibilitet hos olika kunder, det är dock viktigt att ha i åtanke att all denna flexibilitet inte kommer kunna användas samtidigt, samt att den bidrar med olika påverkan till olika nätbehov.

Förutom CoordiNet pågår ett antal olika projekt för att frigöra flexibilitet just nu inom Uppsala. Ett exempel är Spetskraft 2020, som är ett projekt med syfte att kunna elektrifiera Uppsalas kollektivtrafik utan att påverka effektbehovet i kommunen. Projektet har lett till ett antal konkreta lösningar för att tackla problematiken. Bland annat kommer ett batterilager, samt styrning av värmepumpar hos hushåll att testas.

Slutsatser

Alla lokala och regionala elnät har olika förutsättningar; i en del regioner är kapacitetsläget akut, medan det i andra regioner finns ett stort överskott av kapacitet. Dessutom har olika nät olika lastprofiler och dessa kan också förändras över tid om till exempel kraftvärme eller en större datahall tillkommer eller försvinner i nätområdet. Därför kommer det inte att finnas en entydig lösning för alla regioner och elnät i Sverige; de lokala förutsättningarna blir väldigt betydande i sammanhanget.

Det är också viktigt att nämna att flexibilitetslösningar inte tar bort behovet av att reinvestera i befintligt nät och bygga nytt nät. Det svenska elnätet kommer även fortsatt att behöva byggas ut och förstärkas både på lokal, regional och nationell nivå. En omfattande nätutbyggnad i stam- eller regionnät är dock en process som ofta tar minst 10 år. För att frigöra kapacitet på kortare sikt är tillkommande produktion eller en ökad flexibilitet i elanvändningen i områden med kapacitetsbrist alternativ som behöver utredas närmare.

Olika typer av tjänster och produkter bidrar med olika typer av flexibilitet och kan bidra till att lösa olika typer av problem i elnätet. Lokala marknadsplatser för flexibilitet har flertalet fördelar; bland annat kan både små och stora aktörer på ett enkelt sett bidra med flexibilitet när det passar dem. Dessutom kan en flexibilitetsmarknad ersätta bilaterala avtal för laststyrning mellan en nätägare och en flexibilitetsaktör. Nätoperatörerna tror dock att det kan vara svårt att motivera aktörer till att göra en investering (i exempelvis ett energilager) för att kunna bidra med flexibilitet, eftersom ingen idag vet hur mycket flexibilitet som kommer att behövas i nätet när transmissionsnätet är utbyggt och huruvida detta påverkar avkastningen i en sådan investering.

Det är tydligt att arbetet i Uppsala har underlättats av att kommunledningen tidigt gick in och tog en ledande och samordnande roll. Tillsammans med Region Uppsala och länsstyrelsen bjöd de in olika lokala aktörer till dialog för att tillsammans diskutera möjliga lösningar på kapacitetsproblemet och en gemensam väg framåt. Vikten av att involvera

olika typer av aktörer har också lyfts vid flera tillfällen. För att få till projekt som i större skala arbetar med effekteffektiviserande åtgärder behöver såväl offentliga som privata aktörer involveras och det kräver god koordinering och kommunikation både inom samarbetet och gentemot allmänheten. Nätoperatören, som är den som tillhandahåller elnätet, kan också spela en viktig roll i informationsspridning och dialog med berörda aktörer. Ett gemensamt effektarbete på länsnivå kan underlättas om nätoperatören tar en aktiv roll i dialogen och hjälper till att framhäva flexibilitet som en möjlig lösning.

Kapacitet och effektreducerande åtgärder är en högst aktuell fråga på flera håll i landet, men innan läget blir akut är det ofta lättare att prioritera andra frågor för såväl offentliga som privata aktörer. Det har lyfts i såväl individuella intervjuer som vid rundabordssamtal med nätoperatörer att problemet ofta måste uppstå innan det går att väcka verkligt engagemang för denna typ av frågor.

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

1 SAMMANFATTNING 5

2 INLEDNING 1

2.1 Problematisering och syfte 1

3 FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR FLEXIBILITET 3

3.1 Kort om det svenska elsystemet och elmarknad 3
3.1.1 Det svenska elnätet 4
3.1.2 Elmarknad 4

3.2 Kapacitetsproblematik & flexibilitetsresurser 5
3.2.1 Energi-, effekt- och kapacitetsbrist 5
3.2.2 Ökat effektbehov 5
3.2.3 Flexibilitetsresurser 6

4 INTERNATIONELLA FALLSTUDIER 9

4.1 USA 9
4.1.1 Underliggande behov till utökad flexibilitet 11
4.1.2 Fallstudier 12
4.1.3 Potential för tillämpning i Sverige 15

4.2 Tyskland 16
4.2.1 Underliggande behov till utökad flexibilitet 16
4.2.2 Fallstudier 16
4.2.3 Potential för tillämpning i Sverige 19

4.3 Storbritannien 20
4.3.1 Underliggande behov till utökad flexibilitet 21
4.3.2 Fallstudier 21
4.3.3 Potential för tillämpning i Sverige 22

5 SVENSKA FALLSTUDIER 24

5.1 Effekttariffer för ett effektivt nätutnyttjande i Sollentuna 24

5.2 Potential i pumpkraft i anslutning till Vättern 25

5.3 Styrning av laddinfrastruktur för fordon 26

5.4 Effektstyrning av värmepumpar i hushåll 27

5.5 Batterier som energilager i byggnader 28

5.6 Power to Gas i Mariestad 28

5.7 Marknadsplats för handel med effekt 29

6 LÖSNINGAR PÅ KAPACITETSBRIST I UPPSALA 30

6.1 Kapacitetsutmaningen 30
6.1.1 Underliggande behov till utökad flexibilitet i Uppsala 30
6.1.2 Uppsala län samlas för att lösa kapacitetsutmaningen 31

6.2 Flexibla avtal för effektstyrning 33

6.3 CoordiNet – marknadsplats för handel med effekt 34
6.3.1 Initiering och samverkan 34
6.3.2 Lokal marknadsplats för kapacitet 35
6.3.3 Förväntade resultat 36

6.4 Live-in smartgrid – testbädd för smarta elnätslösningar 36
6.4.1 Initiering och samverkan 37
6.4.2 Pågående tester inom projektet 39
6.4.3 Förväntade resultat 40

6.5 Spetskraft 2020 – fordonselektrifiering och effekteffektivisering 40

6.6 Mobilitetshus – innovativa parkeringsgarage 41

6.7 Erfarenheter och lärdomar 42
6.7.1 Samverkan 42
6.7.2 Kunskapsspridning 42
6.7.3 Ansvarsfördelning 43
6.7.4 Aktivera aktörer 43
6.7.5 Eventuella utmaningar 43
6.7.6 Kommuner kan underlätta vid ansträngd kapacitetssituation 44

7 SLUTSATSER 46

7.1 Frigörande av flexibilitet 46

7.2 Marknad och prissignal 47

7.3 Samverkan 48

8 REFERENSER 49

2 INLEDNING

Elsystemet är en förutsättning och möjliggörare för ett digitalt och klimatsmart samhälle, men står i dagsläget inför flera utmaningar. Energisystemet genomgår en förändring och kommer att grundas på en allt högre andel förnybar och intermittent kraftproduktion. Samtidigt står samhället inför en ökande digitalisering och elektrifiering inom flertalet sektorer, däribland transportsektorn och industrin, innebär en högre efterfrågan på el samtidigt som nya typer av elanvändning, exempelvis datahallar, tillkommer. En kombination av befolkningsökning och urbanisering bidrar till att en stor del av det ökade el- och effektbehovet hamnar i storstadsregioner, något som har lett till stora kapacitetsutmaningar för de svenska elnäten. Utbyggnadstakten av elnätet har i många delar av landet inte gått i samma takt som ökningen i elbehovet, vilket har resulterat i att flera områden nu ställs inför kapacitetsbrist. En effekt av detta är att elnätet riskerar att bli, och är i vissa fall redan idag, en begränsande faktor för tillväxt, bostadsbebyggelse och därmed också arbetstillfällen, samt storskalig elektrifiering av exempelvis transportsektorn.

Samtidigt diskuteras att utbyggnad av elnätet inte är den enda lösningen som kan användas för att tillgodose det ökade eluttaget. I Sverige varierar elanvändningen kraftigt mellan säsonger till följd av temperaturskillnaden mellan sommar- och vinterhalvåret, men också över dygnet då människor tenderar att ha liknande användningsmönster med tydliga lasttoppar under morgon och kväll. Detta, i kombination med en allt mer väderberoende och icke-planerbar energiproduktionsmix, är drivkrafter till att ökad flexibilitet ses som en av lösningarna på kapacitetsfrågan. Framgent ses dessutom att en utbyggnad av transmissionsledningar leder till en ökad överföringskapacitet mot övriga Europa. En starkare koppling mot omkringliggande marknader väntas ytterligare öka behovet av flexibilitet i Norden då flera länder tycks se nordisk vattenkraft som tillförlitlig, lättillgänglig och grön reglerbar kraftproduktion och svensk vattenkraft kommer därmed att bli en viktig export.

Flexibilitet kan definieras som kraftsystemets förmåga att pålitligt och kostnadseffektivt hantera variationer och osäkerhet i utbud och efterfrågan på energi inom flera tidsskalor; det handlar om allt från omedelbar stabilisering av kraftsystemet till att långsiktigt säkra tillförseln (IEA, 2019). Det går att åstadkomma en mer flexibel elanvändning, till exempel genom att tillfälligt stänga av elintensiv verksamhet i en industri, minska effekten i villors värmepumpar eller utnyttja ytterligare produktion och energilager, vilket kan utnyttjas då den totala belastningen riskerar att bli högre än vad nätet klarar av. I detta syfte går det också att frigöra flexibilitet genom att tillfälligt öka produktion eller genom att utnyttja energilager. Flexibilitet kan också underlätta vid tillfällen då produktionen är högre än vad elanvändningen är genom att exempelvis en industri istället tillfälligt ökar sin elanvändning för att upprätthålla balans i elnätet. Det finns en outnyttjad potential för efterfrågeflexibilitet, men för att nå den fulla potentialen behöver samtliga flexibilitetsresurser i elsystemet tas tillvara på, det vill säga både flexibel produktion, efterfrågan och energilagring. Det svenska elnätet är på flera håll utdaterat och kommer inom de närmsta åren att behöva rustas upp oberoende av samhällets ökade elbehov. Det kan sägas att det är den högst uppmätta momentana elanvändningen, det vill säga nätets högsta effekttoppar, som dimensionerar elnäten, nätägare behöver därför ta höjd för att kunna tillgodose efterfrågan på el även i dessa tidpunkter.

Generellt sett är det dock under få tidpunkter per år som elanvändningen ligger nära nätets kapacitetsbegränsning, vilket ytterligare talar för att en mer flexibel elanvändning skulle kunna minska det akuta behovet av att reinvestera i befintligt nät eller bygga nytt elnät.

2.1 Problematisering och syfte

I dagsläget finns ett antal regioner i Sverige som har problem att höja sitt maximala effektuttag på grund av bristande kapacitet i region- och stamnät. Förstärkt överföringskapacitet i form av traditionell nätutbyggnad är en naturlig lösning på kapacitetsbegränsningar, men det tycks finnas en oro kopplat till utbyggnadsprocessen som präglas av långa ledtider som därmed gör traditionell nätutbyggnad till en mer långsiktig lösning. Energimarknadsinspektionen har fått i uppdrag av regeringen att analysera kapacitetsbristen i det svenska elnätet bland annat genom att undersöka omfattning, utreda roller och ansvarsområden kopplat till frågan samt att hitta lösningar på de problem som identifieras. Dessutom har flera länsstyrelser (Skåne, Stockholm, Västra Götaland och

Uppsala) fått i uppdrag att utifrån ett lokalt och regionalt perspektiv analysera förutsättningar för en trygg elförsörjning i respektive region.

I syfte att öka kunskapen om hur flexibilitet kan bidra till att möta kapacitetsutmaningar lokalt och regionalt givet lokala förutsättningar analyserar denna studie hur smart elnätsteknik kan verka för att helt eller delvis komplettera traditionell förstärkning av överföringskapacitet eller möjliggöra förändringar i områdets abonnerade effekt. Rapporten kommer således ta stöd i såväl internationella som svenska fallstudier där alternativ till traditionell teknik används för att motverka eller förebygga kapacitetsbrist i elnätet, detta för att få insyn i hur olika aktörer valt att arbeta med kapacitetsfrågan samt huruvida dessa tillvägagångssätt är tillämpbara i Sverige. För en djupare förståelse för potentialen att arbeta med smart teknik i kapacitetsunderlättande syfte kommer en djupare analys att göras av det effektarbete som pågår i Uppsala. Detta ses som ett intressant exempel ur flera aspekter:

- Uppsala är en större svensk stad som likt många andra står inför akut kapacitetsbrist i elnätet,
- Uppsala förväntas få ett ökat elbehov i och med stadens tillväxt och pågående elektrifiering.
- För att råda bot på problemet i närtid pågår därför flera lokala satsningar kring alternativ till förstärkt överföringskapacitet i form av traditionell nätförstärkning i staden.

Beskrivning av de internationella och nationella fallstudier där smart teknik, eller alternativa lösningar, använts i effektreducerande syfte kommer främst att grundas i en litteraturstudie och i enstaka nationella fall genom samtal med involverade aktörer. Avsnittet om Uppsala baseras på individuella intervjuer med aktörer som alla är drivande inom det effektarbete som pågår i länet (se tabell nedan för genomförda intervjuer) samt genom en halvdags workshop med fokusgruppen för energi inom *Uppsala Klimatprotokoll*, en grupp som arbetar mot det övergripande målet att Uppsala ska nå uppsatta klimatmål. Inom fokusgrupp energi ingår aktörer inom kommun, region, länsstyrelse och näringsliv som alla är verksamma inom länet. I samverkan med *Forum för smarta elnät* och elkraftsbranschens intresseorganisation *Power Circle* anordnades även en halvdag med presentationer och rundabordssamtal med nätoperatörer. Detta för att få inspel kring hur systemoperatörer ser på smart elnätsteknik och alternativa flexibilitetsskapande lösningar samt huruvida de olika lösningarna är tillämpbara i andra områden eller sammanhang än de rapporten beskriver och vilka incitament och svårigheter som nätoperatörer ställs inför kopplat till dessa lösningar.

Tabell: Genomförda intervjuer

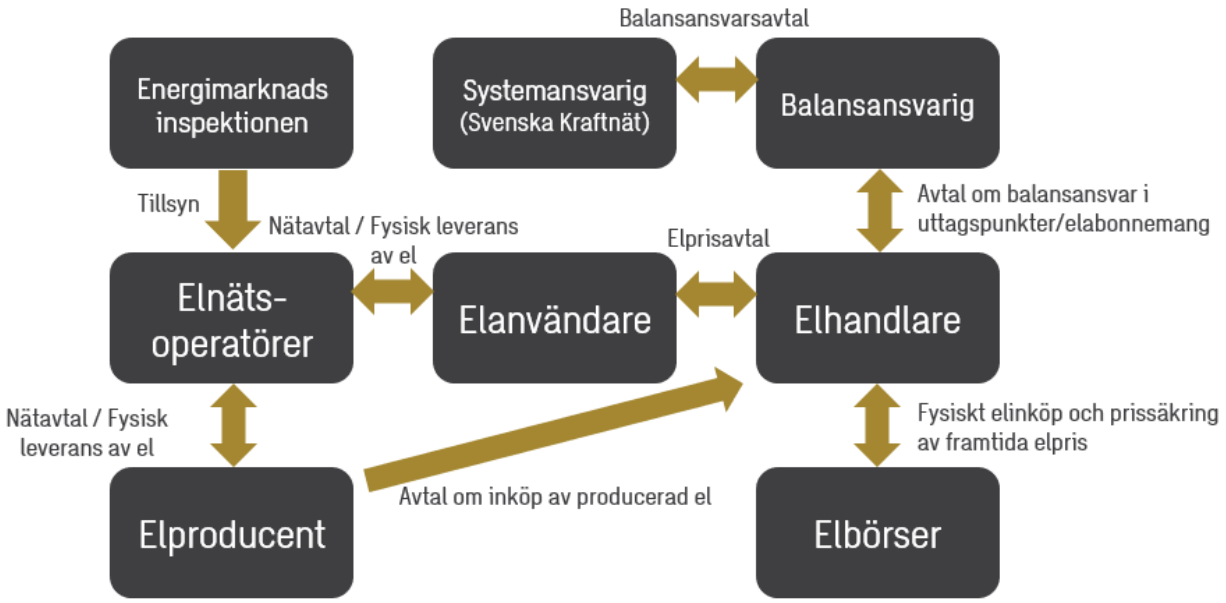
Intervju	Organisation
Yvonne Ruwaida	Vattenfall Eldistribution
Kristina Starborg	Uppsala kommun
Marcus Nystrand	Region Uppsala
Anna Karlsson	Länsstyrelsen Uppsala
Joachim Lindborg	Sustainable Innovation
Magdalena Boork	STUNS energi

3 FÖRUTSÄTTNINGAR FÖR FLEXIBILITET

Flexibilitet kan definieras som kraftsystemets förmåga att pålitligt och kostnadseffektivt hantera variationer och osäkerhet i utbud och efterfrågan på energi i flera tidsskalor. En ökad flexibilitet utgör därmed en teknisk möjlighet att hantera trängsel i elnätet. Behovet av flexibilitet beror ofta på lokala förutsättningar som kräver lokala lösningar för att frigöra flexibilitet. Det är dock viktigt att säkerställa att en lösning av ett lokalt problem inte orsakar nya problem i en annan del av elsystemet. Det är viktigt med en helhetssyn och en entydig bild över centrala begrepp. Detta avsnitt syftar således till att ge en överskådlig bakgrund av det svenska elsystemet och dess aktörer samt en förklaring av de begrepp och tillgängliga flexibilitetsresurser som berörs i denna rapport.

3.1 Kort om det svenska elsystemet och elmarknad

Den svenska elmarknaden kan delas in i två flöden: den fysiska överföringen av el och den finansiella handeln med el. Fysisk överföring sker då el via elnätet transporteras från produktionsanläggningar till slutanvändare. Den finansiella handeln sker mellan producenter, elhandlare och elanvändare på organiserade marknadsplatser på vilka el handlas på olika tidshorisonter, eller via bilaterala avtal.



Figur 1. Elmarknadens aktörer

Källa: Sweco

Figur 1 visar aktörerna på den svenska elmarknaden och relationerna mellan dem. **Elnätsoperatörer** driver och underhåller Sveriges elnät på stam-, region- och lokalnätsnivå och ser genom det till att slutkunderna får den el de efterfrågar. Eftersom elnäten är så kallade ”naturliga” monopol (endast ett elnätsföretag får sätta upp ledningar i en viss region) regleras deras intäkter. Den svenska regulatorn är **Energimarknadsinspektionen**, som reglerar elnätsoperatörerna (både lokal-, region, och stamnätsoperatörer) och ser till att de inte tar ut för stora kostnader av sina slutkunder. **Elproducenter** producerar elen som används av **elanvändarna**. Elanvändarna köper el av en **elhandlare**, som handlar upp el på **elbörsen.** Eftersom el inte kan lagras i stor skala utan behöver användas när den produceras så behöver det vara balans mellan produktion och efterfrågan i varje tidpunkt i nätet. Det ser de

balansansvariga aktörerna till att det är. För att vara balansansvarig behöver man ha ett avtal med den **systemansvarige** aktören, som i Sverige är Svenska kraftnät.

3.1.1 Det svenska elnätet

Sveriges elnät delas normalt in i transmissionsnät och distributionsnät. Transmissionsnätet, ofta kallat stamnätet, är den övergripande nivån och den nivån med högst spänning (400–230 kV). Stamnätet sträcker sig över hela Sverige och kan liknas vid elnätets motorvägar som transporterar stora mängder el över långa sträckor med låga förluster. Transmissionsnätet är inte nationellt avgränsat utan är i flera punkter sammankopplat med grannländers transmissionsnät och är således en del av ett europeiskt nät för överföring av el med höga spänningsnivåer. Distributionsnätet delas upp i regionnät och lokalnät. Regionnätet kan liknas vid elnätets landsvägar som transporterar el medellånga sträckor, medan lokalnätet kan liknas vid småvägar som transporterar el den sista biten fram till slutkunden. Anledningen till att man behöver olika typer av nät är att överföringsförlusterna minskar när man överför el med en högre spänningsnivå

De svenska stam-, regionnäten och i vissa fall även lokalnäten är maskade, vilket betyder att de är byggda för att elen ska kunna ta mer än en väg mellan olika delar i nätet. Det betyder att om en ledning eller station är trasig ska elen kunna ta en annan väg för att undvika ett elavbrott. Det vill säga att det finns alltid redundans i elnäten för att klara fel eller ombyggnationer genom att sektionera bort vissa delar av elnätet. Leveranssäkerheten i de svenska elnäten är hög, 2017 levererades 99,985 av den efterfrågade elen (Energimarknadsinspektionen, 2018).

3.1.2 Elmarknad

Den fysiska handeln med el sker mellan producenter, elhandlare och elanvändare på organiserade marknadsplatser på vilka el handlas på olika tidshorisonter: dagen före-marknaden, intradagsmarknaden och balansmarknaden. Därutöver finns en finansiell handel med värdepapper kopplade till pris på de fysiska elmarknaderna.

Dagen före-marknad (även Day ahead-marknad)

Dagen före-marknaden är marknadsplatsen för handel med el för nästkommande dag. Majoriteten av all el som förbrukas i Norden handlas på dagen före-marknaden. Buden lämnas varje dag in till elbörsen senast klockan 12.00 för leverans nästkommande dygn. Elpriset fastställs genom auktionshandel dagen före leveransdagen för varje enskild timme nästkommande dygn. Detta sker genom ett jämviktspris som baseras på de samlade köp- och säljbuden i området. På detta sätt skapas ett pris för nästkommande dags alla timmar i Nordens alla prisområden.

Intradag-marknaden

Intradag-marknaden är till för att justera förändringar som uppstår hos marknadsaktörer efter att Day ahead-marknaden har stängt. Behovet att justera den position som marknadsaktören har åtagit sig efter att Day ahead-marknaden stängt kan variera och kan utgöras av förändringar i produktions-eller konsumtionsplaner som låg till grund för marknadsaktörens bud på Day ahead-marknaden. Behovet av att justera uppstår ofta av förändringar i väder som har störst inverkan på vindkraftsproduktionen och temperaturkänslig efterfrågan. Till skillnad från Day ahead-marknaden tillämpar Intradag-marknaden pay-as-bid, vilket påminner om en aktiemarknads utformning. Den som budar i en pay-as-bid-marknad får betalt enligt det pris som de angivet i sitt bud och inte ett högre som i fallet med en marknadsplats som tillämpar marginalprissättning.

Balansmarknaden

Balansmarknaden är en fysisk realtidsmarknad där aktörers obalanser gentemot transmissionssystemoperatören Svenska kraftnät kan justeras. I varje uttagspunkt finns en aktör som åtagit sig balansansvar, det vill säga att se till att det råder balans mellan utbud och efterfrågan på el. Fram till driftstimmen innehar den aktören balansansvariga ansvaret att genom handel på dagen före- och intradagmarknaden säkerställa balans i sin uttagspunkt. Då leveranstimmen inleds tar Svk istället över ansvaret för balanshanteringen genom att handla balansresurser på

reglermarknader med olika aktiveringstid. Svk fördelar sedan ut kostnaderna för balanseringen på de balansansvariga utifrån vilka obalanser de bidragit med.

3.2 Kapacitetsproblematik & flexibilitetsresurser

3.2.1 Energi-, effekt- och kapacitetsbrist

Begrepp som elenergibrist, effektbrist och kapacitetsbrist tycks ofta förväxlas i debatten kopplad till kraftsystemet. Dessa är i verkligheten helt skilda från varandra då de utgörs av olika delar av elnätet och beror av olika fysikaliska problem. Elenergi är rörelse, eller arbete, över tid, det vill säga den el som överförs från produktionsanläggningar till elanvändare, medan effekt ät mått på hur mycket elenergi som momentant överförs. Kraftsystemets kapacitet avgör hur mycket energi som vid varje tidpunkt kan överföras, med andra ord ett mått på kraftsystemets förmåga att överföra el.

Energibrist

Elenergibrist uppstår då all el som produceras i Sverige inte räcker till för att täcka elbehovet hos alla elanvändare som är beroende av det nationella kraftsystemet. De senaste åren har Sverige varit nettoexportör på årsbasis av elenergi då det inom landets gränser producerats ett överskott på cirka 10–25 TWh per år givet normala väderförutsättningar. I dagsläget råder alltså ingen elenergibrist i Sverige sett över ett år och då kraftsystemet är väl sammanlänkat med grannländernas system finns också oftast goda importmöjligheter.

Effektbrist

Effektbrist kan beskrivas som en momentan brist på el, det vill säga att det vid en viss tidpunkt inte är möjligt att producera (eller importera) den mängd elenergi som just då efterfrågas av elanvändare. Detta kan uppstå om det inte råder balans mellan elproduktion/import och elanvändning vid något tillfälle, det vill säga nationell obalans i kraftsystemet. Det finns en risk att effektbrist uppstår under riktigt kalla vinterdagar då det ökade uppvärmningsbehovet leder till en högre efterfrågan på el eller om det uppstår plötsliga och oväntade förändringar i elproduktionen. Effektbrist kan lösas genom att öka elproduktion eller minska elanvändning och då dessa situationer påverkar kraftsystemet nationellt spelar det ingen roll var i landet detta görs så länge som elnätet har förmåga att överföra elen. Den svenska transmissionsnätsoperatören Svenska kraftnät upphandlar inför vinterhalvåret en effektreserv. Denna består av elproducenter som snabbt kan öka sin produktion och elanvändare som har möjlighet att tillfälligt öka sin elanvändning för att upprätthålla balansen i kraftsystemet.

Kapacitetsbrist

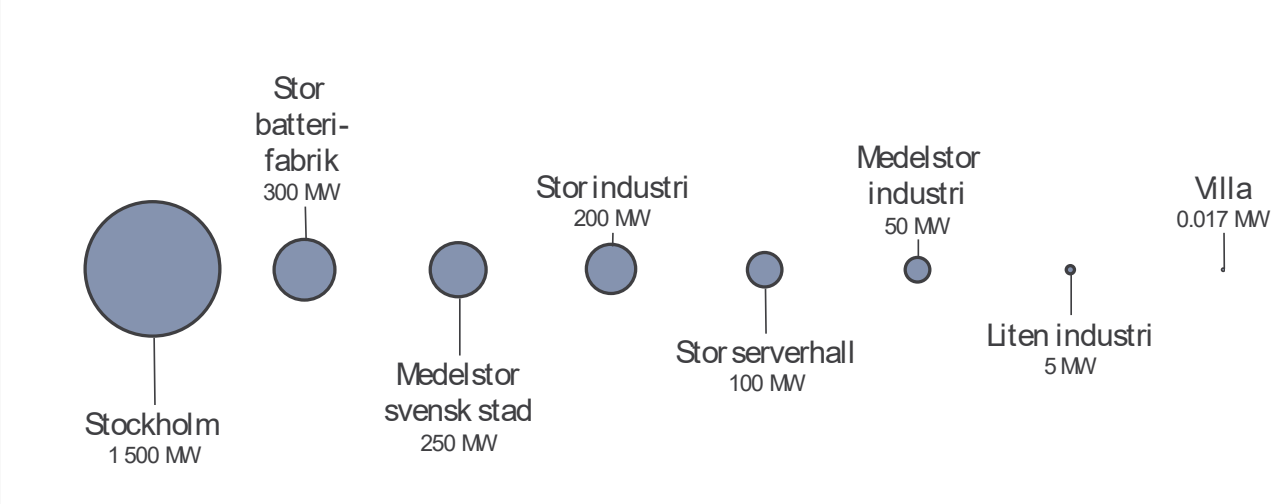
Kapacitetsbrist uppstår då kraftsystemets dimensionering begränsar nätets överföringsförmåga, det vill säga då elnätet inte räcker till för att överföra den el som efterfrågas av elanvändarna. Elnät dimensioneras efter ett antal givna parametrar som vid byggnadstillfället beräknas kunna säkerställa en elleverans med önskad strömstyrka och spänning. Kraftsystemets dimensioner avgör hur mycket effekt som momentant kan överföras och då efterfrågan på effekt varierar över dygnet och efter säsong är det oftast under få tillfällen per år sådana situationer uppstår. En stor del av den svenska elproduktionen sker i norra Sverige, främst i de stora vattenkraftanläggningarna, samtidigt som elanvändningen är störst i landets södra delar och om överföringsförmågan däremellan inte räcker till uppstår kapacitetsbrist. Det svenska transmissionssystemet är på flera håll föråldrat och dess överföringsförmåga mellan landets olika delar är på flera håll ansträngd, varvid kapacitetsbrist är ett reellt problem. Kapacitetsbrist beror dock även till stor del på lokala förutsättningar och det aktuella elnätets lastprofil, vilket gör att lokala flaskhalsar i elnätet kan orsaka kapacitetsbrist i ett geografiskt avgränsat område. Detta kan exempelvis ske om en ledning eller nätstation som försörjer stad eller en region med el inte räcker till för att möta områdets efterfrågan.

3.2.2 Ökat effektbehov

Elanvändningen samt effektbehovet i Sverige förutspås öka i framtiden till följd av bland annat en ökad elanvändning inom industri- och transportsektorn. Industrin kommer att bli mer elintensiv då befintliga processer

i allt högre grad elektrifieras samt att nya etableringar, så som datahallar, blir allt vanligare. Sverige har, som tidigare nämnts, haft ett överskott på el de senaste åren. Dock kommer utvecklingen inom energisystemet (tillkommande datahallar, elektrifiering av transportsektorn och så vidare) att innebära ett ökat effektbehov, vilket ställer ökade krav på kraftsystemets kapacitet. Datahallar är exempel på en ny etablering som kan vara svår att planera för i god tid, detta då storleken kan variera från ett par hundra kilowatt (kW) till stora datacenter som kräver anslutningseffekter om ett par hundra megawatt (MW). Detta skulle kunna jämföras med en medelstor stad som har ett ungefärligt effektbehov om cirka 250 MW. Även industrietableringar efterfrågar generellt sett höga anslutningseffekter och denna typ av punktanslutningar ställer höga krav på elnätets kapacitet. I Figur 2 visas en jämförelse av anslutningseffekter för olika typer av etableringar, detta för att skapa förståelse för vilken inverkan olika typer av laster kan ha i ett lokal- eller regionnät.

Vid höga effekter så ansluts industrilaster vanligtvis till regionnätet. Finns outnyttjad kapacitet i ledningarna från stamnätet till regionnätet så kan regionnäten höja sina abonnemang till stamnätet för att kunna förse den nya etableringen med elleverans. När dessa ledningar inte har tillräckligt med kapacitet för att förse den nya etableringen så uppstår kapacitetsbrist i regionnätet. Motsvarande fenomen förekommer även i lokalnäten, om ledningarna mellan region- och lokalnäten inte har tillräckligt med kapacitet för att försörja behovet i lokalnäten.



Figur 2. Jämförelse av storlek (ungefärliga siffror) på olika typer av nätanslutningar.

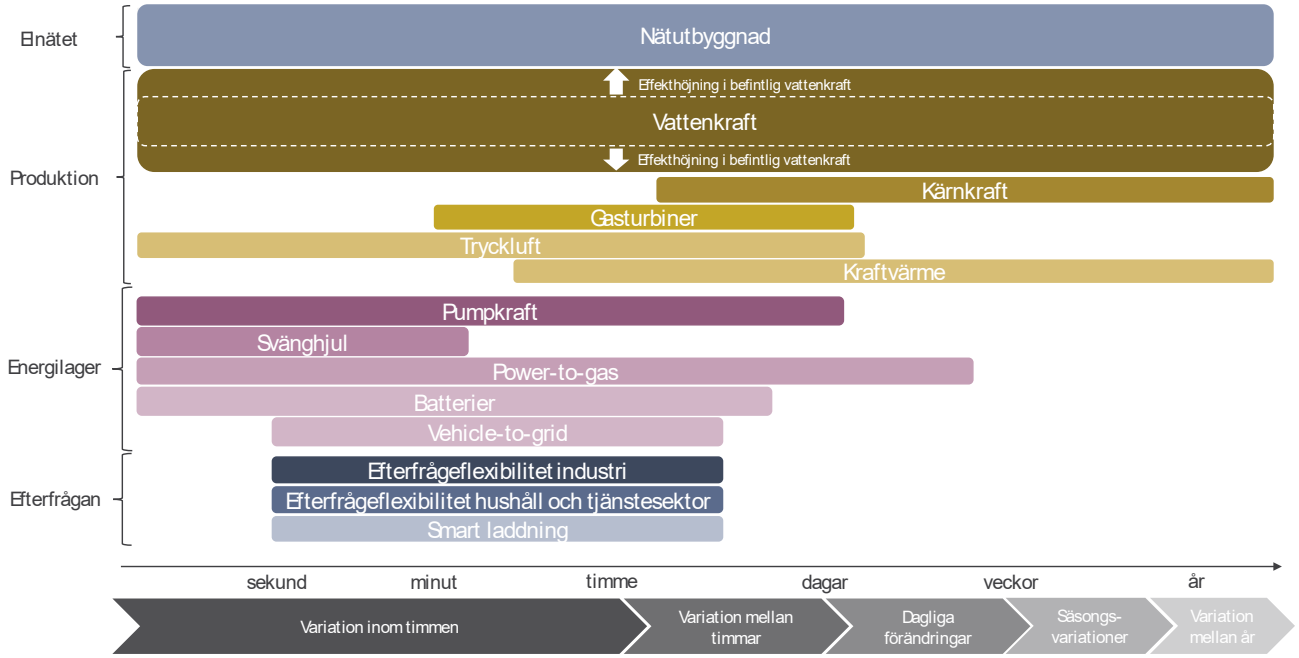
Källa: Sweco

3.2.3 Flexibilitetsresurser

Flexibilitet är ett samlingsbegrepp som innefattar flertalet situationer, behov och åtgärder för att kunna reglera elsystemet och möta efterfrågan varje timme på året. Flexibiliteten kan finnas i olika former, variera från en tidpunkt till en annan samt variera beroende på hur den geografiska systemgränsen dras. En förutsättning för att det alltid ska vara balans mellan tillgång och efterfrågan på el är att det finns tillräckligt med utrymme och kapacitet i elnätet för att kunna leverera elen till slutkund. Den snabba tillväxttakten i storstadsregioner är en utmaning för elnäten idag och innebär att det ställs högre krav på kortare ledtider för nya anslutningar än tidigare. Ny elintensiv industri, elektrifiering av transportsektorn och större elproduktion från sol- och vindenergi medför även utmaningar för såväl stamnätet som underliggande nät.

Med bakgrund i dessa förutsättningar uppnås ett flexibelt elsystem troligen genom en samverkan av flera flexibilitetstekniker och strategier, vilka visas i Figur 3. Med nätutbyggnad avses här traditionell förstärkning av överföringskapacitet, det vill säga utbyggnad i ledningar och andra nödvändiga kraftsystemkomponenter. Nätutbyggnad och -förstärkning kommer att krävas i olika utsträckning till följd av ett föråldrat elnät, flaskhalsar och en ökad efterfrågan på el. Dock kan detta ses som en mer långsiktig lösning då större nätutbyggnationer ofta

har ledtider om 10–15 år. Det kommer därmed att bli viktigt att arbeta med alternativa lösningar för att frigöra flexibilitet och motverka kapacitetsutmaningen. I detta avseende kan lokal produktion, energilager och en mer flexibel elanvändning komma att spela en viktig roll.



Figur 3: Lösningar, uppdelade i produktion, energilager och efterfrågan, för ökad flexibilitet i elsystemet

Källa: Sweco

Flexibel produktion kan exempelvis komma från vattenkraft, som idag används som flexibilitetsresurs för balansering i alla tidshorisonter i kraftsystemet. Flexibel användning kommer från elanvändare som kan välja att bidra med flexibilitet genom att ändra sin användning givet olika styrsignaler och incitament. Denna typ av flexibilitet kallas efterfrågeflexibilitet och alla från mindre hushållskunder till större industrier kan i teorin bidra med denna typ av flexibilitet. Den tredje gruppen av flexibilitet är energilager som kan användas för att flytta producerad energi från en tidpunkt till en annan.

Ett amerikanskt företag som undersökt potentialen för efterfrågeflexibilitet utgår från ett antal olika tillhandahållare av flexibilitet och kombinationer av dessa. De menar att den verkliga potentialen i efterfrågeflexibilitet blir tydlig först då definitionen av begreppet breddas för att se bortom det trängande behovet till varför flexibilitet behövs och även väga in andra nyttor det medför. I Tabell 1 presenteras olika program för flexibilitetsresurser som de menar skulle kunna vara värdefulla för kraftsystemet och elmarknaden (The Brattle Group, 2019). Dessa berörs även i Energimarknadsinspektionens rapport *Åtgärder för ökad efterfrågeflexibilitet i det svenska elsystemet* som utreder potential nödvändiga åtgärder för en ökad efterfrågeflexibilitet i Sverige (Energimarknadsinspektionen, 2016).

Studien baseras på åtgärder i det amerikanska kraftsystemet, men utgör ändå ett exempel på existerande resurser för efterfrågeflexibilitet som skulle kunna verka i syfte att jämna ut effektuttaget. Det går att frigöra flexibilitet genom att arbeta med incitament gentemot elanvändare. Detta kan exempelvis vara ekonomiska incitament i form av tariffer som styr elanvändare genom att el prissätts lägre under tidpunkter då nätets totala belastning är lägre (avkopplingsbara tariffer, Time of Use-prissättning och Critical Peak-prissättning). Andra källor till flexibilitet är att genom manuell eller automatisk styrning flytta eller schemalägga elanvändning för funktioner som uppvärmningssystem eller fordonsladdning till låglasttid.

Tabell 1. Marknadspotential och värden med efterfrågeflexibilitet i USA *Källa: The Brattle Group*

Flexibilitetsprogram	Beskrivning
Manuell laststyrning (DLC – Direct Load Control)	Elanvändares centrala luftkonditionering/luftvärmepump körs i cykler genom manuell avstängning
Smarta termostater	Alternativ till DLC. Fjärrstyrning av kyl- eller uppvärmningssystem för att minska användning under nätets topptider genom att kunder kopplar en upp en smart termostat med temperaturgivare.
Avkopplingsbara tariffer	Elanvändare går med på att minska sin efterfrågan manuellt eller genom automatisk styrning till en i förväg given nivå och får en rabatterad avgift.
Dynamiska marknadsbud för efterfrågan	Elanvändare skickar in en timvis reduceringsplan, om marknadsbud går igenom måste elanvändaren minska sin förbrukning motsvarande lagt bud och får då ersättning för neddragningen. Om neddragningen inte sker enligt accepterat bud tillkommer istället en straffavgift.
ToU-prissättning (Time of Use)	Statisk prissignal där energi prissätts högre under topplasttimmar på vardagar och lägre under låglasttid och helger.
CPP-prissättning (Critical Peak Pricing)	Ger elanvändare en rabatterad avgift de flesta timmar under året och en hög avgift under höglast 10 till 15 dagar per år.
Beteendestyrd efterfrågeflexibilitet	Elanvändare informeras om behovet att minska nätets belastning under höglast utan ekonomiskt incitament. Sker vanligtvis ett dygn i förväg.
Styrning av fordonsladdning	Genom smarta fordonsladdare kan hemmaladdning styras till låglasttid. Elanvändare som väljer att delta får ett ekonomiskt incitament i form av billigare ”bränsle”.
Schemalagd vattenuppvärmning	Uppvärmning av varmvattenberedare kan schemaläggas till dygnets låglasttid. Vattentankens värmetröghet säkerställer tillgång till varmvatten under topptimmar även om uppvärmningen tillfälligt stängs av.
Smart vattenuppvärmning	Mer automatiserad styrning av vattenuppvärmning ger förbättrad flexibilitet och funktionalitet i styrningen. Möjliggör styrning mot ett flertal styrsignaler: kapning av effekttoppar; energiarbitrage; termisk lagring dag/natt; frekvensreglering.
Automatisk styrning av kommersiell och industriell elanvändning	Kraftig neddragning av elanvändning under nätets topplasttimmar, måttlig styrning på daglig basis och mindre upp- och neddragningar som stödtjänst och frekvensreglering.

4 INTERNATIONELLA FALLSTUDIER

Globalt pågår nu en energiomställning där allt fler nationer satsar på intermittent förnybar energiproduktion framför planerbar fossil kraftproduktion. Intermittensen ökar behovet av flexibilitet i kraftsystemet. På samma sätt bidrar urbanisering och ökad elektrifiering till lokala kapacitetsutmaningar världen över. Flexibilitet i elanvändning och produktion är därmed inte en enbart nationell prioritering i Sverige utan i allra högsta grad en global fråga. Ett flertal policy-, reglerings- och marknadsbeslut har tagits världen över för att öka kraftsystemets flexibilitet och främja övergången till mer hållbara energisystem.

I detta avsnitt presenteras ett urval av fallstudier som syftar till att öka flexibiliteten i kraftsystemet i USA, Tyskland och Storbritannien, Tabell 2 sammanfattar projekten. USA valdes då de arbetat med flexibilitetsfrigörande åtgärder över en längre tid och Tyskland och Storbritannien valdes då de ansågs ha mer liknande förutsättningar som Sverige. Det underliggande behovet till varför flexibilitet behövs varierar från fall till fall, en gemensam faktor är dock att en ökad andel icke-planerbar kraftförsörjning kräver att elsystemet snabbt måste kunna anpassas till plötsliga förändringar i produktion och efterfrågan och då anses flexibilitet spela en viktig roll. Det är dock viktigt att påpeka att flera satsningar utöver dessa fall genomförs både inom dessa länder och i övriga världen; avsnittet utgör en övergripande presentation snarare än en heltäckande kartläggning över flexibilitetsprogram globalt.

Tabell 2. Sammanfattning av internationella projekt som studerats

Land	Typ av projekt	Initierats av	Startår
USA	Teoretisk studie kring efterfrågeflexibilitet	Amerikanskt konsultföretag	2018
USA	Styrning av varmvattenberedare	Aggregator	2017
USA	Tidsdifferentierad tariff	Energibolag	2016
Tyskland	Teoretisk studie kring ekonomiska fördelar av flexibiltet	Nätoperatörer och energiföretag	2019
Tyskland	Flexibilitetsmarknader	Nätoperatör, aggregator och marknadsplats	2018
Storbritannien	Flexibilitetsmarknad	Marknadsplats samt nätoperatörer	2017

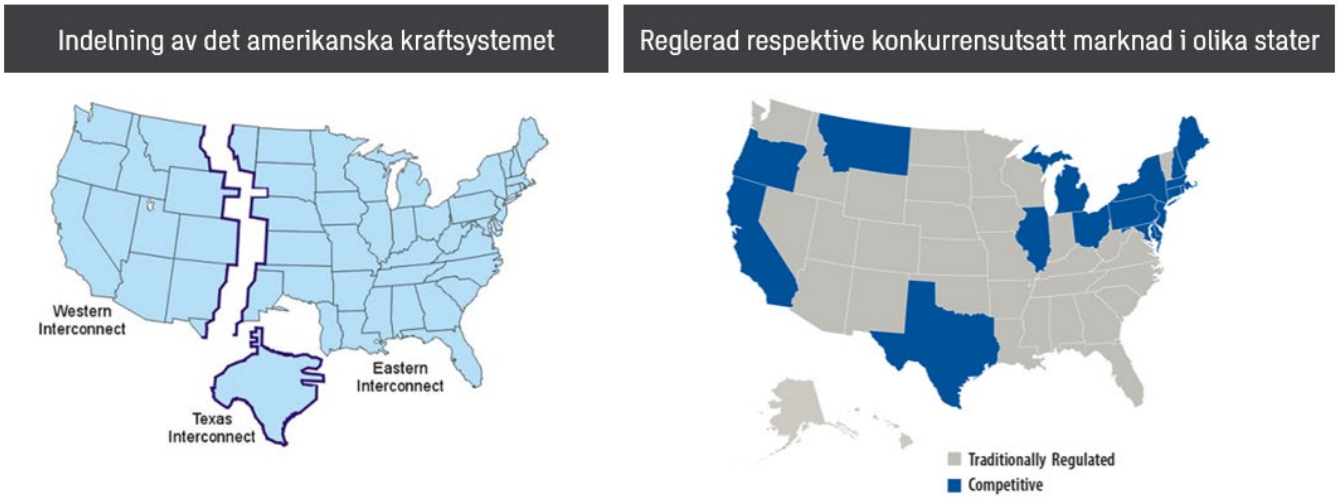
4.1 USA

Det finns påtagliga skillnader mellan USA:s stater både vad gäller elmarknadens reglering och geografiska och vädermässiga förutsättningar. Förutsättningarna i de olika staterna skiljer sig till exempel åt avseende ägarskap av produktion och distribution och varierande inställning till exempelvis övergången till ett mer förnybart energisystem och smart elnätsteknik. Trots att det amerikanska elnätet på flera håll är föråldrat håller det en hög leveranssäkerhet och moderniseringar samt övergång till ett smartare kraftsystem pågår kontinuerligt. Det amerikanska energidepartementet lyfter exempelvis storskalig energilagring, effektflödeskontroll och smarta kommunikationssystem som viktiga delar för fortsatt hög leveranssäkerhet och förbättrad elasticitet och flexibilitet i nätet. (U.S Department of Energy, 2019)

Det amerikanska kraftsystemet består av mer än 7 300 produktionsanläggningar, cirka 160 000 mil högspänningsledningar och miljontals lågspänningsledningar som tillsammans förser 145 miljoner bostäder med elektricitet. På den högsta nätnivån är kraftsystemet i USA (undantaget Hawaii och Alaska) indelat i tre större sammankopplingar som alla opererar mer eller mindre oberoende av varandra och med begränsade överföringar dem emellan (EIA, 2019).

Den amerikanska elmarknaden består av såväl direkta avtal mellan elproducenter och elanvändare, som en grossistmarknad där elhandlare handlar upp el och säljer till en större mängd mindre slutanvändare av el. Både handel direkt mellan producenter av el och elanvändare kan vara antingen traditionellt reglerade eller utgöra konkurrensutsatta marknader. För de reglerade marknaderna finns vertikalt integrerade aktörer som äger produktions-, överförings- och distributionssystem och ansvarar för hela leveransen till slutanvändare. På dessa marknader kan elanvändare inte själva välja vem de vill köpa el från och denna typ av marknad är vanligast i sydöstra, nordvästra och stora delar av västra USA med visst undantag för Kalifornien. På de konkurrensutsatta marknaderna kan elanvändare välja elleverantör och i vissa fall produktionsalternativ. Denna typ av marknad finns i 24 stater (exempelvis Kalifornien, Texas och nordöstra USA). I några av stater är marknaden dock delvis omstrukturerad och tillåter endast vissa elanvändare att delta i detaljhandel, Kalifornien är en av dessa stater. Se Figur 4 för en överblick över hur det amerikanska elsystemet är indelat samt vilka stater som har reglerade respektive konkurrensutsatta marknader i USA. (EPA, 2019)

I det amerikanska regelverket finns incitament som främjar efterfrågeflexibilitet. Exempelvis uppmuntras att efterfrågeflexibilitet ska hanteras som jämförbart med andra med andra typer av resurser och integreras i resursplanering, resursförvärv, marknad och planering av transmission och distribution. Dessutom uppmuntras att energibolag skapar förutsättningar för elanvändare att delta genom att exempelvis tillgängliggöra data över energianvändning kombinerat med utvärderingsverktyg och riktad rådgivning. Dynamisk prissättning och automatisk styrning av elanvändning ses också som ett alternativ om elanvändare har smarta mätare installerade. Att anpassa sig till standardiserade produkter och system ses också som en viktig del i att öka potentialen för efterfrågeflexibilitet. (UTC, 2019)



Figur 4. Indelning av kraftsystemet samt reglerade (grå) respektive konkurrensutsatta (blå) marknader i USA

Källa: (EPA, 2019)

4.1.1 Underliggande behov till utökad flexibilitet

Historiskt har ett ökat elbehov i USA matchats genom att bygga ut produktion eller överföringskapacitet. Den dimensionerande faktorn för såväl nät- som produktionsutbyggnad är den högsta belastningen i nätet eftersom leverans behöver kunna säkerställas i alla tidpunkter.

Toppeffekter i nätet är dock ett undantag och generellt uppstår de endast ett fåtal gånger per år, vilket innebär att produktion eller nät som byggs ut för att ta hand om toppeffekter under stora delar av året inte utnyttjas till fullo. Det amerikanska elnätet har hittills karaktäriserats av väl tilltagna utbyggnationer för att möta det ökade effektbehovet, vilket har varit kostsamt både ekonomiskt och sett till effektivitet. Diskussionen idag är istället om att det fåtal effekttoppar som uppstår per år skulle gå att hantera genom en mer flexibel efterfrågan som i högre utsträckning går att styra.[1]

Elnätet kommer oavsett att behöva uppgraderas på flera håll för att förbättra elasticitet i utbud och efterfrågan på effekt samt ha möjlighet att hantera en större mängd distribuerad förnybar energiproduktion och en ökad efterfrågan på el. Den pågående elektrifieringen inom flertalet sektorer innebär ett ökat behov av tillräcklig nätkapacitet. Efterfrågeflexibilitet ses dock som en lösning som helt eller delvis, beroende på område och lokala förutsättningar, kan ersätta nätinvesteringar eller möjliggöra att reinvesteringar kan skjutas upp i tiden.

Det underliggande behovet av ökad flexibilitet i det amerikanska elsystemet skiljer sig mellan olika stater och regioner inom landet. Exempelvis i Minnesota uppstår behovet då kolproduktion om 1 400 MW läggs ner. I Kalifornien är det istället integrationen av förnybar och väderberoende kraftproduktion och lokala kapacitetsbegränsningar som är den drivande faktorn. I Pacific Northwest (nordvästra Nordamerika, även inkluderat den kanadensiska provinsen British Columbia) finns tydliga effekttoppar i nätet under morgon och kväll både vardagar och helger även om profilen förskjuts något under helgen. Många regioner i denna del av landet har inte samma toppar sommartid som vintertid, men västkusten som har ett varmare klimat urskiljer sig och har effekttoppar även sommartid. Då västkust-regionen har goda förutsättningar för solproduktion skapas problem med så kallade *duck curves* sommartid. Detta innebär att ytterligare kapacitets-/flexibilitetsresurser behövs då energiproduktionen från sol sjunker samtidigt som efterfrågan ökar framåt kvällen (BPA Technology, 2018). Generellt kan sägas att efterfrågeflexibilitet verkar ha det största värdet i effektreducerande tillämpningar i områden där flaskhalsar eller oväntad effektbrist riskerar att uppstå (The Brattle Group, 2019).

Utöver den utlösande faktorn till utökad flexibilitet i varje enskilt fall så uppstår även ett antal systemnyttor som är värdefulla sett till de trender som industrins utveckling visar på (ökad väderberoende kraftproduktion, behov av nätuppgraderingar, elektrifiering). Genom att öka potentialen för efterfrågeflexibilitet kan tidigare utnyttjad spetsproduktion, exempelvis gaseldade förbränningsturbiner, som aktiverats vid toppeffekter eller effektbrist undvikas i högre utsträckning. På samma sätt underlättar en högre flexibilitetspotential för integrering av elfordon då dessa står för ett ökat energi- och effektbehov. Flexibilitet medför även stödtjänster som frekvensreglering, vilket bedöms utgöra ett stort värde även vid mindre volymer. Dessutom kan nätets totala energianvändning jämnas ut över dygnet, vilket påverkar marknaden genom jämnare elpriser (The Brattle Group, 2019).

Det pratas ofta om solenergi och energilager som de största distribuerade energikällorna i USA, men det verkar som att efterfrågeflexibilitet ökar i betydelse och kanske kommer att utgöra det största bidraget till distribuerad effekt på sikt. Beteendestyrd efterfrågeflexibilitet, enligt definitionen att elanvändare själva ändrar sitt förbrukningsmönster, kommer dock att nå en mättnadsgräns på grund av marknadsmässiga regler eller om det finns låga variationer i energi- och effektpriser eller ett överskott på toppeffektresurser. En mer automatiserad efterfrågeflexibilitet som laststyrning (genom uppkopplade hushållsapparater, smarta termostater och vattenburen värme) som sker i realtid ses däremot som en mer kraftfull resurs.

[1] *En graf över förnybar energiproduktion som visar obalansen mellan exempelvis solproduktion (dagtid) och nätets högsta effekttopp (oftast kvällstid), detta skapar en kurva med utseendet av en anka, därav namnet ”duck curve”*

Det finns ett flertal tillämpningar hos slutanvändare, så kallade BTM-applikationer (behind-the-meter), som utgör flexibilitetsresurser i avseendet att deras operativa tillstånd kan flyttas över dygnet till tidpunkter med lägre belastning. Detta innefattar exempelvis energilager, elbilsladdning och annan smart och uppkopplad hemmateknologi och användningen av dessa produkter ökar nu snabbt i USA. Genom att koppla upp denna typ av laster kan användningen styras till tidpunkter då nätets belastning är lägre och därmed minska behovet av ytterligare momentan produktion eller överföringskapacitet som annars kan uppstå vid topplast.

4.1.2 Fallstudier

Teoretisk studie av efterfrågeflexibilitet i USA

Varmvattenberedare är ett exempel på last som bedöms ha god potential att bidra med efterfrågeflexibilitet i USA; tack vare vattentankens värmetröghet kan den elektriska uppvärmningen tillfälligt stängas av för att låta vattentanken fungera som ett termiskt energilager och därmed skapas en möjlighet att minska belastningen i nätet under topplasttid. Elektrisk vattenuppvärmning står för en betydande del av den energi som används av hushåll i USA. År 2016 var dess andel 9 % och det representerade då den tredje enskilt största elanvändningen för bostäder i landet. Mer än 40 % av amerikanska hushåll har elektrisk vattenuppvärmning (The Brattle Group, 2016). Även om varmvattenberedare har använts för att styra bort toppeffekt i något årtionde innebär den senaste teknikutvecklingen på området en större kontroll över belastning och dess flexibilitet. Det är numera möjligt att styra varmvattenberedarens elanvändning med korta tidsintervall och med näst intill omedelbar respons, vilket gör att denna typ av last kan tillhandahålla frekvensreglering och andra nätbalanseringstjänster. Under de senaste åren har nätanslutna vattenuppvärmningsprogram introducerats i flera delar av landet: Kalifornien; Hawaii; Minnesota; Oregon; Vermont; och på flera håll i landets östra delar (systemoperatören PJM's nätområde. (The Brattle Group, 2019)

The Brattle Group har utvärderat olika styrsignaler för efterfrågeflexibilitet i varmvattenberedare: styrning efter effekttoppar där belastningen dras ner under topplasttid under ett visst antal dagar per år; termisk lagring där vattnet värms nattetid för att undvika högre elpriser dagtid; och styrning med snabb svarstid för att tillhandahålla balanseringstjänster. På det stora hela visar The Brattle Group att den största systemnyttan av att styra varmvattenberedare fås då flera styrsignaler kombineras snarare än att välja en specifik styrsignal. Att dra ner belastningen under nätets topplasttid lämpar sig väl i marknadsförhållanden som har tydliga toppar i momentan efterfrågan och överföringsbehov samt en relativt flack prisprofil på energi. Styrning med hjälp av termisk lagring riktar sig framför allt till elanvändare med större vattentankar där marknadsförhållanden skapar en tydlig prisskillnad mellan hög- och låglasttid. Snabb upp- eller nedregling av varmvattenberedaren passar bra i marknadsförhållanden som kräver snabb svarstid, men är beroende av huruvida marknaden tillåter denna typ av flyttbara last att delta. (The Brattle Group, 2016)

Att modernisera konventionella program som idag fungerar som incitament för flexibilitet bedöms ha potential att öka den nationella potentialen för efterfrågeflexibilitet. Ännu större potential nås genom att skapa nya program (utökad användning av smarta termostater och automatiserad laststyrning i byggnader) som ger incitament för flexibilitet. För att åstadkomma detta behövs ett stöttande regelverk där incitament för olika aktörer och analysmetoder inkluderas i lagstiftning samt framtagande av teknikstandarder. (The Brattle Group, 2019)

I dagsläget utgör efterfrågeflexibilitet en nationell resurs om 59 GW i USA, vilket motsvarar 6,7 % av landets toppeffekt. Denna potential finns i beteendeförändrad elanvändning, smarta termostater, direkt laststyrning och avkopplingsbara tariffer. Utökade konventionella program för dessa resurser tros kunna innebära en potential om ännu 16 GW flexibilitet och nya flexibilitetsprogram och värdeströmmar med ytterligare 40 GW. Fram till år 2030 kan USA stå inför en marknadsövergång; en ökning av avancerad mätinfrastruktur (AMI), integrering av elfordon, kundtillväxt, anpassning till mer förnybar kraftproduktion och en utbyggnad av transmission- och distributionsnät antas kunna möjliggöra ytterligare 83 GW i potentiell efterfrågeflexibilitet. Det innebär att aggregerad flexibilitet, tillsammans med teknikutveckling och en växande kundbas (exempelvis större antal elbilar som går att styra och mer utvecklad mät- och styrutrustning) i USA teoretiskt tros kunna utgöra en resurs om 200 GW på nationell nivå till år 2030. Detta utgör 20 % av kraftsystemets toppeffekt på nationell nivå, även om allt inte kommer användas

för att minska den totala toppen (lokala problem kommer att kräva lokala lösningar vid olika tidpunkter). (The Brattle Group, 2019)

Det amerikanska företaget The Brattle Group bedömer att efterfrågeflexibilitet i avseendet att undvika produktion- och överföringskapacitet samt energi- och stödtjänster har ett årligt värde av upp emot 9,4 miljarder dollar år 2030. Detta grundas i om motsvarande effekt skulle produceras med hjälp av gaseldade förbränningsturbiner. Genom att öka potentialen för efterfrågeflexibilitet kan tidigare utnyttjad spetsproduktion, som aktiverats vid toppeffekter eller effektbrist, undvikas i högre utsträckning.

Pilotstudie för styrning av varmvattenberedare i villor i nordvästra USA

I ett test som gjorts i Pacific Northwest styrdes 231 varmvattenberedare i bostäder utifrån dygnets förbrukningstoppar morgon och kväll under både sommar- och vinterhalvåret då olika regioner har olika förhållanden i uppvärmning-/kylbehov efter säsong, samt mellan olika regioner på grund av geografiska förutsättningar. 145 varmvattenberedare var av typen värmepump och övriga elektriska varmvattenberedare. Studien syftade till att undersöka hur styrning av varmvattenberedare kan användas för att minska dagliga effekttoppar snarare än att koncentrera sig endast på årets mest kritiska dagar. Under vinterhalvåret jämnades förbrukningen ut under tre timmar de 10 kallaste dagarna både morgon och kväll och genomsnittlig frigjord flexibilitet per system var 223 – 374 W under morgonen och 165 – 321 W kvällstid beroende på om varmvattenberedaren var av typen värmepump eller direktverkande el. Detta motsvarar i genomsnitt att effekttoppen under nätets topplasttimmar har potential att kapas med 33 % jämfört med timmar med vanlig vinterförbrukning.

Efter att ha skapat sig en förståelse för efterfrågeprofiler i hushåll under vintern testades gruppen att styra varmvattenberedarna under fler timmar (i genomsnitt 3,6 – 4 timmar styrning beroende på system) vårtid då utomhustemperaturen var högre och de fann då att ännu större potential; värmepumpsystem hade under topplastid en potential att sänka toppen med 525 W per hushåll medan de med direktverkande el lyckades sänka toppen med 500 W. Sommartid styrdes varmvattenberedare under fyra timmar kvällstid de 10 varmaste dagarna och frigjord flexibilitet per system varierade mellan 85 – 347 W för värmepumpsystem respektive varmvattenberedare med direktverkande el. Under morgontoppen sänktes effektbehovet med 120 – 390 W för de olika systemen. En stor potential till ytterligare effektflexibilitet dagtid bedöms också ligga i att elektriska varmvattensystem byts ut till värmepumpssystem. Inom projektet behandlades alla kunder på samma sätt och varmvattenberedare styrdes vid en given tidpunkt snarare än genom en algoritm som utgår utifrån enskilda kunders förbrukningsprofil. (BPA Technology, 2018)

År 2013 introducerade Consumer Technology Association[2] den första standarden för kommunikation av hemmateknologi. Arbetet med att ta fram dessa hade då pågått från 2008 och skedde genom samverkan av Electric Power Research Institute[3], Smart Grid Interoperability Panel[4], tillverkare och experter inom teknikstandard för industrin. En framtagen standard för hemmateknologi har möjliggjort att teknik som tidigare endast verkat lokalt nu kan kopplas upp endast genom att addera en kommunikationsport enligt standarden, vilket innebär att varmvattenberedare från olika tillverkare kan kopplas upp. Dataanalysen inom projektet som styr varmvattenberedare i nordvästra Nordamerika har finansierats av Bonneville Power Administration (icke-vinstdrivande marknadsaktör) och det amerikanska energidepartementet medan forskningsinstitutet Pacific Northwest national Laboratory genomförde analysen. Utöver dessa deltog ett flertal aktörer för att samla hushåll som kunde delta i studien och installera den utrustning (smart termostat och kommunikation) som behövdes för att styra varmvattenberedare. Den lokala eldistributören antog en rådgivande roll och initierade själva styrningen

[2] Organisation som arbetar med att utforma teknikstandarder

[3] Oberoende och icke-vinstdrivande organisation som bedriver forskning och utveckling inom elproduktion, - distribution och - användning

[4] Organisation som definierar krav, förutsättningar och standarder för smarta elnät

av vattenberedare i olika områden och Northwest Energy Efficiency Alliance (icke-vinstdrivande organisation) ansvarade för den övergripande marknadsanalysen. (BPA Technology, 2018)

Fallet med styrning av varmvattenberedare initierades i augusti år 2017 och de första varmvattenberedarna kopplades upp sex månader senare. Då det redan tagits fram en standard för uppkoppling och kommunikation av hemmateknologi kunde varmvattenberedare av olika tillverkare ingå i projektet och ledtiden bestod främst i att involvera deltagare och installera kommunikationsutrustning hos dessa. År 2017 fanns elektrisk vattenuppvärmning i cirka 3,3 miljoner hushåll i dessa delar av USA. En lyckad marknadsomställning skulle innebära att alla varmvattenberedare utrustas med rätt kommunikationsförutsättningar redan vid tillverkning. Visionen är att det ska ta cirka fem år att få marknaden att anpassa sig och se denna lösning som standard och efter ytterligare 15 år tros 95 % av alla varmvattenberedare kunna vara uppkopplade och redo att delta i program för efterfrågeflexibilitet Detta utgår dock från en naturlig marknadsmognad där elanvändare själva byter ut sin hemmateknologi utan särskilt riktade marknadsföringskampanjer eller tydliga incitamentprogram. (BPA Technology, 2018)

Tidsdifferentierad tariff och styrning av luftkonditionering i Kalifornien

Kalifornien har en lagstiftning med tydligt fokus på att minska utsläpp av växthusgaser och till högre grad använda distribuerade energiresurser, vilket innefattar decentraliserad förnybar produktion, energilager, energieffektivisering, elfordon och teknik som stödjer efterfrågeflexibilitet. För att möta de utmaningar som kan komma med en högre andel förnybar produktion har en handlingsplan för bland annat efterfrågeflexibilitet tagits fram. Man ser också att en mer flexibel efterfrågan kan minska behovet av spetsproduktion som vanligtvis endast används ett fåtal gånger per år då det riskerar att uppstå förbrukningstoppar i nätet. I Kalifornien finns ett flertal program för efterfrågeflexibilitet som riktar sig mot såväl bostäder, jordbruk, kommersiella och industriella kunder genom tydliga incitament som ska få kunderna att använda mindre el under timmar med höglast. I händelse av hög belastning i nätet får kunderna en signal där de uppmanas minska sin förbrukning i utbyte mot incitament som exempelvis en ekonomisk ersättning, fakturakredit eller prissignal på energi.

Energi- och gasbolaget Pacific Gas and Electric Company[5] som är verksamma i Kalifornien tillhandahåller flera olika program grundas i teknik för smart energimätning hos kunder och idag deltar mer än 250 000 bostäder och mer än 200 000 kommersiella eller industriella kunder i något av de olika program som bolaget erbjuder. (PG&E, 2019)

Kalifornien har med sitt varma klimat de högsta förbrukningstopparna under sommartid till följd av ett ofta högt nedkylningsbehov. Ett program för flexibel efterfrågan kallas *SmartRate* och grundas i att bostadskunder med smart mätare kan delta med sin flexibilitet och få en rabatterad elfaktura för att minska belastningen under höglasttid. Kunder som deltar får en reducerad avgift om 0,024 dollar (cirka 0,23 SEK) per kilowattimme som utnyttjas mellan 1 juni och 30 september, förutom under vissa dagar av höglast då avgiften är högre. Inom programmet skapas incitament som får kunderna att minimera sin elförbrukning så kallade *SmartDays* då det riskerar att bli trångt i elnätet, vilket enligt avtalet är minst 9 och maximalt 15 dagar per år då nätets belastning är extra hög. Det ekonomiska incitamentet för kunder förstärks ytterligare av att energiavgiften under höglast dessa dagar, mellan klockan 14 och 19, höjs med 0,60 dollar (cirka 5,8 SEK) per kilowattimme.

Kunderna får inför en *SmartDay* ett meddelande om att de kommer behöva styra och kan välja om de vill få notis om styrsignal via telefon, meddelande eller e-post och detta skickas i god tid innan de kritiska timmarna för att möjliggöra för kunder att planera hur de ska förändra eller minska sin energiförbrukning den aktuella dagen. Under dessa dagar är det upp till kunden att faktiskt dra ner eller flytta sin förbrukning till andra tidpunkter, men de får tydliga ekonomiska incitament till att göra det. Kunder förväntas flytta sin last genom att exempelvis tidsprogrammera luftkonditionering eller att köra effektkrävande hushållsapplikationer under låglasttimmar. På bolagets hemsida finns även väderprognoser som meddelar sannolikheten för huruvida styrning kommer att vara nödvändig under de närmast kommande dagarna, för närvarande meddelar bolaget att temperaturgränsen för när

[5] *Ett av de fyra stora privatägda energibolag som regleras av California Energy Comission*

det är nödvändigt att styra ligger på cirka 37 grader. År 2016 deltog 145 000 bostadskunder i programmet och aggregerat bidrog detta till en neddragning om närmare 30 MW per dag under styrning. (PG&E, 2019)

Som ett komplement till bolagets *SmartRate* finns även programmet *SmartAC* som riktar sig mot bostadskunder som har luftkonditionering. Genom att delta i detta program utrustas kunders AC med kommunikationsutrustning som energibolaget tillhandahåller utan extra kostnad för kunden och dessutom en ersättning om 50 dollar (cirka 480 SEK). Ytterligare ett incitament är att kunderna får gratis teknisk support av sin AC så länge som de deltar i programmet. Energibolaget kan därmed skicka en signal till AC:n som gör att den cyklas och använder mindre energi under höglasttid under perioden maj till oktober. Styrningen sker automatiskt och varje styrning varierar i tid från en till två timmar eller högre, dock aldrig längre än sex timmar över ett dygn. Styrning kan aktiveras med kort framförhållning, i händelse av ett styrevent presenteras detta på bolagets hemsida klockan 11.00 samma dag. Ungefär 150 000 bostadskunder deltar och i tidpunkter av höglast utgör den aggregerade styrningen av dessa närmare 80 MW i effektneddragning. (PG&E, 2019)

4.1.3 Potential för tillämpning i Sverige

Det amerikanska elnätet har i mångt och mycket samma utmaningar som det svenska där integration av förnybar och väderberoende kraftproduktion och kapacitetsbegränsningar skapar ett ökat behov av flexibilitet. Däremot skiljer sig uppbyggnaden av elsystem och – marknad åt mellan de båda länderna. Sverige har ett sammankopplat elnät där en stor del elenergi produceras i norra delarna av landet för att transporteras och användas i landets södra delar. I USA är elnätet inte alltid sammankopplat mellan regioner och stater.

Att få till lagstiftade incitament som kan generera efterfrågeflexibilitet i Sverige i nivå med den potential som beräknats kunna nås i USA, kräver inte minst att politiken involveras i omställningen. För att regelverk ska utformas på rätt sätt krävs grundläggande analyser där nätoperatörer, teknikutvecklande företag samt teknikägare involveras i ett tidigt skede. Dessa aktörer har god kännedom om de underliggande behoven och hur lokala förutsättningar kan påverka potentialen för flexibilitet. Det är även viktigt att involvera slutanvändare i ett tidigt skede, genom god kommunikation och incitament att vilja investera i teknik som möjliggör den verkliga potentialen för flexibilitet. Det är viktigt att redan från början ha en bild av vem som har ansvaret för att realisera potentialen, det vill säga huruvida det krävs att elanvändare själva börja investera i teknik, att nätoperatören i områden som står inför kapacitetsbrist förser elanvändare tekniken eller om det är statliga medel som måste till. En annan fråga är hur laststyrning ska samordnas, det kan i vissa fall komma att behövas en aggregator som tar på sig ansvaret att styra elanvändning och samla flexibilitet. Denna typ av frågor gäller såväl i USA som i Sverige.

I och med att det finns en standard för kommunikationsportar för hemmateknologi och att USA har en stor andel elektrisk vattenvärme kan det ses som en relativt lågt hängande frukt att uppnå en större mängd efterfrågeflexibilitet på detta sätt. I Sverige har värmepumpar ökat kraftigt de senaste 15–20 åren och är idag vanligare än ren elvärme. Värmepumpar går att koppla upp och använda på samma sätt som de amerikanska varmvattenberedarna, men då dessa är mer effektiva än direktverkande el finns mindre potential för efterfrågeflexibilitet per system i Sverige jämfört med i USA. Då tekniken redan är väl utvecklad för styrning av uppvärmningssystem i Sverige bedöms potentialen för efterfrågeflexibilitet genom styrning av dessa vara relativt enkelt att applicera i Sverige rent teknikmässigt, däremot är det troligt att det kommer att krävas tydliga marknadsmodeller för att elanvändare ska kunna bidra med sin flexibilitet på bästa sätt.

USA har generellt mer varierande elpris över dygn och säsong och prisvolatiliteten på el utgör i sin tur ett tydligt incitament för elanvändare i USA att vara flexibla i sin efterfrågan på el och undvika de värsta förbrukningstopparna då elpriset är som högst. I Sverige är det generellt sett liten skillnad på hög- och låglast i priset för överföring av elenergi och få nätoperatörer har i dagsläget en effektrelaterad avgift. Slutanvändarpriset på el i Sverige består också till stor del av energiskatt som är densamma för alla kWh, samt ett spotpris som är betydligt mindre volatilt än motsvarande i många andra länder. Det är därför rimligt att anta att elpriset för elanvändare i sig inte utgör ett lika stort incitament i Sverige som i USA. Därmed inte sagt att det inte går att arbeta med andra icke monetära incitament i Sverige för att få fler att tillåta sig att vara flexibla i sin elanvändning.

4.2 Tyskland

Den tyska elmarknaden är, med en elanvändning på 530 TWh och en produktionskapacitet på 220 GW, Europas största (BDEW, 2019). De tyska industrierna står för den största delen av elanvändningen (47%), medan hushållen står för ungefär 25 %.

Det tyska stamnätet drivs av fyra transmissionsnätsoperatörer: 50 Hertz, Amprion, TenneT och Transnet BW, som är ansvariga för var sin del av det tyska stamnätet. De regionala och lokala näten ägs och driftas av cirka 900 distributionsnätsoperatören. Totalt har deras nät en ledningslängd på 1 679 000 km, vilket kan jämföras med ledningslängden i stamnätet som är 35 000 km (Next Kraftwerke, 2019).

Den tyska regulatorn heter Bundesnetzagentur och är ansvarig för att reglera gas- och elnätsverksamheter i Tyskland, eftersom dessa marknader är så kallade ”naturliga monopol”. Huvudsyftet för Bundesnetzagentur är att säkerställa icke-diskriminerande åtkomst till nätverket samt att kontrollera nivån på de tariffer som nätoperatörerna tar ut. Nätoperatörens intäkter regleras genom en förhandsreglering, som innebär att nätopratörerna får veta hur stora intäkter de får ta ut under en kommande 5-årsperiod. Bundesnetzagentur ansvarar endast för nätoperatörer som har 100 000 kunder eller fler, medan mindre nätoperatörer regleras av tillsynsmyndigheter i de tyska delstaterna. (Bundesnetzagentur, 2019)

Nuläget i det tyska energisystemet präglas av den så kallade ”Energiewende” som är en rikstäckande omställning från fossila bränslen och kärnkraft till förnybar energi. Projektet innehåller ett flertal aspekter: Fasa ut kärnkraften till 2022, 80 % av elen ska komma från förnybara energikällor 2050 samt reducera utsläpp från växthusgaser med 80–95 % till samma år (Forum för smarta elnät, 2018). Dessutom ska energieffektiviseringen och efterfrågeflexibiliteten öka.

4.2.1 Underliggande behov till utökad flexibilitet

För att Tyskland ska uppnå sina klimatpolitiska mål kommer det att behöva ske en ökad elektrifiering av värme- och transportsektorn. För att denna elektrifiering ska kunna ske samtidigt som målen uppfylls behöver en ännu högre grad av förnybar energi integreras i energisystemet. Det ökande antalet produktionsanläggningar och nya typer av förbrukningsanläggningar (elbilar, elektriska värmeapplikationer och lagring) är en utmaning för nätoperatörerna. De tyska distributionsnäten är inte utformade för att ansluta den här typen av nya laster utan det uppkommer flaskhalsar både på grund av produktion och förbrukning.

Som ett resultat av det här har Tyskland redan idag lagstiftat om att använda sig av så kallad ”topplastkapning” som ett planeringsverktyg för nätoperatören. Det innebär att nätoperatören har möjlighet att kapa av produktionsanläggningar när det uppkommer flaskhalsar i nätet. Till exempel kan detta ske vid mycket hög vindkraftsproduktion. Framförallt är detta ett problem i områden där utvecklingen och integrationen av förnybar energi har gått snabbare än vad nätkapaciteten för att transportera den producerade elen har utvecklats. Detta leder till att producerad förnybar energi går till spillo, istället för att till exempel lagras i ett energilager och sparas till ett tillfälle då den behövs. Dessutom leder detta till en ökad kostnad för nätoperatören (och i förlängningen en ökad kostnad för slutkunden) eftersom nätoperatören måste ersätta innehavaren av produktion för den energi som ej har kunnat levereras till kund. (Next Kraftwerke, 2019)

Dock kan de nya typerna av laster även användas för att öka flexibiliteten i elsystemet och kan därför vara en dellösning för att undvika flaskhalsar i systemet. Genom att använda befintlig infrastruktur bättre kan nätoperatören undvika ineffektiva nätinvesteringar och istället optimera nätutbyggnaden.

4.2.2 Fallstudier

Studie kring ekonomiska fördelar med flexibilitet i distributionsnät

En tysk studie (Özalay, Schuster, Kellerman, Priebe, & Moser, 2019) som utförts på uppdrag av innogy SE, EWE NETZ GmbH och Stadtwerke München Infrastruktur GmbH har utrett de ekonomiska fördelarna av att använda sig

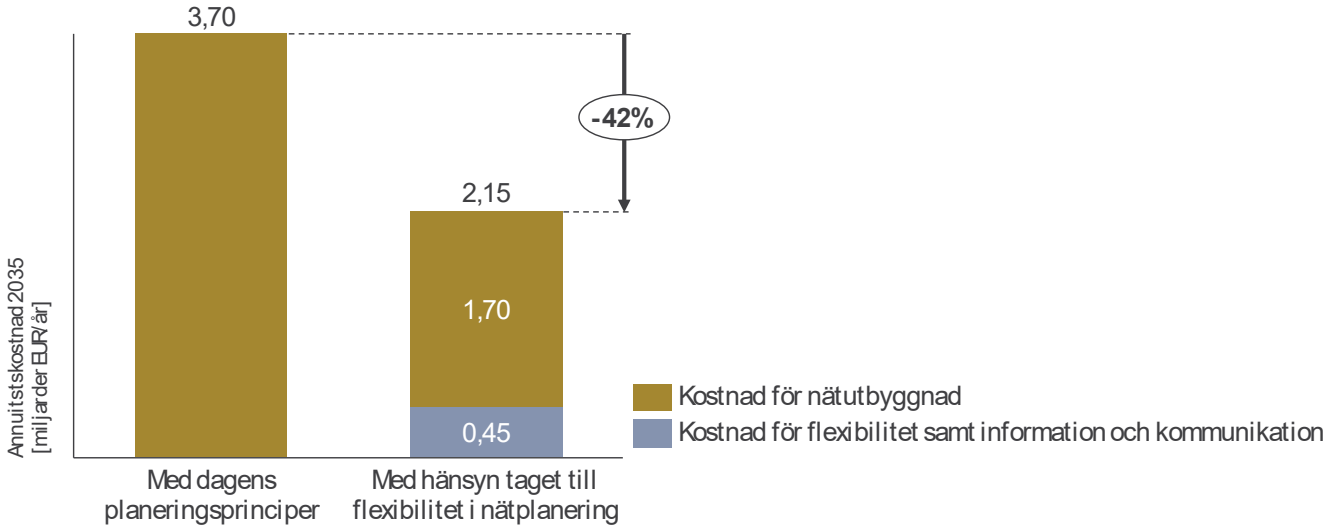
av flexibilitet i distributionsnät. Detta har gjorts genom att utföra 1.8 miljoner simuleringar av det tyska elnätet, och studien är därför en av de mest komplexa utvärderingarna av flexibilitet. Analysen har utvärderat förnybar energi, elbilar och eluppvärmning, batterilager samt efterfrågeflexibilitet.

Den nämnda studien fokuserar framförallt på tre hypoteser:

- Flexibilitet i nätverksplanering: "Om nätoperatören kan överväga och använda flexibiliteten hos produktion, laster och lagring på ett nätverksmässigt sätt, kan kostnaderna för ytterligare nätutbyggnad reduceras avsevärt och elnäten utnyttjas bättre."
- Flexibilitet i nätverksdrift: "Om nätoperatören kan använda flexibiliteten inte bara från produktion, utan också för laster och lagring, kan mer förnybar energi integreras i distributionsnäten. "
- Lokalt före regionalt: ”Om nätoperatören använder flexibiliteten lokalt i lokalnätet kan även överliggande nät dra nytta av detta.”

Resultatet av studien (Özalay, Schuster, Kellerman, Priebe, & Moser, 2019) visar att flexibilitet som uteslutande används för marknaden/systemet samtidigt som nuvarande nätplaneringsprinciper bibehålls leder till högre krav på nätutbyggnad i distributionsnätet. Framförallt påverkar detta stadsnät på lägre spänningsnivåer (låg och mellanspänning). Detta beror på en ökande ”samtidighet” av efterfrågeflexibilitet och lager, samt den ökande elanvändningen på grund av elektrifiering inom transport- och värmesektorn.

Om nätoperatören istället kan ta hänsyn till flexibilitet i nätplaneringen är det möjligt att radikalt minska kostnaden för de tillkommande investeringsbehoven för att integrera nya laster, lager och produktion. Om även kostnaden för att aktivera flexibiliteten tas i beaktning, se Figur 5, visar studien att de årliga kostnaderna kan minskas med 42 % (från 3.7 till 2.15 miljarder euro per år). I scenariot är det framförallt flexibilitet från värmepumpar och elektrifierade transporter som avses men även en mindre del flexibilitet från industri och lager samt efterfrågeflexibilitet. (Özalay, Schuster, Kellerman, Priebe, & Moser, 2019)



Figur 5. Visar årlig kostnad för nätutbyggnad & flexibilitetsutrustning för de tillkommande investeringsbehoven för att integrera nya laster, lager och produktion. *Källa:* (Özalay, Schuster, Kellerman, Priebe, & Moser, 2019)

Efter simuleringar kommer studien även fram till att genom att utnyttja sig av efterfrågeflexibilitet och lagring enligt ett scenarioantagande för 2035, så kan Tyskland minska bortfallet av förnybar energi som kommer av ”topplastkapningen” med upp till 65% under 2035. Detta skulle leda till att 1.5 miljoner ton koldioxidutsläpp förhindras.

Dessutom tar studien även upp att det idag finns vissa hinder för att de tyska nätoperatörerna ska kunna betrakta flexibilitet som ett motsvarande alternativ till nätutbyggnad i sin nätplanering. De nämner att det krävs ett antal lagändringar samt justeringar av incitament i regleringen. Till exempel måste nätoperatörerna kunna få kostnadstäckning för de löpande kostnaderna (OPEX) som uppstår vid användandet av flexibilitet. (Özalay, Schuster, Kellerman, Priebe, & Moser, 2019)

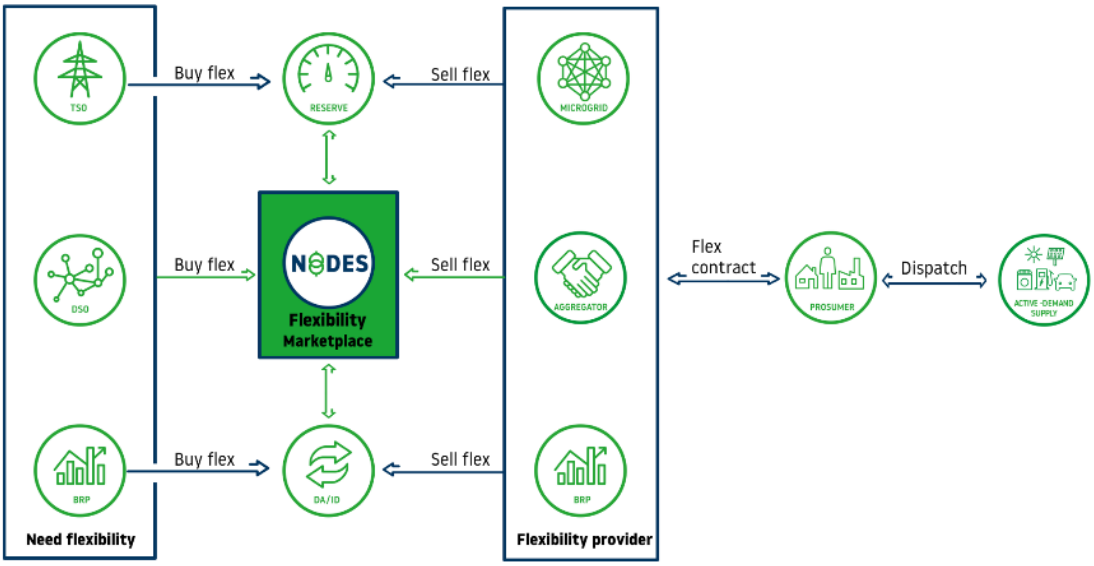
Lokal marknadsplats för flexibilitet - NODES

Ett exempel på ett verkligt fall finns i tyska Brandenburg där ett demonstrationsprojekt har utförts. Här har en industripark använts för att tillföra flexibilitet till den tyska lokalnätsoperatören MITNETZ STROM. Det är ett samarbete mellan nätoperatören, en aktör som tillhandahåller en lokal marknadsplats för flexibilitet (NODES) och aggregatorn Entelios som bidrar med flexibilitet från en industripark. (Engelbrecht, o.a., 2019)

I det specifika fallet är det framförallt flaskhalsar på grund av produktion som behöver avhjälpas. Området som nätet ligger i har en stor produktion av förnybar energi i form av vind- och solkraft, som leder till flaskhalsar i nätet när produktionen från dessa källor är hög. Idag använder sig nätoperatören av ”topplastkapning” vilket innebär att de stänger av produktionen när nätet blir för trångt.

NODES tillhandahåller en öppen marknadsplats där flexibilitetsägare, balansansvariga och nätoperatörer kan verka tillsammans. De flexibla lasterna får, förutom ett pris, även en geografisk plats vilket möjliggör för nätoperatören att handla upp lokal flexibilitet för att lösa problem med flaskhalsar i nätet. Flexibiliteten kan antingen offereras och handlas upp som en tillgänglig kapacitet eller som en aktiveringsprodukt. Tillgänglighetsprodukter är produkter som ger möjligheten för nätoperatören att säkra flexibel kapacitet under en viss tidsperiod medan aktiveringsprodukter är produkter som handlas upp närmare den faktiska leveransen och leder till en ökning eller minskning av el på användarsidan. (Engelbrecht, o.a., 2019)

I demonstrationsprojektet i Brandenburg samarbetade nätoperatören med en aggregator och en tillhandahållare av en marknadsplats. Figur 6 visar alla olika aktörer som kan verka på marknadsplatsen.



Figur 6. Aktörssamverkan inom marknadsplatsen för flexibilitet. *Källa:* (Özalay, Schuster, Kellerman, Priebe, & Moser, 2019)

I fallstudien i Brandenburg budades 10 MW (160 MWh) in till flexibilitetsmarknaden. Problematiken i den här fallstudien är för hög produktion och en ökning av last sågs som en lösning. Det visade sig i studien att den frivilliga flexibiliteten som såldes på flexibilitetsmarknaden var cirka tre gånger mer effektiv för att lösa flaskhalsproblemet än vad avstängning av förnybar energi skulle varit. Det vill säga det krävdes en mindre ökning av lasten, än mängden

energi som skulle ha försvunnit om vindkraftsproduktionen hade stängts av. Detta beror på att nätet är maskat, vilket betyder att en ökning av last på 10 MW, inte nödvändigtvis avlastar flaskhalsen med 10 MW, utan det beror på var lastökningen eller minskningen finns i nätet. Eftersom flexibiliteten befann sig geografiskt närmare flaskhalsen än vad vindkraftverken som annars hade varit aktuella för avstängning gjorde, kunde en ökning av 160 MWh energi göra att vindkraftverken kunde leverera 480 MWh som annars hade fått stängas av. (Engelbrecht, o.a., 2019)

Studien fokuserade inte på tidsaspekten. I fallet i Brandenburg såldes flexibiliteten på marknaden för 20 EUR/MWh. Det kan jämföras med kostnaden för nätoperatören att stänga av förnybar produktion vilket i det aktuella fallet var 92 EUR/MWh. Eftersom energimängden blev mindre när flexibilitet aktiverades blev kostnaderna för nätoperatören cirka 14 gånger lägre än motsvarande kostnader hade blivit vid avstängd produktion. (Engelbrecht, o.a., 2019)

Lokal marknadsplats för flexibilitet – EPEX SPOT

Även EPEX SPOT har lanserat ett projekt där de presenterar en lokal marknadsplats för flexibilitet (2019). Denna marknad demonstreras också i nordvästra Tyskland och har stora likheter med marknaden beskriven ovan. Den största skillnaden mellan marknadsplatserna förklarar USEF (2018), är att EPEX SPOT, trots att de idag har en stark position på Intradag-marknaden i Europa, inte vill kombinera Intradag-marknaden med marknaden för stödtjänster utan de vill ha en separat orderbok för stödtjänster. NODES, å andra sidan, tillåter att buden för stödtjänsterna hanteras på Intradag-marknaden.

EPEX Spot lokala flexibilitetsmarknad har även den haft sin första handel. Den 4e februari 2019 förutspådde EWE Netz en flaskhals som skulle skapas av hög vindkraftsproduktion och lade ut ett köpbud på 2 MW (ökad användning) på flexibilitetsmarknaden för -45.50 Euro/MWh. Audi, som har en power-to-gasanläggning i området för den aktuella flaskhalsen, lade in ett säljbud och handeln utfördes. Handeln innebar alltså att Audi ökade sin förbrukning med 2 MW under den aktuella timmen och att flaskhalsen därmed kunde avhjälpas utan att behöva stänga av någon förnybar energiproduktion. (EPEX SPOT, 2019)

4.2.3 Potential för tillämpning i Sverige

Det tyska elnätet har till stor del samma utmaningar som det svenska, där ökad elektrifiering och större integration av förnybara energikällor leder till ett ökat behov av flexibilitet i elnätet. Flera av de aktörer som arbetar med flexibilitetslösningar i Tyskland, är också aktiva på den svenska marknaden och skulle kunna bidra med kunskapsöverföring. Exempelvis är NODES delägt av Nord Pool, marknadsplatsen för fysisk handel med el där Svenska kraftnät i sin tur är delägare. I Tyskland har integrationen av förnybara energikällor gått snabbt vilket har lett till flaskhalsar i vissa delar av nätet kopplade till produktion. Detta har i sin tur lett till att produktion har fått stängas ned under vissa timmar med hög belastning och att förnybar energi har gått till spillo. Här skulle ett energilager eller annan form av flexibilitet vara en stor hjälp. Eftersom att utbyggnaden av förnybar energi inte har gått lika snabbt i Sverige ser problematiken inte likadan ut i Sverige just idag, men det finns en risk att ökad utbyggnad av förnybar energi leder till denna problematik i framtiden i vissa områden. Därför är det viktigt att lära sig av Tyskland för att inte riskera att viktig förnybar energi går till spillo.

I fallen med de lokala flexibilitetsmarknaderna i Tyskland gynnas den tyska nätoperatören av framförallt minskade kostnader, då kostnaden att introducera flexibilitet på marknaden är lägre än kostnaden för ersättningar till vindkraftsproducenter för nedstängning av produktion. Därtill visar demonstrationerna att en lokal flexibilitetsmarknad fungerar bra och att flaskhalsar har kunnat avhjälpas, vilket även skulle kunna vara fallet i Sverige med en liknande marknad. Lokala flexibilitetsmarknader riskerar att ha påverkan på trovärdigheten i exempelvis Day-Ahead-priset om elanvändning/produktion börjar styras utifrån lokala priser på en flexibilitetsmarknad istället för de samlade förutsättningarna som dagens marknad ger. Framförallt kan detta bli fallet om lokala flexibilitetsmarknader inte är lika professionella, genomtänkta och reglerade som dagens elmarknader. Ei har fått ett regeringsuppdrag att analysera möjlig utformning av olika flexibilitetsmarknader.

En annan skillnad är att mycket förnyelsebar kraftproduktion i Tyskland har byggts på premissen att de ska få en fast ersättning per producerad MWh, oavsett spotpris, detta skiljer sig från det svenska systemet där kraftproducenter säljer el till spotpriset. I en situation med hög produktion av förnyelsebar kraft (främst vindkraft) är det ofta låga spotpriser i förhållande till det garanterade priset som ges till många producenter av förnyelsebar kraft i Tyskland. Denna skillnad innebär att det många gånger blir en markant högre kostnad att betala för utebliven möjlighet att leverera och sälja elen i Tyskland än det hade varit med det svenska systemet, därmed är incitamenten för flexibilitet större i Tyskland.

EPEX SPOT som simulerade flaskhalsar i det tyska elnätet visade att om nätoperatören kan använda sig av flexibiliteten i sin nätplanering kan kostnaderna för nätutbyggnad reduceras avsevärt. Om nätoperatören inte kan styra hur flexibiliteten används så kan det istället leda till högre kostnader för nätinvesteringar eftersom risken finns att alla flexibla användare eller lager i systemet styrs mot samma signaler. Det skulle kunna innebära att det istället för att avhjälpa flaskhalsar kan bildas nya sådana. Denna slutsats är viktig att ha i åtanke även i Sverige, då det idag finns begränsade incitament för nätoperatörer att använda sig av flexibilitet i sin nätplanering.

Det är även viktigt att påpeka att den ena studien i detta avsnitt är en teoretisk studie och att potentialen för minskade kostnader för nätutbyggnad vid införande av flexibla lösningar inte är realiserad. Flera flexibilitetsresurser har idag en begränsad möjlighet att delta på olika marknader i Tyskland. En nyligen publicerad rapport av brittiska REA (2019) menar dock att marknadsvillkoren i Tyskland håller på att ändras för att möjliggöra mer öppen tillgång till marknader för alternativ teknik, aggregering och flexibla avtalsvillkor.

4.3 Storbritannien

Det brittiska stamnätet drivs av National Grid Electricity System Operator (NGESO), som ansvarar för att säkerställa en stabil och säker drift av det nationella elsystemet genom att se till att det i varje tidpunkt är balans mellan produktion och efterfrågan av el. NGESO är inte ansvariga för utbyggnad eller underhåll av nätet. Det ansvaret ligger istället på tre transmissionsnätsoperatörer, var och en med ansvar för olika delar av det brittiska stamnätet:

- National Grid Electricity Transmission plc (NGET) – ansvarar för stamnätet i England och Wales
- Scottish Power Transmission Limited – ansvarar för stamnätet i södra Skottland
- Scottish Hydro Electric Transmission plc – ansvarar för stamnätet i norra Skottland och på de skotska öarna.

På lägre spänningsnivåer så finns det 14 licensierade distributionsnätsoperatörer (DNOs), som alla är ansvariga för ett område. Dessa 14 områden ägs av totalt 6 olika grupper (DNO groups). I praktiken kan man därför säga att det finns 6 olika distributionsnätsoperatörer, se Figur 7.

Figur 7. Nätoperatörer i Storbritannien. *Källa:* (Piclo, 2019a)

Förutom de 6 licensierade nätoperatörerna finns det 13 stycken ”självständiga” distributionsnätsoperatörer (IDNOs). Dessa driver mindre nätområden som ligger inom de områden som de större distributionsnätsoperatörerna driver. Även IDNOs är licensierade aktörer. I och med att denna aktör tillåts på marknaden så möjliggör man för konkurrens om att ansluta nya kunder.

Den brittiska regulatorn OFGEM är bland annat ansvarig för att reglera nätoperatörernas intäkter. Både DNOs och IDNOs regleras. Dessutom arbetar OFGEM för närvarande med att utreda affärsmodeller för både aggregatorer och batterier i den brittiska marknaden, samt undersöker hur de kan stötta större industrier och kommersiella byggnader så att de kan bidra med flexibilitet. De arbetar även med att främja att nätoperatörer utnyttjar ny teknik och nya lösningar mer effektivt. (OFGEM, 2019)

4.3.1 Underliggande behov till utökad flexibilitet

De senaste åren har Storbritannien haft en hög utveckling av förnybara decentraliserade energikällor med väderberoende elproduktion, samt en ökande elektrifiering i både värme- och transportsektorn. Detta leder till nya utmaningar för de brittiska elnätsoperatörerna, bland annat blir det svårare att planera för nya nätinvesteringar. Tidigare har elanvändningen ökat kontinuerligt och stabilt och endast ett fåtal nya produktionsanläggningar har tillkommit i elnäten, vilket har gjort att det är enkelt för nätoperatörerna att ha en långsiktig planeringshorisont. Med ökande decentraliserad produktion, samt ökande laster kopplat till elektrifieringen blir det mer osäkert för nätoperatören att veta hur eller när nätet behöver förstärkas. Eftersom nätinvesteringar är dyra vill den brittiska regulatorn, OFGEM, gärna att brittiska nätoperatörer håller nere kostnaderna, genom att använda sig av flexibla tjänster.

Andra anledningar till att brittiska nätoperatörer vill introducera mer flexibilitet i sina elnät är för att hantera planerat underhåll eller reparationer samt för att hantera oplanerade avbrott. (UK Power Networks, 2018)

4.3.2 Fallstudier

Lokal marknadsplats för flexibilitet – Piclo Flex

En av de mer etablerade tjänsterna för flexibilitet i Storbritannien är den lokala flexibilitetsmarknaden Piclo Flex. Piclo tillhandahåller en oberoende marknadsplats för handel med flexibilitet och piloten har testats av alla sex

licensierade lokalnätsoperatörer i Storbritannien. På marknaden kan flexibilitetsleverantörer publicera geografisk plats och anslutningsspänning för sina flexibla anläggningar. De aktiva anläggningarna kan sedan matchas mot ny efterfrågan för att kontinuerligt skapa möjligheter att minimera flaskhalsar i nätet. (Piclo, 2019b)

Tanken med marknadsplatsen är att den även ska möjliggöra för mindre aktörer att sälja sin flexibilitet på en rättvis och enkel marknad. För nätoperatören erbjuds en likvid marknad där de kan handla upp flexibilitet med specifika lokala och tekniska krav. (Piclo, 2019a)

I pilotprojektet för Piclo Flex medverkade alla sex lokalnätsoperatörer för att testa plattformen. I framtiden förväntar sig Piclo även att transmissionsnätsoperatören National Grid blir en spelare på marknaden. National Grid har i dagsläget det största behovet av flexibilitet i Storbritannien, men övriga nätoperatörer förväntas att få ett större behov av flexibilitet när systemet blir mer decentraliserat. (Piclo, 2019a)

Aktörerna som förväntas delta med flexibilitet på marknaden är allt ifrån aggregatorer som samlar ihop efterfrågeflexibilitet till enskilda elbilsladdare, batterier, kommuner och industrier. Tidigare har det varit många inträdeshinder för att få sälja sin flexibilitet till nätoperatörer, framförallt relaterat till upphandlingar men även operativa utmaningar. Tanken är att den lokala flexibilitetsmarknaden Piclo Flex ska vara enklare att verka på, även för mindre aktörer. (Piclo, 2019a)

I juli 2019 användes Piclo Flex för första gången i kommersiell skala. UK Power Networks handlade upp 18.1 MW flexibilitet av AMP Clean Energy, Limejump, Powervaul och Moixa. Totalt är kontrakten värda 450 000 £ (cirka 5,6 MSEK) (Piclo, 2019c). Även SP Energy Networks använder sig av Piclo för att handla upp flexibilitet. Just nu har de en upphandling ute på 95 MW neddragning uppdelade på 10 olika områden (SP Energy Networks, 2019).

Det är svårt att säga något om kostnaden för att införa denna typ av lösning eftersom det är en marknadslösning, där priset sätts på en marknad. Dock är tanken med marknaden att nätoperatörerna ska slippa göra dyra och långsamma nätinvesteringar.

I september 2017 fick Piclo statligt stöd för att utreda en lokal flexibilitetsmarknad. I juni 2018 startades den första piloten på Piclo Flex, och ett år senare, i juli 2019 skedde den första kommersiella handeln på marknaden. (Piclo, 2019c)

4.3.3 Potential för tillämpning i Sverige

Det brittiska elnätet har i mångt och mycket samma utmaningar som det svenska elnätet med utmaningar i att reglera intermittent kraftproduktion och lokala kapacitetsutmaningar. En skillnad är att de brittiska elmarknaderna redan idag är öppna för de flesta typer av flexibilitet samt att aggregering är tillåten i de flesta av balanstjänsterna. Dessutom kommer aggregatorer att få tillgång till ännu fler balansmarknader i december 2019. I Sverige är regelverket kring aggregatorer inte lika tydligt, och det är oklart vilka marknader de får bidra till och inte. De brittiska distributionsnätsoperatörerna är relativt progressiva när det kommer till flexibilitet. Sedan 2018 har distributionsnätsoperatörer i Storbritannien kunnat upphandla flexibilitetstjänster för att lösa flaskhalsar i de lokala elnäten. Dessutom publicerades under 2019 en gemensam färdplan från de sex stora nätoperatörerna som steg de tänker vidta för att möjliggöra ett smartare och mer flexibelt energisystem. (REA, 2019)

Den lokala flexibilitetsmarknaden har enligt exemplen ovan visat sig vara ett effektivt sätt att handla upp flexibilitet i Storbritannien. Fördelen i Storbritannien är att de endast har sex stora (DNOs[6]) och 13 mindre (IDNOs[7]) distributionsnätsoperatörer, vilket kan jämföras med Sveriges cirka 170 lokalnätsoperatörer. I Storbritannien var det alltså bara sex företag man behövde få med på tåget för att göra en rikstäckande pilotstudie. I och med att det är så pass många fler aktörer inblandade i en liknande svensk marknadslösning kommer det krävas mer samordning och kommunikation för att få en sådan marknad på plats. Trots detta faktum är potentialen för

[6] *DNO = Distribution network operator (distributionsnätsoperatör)*

[7] *IDNO = Independent distribution network operator (oberoende distributionsnätsoperatör)*

tillämpning i Sverige god. Eftersom tekniken redan är väl utvecklad, genom tester i både Tyskland och Storbritannien, finns det goda förutsättningar för att implementera en denna typ av marknad i Sverige. En risk med lokala flexibilitetsmarknader som styrs utifrån lokala nätbehov är återigen påverkan på spotprissättningen som förmodas underminera förtroendet för spotpriset som referenspris för den finansiella elmarknaden, eller bidrar till ökade volymer för SvK att hantera på balansmarknaden.

5 SVENSKA FALLSTUDIER

I Sverige pågår arbete med att analysera och testa olika lösningar med syfte att tillföra flexibilitet till kraftsystemet. Det utförs projekt i olika skalor, från mindre pilotprojekt till mer storskaliga projekt. Vilken aktör som initierar projekten och vilka drivkrafter de har varierar, det är allt ifrån nätoperatörer som vill att nätet ska utnyttjas mer effektivt till fastighetsbolag som vill bidra till energiomställningen. I detta avsnitt presenteras ett projekturval med utförande i Sverige. Projekten har valts ut för att demonstrera en bredd av både flexibla lösningar och aktörer. Tabell 3 visar typ av projekt som studerats, vilken aktör som initierat projektet samt vilket år initiativet startades.

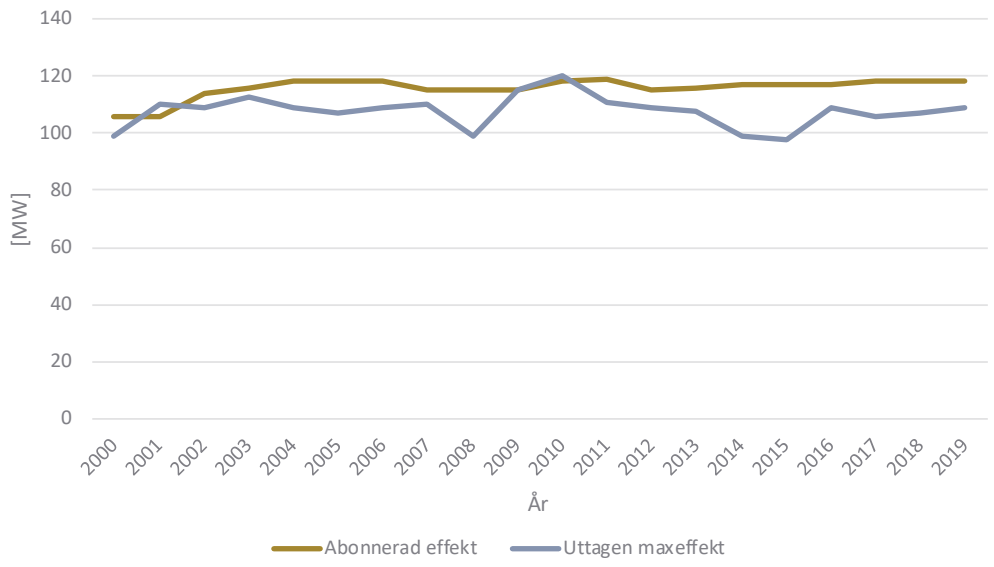
Tabell 3. Projekt som studerats i denna rapport

Typ av projekt	Initierats av	Startår
Effekttariffer	Nätoperatör	2001
Pumpkraft	Nätoperatör	2017
Styrning av elbilsladdning	Aggregator, kan t.ex. vara ett elhandelsbolag	-
Styrning av värmepumpar	Nätoperatör, innovationsföretag samt teknikleverantör	2014
Batterier	Fastighetsbolag	2016
Power to Gas	Kommun, nätoperatör, näringsliv	-
Flexibilitetsmarknad	Nätoperatör	2018

5.1 Effekttariffer för ett effektivt nätutnyttjande i Sollentuna

År 2001 var Sollentuna Energi & Miljö (SEOM) först i Sverige med att införa en tariffstruktur som baseras på uppmätt effekt istället för överförd energi för samtliga kundkategorier. De tekniska förutsättningarna för en effektbaserad prissättning utgjordes av ett tidigare installerat fjärravläsningssystem som levererar mätvärden per timme hos samtliga av nätoperatörens kunder. SEOM läser av samtliga elanvändares elmätare per timme och tar ut en effektavgift under de timmar då nätets totala belastning är som högst, det vill säga mellan klockan 7 och 19 på vardagar (ej lördag, söndag, allmän helgdag eller högtidsdagar) under perioden november till mars. Genomsnittet av de tre högsta uppmätta värdena per kund och månad används som underlag för att räkna fram effektavgiften. En kund som ofta använder många elkrävande apparater samtidigt får alltså betala mer, i praktiken innebär det att en kund med lägre total årsförbrukning kan få en högre faktura än en granne som förbrukat mer el på årsbasis men som haft ett jämnare användningsmönster. (Fält, 2019)

SEOMs elnätskoncession omfattar Sollentuna kommun strax norr om Stockholm och nätoperatörens tariffer har länge lyfts som ett positivt exempel på den nytta som effekttariffer kan medföra sett till nätets effekttoppar och hur nätoperatörens prismodell kommuniceras gentemot elanvändare. Införandet av tariffen föregicks av en omfattande informationskampanj med broschyrer, flygblad och kylskåpsmagneter riktade till bolagets kunder.



Figur 8. Abonnerad effekt mot överliggande nät och uttagen maxeffekt i SEOM:s elnät

Sollentuna kommun har de senaste decennierna haft en positiv befolkningsutveckling; sedan år 2000 har befolkningen ökat med drygt 14 000 invånare. Även näringslivet inom kommunen har vuxit och flera företagsetableringar och arbetstillfällen har tillkommit. Den uttagna maxeffekten i SEOMs elnät har under denna tidsperiod varierat mellan 99 och 120 MW där det högst uppmätta uttaget inträffade under vintern 2010 som var ett ovanligt kallt år. Statistik över elanvändningen inom SEOMs nätområde visar att bolagets uttag mot överliggande nät har ökat med åren medan det maximala effektuttaget har legat mer eller mindre konstant trots att kommunen växer, något som SEOM själva menar varit möjligt tack vare att deras effekttariff skapat incitament för kunderna att sträva efter en jämn elanvändningsprofil, se Figur 8. Vid närmare analys över bolagets statistik kan det konstateras att den så kallade lastfaktorn[8] har ökat i nätet. Detta tyder på ett bättre utnyttjande av, och lägre förluster i elnätet.

5.2 Potential i pumpkraft i anslutning till Vättern

Ett pumpkraftverk lagrar potentiell energi genom att pumpa upp vatten från en lågt belägen reservoar till en högre vid tidpunkter då det finns ett produktionsöverskott i elsystemet. Detta sker antingen med hjälp av en pump och turbin eller med en reversibel pumpturbin. När det sedan finns ett ökat elbehov kan pumpkraftverket fungera som ett konventionellt vattenkraftverk genom att vattnet från den högre reservoaren släpps ner genom en turbin. Generellt sett har pumpkraftverk förmågan att kunna regleras snabbt då det har en responstid på ett par sekunder och möjlighet till att producera för fullt inom några minuter. I detta avseende lämpar sig pumpkraftverk bra som flexibilitetsresurs i exempelvis frekvensreglering och för att motverka risk för skadligt höga effekttoppar i nätet. Utöver detta kan pumpkraftverk fungera som ersättning till traditionell förstärkning av överföringskapacitet. Internationellt, till exempel i alpregionen, är pumpvattenkraft en utbredd teknik. I Sverige har några mindre anläggningar tagits i bruk.

Begränsande vid dimensionering av ett pumpkraftverk är normalt den reservoarvolym och fallhöjd som kan uppnås. Tekniken är väl utvecklad, men kräver ganska speciella förutsättningar då det krävs en tillräcklig höjdskillnad mellan de båda reservoarerna inom ett begränsat geografiskt område (minska avståendet för pumpning). I området kring Gränna och Vättern ligger sjön Bunn som har en fallhöjd på 108 meter, vilket är lämpligt ur aspekten vattenkraftproduktion. I dagsläget finns ett vattenkraftverk som ägs av Jönköping Energi elnät, som

[8] *Nyckeltal som definieras som kvoten av medeleffekt och maxeffekt per dygn. Stora effektvariationer och enstaka effekttoppar i systemet ger en låg lastfaktor medan en hög lastfaktor indikerar mindre variationer i nätets belastningskurva och att nätet utnyttjas jämnare*

endast används under perioder med mycket nederbörd eller vårens snösmältning. Under sommaren är dock avdunstningen större än tillrinningen, vilket gör det svårt att utnyttja sjön för kraftproduktion under naturliga förutsättningar. Anläggningen har redan en sprängd kanal och tub och en installerad effekt på 6 MW vid m^3/s. (Sweco, 2017)

I Vättern finns en vindkraftpark på cirka 13 verk och parken har problem med överföringsbegränsningar, varför det skulle kunna vara intressant integrera dessa med vattenkraften på olika sätt. Detta kan exempelvis ske genom att pumpa upp vatten från Vättern till den högre belägna sjön *Bunn* och utnyttja redan befintligt vattenkraftverk för elproduktion. Under normala förutsättningar körs sällan vattenkraftverket vid tillfällen med hög vindkraftsproduktion och låg elanvändning utan vattenkraftproduktionen är som störst under vardagar dagtid då elpriset generellt är högre. Denna lösning skulle dock ha god potential i att användas i nätoptimering och för att täcka tillfälliga produktionsbortfall eller oväntade effekttoppar i nätet.

De upprustningar och nybyggnationer som skulle krävas för att anpassa befintliga kraftverk på ett sätt som är kompatibelt med denna pumplösning har initialt bedömts översiktligt kunna göras till en kostnad om drygt 14 miljoner kronor. Därefter tillkommer driftkostnader på cirka 350 000 kronor per år (veckovis och årlig översyn av anläggning, larmkontroll och avsättningar för större underhåll) och cirka 250 000 kronor per år för handel och driftoptimering. Utifrån dagens intäktsramsreglering och stödsystem bedöms investeringen inte vara ekonomiskt försvarbar. Nätägaren får inte heller leverera mer el än vad som krävs för att täcka de egna nätförlusterna. Med större prisvolatilitet och tilltagande nätutmaningar, i kombination med en reglering som medför andra ekonomiska incitament kan dock denna pumpvattenkraftsinvestering bli ekonomiskt försvarbar i framtiden. Pumpvattenkraften skulle exempelvis kunna användas för att undvika att behöva spilla närliggande vindkraftsproduktion på grund av nätbegränsningar. (Sweco, 2017)

5.3 Styrning av laddinfrastruktur för fordon

En typ av efterfrågeflexibilitet är att styra laddning av elfordon som sker i hushåll. Smart fordonsladdning innebär en typ av laddning som minimerar negativ påverkan på elnätet. Generellt kan sägas att då laddning sker beteendestyrt så startas laddningen under tidig kväll då många människor kommer hem från arbetet, vilket oftast sammanfaller med annan hushållsverksamhet och belastning och därmed riskerar den redan höga eftermiddagstoppen i nätet att förstärkas ytterligare. Genom att koppla styrutrustning till laddboxar kan laddning styras mot tidpunkter då annan belastning i elnätet är lägre, generellt sett nattetid, eller då produktionen av förnybart är hög.

Laststyrning av laddboxar sker redan idag och tekniken anses ha god potential att bidra med flexibilitet till elsystemet. Om smart laddning ska bidra till flexibilitet i större skala behövs det troligtvis någon typ av aggregator som kan aggregera laster från flera elbilar för att buda in flexibiliteten på olika flexibilitetsmarknader. Hemmaladdning sker ofta med en effekt om 3,7 kW per laddare och om denna last flyttas till ett senare tillfälle i flera hushåll inom ett och samma område finns en stor flexibilitetspotential i smart fordonsladdning. I framtiden är det dessutom möjligt att hemmaladdning kommer att ske med högre effekt än i dagsläget, vilket ytterligare ökar denna potential.

Rollen som aggregator skulle exempelvis kunna antas av ett företag eller ett elhandelsbolag som har möjlighet att styra laddinfrastruktur åt en grupp elanvändare. Det finns idag elhandelsbolag som erbjuder de kunder som köper deras laddlösning styrning utifrån spotpris[9], det vill säga att fordonets laddning styrs efter det dagliga priset på el. Det innebär att de schemalägger fordonsladdning till tidpunkter då elpriset är lågt, vilket ofta innebär att fordonsladdningen startar senare under kvällen snarare än under eftermiddag/kväll då belastningen generellt sett är hög till följd av att många kommer hem och startar matlagning och annan hemteknologi. Höga priser på dagen före-marknaden sammanfaller ofta med tidpunkter då effekttoppar vanligtvis brukar uppstå och genom att styra laddningen på detta sätt ökar chansen för att laddning sker under tidpunkter då den totala elanvändningen i nätet

[9] Tester har även gjorts att styra elanvändare utifrån styrsignaler som belastning i fördelningsstationer

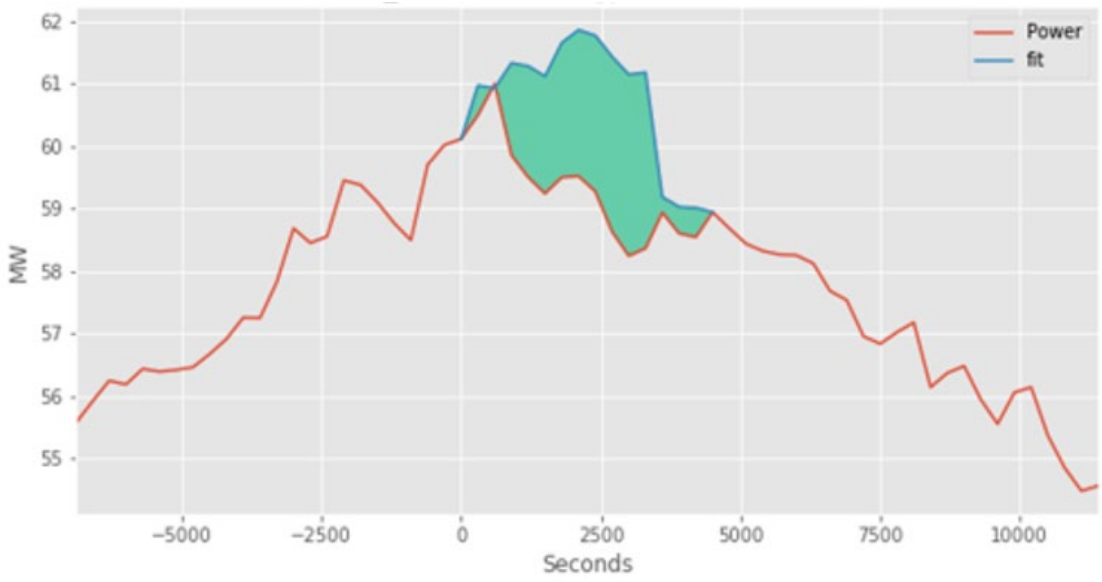
är låg. Detta behöver dock inte alltid vara fallet, det kan finnas andra styrsignaler som på ett tydligare sett verkar för att kapa nätets effekttoppar. Elhandelsbolaget Tibber bedömer dock att elpris är en tydlig styrsignal som är enkel att kommunicera gentemot elanvändare; deras kunder har lätt att förstå varför fordonsladdningen startar först vid midnatt när de samtidigt får information om att elpriset är lägre då än när de kommer hem från jobbet.

En funktion för fordonsladdning som ytterligare skulle kunna verka i effektreducerande syfte är så kallad vehicle-to-grid (V2G), vilket innebär att fordonets batteri även används som ett energilager för andra syften än framdrift av fordonet. Tekniken går ut på att energi kan överföras i båda riktningar, det vill säga både tillföras till batteriet och återföras in på nätet. Det betyder att den energi som finns lagrat i fordonet kan återföras till nätet eller användas i det egna hushållet vid exempelvis en situation med produktionsunderskott eller ett strömavbrott. Detta är dock i dagsläget inte möjligt för alla typer av elfordon eller via en vanlig laddbox för hemmaladdning utan kräver en likriktare för att energi ska kunna överföras i två riktningar. Idag finns ett begränsat utbud av fordon och laddboxar som klarar av V2G, men flera tester och pilotstudier där dess möjligheter studeras pågår.

5.4 Effektstyrning av värmepumpar i hushåll

Sustainable Innovation tillsammans med Upplands Energi, Ngenic, Ferroamp, STUNS energi och Chargestorm har drivit projektet *Växlande Effektreglering (VäxEl)*. Inom projektet som inleddes år 2014 drivs ett smart elnät där villor avlastar elnätet vid ansträngda effektsituationer genom att villornas uppvärmningssystem kopplas till ett styrsystem som tillåter en tredje part att styra användningen. Under våren 2019 var värmepumparna i 364 villor uppkopplade för smart styrning via en termostat och inom projektet tittas nu på att utöka styrningen genom att också installera energilager med batterier i kombination med befintliga solcellsanläggningar och elbilsladdning.

Genom att låta värmepumparna i dessa villor fungera som flexibla laster har projektet möjlighet att styra elanvändning om 1 MW, vilket ses som en värdefull resurs för att kapa effekttoppar i ett ofta hårt ansträngt elnät. Ngenic, som styr värmepumparna efter särskilda algoritmer, menar att det genom att knyta ihop flera större energikrävande applikationer hos elanvändare skapas förutsättningar för en automatisk delningsekonomi i elnätet där nya affärsmodeller blir följden (Upplands Energi, 2019). Tekniken för att styra värmepumpar på detta sätt finns redan tillgänglig kommersiellt och inom *VäxEl* har de digitala lösningarna testats under flera säsonger och kan idag sägas ha skapat mervärde för Upplands Energi. Incitamentet för elanvändare är, utöver känslan att bidra till systemnytta, ett lägre elpris då detta vanligtvis är högre under de tidpunkter som värmepumparna styrs ifrån.



Figur 9. Exempel på resultat av styrning av 250 värmepumpar under 2018 års kallaste vinterdag

Källa: Sustainable Innovation

Under vintern år 2018 genomfördes tester där värmepumparna i 250 uppkopplade villor styrdes utifrån olika styrsignaler. Den 28 februari inträffade en köldknäpp som innebar en hög belastning på elsystemet i och med ett ökat effektuttag. Effektuttaget riskerade att överskrida Upplands Energis abonnemang mot överliggande nät och Ngenic gick då aktivt in och styrde villornas värmepumpar under cirka 1,5 timme, vilket gjorde att den värsta effekttoppen kunde undvikas, se Figur 9. Abonnemanget mot överliggande nät överskreds oavsett styrningen, men tack vare att projektet använde väl studerade algoritmer för att analysera elanvändarnas beteende fanns en tydlig bild över hur elanvändningen hade blivit utan styrning. I och med att abonnemanget på 60 MW i och med bortstyrningen överskreds under en kortare period än vad det gjort utan styrning slapp Upplands energi dessutom betala lika höga straffavgifter för överskridandet som de annars hade behövt göra.

5.5 Batterier som energilager i byggnader

Redan 2004 bestämde sig fastighetsbolaget Örebro Bostäder (ÖBO) för att ta en mer aktiv roll i Örebros energisystem. De började se alla sina byggnader som ett system istället för att utforma enskilda lösningar för respektive byggnad. Tillsammans med Power2U och InnoEnergy Scandinavia initierades projektet *CODES – Control and Optimisation of Distributed Energy Storage* under 2016. Syftet med projektet var att studera nyttan av att ha batterier som energilager för att kunna effektoptimera fastigheterna, lagra energi och lastbalansera mot stamnätet (Power2U, 2019).

Projektet inleddes med att installera batterier i sju olika byggnader runt om i Örebro. Batterierna kommer från olika tillverkare, bland annat Ferroamp och Nilar och har en lagerkapacitet på 7–32 kWh (Power2U, 2019). Totalt bildar batterierna ett lager på 135 kWh med en effekt på 120 kW. Dessutom installerades ett kontrollsystem som bland annat fick batterierna att fungera som ett energilager trots att de var installerade på olika ställen. Med hjälp av kontrollsystemet kan batterierna flytta lokalproducerad el från solceller till tidpunkter då den bättre behövs, till exempel för att kapa lasttoppar. Dessutom fungerar Power2U som en aggregator som säljer balanstjänster i form av frekvensreglering från batteriet på balansmarknaden. (Energiforsk, 2019).

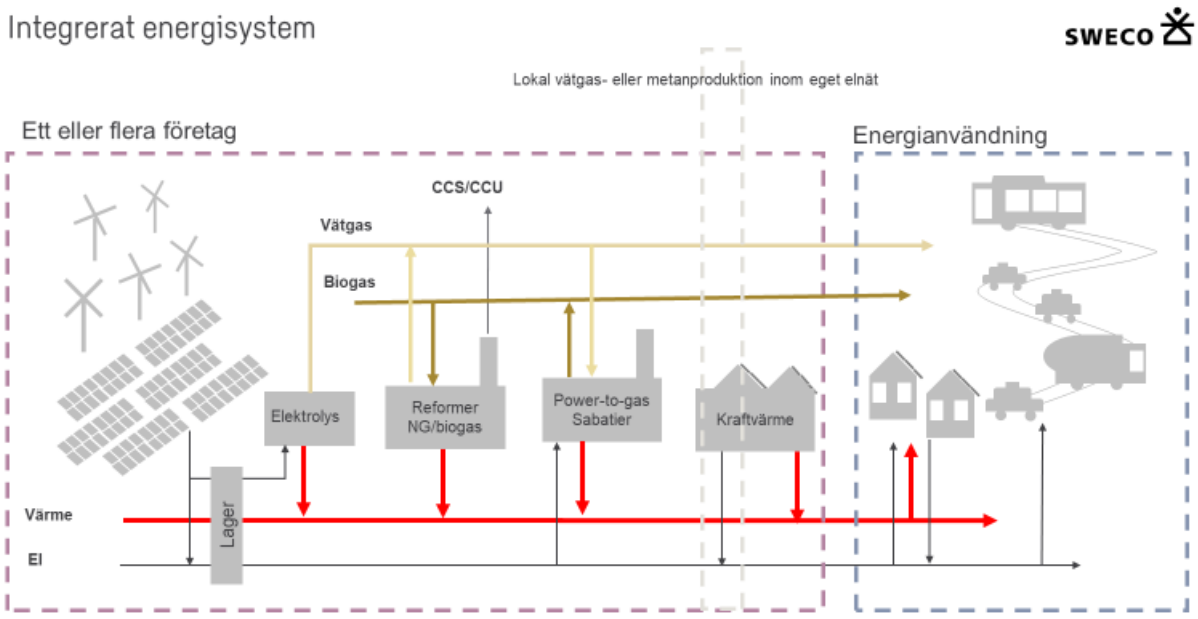
Genom att använda sig av dessa tjänster kan återbetalningstiden för batteriet minska med 50 % enligt Power2U (2019). ÖBO menar att nästa steg är ett storskaligt batterilagringssystem där målet är att kunna samverka med andra hus och elnätet utanför.

5.6 Power to Gas i Mariestad

Vätgas kan produceras av el och sedan lagras. Därefter kan vätgasen exempelvis säljas som drivmedel för bränslecellsdriva fordon, eller åter omvandlas till el när elbehovet är stort. Ett alternativ för produktion av vätgas är att använda biogas för ångreformering till vätgas. Som exempel säljs vätgas, lokalt framställd av solel, som drivmedel vid tankstationen i Mariestad. Bakom satsningen står kommunen, det lokala energibolaget VänerEnergi och företaget Nilsson Energy.

På kort sikt kommer det att vara svårt att skapa lönsamhet i en vätgastankstation. Det beror delvis på kostnaden för och den begränsade tillgången till olika typer av bränslecellsfordon. De statliga bidrag som finns, exempelvis Klimatklivet, är i dagsläget inte anpassade för att stödja produktion av vätgas. På längre sikt kan en större marknad för vätgas uppstå, då kostnaderna minskar och efterfrågan ökar. Den utvecklingen drivs av att bland annat av tunga vägtransporter, sjötransporter och tågtrafik där kontaktledningar saknas. (Sweco, 2019)

I ett bredare energisystemperspektiv kan de tre energibärarna el, vätgas och metan ha många synergier. De kan alla tre vara en bas för produktion av varandra, vilket gör en anpassning till marknadsbehov särskilt intressant. Figur 10 illustrerar hur el, vätgas och metan kan samverka i ett lokalt energisystem.



Figur 10 Hur el, vätgas, biogas och värme hänger ihop för energi- och transportsystemet. *Källa: Sweco*

5.7 Marknadsplats för handel med effekt

Kapacitetsbristen riskerar att bli ett stort problem i ett antal svenska städer, inte minst i storstadsregionerna. År 2016 inkom E.ON Energidistribution med en förfrågan om att omedelbart få öka effektuttaget från stamnätet i Malmöområdet och södra Skåne med 50 %. Denna förfrågan kom plötsligt ur nätoperatörens perspektiv då önskemål om uttag från stamnätet hade legat förhållandevis konstant de senaste 10 åren. Svenska kraftnät arbetar nu med att förstärka överföringskapaciteten i nord-sydlig riktning, men de planerade åtgärderna är realiserbara tidigast år 2024, vilket gjorde att Svk och E.ON började utreda alternativ som kunde lösa kapacitetsfrågan fram till dess. De förslag som togs fram kommer att säkerställa driftsäkerhet samt att E.ONs nuvarande uttagsbehov på 1 000 MW tillgodoses, delvis genom den lokala marknadsplatsen för effekt. (Svenska Kraftnät, 2019)

För att lösa kapacitetsbristen i södra Skåne och därmed främja tillväxten har E.ON tillsammans med Vattenfall och Svenska kraftnät nu lanserat EU-projektet *CoordiNet* som syftar till att frigöra flexibilitet lokalt. Inom E:ON:s *CoordiNet* demonstration SWITCH skapas en marknadsplats för handel med effekt där anslutna aktörer tillfälligt kan sänka sin elanvändning eller öka sin elproduktion under tidpunkter då nätägaren ser ett behov av flexibilitet. E.ON ser att lokala aktörer som kommuner, landsting, näringsliv och industrier kommer att vara viktiga. Flexibilitetsresurser hos dessa kan exempelvis vara snabbladdare för elfordon eller industrier med möjlighet att sänka sin efterfrågan då kapaciteten riskerar att inte räcka till, vilket främst gäller vintertid. En industri eller större elanvändare som tillfälligt ökar sin elproduktion ger liknande påverkan på elnätet då ett välfungerande system kräver att det i varje tidpunkt är balans mellan utbud och efterfrågan på elenergi. (E.ON, 2019)

SWITCH är en del av det EU-finansierade projektet CoordiNet som utreder marknadsbaserade lösningar som kan hantera kapacitetsutmaningar. Under vintern 2019 genomförs projektets första demonstration genom att lokala leverantörer involveras för att testköra systemet. Under kommande vintrar år 2020 och 2021 genomförs ett större pilotprojekt där fler leverantörer involveras och år 2020 kommer även en fullständig marknadsplats att finnas tillgänglig (E.ON, 2019). I kombination med SWITCH som bistår med optimering av nätets energianvändning kommer Heleneholmsverket (kraftvärmeverk) att användas som kapacitetsreserv samt att Svenska kraftnät tar fram en temporär lösning som stöttar i situationer av akut kapacitetsbrist. (Svenska Kraftnät, 2019)

6 LÖSNINGAR PÅ KAPACITETSBRIST I UPPSALA

Uppsala är en av de svenska regioner som står inför akut kapacitetsbrist på grund av ett ökat effektbehov i kombination med flaskhalsar i elnätet och en långsam utbyggnadstakt av stamnätet. Utbyggnadstakten av elnätet på stam- och regionnätsnivå präglas generellt av långa tillståndsprocesser. Som tidigast om 10 år uppskattas stamnätet vara helt utbyggt. Kapacitetsutmaningen kommer att kvarstå tills stamnät och regionnät är utbyggt, vilket kommer ske stegvis under en tio-årsperiod. Då kommunen redan beslutat om en omfattande tillväxt och inte vill behöva vänta på en utbyggnad av stamnätet har aktörer inom regionen beslutat om att hantera frågan lokalt och gemensamt frigöra flexibilitet i regionen för att avlasta elnätet och därmed motverka kapacitetsbristen. I detta avsnitt presenteras det underliggande behovet till varför flexibilitet ses som en lösning och hur arbetet med effektreducerande och flexibilitetsskapande åtgärder sker i Uppsala.

6.1 Kapacitetsutmaningen

År 2017 varnade den svenska transmissionssystemoperatören Svenska kraftnät (Svk) för att flera svenska storstadsregioner ansökt om ett ökat effektuttag där kapaciteten i stamnätet redan var begränsad. Sedan dess har ett flertal andra större regioner larmat om att rådande eller stundande kapacitetsbrist hindrat ett utökat effektuttag till region- eller lokalnät och att detta bland annat satt stopp för företagsetableringar inom länet, däribland Uppsala (Svenska kraftnät, 2017). På längre sikt (10–15 år) kommer Svk att ha byggt ut och förstärkt stamnätet till Uppsala liksom flera andra delar av landet för att möjliggöra ytterligare anslutning i region- och lokalnät.

Vid förfrågan om nya anslutningar i lokalnät görs en nätanalys för att bedöma hur aktuell anslutning och dess tilltänkta placering i nätet kommer att påverka övrig nätverksamhet. Om anslutningen är av större karaktär går lokalnätet vidare till regionnät för att ansöka om utökat abonnemang som i sin tur tar frågan vidare till stamnätet. Tidigare har denna process varit problemfri då nätområden generellt haft ett överskott av såväl produktion som dimensionering av nät, men i och med det numera ansträngda läget i stamnätet får allt fler regioner sina ansökningar om utökat abonnemang avslagna. Då nätutbyggnad i dagsläget har långa ledtider behöver därför alternativa lösningar som kan frigöra flexibilitet och därmed minska den akuta kapacitetsbristen utredas i väntan på att stamnätet byggs ut i regioner som Uppsala.

6.1.1 Underliggande behov till utökad flexibilitet i Uppsala

År 2016 fick Vattenfall in ett kundärende om en ny anslutning av en större kund och ansökte om utökat abonnemang för att kunna möjliggöra anslutningen. Denna process hade, som på flera andra håll i landet, varit oproblematisk innan, men nu fick Vattenfall för första gången inte sin ansökan godkänd. Svk efterfrågade istället en detaljerad beskrivning av vad som planerades i Uppsala på fem till tio års sikt. Kommunens detaljplan ansågs inte vara tillräcklig och Vattenfall använde istället översiktsplanen som omräknades till att beskriva kommunens planerade åtgärder i tillkommande effektbehov, vilket fungerade som underlag för ansökan. Vattenfall förstod därmed att det var ett nytt läge, där stamnätet blev en begränsande faktor för anslutning. Det tog också lång tid att få skriftligt besked från Svk; år 2016 lämnades ansökan om utökat abonnemang in och först år 2018 fick Vattenfall ett skriftligt avslag. (Ruwaida, 2019)

Under hösten 2017, samma år som Svk varnade för begränsningar i det svenska stamnätet, meddelade Vattenfall därmed Uppsala kommun och länsstyrelse) att de står inför akut kapacitetsbrist. Detta kom som en överraskning för kommunledningen som innan detta inte hade fått någon indikation på att kapacitetsbrist riskerar att uppstå i länet. Vattenfall nämner att de tagit upp frågan på tidigare möten med tjänstemän i kommunen redan 2016, men menar att kommunikationen behövde förstärkas för att budskapet ska uppfattas och fångas upp (Ruwaida, 2019).

Information om kapacitetsbristen väckte frågor om huruvida det skulle vara möjligt att godkänna ny bebyggelse eller släppa in nya företagsetableringar, något som Uppsala kommun var och är måna om för att kunna säkerställa

en stadig tillväxt inom länet. Ungefär vid samma tidpunkt skrevs *Uppsalapaketet* under, vilket är en miljardsatsning för bostäder och infrastruktur inom kommunen. Uppsalapaketet är ett statligt avtal inom regeringens satsning på nya och hållbara stadsdelar och städer som bland annat innebär ny bebyggelse: 33 000 nya bostäder; en helt ny stadsdel; en ny järnvägsstation; fyra järnvägsspår in i staden; och, en ny kollektivtrafiklänk. Den nya stadsdelen som kommer att ligga i Bergsbrunna i sydöstra delen av Uppsala förväntas ensamt ha ett kapacitetsbehov motsvarande en medelstor svensk stad. Detta, i kombination med en elektrifiering av såväl regionens kollektivtrafik som inom andra sektorer kommer att ge ett högre elbehov.

Stamnätet kring Uppsala börjar närma sig slutet av sin livslängd och kommer att behöva rustas upp inom relativ snar framtid. Då regionen dessutom står inför en ökad efterfrågan på el blev det tydligt att elnätet kommer att behöva förstärkas för att kunna tillgodose kommunens efterfrågan. Svk meddelade dock regionen att en utbyggnad av stamnätet var möjlig först på 10–20 års sikt. Uppsala kommun insåg därmed hur akut kapacitetsfrågan är och bestämde sig för att stadens tillväxt inte kunde vänta på en utbyggnad av stamnätet utan att de skulle behöva arbeta med alternativa lösningar lokalt. (Starborg, 2019)

Då regionen har flera effektkrävande verksamheter bestämde sig Uppsala kommun tidigt för att utreda såväl hur de kunde arbeta med effektreducerande åtgärder i sin egen verksamhet som hur andra aktörer i regionen skulle kunna involveras. I ett första skede analyserades hur stor effektefterfrågan olika verksamheter hade och hur stor del av olika verksamheter som skulle kunna vara flexibla i sin elanvändning, det vill säga hur stor potential för efterfrågeflexibilitet som finns i kommunens egna verksamhet. Samtidigt gick kommunen ut till näringsliv och andra lokala aktörer och informerade om kapacitetsutmaningen och uppmärksammade att detta rimmade illa med den stundande tillväxten inom regionen. Uppsala kommun, Länsstyrelsen Uppsala och Region Uppsala bestämde sig tidigt för att tillsammans anta en ledande roll i det fortsatta arbetet och samla regionens aktörer i en gemensam satsning för att lösa kapacitetsutmaningen. (Starborg, 2019)

6.1.2 Uppsala län samlas för att lösa kapacitetsutmaningen

År 2010 bjöd Uppsala kommun in lokalt verksamma aktörer från flera samhällssektorer och branscher för att gemensamt anta klimatutmaningen och det var startskottet för *Uppsala klimatprotokoll*. Detta är ett nätverk med 40 medlemmar bestående av företag, offentliga verksamheter, universitet och föreningar som alla samverkar och lär av varandra för att Uppsala ska nå uppsatta klimatmål – fossilfritt och förnybart till 2030 och klimatpositivt till 2050. Två gånger per år träffas klimat- och ledningsrepresentanter från respektive medlemsorganisation för diskussioner och beslut vid rundabordssamtal. Klimatprotokollets organisation och struktur består av flera olika arbetsgrupper som arbetar med organisation, styrning, processledning och samordning (Uppsala klimatprotokoll, 2019), se tabell 4.

Tabell 4. Klimatprotokollets organisation

Arbetsgrupp	Ansvarsområde
Processledning	För att leda och stödja samverkan inom protokollet finns en processledning från Uppsala kommun som ansvarar för att leda och samordna Klimatprotokollets arbete.
Samordningsgrupp	En samordningsgrupp, eller styrgrupp, som fungerar som stöd för processledningen i att samordna och utveckla protokollet och denna grupp träffas regelbundet. Deltagandet inom samordningsgruppen roterar bland protokollets medlemmar.
Klimatgrupp	Klimatgruppen är en arbetsgrupp där klimatansvariga från respektive medlem träffas cirka fyra gånger per år för samverkan, utveckling och praktiskt arbete.
Rundabordsmöten	Rundabordsmöten är det beslutsorgan där klimat- och ledningsrepresentanter från respektive medlem träffas två gånger per år för diskussion och beslut.
Fokusgrupper	Klimatprotokollets praktiska arbete konkretiseras i olika fokusgrupper som bildas utifrån medlemmarnas intresse och behov. Idag finns sju olika fokusgrupper: Byggmaterial; Energi; Hållbara godstransporter; Hållbart resande; Hållbar stadsutveckling; Jakten på plasten; och, Mat och klimat. För varje fokusgrupp tar två eller tre medlemmar ansvar för ledarskap och får stöd i arbetet av processledningen för Klimatprotokollet.

Fokusgrupp Energi, som är en del av klimatprotokollet, består av 22 medlemmar som tillsammans arbetar för att reducera koldioxidutsläpp genom att minska energianvändningen, driva utvecklingen mot förnybara energislag samt att minska medlemmarnas effektbehov. Arbetet sker dels teoretiskt genom exempelvis inspirationsföreläsningar där aktuell forskning och affärsmodeller diskuteras och dels praktiskt genom till exempel utbildningsdagar i energieffektiv drift av fastigheter. Även organisationer som inte är medlemmar i klimatprotokollet är välkomna att delta på de sammankomster som anordnas. (Uppsala klimatprotokoll, 2019)

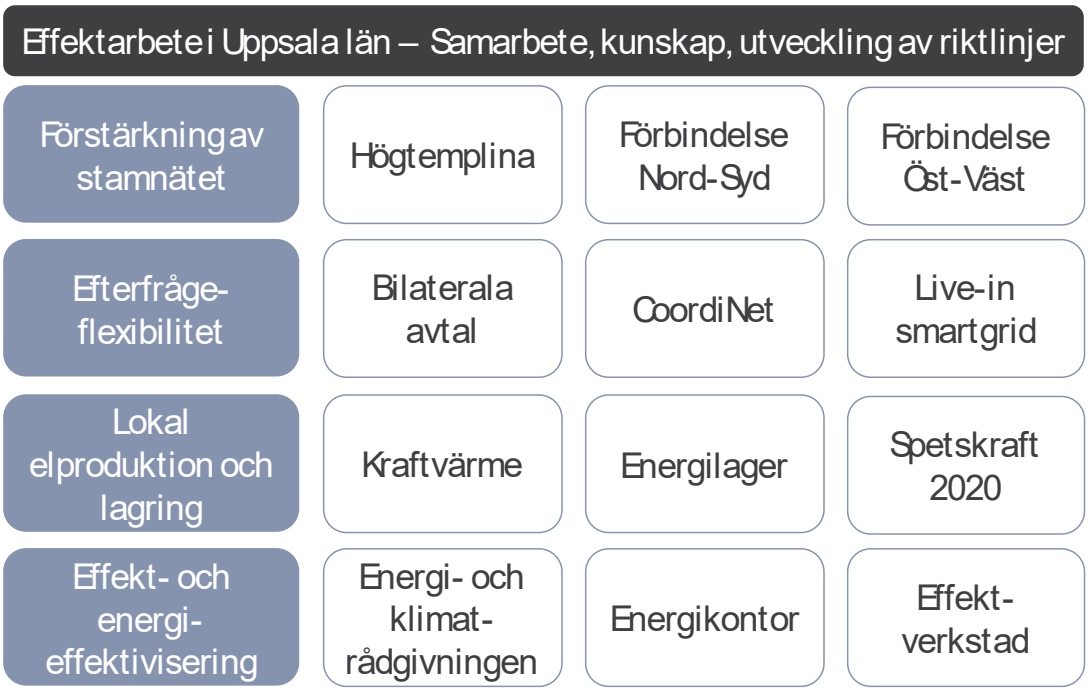
I och med att samarbetet inom Uppsala Klimatprotokoll pågått sedan år 2010 finns redan ett etablerat nätverk att lyfta kommun-gemensamma frågor inom. Då Uppsalas kommunledning år 2017 fick reda på att regionens elnät stod inför akut kapacitetsbrist som riskerade att hota att stadens planerade tillväxt kunde ske i tilltänkt takt fungerade detta som en naturlig plattform för den initiala kontakten med regionens aktörer. Efter att först ha skapat sig en uppfattning om vilka verksamheter som var de mest effektkrävande och hur stor potential olika typer av verksamheter hade för efterfrågeflexibilitet vände sig kommunen till regionen för att gemensamt diskutera olika lösningar. Inom Fokusgrupp Energi började medlemmarna sedan diskutera hur kapacitetsfrågan skulle kunna hanteras lokalt och hur olika aktörer skulle kunna bidra inom respektive verksamhet och i samverkan med varandra.

Uppsala kommun, Region Uppsala och Länsstyrelsen har tillsammans varit drivande i att ordna så kallade *Effektverkstäder* där länets kommuner och företag bjudits in för att diskutera denna typ av frågor (Karlsson, 2019). Kommunledningen upptäckte att de fick med sig flera aktörer som alla ville vara med och hitta lösningar på kapacitetsproblematiken och ett flertal olika initiativ till att frigöra flexibilitet i Uppsala startades, se Figur 11 för pågående projekt och satsningar. Utöver de officiella projekt som startats för att frigöra flexibilitet inom länet har flera medlemmar i Klimatprotokollet aktivt börjat arbeta med effekteffektivisering i den egna verksamheten och flera initiativ, exempelvis installation av solpaneler och energilager, har tagits. (Starborg, 2019)

Parallellt med att frågan lyftes inom Uppsala Klimatprotokoll pågick under hösten 2017 och våren 2018 ett arbete med att uppdatera länets klimat- och energistrategi. Bland annat anordnade Vattenfall en workshop där länets kommuner och företag bjöds in för att diskutera effektfrågan. Länsstyrelsen höll också i ett seminarium där länets kommunföreträdare, elnätsbolag och Energimyndigheten bjöds in för att dels höra till föredrag av Vattenfall,

Energimarknadsinspektionen och Svk och dels diskutera effektfrågan ytterligare. Dessa sammankomster, tillsammans med att Länsstyrelsen besökte länets alla kommuner, utgjorde en viktig del i det fortsatta arbetet med klimat- och energistrategin där en av länets åtgärdspunkter är just att minska effekttopparna i elnätet. Länsstyrelsen driver dessutom tillsammans med Region Uppsala *Uppsala län energi- och klimatnätverk* som träffas kvartalsvis och lyfter effektproblematiken som en återkommande fråga. (Karlsson, 2019)

Figur 11 visar pågående projekt och satsningar inom effektarbetet i Uppsala län. Förutom flexibilitetsprojekt pågår även ett antal projekt för att rusta upp och förstärka stamnätet runt Uppsala. Övriga projekt kan delas upp i efterfrågeflexibilitet, lokal elproduktion och lagring, samt effekt- och energieffektivisering. Efterfrågeflexibilitet innefattar bilaterala avtal, CoordiNet och Live-in smartgrid, projekt som beskrivs vidare i kommande avsnitt. Inom lokal elproduktion och lagring pratar man om kraftvärme och energilager. Här ryms även projektet Spetskraft 2020 som även det beskrivs nedan. Under effekt- och energieffektivisering har, utöver tidigare nämnda effektverkstäder, Uppsala läns Energi- och klimatrådgivare samt Energikontoret en viktig roll.



Figur 11. Pågående projekt och arbete med syfte att lösa kapacitetsutmaningen i Uppsala

Källa: Länsstyrelsen Uppsala

6.2 Flexibla avtal för effektstyrning

Historiskt har regionnätsbolag alltid kunnat överskrida abonnemanget mot Svenska kraftnät med tillfälliga abonnemang, som innebär att man får gå över sin abonnemangsgräns under en viss tid. De senaste åren har kommunikation stärkts från Svenska kraftnät om att abonnemangen inte alltid kan överskridas. Svk har höjt kostnaden för när abonnemanget överskrids utan att regionnätet fått tillfälligt abonnemang för att undvika att nätoperatörer överskrider abonnemang. När Svenska kraftnät började bli mer restriktiva med tillfälliga abonnemang insåg Vattenfall att de behövde arbeta med effektoptimering i sitt nät för att frigöra kapacitet och kunna möta kunders efterfrågan. (Ruwaida, 2019)

Som ett första steg för att lösa det akuta kapacitetsproblemet i Uppsala började Vattenfall teckna bilaterala last- och produktionsstyrningsavtal samt villkorade nätavtal med större kunder. Last- och produktionsstyrningsavtalen syftar till att stabilisera elnätet i situationer då driftsäkerheten riskerar att påverkas till följd av hög belastning i nätet. Villkorade nätavtal handlar om att kunden avtalar om att använda effekt under låglasttid i elnätet så att elnätet kan planeras mer effektivt i en kapacitetsbristsituation.

De bilaterala avtalen sker idag endast med stora aktörer med stor effektförbrukning och som dessutom har en tillgänglighet på över 99 % under hela vintersäsongen (november – mars). Idag har Vattenfall 5 sådana avtal inom region Uppsala.

Ett exempel på ett bilateralt laststyrningsavtal kan vara mellan en större datahall och ett regionnätsbolag. Datahallen kan till exempel få en billigare tariff genom att de går med på att vara helt bortkopplingsbara eller att en del av deras last styrs ned på en signal från elnätsbolaget.

Idag sker styrning av flexibilitet manuellt i driften och är tidskrävande för drift, nätplanering, uppföljning och avtalsskrivning. Systemstöd saknas för att skala upp den här typen av aktiviteter. Dessutom, menar Vattenfall, är regleringen för kapacitetsbrist otydlig och tidskrävande. Vattenfall har också arbetat med den här typen av lösningar i Stockholmsregionen, men Uppsala har varit ett pilotområde där man testar kapacitetslösningar i större skala. (Ruwaida, 2019)

De bilaterala avtalen har frigjort kapacitet så att kunder kan bidra med effektreducering och bidra till att göra plats för fler anslutningar i nätet. Det är viktigt att påpeka att kunder behöver vara effekteffektiva, det vill säga att minimera effekttoppar och utnyttja effekt på ett effektivt sätt, om det frigjorda utrymmet ska kunna användas effektivt. En viktig fråga är att kunder vid anslutning bör ha korrekta och inte för höga värden på önskad anslutningseffekt. Tidigare har det enbart varit en fråga som kostat kunden pengar, nu kan det bli en fråga som gör att andra kunder inte kan anslutas.

6.3 CoordiNet – marknadsplats för handel med effekt

CoordiNet är ett Horizon 2020-finansierat EU-projekt och ett program för forskning och innovation inom transport- och energisektorn. CoordiNet fokuserar på att demonstrera koordinering mellan transmissionsnätsoperatörer, distributionsnätsoperatörer och elanvändare för att frigöra kunders effektflexibilitet lokalt. Tanken är att projektet ska ge upphov till standardiserade produkter för system- och flexibilitetstjänster på EU-nivå. Detta kommer utföras genom storskaliga demonstrationsprojekt i tre olika länder; Spanien, Grekland och Sverige. (CoordiNet, 2019)

Den största skillnaden mellan demonstrationerna i Sverige och övriga länder är att Sverige fokuserar på att lösa en problematik som finns just nu, medan Grekland och Spanien fokuserar på att ta fram tekniken för att lösa framtida problematik (Ruwaida, 2019). I Sverige har CoordiNet demonstrationsprojekt på 4 olika platser som alla har någon form av kapacitetsproblematik, av vilka Uppsala är en av platserna.

- **Västernorrland/Jämtland:** Problematik på grund av tillfälliga flaskhalsar i nätet kopplade till hög produktion av vind- och vattenkraft.
- **Uppland** Flaskhalsar i stamnätet leder till kapacitetsproblematik när staden växer.
- **Gotland:** Begränsad överföringskapacitet mellan Gotland och fastlandet.
- **Skåne:** Kapacitetsbrist i nätet på grund av ökad regional tillväxt

Demonstrationsprojektet i Skåne förklaras vidare i avsnitt 5.7 Marknadsplats för handel med effekt.

6.3.1 Initiering och samverkan

Vattenfall Eldistribution insåg att bilaterala avtal inte är tillräckligt för att lösa kapacitetsproblematiken i Uppsala, eftersom det endast är ett begränsat antal aktörer som kan bidra, samt att det är tidskrävande att få fram avtalen och att användningen av flexibilitet behöver både förändringsarbete och nya systemstöd för nätplanering, drift och uppföljning. Deras hypotes var att dessa svårigheter skulle minska om man införde en marknadsplats för kapacitet med plattform för att handla med flexibilitetsresurser. I samband med att Uppsala kommun informerades om det

ansträngda kapacitetsläget i regionen och samtal inleddes inom klimatprotokollets Fokusgrupp Energi presenterade Vattenfall idén om en lokal marknadsplats för kapacitet och fick positiv respons inom gruppen.

Denna satsning, som kom att utföras inom CoordiNet, initierades av Vattenfall och drivs i samarbete med E.ON som också är plattformsleverantör och Svenska kraftnät som äger och driver det svenska stamnätet. Dessutom ingår IT-bolaget Expectra som arbetar med lastprognoser för elnät och kunder och har erfarenhet av att stötta kunder att jobba med systemtjänster, samt forsknings- och kunskapsföretaget Energiforsk som bland annat tar fram färdplaner, nyhetsbrev och slutsatser för projektet. Även Gotlands Energi, Upplands Energi och Uppsala kommun deltar i projektet. Gotlands Energi deltar framförallt i den del av projektet som rör Gotland, medan Upplands energi och Uppsala kommun bidrar i arbetet för Uppsala. År 2017 började man skriva en ansökan om finansiering för CoordiNet och fick beviljat stöd under sommaren 2018 (Ruwaida, 2019).

Tanken med att ha en lokal marknad för system- och flexibilitetstjänster är att ge en ekonomisk signal till diverse relevanta aktörer för att bidra med sin flexibilitet till elsystemet. I de allra flesta städer finns det aktörer som teoretiskt kan vara flexibla. Några exempel är industrikunder som styr sin last, aggregerad effekt från hushållskunder med värmepumpar, laddstolpar och kapacitet från reservkraft, batterier eller kraftvärme.

Uppsala kommuns roll inom CoordiNet är både att skapa en plattform för att intressera fler aktörer till att vara flexibla samt att själva vara en flexibel aktör på marknadsplatsen genom att fungera som en aggregator. Uppsala kommun kan då aggregera effekt från de kommunala bolagens verksamheter och lägga bud på marknadsplatsen och genom det visa att arbete med effektflexibilitet både är viktigt och möjligt.

6.3.2 Lokal marknadsplats för kapacitet

Marknadsdesign, koordinering och produkter för marknadsplatsen utvecklas inom CoordiNet i samarbete mellan Vattenfall, E.ON och Svk samt i dialog med branschen genom möten, t.e.x. i så kallade CoordiNet Forum. Plattformen utvecklas inom CoordiNet med E.ON som plattformsleverantör. Som tidigare beskrivits är det en regional plattform där anslutna flexibilitetsleverantörer kan lägga bud om att tillfälligt minska sin elanvändning eller öka sin elproduktion under tidpunkter då nätägaren ser ett behov av nätnytta.

Den första demonstrationen i Uppsala kommer att ske vintern 2019/2020 och den kommer att innefatta en dagen före-marknad, det vill säga en marknad där man kan handla dagen innan leveransen av flexibilitet ska ske. Vintern 20/21 kommer även en intradag-marknad (handel upp till timmen innan leverans) och en mFRR-marknad med bud på 1 MW som aggregeras på marknaden att inkluderas.

Idag finns det inte teknik för att ha en marknadsplats där både lokalnätsaktörer och regionnätsaktörer budar samtidigt. Därför kommer de flexibla resurser som befinner sig i lokalnätet först erbjudas till lokalnätet. Om lokalnätet inte är intresserade av att köpa resursen går erbjudandet vidare till regionnätet. Alla resurser som kan aggregeras till 1 MW kommer att kunna delta på Svk:s mFRR-marknad. Inom CoordiNet har man kommit överens om en turordning där man först bjuder in på lokalnätets dagen före-marknad, sedan regionnätets dagen före-marknad, sedan lokalnätets intradag-marknad, sedan regionnätets i intradag-marknad och sedan Svk:s mFRR-marknad. Internationella erfarenheter visar att det är mer framgångsrikt när dessa marknader samverkar. Unikt för CoordiNet, menar Vattenfall, är att man även arbetar med en dagen före-marknad.

I den första demonstrationen kommer handeln att gå till så att aktören som vill bidra med flexibilitet lämnar sitt bud innan 9.30 dagen före leveransen ska ske. Lokalnätsägaren kommer sedan att kunna handla upp denna flexibilitet i 30 minuter, fram till klockan 10. Om det inte blir något tillslag så flyttas buden upp en nivå och regionnätsägaren kommer då att kunna välja om den vill handla upp flexibiliteten. Om det har blivit ett tillslag får den flexibla aktören ett mail om det vid 10.30. Det kommer alltså i första demonstrationen att vara en manuell hantering av handeln. Flexibiliteten kommer inte att styras automatiskt utan den flexibla aktören ansvarar själv för att dra ned eller upp sin användning/produktion vid det aktuella tillfället om budet har gått igenom.

Till den första demonstrationen har ett par flexibla aktörer anmält sitt intresse för att vara med och sälja sin flexibilitet på marknaden. Exempelvis kommer Vattenfall Värme att bidra med en gasturbin, värmepumpar samt en

elpanna som flexibla resurser. Dessutom kommer ett par fastighetsbolag, ett kommunägt företag, ett större företag inom regionen samt aggregatorn NGenic att bidra som flexibla aktörer.

Till nästkommande demonstration vintern 2020/21 och vintern 2021/22 har flera olika typer av flexibilitetsleverantörer, till exempel energilager och reservkraft, visat intresse. Med en mer digitaliserad plattform kommer det troligtvis att vara enklare att attrahera fler aktörer. Dessutom kommer Uppsala kommun att fungera som en aggregator som kan bidra med flexibilitet från kommunens egna verksamheter på marknaden. Även bilaterala avtal kommer att finnas på marknaden.

6.3.3 Förväntade resultat

Projektet har än så länge totalt samlat ihop cirka 85 MW flexibilitet hos olika kunder (Ruwaida, 2019). Dock är det viktigt att ha i åtanke att all denna flexibilitet inte kommer kunna användas samtidigt, samt att den bidrar med olika påverkan på olika nätbehov. Beroende på driftläge i nätet så kommer olika punkter bidra med olika mycket med avlastning i nätet. Det innebär att en flexibel aktör som bidrar med att sänka sin användning med 10 MW inte nödvändigtvis kommer att avlasta en flaskhals med 10 MW, om inte aktören i fråga ligger i direkt anslutning till flaskhalsen geografiskt. Här kommer demonstrationen ge viktiga lärdomar.

En viktig insikt som CoordiNet förväntas ge är även hur aktörer kommer att agera på marknaden. Till exempel kommer projektet att ge insyn i om aktörer uppfyller vad de lovat på marknaden, till exempel om de levererar den förändring de inledningsvis sagt att de ska, samt hur avräkning ska ske. För vissa aktörer kommer detta vara enkelt att granska, medan det för andra, framförallt mindre aktörer, kommer att vara svårare. Projektet kommer att utreda om det behövs tydligare regler för hur energi eller effekt får flyttas när man deltar på denna typ av marknad.

Projektet kan ses som ett alternativ till traditionell nätutbyggnad, men det är viktigt att påpeka att det inte görs istället för att bygga nät. Istället är tanken att projektet ska skapa en mer effektiv användning av elnätet. Med tiden kommer det förhoppningsvis att leda till att nätet, och därmed abonnemanget mot överliggande nät, kan optimeras.

6.4 Live-in smartgrid – testbädd för smarta elnätslösningar

Live-in smartgrid är en testbädd som skapar möjligheter och infrastruktur för att testa allt från styrning av elbilsladdning, energilagring och fjärrstyrning av värmepumpar, till incitamentsmodeller och dynamiska tariffer. Det övergripande syftet är att vara en accelerator för smarta elnätslösningar genom att skapa en oberoende testmiljö där behovsägare och leverantörer av energilösningar möter slutanvändare, och därigenom snabbare kunna möta utmaningar i elnätet, såsom rådande kapacitetsutmaning.

Testbädden byggs upp genom en mängd olika typer av projekt, initiativ och tester inom smarta elnät, där utformningen av testbädden baseras på erfarenheter från dessa, liksom behov och hinder som uppkommer vid genomförandet av sådana projekt. Genom ett nära samarbete med många slutkunder är det enklare att snabbt få tillgång till elnätet. Projektet har också tillgång till uppkopplade lösningar, vilket förenklar insamling av mätdata för visualisering och tester. Testbäddarna förutsätter även ett tätt samarbete med elanvändare som villakunder, fastighetsägare och kommunala aktörer för att kunna gå från idé till implementering. (Live-in smartgrid, 2019).

Bakgrunden till projektet är att det ofta varit svårt att prognostisera utfallet av en ny smart elnätslösning och att det ofta inte har funnits förutsättningar för att i praktiken testa lösningen. Live-in smartgrid syftar därför till att utveckla en miljö där det ska vara enklare för olika aktörer att gå från idé till praktiskt test genom att tillhandahålla standardiserade processer, verktyg och stöd för att företag snabbt ska kunna starta sin testverksamhet och produktverifiering hos faktiska slutanvändare. Målet är att minimera både tekniska och institutionella hinder för att få fram flexibilitet i praktiken. I första skedet knyts olika typer av slutanvändare av el i Uppland till Live-in Smartgrid, vilka genom avtal tillgängliggör mätdata över sin elanvändning. Tillsammans med metadata, som beskriver exempelvis byggnad, energisystem, verksamhet och andra förutsättningar, kan förståelsen för elanvändningen i samhället och för specifika målgrupper öka, liksom de förändringar som eventuellt sker vid införandet av olika lösningar. Aktuella slutanvändare inkluderar både privatpersoner och företag, exempelvis

elbilsägare med olika typer av hemmaladdning, villor med värmepumpar eller bostäder med golvvärme. (Lindborg, 2019)

Grundläggande för att få den här typen av testbädd och testverksamhet att fungera är att en stor mängd olika typer av slutanvändare är beredda att dela med sig av sin elanvändningsdata och testa olika typer av smarta elnätslösningar. Under 2019–2020 arbetar Live-in smartgrid särskilt fokuserat med att engagera elanvändare och se över hur man bäst når ut till olika målgrupper. En viktig del av detta är att gemensamt inom projektgruppen kommunicera kring de utmaningar som Uppsala-regionen och energisystemet står inför samt hur individer, grupper och företag kan bidra till lösningar. Bland annat byggs det upp ett kommunikatörsnätverk inom Live-in Smartgrids projektgrupp för att stärka kommunikationen, gemensamt sprida kunskap och väcka intresse för sakfrågan och projektet.

I dagsläget är incitamentet för slutanvändare att delta med mätdata och för tester i Live-in smartgrid främst att bidra till samhällsnytta i och med att nya lösningar med potential att avlasta elnätet eller möjliggöra att elektrifierad kollektivtrafik testas. Idag finns det alltså inget ekonomiskt incitament för slutanvändare att delta, men det kan komma att ändras på sikt. Därför är också ökad kunskap hos allmänheten kring utmaningar och möjligheter viktig. Förhoppningen är att lokala aktörer hjälper till att sprida kunskap och budskap exempelvis genom synliggörande på kommungemensamma faciliteter. (Lindborg, 2019)

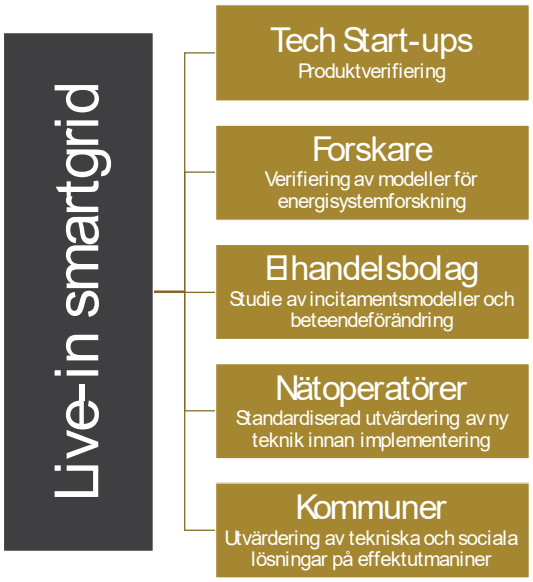
Den elanvändningsdata som samlas in inom Live-in Smartgrid kommer dels att tillgängliggöras för exempelvis forskare via en öppen plattform, dels för att företag ska kunna utvärdera och verifiera sina lösningar i specifika tester. Då en viktig del av testbädden är att tillgängliggöra mätdata så blir IT-säkerhet en ytterst viktig fråga. De privatpersoner, företag och organisationer som tillhandahåller data till Live-in Smartgrid måste garanteras att den data de lämnar anonymiseras och därmed inte är spårbar. Detta är en av nyttorna med Live-in smartgrid; genom att all data anonymiseras och personuppgiftsbiträdesavtal skrivs initialt med elanvändare som väljer att delta går det smidigare att snabbt starta nya tester inom testbädden.

Målsättningen är att en kommersiell aktör driver testbädden vidare efter avslutat projekt, det vill säga efter 2023. Målet är då även att Live-in Smartgrid inte enbart agerar regionalt, utan blir en nationell testbädd för smarta elnätslösningar, där aktörer även utanför Uppland kontaktar Live-in smartgrid för att testa produkter och tjänster.

6.4.1 Initiering och samverkan

2014 initierade Sustainable Innovation (SUST) och mjukvaruföretaget Ngenic ett energimyndighetsfinansierat projekt *KlokEl* som frigjorde 1–2 MW flexibilitet i Upplands Energis elnät (UE) genom att tillfälligt reducera effektanvändningen i 250 bostäders vattenburna värmesystem, främst värmepumpar. Potentialen för flexibilitet inom UE är, enligt SUST, 36 MW. I detta läge var inte Uppsalas kapacitetssituation känd, utmaningen för projektet var att motverka den lokala effektsituationen då elbilsladdning och allmän elektrifiering i lokalnätet direkt påverkar det lokala elnätets tariffer genom höga avgifter mot överliggande regionalnät. I en fortsättning av projektet, *VäxEl*, inkluderades även lagring och smart fordonsladdning för att fortsatt arbeta med effektoptimering inom kommunen, detta beskrivs mer utförligt i avsnitt 5.4.

STUNS energi (STUNS) har i många projekt arbetat med omställningen av energisystemet genom universitet och kommunsamarbeten. Exempelvis drevs 2016 ett stort project vid namn *Intelligent Energy Management* som levererade smart styrning av effekt för fastighetsägare. 2017 startades *Morgondagens mobilitetshus* med avancerade lösningar för framtidens elektrifierade mobilitet, detta projekt beskrivs mer utförligt i 6.6 Mobilitetshus – innovativa parkeringsgarage.



Figur 12. Exempel på aktörer som kan delta eller ha nytta av Live-in smartgrid som behovsägare eller leverantör av energisystemlösning

De nämnda projektens tekniska lösningar, slutanvändare och aktörer blev startskottet för Live-in Smartgrid som initierades år 2016 av Sustainable Inovation och STUNS Energi med en förstudie och som 2018 fick finansiering av Vinnova. Projektet leds av Sustainable Innovation och STUNS Energi, via ett tätt samarbete med Uppsalas kommunala bolag. Live-in smartgrid fortsätter till och med år 2023 och målet är att då ha utarbetat en självgående organisation med ett flertal projekt där aktörer arbetar tätt med lokala energisystemlösningar i såväl projektering- som i genomförandefas i syfte att skapa kommersiellt intressanta lösningar.

SUST är ett icke-vinstdrivande företag som tillsammans med bland annat medlemsföretag, näringsliv, myndigheter, akademi driver projekt och initiativ som främjar ett resurseffektivt samhälle med hållbar tillväxt. Deras roll inom Live-in smartgrid är kommunikation, datahantering och att engagera elanvändare.

Stuns Energi är en stiftelse som stödjer innovation och entreprenörskap och arbetar för att matcha utbud och efterfrågan av hållbara energi- och miljölösningar. De arbetar i skärningspunkten mellan universitet, akademi, näringsliv och samhälle. Deras ansvar inom Live-in smartgrid är att vara samordnande aktör för akademi och kommun kring energifrågor samt att ansvara för kommunikation med andra Uppsalabaserade bolag.

Utöver SUST och STUNS som driver Live-in smartgrid finns 16 samarbetspartners inom projektet, däribland: Uppsala kommun, flera kommunala bolag, Region Uppsala, elnätsoperatörer, elhandelsbolag och Uppsala Universitet. Se Figur 12 och Tabell 5 för en överblick över medverkande aktörer samt hur de bidrar till projektet. Nyttan med testbädden är att testa teknik och policy kopplat till olika former av samarbete och ägarstrukturer och därmed träffas och lära av varandra. (Lindborg, 2019)

Tabell 5. Aktörerna som medverkar i Live-in smartgrid samt deras respektive ansvarsområde

Aktör	Ansvarsområde
Uppsala kommun	Kommunen driver genomgående kapacitets- och effektfrågan i ett flertal olika projekt både internt och externt. De ser att projektet är viktigt för att konkret testa effektlösningar på ett sätt där intresserade aktörer får hjälp med mätning, kundkontakt och nätverkande. Kommunens roll i detta projektet, liksom i flera andra med liknande syfte, är att genom en aktiv och ledande roll engagera andra deltagare. De spelar också en viktig roll i att tillhandahålla frågeställningar, det vill säga vad det är som behöver utredas närmare för att få loss mer flexibilitet samt att delta med effektkrävande och styrbara enheter. I dagsläget är kommunen medfinansiär, men de skulle också kunna vara en kund till testbädden om de ser att en viss teknik behöver testas till exempel.
Nätoperatörer och elhandelsbolag	Lokal- och regionnätsoperatörer spelar också en viktig roll då de tillhandahåller länets elnät och därmed är behovsägare då det gäller att få loss tillräcklig flexibilitet.
Övriga aktörer	Ett flertal andra aktörer ingår också i Live-in smartgrid. Entreprenörer som tillhandahåller till exempel styrutrustning till värmepumpar eller golvvärmeföretag som kan installera smart styrning till värmegolv är exempel på aktörer som utgör en viktig del i att testbädden ska komma på plats. Även fastighetsbolag som har fastighet att testa teknik inom är en viktig aktör.

6.4.2 Pågående tester inom projektet

För närvarande drivs tre projekt inom testbädden Live-in smartgrid, men det finns möjlighet för fler företag eller organisationer att delta både i rollen som behovsägare och leverantör av energisystemlösning. Även slutanvändare med ett intresse för smarta hem uppmuntras till att bli en del av testbädden. De tre tester som är igång inleddes i januari 2019:

Värmegolv som effektreserv

Det kan sägs att det finns en outforskad potential för efterfrågeflexibilitet i bostäder som har installerad golvvärme. Inom detta projekt undersöks huruvida värmegolv kan utgöra en effektreserv i syfte att skapa ett underlag för, och förbereda för, systemlösningar i större skala där värmegolv utgör en självklar del i villors effektstyrning. Inom testbädden är målsättningen att utreda vilket intresse som finns bland bostadsägare med värmegolv att koppla upp dessa och låta uppvärmningen styras och därmed spara energi samt att analysera potentialen i denna uppvärmningskälla. Live-in smartgrid bistår med verifiering och implementation samt ser till att engagera bostadskunder som vill vara med och testa tekniken. (Live-in smartgrid, 2019)

Inom projektet sker samarbete med en golvvärmeaktör som installerar och kopplar upp bostäders värmegolv för att testa hur stor den verkliga effekten är och hur länge varje golv kan bidra med flexibilitet, det vill säga hur snabbt golvet svalnar och hur bostadskunder upplever det. Genom mätning och uppföljning kan lagringspotentialen beräknas och testas samt verifiera kostnader för nödvändiga tekniska installationer. Om projektet visar att värmegolv har god potential för efterfrågeflexibilitet och beteendeacceptansen är hög hos kunder är det slutgiltiga målet att praktiskt integrera denna typ av lösningar med flexibilitetsresurser som exempelvis vattenburen värme, varmvattenberedare och elbilsladdning och på så sätt nå större volymer. (Sustainable Innovation, 2019)

Effektoptimering till förmån för bussdepå

Region Uppsala arbetar med en ny depå för laddning av elbussar i Fyrislund, vilken beräknas ha en effektefterfrågan om 1–5 MW (Nystrand, 2019). I och med det ansträngda läget i elnätet fokuserar Live-in smartgrid nu på att effektoptimera systemet för att säkerställa att alla bussar kan ladda. Depåns laddbehov kommer att vara utspritt över dygnet och även under ansträngda tidpunkter i nätet, varför man började titta på innovativa lösningar inom egna fastigheter likväl som att samarbeta med omkringliggande fastigheter för att frigöra flexibilitet i området.

Bussdepån kommer att vara placerad i ett område med ett flertal kommersiella aktörer (IKEA, Ica, läkemedelsföretag) och genom ett nära samarbete med dessa hoppas projektet kunna skapa tillräcklig efterfrågeflexibilitet för att lokalt kunna tillgodose bussarnas effektbehov även under nätets effekttoppar. Målet är därför att identifiera och följa upp dessa aktörers effektbehov, potential för styrning och även testa styrning för att verifiera faktiskt mängd flexibilitet. Tanken är att i ett senare skede kunna sluta avtal om effekteffektivisering med dessa aktörer för att frigöra kapacitet i elnätet och därmed underlätta för etablering av bussdepån. (Live-in smartgrid, 2019)

Effektstyrning med fastighetsbolag

Fastighetsbolaget Vasakronan har initierat en standard för automation i fastigheter – *RealEstateCore*. Tanken med verktyget är undvika företagsspecifika lösningar i sina byggnader och skapa ett gemensamt informationsspråk för alla system i fastigheten. Genom en etablerad informationsstruktur hoppas de kunna överbrygga information mellan fastighetens olika system och därmed möjliggöra nya tjänster som kan kommunicera med alla fastighetssystem.

Inom Live-in smartgrid kommer Vasakronans fastigheter i lokala Uppsala att effektyras med hjälp av det utvecklade informationssystemet. Detta ska ske genom en extern aktör, exempelvis en marknadsaktör eller aggregator, som avgör när fastigheten ska minska sitt effektbehov till förmån för elnätets belastning. Inom projektet kommer standarden för informationssystemet att utvecklas, testas och utvärderas för att avgöra vad som bör ingå. Det övergripande målet med projektet är att hitta lösningar på hur fastigheter ska mätas och vilken ersättning aktörer som medverkar ska få för att de avlastar elnätet vid kritiska tidpunkter. (Live-in smartgrid, 2019)

6.4.3 Förväntade resultat

Angreppssättet hos Live-in-smartgrid skiljer sig från många andra smarta elnätsinitiativ som ofta både är stora i omfattning och drivs av en stor enskild aktör. Uppsala klimatprotokoll samlar en stor mängd lokala aktörer kring bland annat kapacitetsutmaningarna. Genom Live-in Smartgrid har samarbetet och engagemanget kring dessa frågor fördjupats ytterligare. Det ökade samarbetet har, enligt SUST och Stuns, sammantaget ökat möjligheterna till att lösgöra och skapa den flexibilitet som behövs i regionen.

Live-in Smartgrid faciliterar tester kring efterfrågeflexibilitet, exempelvis av det slag som har genomförts hos Upplands energi i och med projekten KlokEl och VäxEl. Exempelvis skulle värmepumpars aggregerade effektneddragning kunna användas inom Coordinets effektmarknad och därigenom lösa en stor del av dagens regionala kapacitetsbrist. Idag är dock den huvudsakliga drivkraften för Upplands Energi att inte behöva höja sina nätavgifter.

Vid projektslut 2023 kommer Live-in smartgrid att vara en motor som samlar många olika lösningar och initiativ, vilka sammantaget ökar förutsättningarna för att lösa framtidens energisystemsutmaningar.

6.5 Spetskraft 2020 – fordonselektrifiering och effekteffektivisering

Spetskraft 2020 är ett Vinnova-finansierat projekt som har initierats av Region Uppsala, där syftet är att elektrifiera regionens fordonsflotta utan att det leder till ökade påfrestningar på elnätet. Detta är tänkt att göras genom att kombinera lokal elproduktion med effektstyrning och batterilager. Projektet genomförs av BioDriv Öst i samverkan med ett antal regionala och nationella aktörer.

Projektet startades upp efter att region Uppsala planerade att införa elbussar i regionen, och därmed ville bygga en bussdepå i vilken bussarna skulle laddas. Med dagens ansträngda kapacitetsläge kunde Vattenfall inte bevilja den önskade effekten och det var osäkert om bussdepån kunde drivas utan att överskrida det tillåtna effektuttaget. Eftersom region Uppsala inte ville vänta med att elektrifiera sin bussflotta till dess att stamnätet är utbyggt så bestämde de sig för att utreda alternativa lösningar.

Region Uppsala har inom projektet haft dialoger med andra regioner samt gjort studiebesök för att se hur andra städer hanterar sina satsningar på elbussar. Dessutom har det utförts ett kandidatarbete och två examensarbeten inom projektet, som bland annat har utrett förutsättningar för efterfrågeflexibilitet och ändhållplatsladdning som ett alternativ till depåladdning.

Projektet har lett till 5 konkreta förslag för att tackla problematiken. Lösningen förväntas bli en kombination av hårda och mjuka värden. Till exempel: ett batteri som Northvolt tillhandahåller, bortstyrning av effekt från värmepumpar samt att man har lagt ett ärende hos Ei som går ut på att man vill dela energi och effekt mellan byggnader, något som inte är tillåtet idag. Dock presenterade regeringen under 2019 en koncessionsutredning som bland annat innehöll förslag om att ersätta förordningen som reglerar undantagen från koncessionsplikten med en föreskrift som ska tas fram av Energimarknadsinspektionen. Detta skulle göra lagstiftningen flexiblare och öppnar upp för fler undantag gällande exempelvis överföring av förnybar elproduktion inom och mellan fastigheter

Den nämnda bussdepån kommer att vara klar hösten 2020 och i och med detta projekt kommer de första elbussarna att kunna vara i trafik under 2021. Den förväntade kostnaden för att införa de flexibla lösningarna kommer att ligga någonstans mellan 2 och 20 miljoner, beroende på hur mycket flexibilitet som kommer att kunna tillhandahållas med billigare lösningar så som mjuka värden och hur mycket som kommer att komma från batterier som är en dyrare lösning.

6.6 Mobilitetshus – innovativa parkeringsgarage

Uppsala är en snabbt växande stad och en av de nya stadsdelar som nu håller på att byggas är Rosendal som väntas inrymma cirka 4 500 bostäder i stadens sydvästra delar. Delar av området utgörs av känslig mark då den är porös och vattenbärande, samtidigt som stadens dricksvatten hämtas härifrån. Detta är anledningen till att de flesta av områdets parkeringsplatser samlas i parkeringshus, eller så kallade mobilitetshus, i stadsdelens utkant. Området kommer därmed att ha begränsat utbud av parkeringar till förmån för optimerad cykel-, gång- och kollektivtrafik (Uppsala Parkerings AB, 2019).

Just nu bygger Uppsala Parkering AB tillsammans med syskonkoncernen Uppsalahem parkeringshuset *Dansmästaren* som är första etappen i satsningen på mobilitetshus, denna förväntas vara klar under slutet av år 2020. Detta är ett parkeringshus för cirka 500 bilar samt 130 studentlägenheter och en butikslokal. Av parkeringshusets parkeringsplatser kommer drygt 100 att utrustas med laddinfrastruktur för att kunna möta ett ökande antal elbilar. Tanken med mobilitetshuset är att det ska möjliggöra en ökad elektrifiering av stadens fordonsflotta utan att förvärra det redan ansträngda kapacitetsläget i Uppsala. (Boork, STUNS energi, 2019)

Projektet startade som ett studentarbete där en grupp studenter såg över innovativa energilösningar för parkeringshus. Uppsala Parkering AB och STUNS energi har sedan i två projekt, ett delfinansierat av Naturvårdsverket och ett av Vinnova, tittat närmare på detta och undersökt olika tekniker, systemlösningar och incitamentmodeller som skulle kunna vara en del av parkeringshuset.

Inom projektet tittar initiativtagarna närmare på tekniska och användarrelaterade frågor för att se hur olika system fungerar i praktiken. I nära samspel med parkerande invånare kommer en solcellsanläggning och ett batterilager att testas. Dessutom har möjligheterna för att implementera vehicle-to-grid (laddlösning som möjliggör att fordonsbatterier även kan användas som energilager för att avlasta elnätet) undersökts, detta kommer dock inte implementeras i detta skedet av projektet.

Det kommer även finnas möjlighet att bedriva vidare forskning kopplat till mobilitetshuset. Syftet är bland annat att analysera olika incitament som skulle kunna få boende att ladda på ett för elnätet smart sätt. Batterilagret som

implementeras i mobilitetshuset är på 140 kWh och kommer att användas för att lagra egenproducerad solel och avlasta elnätet. (Boork, STUNS energi, 2019)

Uppsala Parkering AB uppskattar att det kommer att behöva byggas cirka 10 nya parkeringshus i Uppsala under de kommande 10 åren och då mycket i dagsläget pekar på en större andel elfordon kommer detta att få stor påverkan på lokala effektuttag om laddningen inte styrs. I etapp 1 är fokus, som sagt, att integrera en större andel elfordon utan negativ påverkan på elnätet, men i framtida mobilitetshus kommer även andra aspekter av mobilitet att vägas in. I förlängningen kan det komma att handla om att inkludera bilpooler eller alternativa transportlösningar och -slag. (Boork, STUNS energi, 2019)

6.7 Erfarenheter och lärdomar

Inom projektet har det skett ett antal intervjuer med aktörer som är involverade i effektarbetet i Uppsala på olika sätt. Dessutom har det hållits en workshop med aktörer från Fokusgrupp Energi. Nedan sammanfattas hörda aktörers inspel avseende de viktigaste erfarenheterna och lärdomarna från arbetet med kapacitetsutmaningen i Uppsala, avsnittet kategoriseras efter aktörernas viktigaste medskick.

6.7.1 Samverkan

Alla aktörer som Sweco har pratat med angående effektarbetet i Uppsala trycker på att det goda samarbetet mellan inblandade aktörer är en framgångsfaktor. Tack vare Uppsala klimatprotokoll och de tillhörande fokusgrupperna så hade aktörerna redan ett etablerat kontaktnät med naturliga kontaktvägar, varpå det var enkelt att hitta ett forum för att ta upp frågor kopplade till kapacitetsbrist.

De nämner även vikten av att ha en prestigelös plattform där det är högt i tak och respektfull stämning. Det är viktigt att inte missbruka information från andra aktörer utan att se det som ett sätt att lösa ett gemensamt problem snarare än för egen ekonomisk vinning.

Kommunen förklarar att det täta samarbetet med Region Uppsala och länsstyrelsen har varit mycket viktigt. De har varit nyckelaktörer för att föra frågan vidare till en regional och i förlängningen även nationell nivå, exempelvis genom att frågan tagits med i länets klimat- och energistrategi. Regionen har även varit viktig för kontakten med näringsliv inom kommunen. Dock, menar kommunen, att man måste vara fler aktörer än bara de offentliga om det ska fungera. Kommunens och regionens behov måste kommuniceras i ett flertal kanaler för att det ska bli en spridning till ett brett spektrum av aktörer både inom näringsliv och offentlig sektor. Dessutom trycker kommunen på att det är viktigt att ha en god relation till nätägaren. Nätägaren Vattenfall betonar att deras framgång berott på goda relationer med och tydligt budskap i kapacitetsfrågorna från kommunen. En viktig motivation för att delta som flexibilitetsleverantör är att kommunen säger att det är viktigt för klimatpolitiken och för att Uppsala ska kunna utvecklas.

En svårighet kopplat till samverkan har varit att veta vilken aktör man ska fråga om vad. Exempelvis kan det vara svårt för regionen eller kommunen att veta om man ska prata med svenska kraftnät, regionnätsägaren eller lokalnätsägaren. Då har det varit bra att ha breda forum så som fokusgrupp Energi, där man har kunnat lyfta dessa frågor med ett brett antal aktörer för att hitta rätt person.

Att engagera rätt personer i denna typ av arbete är inte alltid lätt, men tycks ha fungerat bra i Fokusgrupp Energi. Vikten av att representanter från medverkande aktörer har ett öppet förhållningssätt och en vilja att vara med och bidra för att hitta lösningar snarare än att fokusera på problemet i sig har också lyfts som en viktig framgångsfaktor för samarbetet i Uppsala.

6.7.2 Kunskapsspridning

En annan nyckelfråga inom effektarbetet i Uppsala har varit att sprida kunskap till berörda aktörer. Länsstyrelsen i Uppsala tog tidigt fram en folder som på ett enkelt och lättillgängligt sätt förklarade effektfrågan och varför det var ett problem som behövde lösas. Den kunde sedan visas för intressenter inom fokusgrupp Energi för att skapa ett

gemensamt kunskapsunderlag. Länsstyrelsen har även tillsammans med Uppsala kommun och Region Uppsala hållit i utbildningar och informationsträffar för företag och andra intressenter i länet för att öka kunskapen om effektfrågan.

Det är många av aktörerna som trycker på att kunskapsfrågan är viktig. Ofta kan kunskapen om energi- och effektfrågor vara begränsad inom organisationer som inte har en direkt koppling till frågan. Exempelvis kan kommuner vid arbetet med översiktsplaner låta energi- och effektfrågan komma in i ett för sent skede eftersom man inte har tillräckligt heltäckande kunskap om frågorna. Därför är det viktigt att utbilda nyckelpersoner inom kommuner i energi och elnätsfrågor.

6.7.3 Ansvarsfördelning

Uppsala kommun tror att det är offentliga aktörer som behöver ta initiativ till en liknande satsning som Uppsala har gjort. Eftersom frågan är kopplad till samhällsnytta och energisystem så behöver kommunen ta en tydlig ställning. För att klara framtida klimatutmaningar så behövs ett långsiktigt hållbarhetsperspektiv och där behöver offentliga aktörer vara med och staka ut framtiden för energisystemet inom regionen.

Om det är kommunen eller regionen som ska vara tongivande i diskussionen bör lämnas öppet till respektive region, eftersom det kan vara en resursfråga. Kommunen menar att det även ligger ett stort ansvar på nätägaren för att bidra med kunskapshöjande åtgärder för kommunen samt att vara med i ett tidigt skede i arbetet med kommunens översiktsplaner.

6.7.4 Aktivera aktörer

Sustainable Innovation som arbetar med Live-in smartgrid pratar om att det kan vara svårt att få aktörer att faktiskt själva vara med och bidra i omställningen. Att offentliga eller privata aktörer vet att kapacitetssituationen är akut leder inte nödvändigtvis till att de köper in rätt utrustning och börjar effektoptimera sin egen verksamhet. De nämner att Uppsala Klimatprotokoll och fokusgrupp Energi är bra forum för att sprida kunskapen men att de som faktiskt väljer att bidra är så kallade ”early adopters”[10] som var intresserade redan innan. (Lindborg, 2019)

I Uppsala har kommunen och regionen själva valt att ställa upp som aggregatorer med sina egna verksamheter för att sälja sin effektflexibilitet på marknaden CoordiNet. De ser det som ett sätt att vara föregångare och att på det sättet få fler aktörer att bidra med sin flexibilitet. (Starborg, 2019)

Sustainable innovation tror dock att det krävs att privatpersoner och privata aktörer faktiskt känner av kapacitetsbristen innan de engagerar sig i större skala. Alternativet är att från myndighetshåll antingen ställa krav på flexibilitet eller att arbeta med incitament för flexibilitet. (Lindborg, 2019)

6.7.5 Eventuella utmaningar

Datahantering

En utmaning kopplad till den stora mängden datahantering som behövs inom CoordiNet för att göra bland annat göra prognoser för elnät och kunder och kunna se driftsflöden för att köpa nätnytta när det behövs är frågan om IT-säkerhet och GDPR. Detta är frågor som, enligt Vattenfall, tar otroligt mycket tid. De menar att dagens regelverk inte gör det lätt att arbeta med smarta lösningar. Egentligen skulle de behöva arbeta med mer detaljerade data i alla gränspunkter i nätet för att kunna göra bättre prognoser över var kapacitetsproblem kan uppstå under vissa tidpunkter. Detta är svårt att göra idag. (Ruwaida, 2019)

[10] *Early adopter = Tidig adoptör. Person eller företag som är snabba på att ta till sig och använda ny teknik.*

Även STUNS nämner utmaningar med GDPR-avtal, eftersom de kommer att samla stora mängder elanvändningsdata till Live-in Smartgrids databas. Dessa utmaningar hanteras genom att samarbeta med partners som har erfarenhet och kunskap inom området. (Boork, 2019)

Ellagen & elnätsreglering

Även intäktsregleringen för nätoperatörer kan vara ett hinder för att få nätoperatörer att jobba med flexibilitet på en större skala. Vattenfall menar att det till exempel inte är klargjort i regleringen hur den så kallade nätkapacitetsreserven får användas. Nätkapacitetsreserven är en del av regleringen där nätoperatörer får ersättning för kapacitetstjänster som upphandlas av producenter eller elanvändare och som är nödvändiga för nätdriften, men inte kan tillhandahållas genom ett utökat abonnemang mot överliggande nät. Exempelvis får nätkapacitetsreserven endast användas om nätoperatören inte får höja sitt abonnemang till överliggande nät, men det framgår inte huruvida tillfälliga abonnemang ingår. Eftersom nätoperatörer inte kan ansluta nya kunder på tillfälliga abonnemang är det viktigt att det blir en tydlighet i detta. (Ruwaida, 2019)

Vattenfall nämner även vikten av tidsaspekten. Nätkapacitetsreserven kan utnyttjas under en reglerperiod, vilken är 4 år. Läget i nätet kommer att variera under hela tiden stamnätet byggs ut fram till år 2030. Det är viktigt att nätoperatörer ser en långsiktig användning av flexibilitetslösningar för att våga göra den typen av investeringar. Att bygga nät är med dagens reglering en säker affär för nätoperatören, medan investeringar i flexibilitetslösningar kan kännas desto mer osäkra. (Ruwaida, 2019)

En annan utmaning, enligt Vattenfall, är laststyrningsavtalen. Exempelvis är det inte tydligt i ellagen hur nätoperatören ska hantera en kund som har gått in på ett laststyrningsavtal och sedan vill byta till ett vanligt avtal eller om en ny kund som inte är intresserad av att vara flexibel tar över anslutningen. Om man som nätoperatör exempelvis planerar nätet efter att ett par kunder är flexibla kan det leda till stora konsekvenser om de inte längre vill vara det. För att denna lösning ska kunna utgöra ett komplement till konventionell nätinvestering måste nätoperatören kunna lita på att resursen finns under den tid det tar att förstärka nätet. (Ruwaida, 2019)

Värt att nämna är att det idag inte heller är tillåtet för en elnätskund att avtala om lägre leveranskvalitet även om de är helt bekväma med det pga. egen reservkraft, exempelvis serverhallar. En sådan möjlighet skulle ge högre utnyttjningstid och därmed effektivare nätdrift för alla timmar som det inte är kapacitetsbrist.

6.7.6 Kommuner kan underlätta vid ansträngd kapacitetssituation

Länsstyrelsen i Uppsala län har, som tidigare nämnt, varit drivande i att anordna sammankomster för informationsspridning och kunskapshöjning avseende länets kapacitetsproblematik. Grundat i sina erfarenheter ombads de ta fram ett material som beskriver det underliggande problemet med kapacitet för att öka den grundläggande kunskapen bland länets aktörer. Länsstyrelsen har även tagit fram ett material med punkter angående hur kommuner kan bidra till att underlätta en ansträngd kapacitetssituation i elnätet. Materialet har framtagits genom utvärdering av effektarbetet som genomförts i Uppsala. (Karlsson, 2019):

- Kommunen kan ha en löpande dialog med elnätsbolagen om översiktsplaner, fördjupade översiktsplaner och detaljplaner samt planera i tid för kommunala verksamheters egna effektbehov. Dessutom kan de uppmana nya etableringar att planera i god tid och att kontakta elnätsbolaget i ett så tidigt skede som möjligt.
- Kommunen kan även inkludera effektfrågan i den kommunala energiplanen och se till att fjärr-/närvärme finns som möjlighet för nya områden eftersom det minskar bebyggelsens elbehov. De kan även se till att köpa in ”smart” laddinfrastruktur eller värmepumpar med styrning.
- Kommunen kan bidra till regional översikt över effektbehovet i närtid och på längre sikt, det vill säga att kartlägga såväl befintliga som tillkommande verksamheters effektefterfrågan och potential för efterfrågeflexibilitet
- Kommunen kan bidra till en effektiv tillståndsprocess för kommande nätförstärkningar genom god insyn i översiktsplaner och kommunens verksamheter, samt dialoger med berörda parter.

- Kommunen kan se över effektförbrukning i egna fastigheter och kanske även använda interna effekttariffer (höglasttid/låglasttid) för sina egna verksamheter. Dessutom kan de undersöka om kommunens verksamheter kan bidra med flexibilitet.
- Slutligen kan de påminna aktörer att minska maxeffektbehovet (t ex via tillsyn, energi- och klimatrådgivning, företagsträffar etc.) samt slå ett slag för både effekteffektivitet och effektflexibilitet.

Vattenfall menar också att kommuner kan spela en viktig roll vad gäller kontakt med nätoperatören vid nya anslutningar. Generellt kan det sägas att nya verksamhetsetableringar ofta efterfrågar högre effekt än vad som kommer att utnyttjas av verksamheten när den tas i drift. Anledningarna till detta kan vara flera; exempelvis beräknas verksamheters effektbehov ofta i överkant för att ha ett visst spelrum eller så rör det sig om en typ av last där framtida effektbehov ännu inte är känt (till exempel en datahall) och aktören vill vara på den säkra sidan. För att underlätta kapacitetsutmaningen och åstadkomma ett effektivt nätutnyttjande är det viktigt att kunder vid anslutning efterfrågar de effekter som faktiskt kommer att användas, annars riskerar egentlig tillgänglig kapacitet att låsas till verksamheter som faktiskt inte utnyttjar den till fullo. (Ruwaida, 2019)

7 SLUTSATSER

En viktig lärdom att ta med sig är att alla lokala och regionala elnät har olika förutsättningar. I en del regioner är kapacitetsläget akut, medan det i andra regioner finns ett stort överskott på kapacitet. Dessutom har olika nät olika lastprofiler. I ett nät kan det handla om en lasttopp på 1–2 timmar medan det i andra nät kan handla om toppar som sträcker sig över 10 timmar om dagen en vecka i sträck. Lastprofilen kan också förändras mycket över tid om till exempel kraftvärme eller en större datahall tillkommer eller försvinner. Därför kommer det inte att finnas en entydig lösning för alla regioner och elnät i Sverige utan det kommer att behöva grundas i lokala förutsättningar. Det är därför viktigt att utredningar görs på regional nivå för att förstå förutsättningar i de specifika nätområdena.

Dessutom är det viktigt att nämna att flexibilitetslösningar inte tar bort behovet av att reinvestera i befintligt elnät och bygga nytt nät. Det svenska elnätet kommer även fortsatt att behöva byggas ut och förstärkas både på lokal, regional och nationell nivå. En omfattande nätutbyggnad i stam- eller regionnät är dock en process som ofta tar minst 10 år. För att frigöra kapacitet på kortare sikt är tillkommande produktion eller en ökad flexibilitet i elanvändningen i områden med kapacitetsbrist alternativ som behöver utredas närmare. Flexibilitet ska dock inte enbart ses som en kortsiktig lösning på kapacitetsbrist utan som en resurs som kan främja ett jämt uttagsmönster och en mer effektiv nätdrift även i ett framtida energisystem.

7.1 Frigörande av flexibilitet

Marknadsplatser för flexibilitet har testats på flera ställen runt om i världen, bland annat i Tyskland och Storbritannien som tas upp i denna rapport. Dessutom har Sverige nu ett pilotprojekt i form av marknadsplatsen CoordiNet som testas på 4 olika platser i Sverige. Fördelar med en lokal marknadsplats för flexibilitet är att många aktörer kan bidra med sin flexibilitet, allt från små aktörer till större. Exempelvis nämner den brittiska lokala flexibilitetsmarknaden Piclo att det har blivit enklare för små aktörer att bidra med sin flexibilitet eftersom de i och med marknaden slipper krångliga upphandlingar och operativa utmaningar. Dessutom kan en flexibilitetsmarknad ersätta tidskrävande och otydliga bilaterala avtal för laststyrning mellan en nätägare och en flexibilitetsaktör.

Vid samtal med nätoperatörer vid rundabordssamtal framkommer att en marknadsplats kan vara en lösning som kortsiktigt kan underlätta kapacitetsutmaningar på regionnätsnivå samt inmatning till lokalnät och gränspunktsavlastning. Nätoperatörerna menar dock att det finns vissa svårigheter kopplat till en sådan lösning. En marknadsplats kanske till viss del hänger på att det finns aktörer som är beredda att investera i större flexibilitetsresurser, som exempelvis ett energilager i en viss del av lokalnätet. Det kan finnas en svårighet i att motivera aktörer att vilja ta den investeringen om syftet är att avhjälpa nätoperatören vid tidpunkter då elnätet är hårt ansträngt. Kapacitetsbristen beror exempelvis i Uppsala på flaskhalsar i det svenska transmissionssystemet och reinvesteringar pågår redan på flera håll. Det är egentligen ingen som vet hur situationen kommer att se ut, vilka flexibilitetsresurser som kommer att behövas, när transmissionsnätet är utbyggt om 10 – 15 år. För aktörer som kan bidra med sin flexibilitet utan att göra en stor investering är detta dock en icke-fråga. Där handlar det istället om att de ska ha tillräckliga incitament för att göra en eventuell komfortsänkning (om de till exempel styr sin värmepump eller inte kan ladda sin elbil när de vill).

Nätoperatörerna nämner även att den fyraåriga intäktsregleringen kan vara en risk. Om nätoperatörer endast kan få täckning för en nätkapacitetsreserv[11] fyra år i taget så kan det ses som en risk för aktörer som bistår med alternativa lösningar. De anser att om man skapar lösningar på kapacitetsfrågan som hänger på att lokala aktörer bär stora investeringar så behöver det finnas någon form av garanti för att dessa aktörer ska få täckning för sin investering.

[11] En del av regleringen där nätoperatörer får ersättning för kapacitetstjänster som upphandlas av producenter eller elanvändare och som är nödvändiga för nätdriften, men inte kan tillhandahållas genom ett utökat abonnemang mot överliggande nät

Nätoperatörerna tror att det vid lokala flaskhalsar kan vara enklare att arbeta med andra lösningar än en marknadsplats. Ett exempel på det kan vara energilager. I dagsläget finns det ett fåtal exempel på batterilager i det svenska elnätet. Ett exempel är i Örebro där fastighetsbolaget ÖBO använder sig av batterilager för att optimera lastprofilen från sina egna byggnader. I och med artikel 36 i EU-kommissionens Elmarknadsdirektiv (en del av Ren energipaketet) kan det bli svårare för lokalnätsföretag att äga och driva energilager. Direktivet anger att nätoperatörer i regel inte ska äga, utveckla, förvalta eller driva energilagringsanläggningar. Undantag från regeln ska endast ges om det inte går att handla upp ett lager från tredje part till ett skäligt pris inom rimlig tid. Energilager ska vid behov istället handlas upp som en tjänst av en flexibilitetsaktör. Forum för smarta elnät har tidigare utrett strategier för en ökad flexibilitet i elsystemet genom smarta elnät, där energilager är en del, och ger i rapporten (Forum för smarta elnät, 2017) ett antal rekommendationer för roller och ansvar kopplat till flexibilitetsresurser.

Ett problem om nätoperatörer inte får äga energilager för att optimera nätdrift kan vara att det blir svårt att få kostnadstäckning för en flexibel lösning i intäktsramen. Idag får elnätsbolag avkastning på investeringar som görs, medan operativa tjänster endast ger, i bästa fall, kostnadstäckning. Nätoperatörerna anser att det måste tillkomma en punkt i regleringen där man kan få ersättning för alternativa lösningar och nätinvesteringar för att få incitament till att utreda den samhällsekonomiskt bästa investeringen istället för att enbart bygga nät.

En annan lösning som används bland annat i Sollentuna utanför Stockholm, samt i Kalifornien i USA är styrda tariffer för nätkunder. Effekttariffer kan vara en enkel och kostnadseffektiv lösning för att jämna ut lasttoppar och motverka flaskhalsar i elnätet, vilket skulle kunna utgöra en viktig del i att motverka kapacitetsbrist i nätområden. Sollentuna Energi och Miljö (SEOM) menar att deras effekttariffer har gjort att de har kunnat hålla en konstant maxeffekt i nätet trots att kommuninvånarna har ökat stort i antal. Andra nätoperatörer är mer tveksamma till hur mycket tariffer styr. De tror att det kan vara en bra start till att påverka kunderna att hålla en jämn effektprofil, men de menar att tariffer måste sammanlänkas med andra lösningar och att man måste involvera kunderna mer.

Den tyska studien som simulerade flaskhalsar i det tyska elnätet nämner att om nätoperatören kan använda sig av flexibiliteten i sin nätplanering kan kostnaderna för nätutbyggnad reduceras avsevärt. Om nätoperatören inte kan styra hur flexibiliteten används så kan det istället leda till högre kostnader för nätinvesteringar eftersom risken finns att alla flexibla användare eller lager i systemet styrs mot samma signaler. Det skulle kunna innebära att det istället för att avhjälpa flaskhalsar kan bildas nya sådana.

Det är även värt att påpeka att mindre elanvändare utgör en viktig flexibilitetsresurs. Flera nationella fallstudier samt fallet Uppsala, visar på att det finns en vilja att bidra med samhällsnytta genom en flexibel elanvändning hos dessa. Teknik som behövs för att mindre elanvändare ska bidra med flexibilitet finns redan i dagsläget och utvecklingen av denna går dessutom snabbt. Varje enskild elanvändare (till exempel bostäder) har inte ensamt möjlighet att styra elanvändning i de volymer som skulle krävas för att delta på de etablerade marknadsplatserna för flexibilitet, men genom att samla flera mindre laster (exempelvis styrning av elbilsladdning och värmepumpar) går det att nå upp till större volymer som skulle kunna delta på marknaden. För att nå den verkliga potentialen kommer det troligtvis att behövas någon form av aggregator som kan aggregera effekt från flera elanvändare.

7.2 Marknad och prissignal

En viktig del i denna diskussion är även marknadsförutsättningarna. Exempelvis USA är ett land med stor befolkning jämfört med Sverige vilket påverkar mängden flexibilitet som finns att tillgå. Det är dock viktigt att komma ihåg att marknadsförutsättningarna till stora delar är annorlunda i olika länder. Med den dagen före-marknad vi har i Sverige och Europa ska respektive balansansvarig dagen innan meddela marknaden hur vederbörande ska använda elen på timbasis för nästkommande dag, det vill säga lämna en prognos över morgondagens elanvändning. Avvikelser i användning mot prognosen skapar även ekonomisk avvikelse som kan vara såväl positiv som negativ för den balansansvariga.

Utmaningen med detta är att om förutsättningarna för en elanvändares användning förändras utan att den balansansvarige är medveten om detta så kan det uppstå en situation där den balansansvariga drabbas av en kostnad som uppstår på grund av obalansen. Detta är en del av diskussionen inom både CoordiNet och vid aktivering av andra flexibilitetsresurser. Detta är en fråga som behöver utredas vidare för att skapa så bra

förutsättningar som möjligt för att utnyttja flexibilitetsresurser i kapacitetsrelaterade syften. Vid samtal med nätoperatörer under rundabordssamtal kom det fram att det är viktigt att det finns en prioriteringsordning, så att den som behöver flexibiliteten faktiskt är den som betalar för den. I CoordiNet har detta hanterats så att det blir en prioriteringsfråga där lokalnätet får frågan om att aktivera flexibilitetsresurser först. Om lokalnätet inte har ett problem kan frågan tas vidare till regionnätet. Denna handel sker innan den faktiska handeln på dagen före-marknaden börjar för att undvika obalanser.

När det gäller prissignaler som styrmedel för flexibilitet så ger tidsdifferentierade nättariffer en bra möjlighet att motverka höga effekttoppar i nätet, vilket kan ses som en del i en mer effektiv nätdrift då befintlig kapacitet kan nyttjas bättre. Nätkostnaden som del av den totala elkostnaden för en elanvändare är dock relativt liten. Även om exempelvis en kapacitetskomponent i en elnätstariff ger en tydlig styrsignal så blir den ekonomiska styrsignalen liten, sett till helheten med elhandelspris, elskatt och moms (avseende privatperson med exempelvis styrbar värmepump). Det är fullt möjligt att välja ett så kallat rörligt timpris för elhandel vilket i många fall skulle ge en bättre styrsignal då kapacitetsbrist avseende elöverföring ofta sammanfaller med kallt väder då även det rörliga elhandelstimpriset generellt är högre. Utmaningen med ett rörigt elhandelspris är att det även kan bli högt en torr sommar på grund av sämre möjligheter för vattenkraften att producera. Som kund får man då en högre kostnad även under sommaren då det sällan finns några utmaningar i nätöverföring på grund av kapacitetsbrist i överföring sommartid.

7.3 Samverkan

Det är tydligt att arbetet i Uppsala har underlättats av att kommunen tidigt gick in och tog en ledande och samordnande roll. Tillsammans med regionen bjöd de in olika lokala aktörer till dialog för att tillsammans diskutera möjliga lösningar på kapacitetsproblemet och började diskutera en gemensam väg framåt. Detta är något som såväl Uppsala kommun själva som övriga medlemmar i Uppsala Klimatprotokoll och Vattenfall menar varit avgörande för det goda samarbetet man uppnått i Uppsala. Vikten av att involvera olika typer av aktörer har också lyfts vid flera tillfällen. För att få till projekt som i större skala arbetar med effekteffektiviserande åtgärder behöver såväl offentliga som privata aktörer involveras och det kräver god koordinering och kommunikation både inom samarbetet och gentemot allmänheten. Ett viktigt ansvarsområde ligger också på nätoperatören som är den som tillhandahåller elnätet och därför kan spela en viktig roll i informationsspridning och dialog med berörda aktörer.

Ytterligare en framgångsfaktor som lyfts är att man lyckats skapa en prestigelös och öppen miljö där fokusgruppens medlemmar känner att de fritt kan lyfta egna problem och komma med inspel vad gäller andras utan övriga känner sig förbisedda eller förminskade. Det framkom även att det är viktigt att engagera rätt personer hos de aktörer som väljer att vara en del av denna typ av arbete. Att man lyckats hitta personer med ett öppet förhållningssätt och en vilja att både lära av andra aktörer och dela med sig av egen kunskap och kompetens har varit en viktig del i det goda samarbetet i Uppsala.

Det är dock viktigt att ha i åtanke att kapacitetsutmaningen i Uppsala redan är ett högst aktuellt problem och att det i sig kan bädda för att frågan tas på verkligt allvar. Kapacitet och effektreducerande åtgärder är en högst aktuell fråga på flera håll i landet, men innan läget blir akut är det ofta lättare att prioritera andra frågor för såväl offentliga som privata aktörer. Det har lyfts i såväl individuella intervjuer som vid rundabordssamtal med nätoperatörer att problemet ofta måste uppstå innan det går att väcka verkligt engagemang för denna typ av frågor. Uppsala var dock snabba att agera när de fick reda på att regionen står inför akut kapacitetsbrist och det menar flera av de aktörer som Sweco pratat med är tack vare att man redan hade ett etablerat nätverk för att lyfta denna typ av frågor inom.

8 REFERENSER

BDEW. (den 19 11 2019). *Energy market Germany 2019*. Hämtat från https://www.bdew.de/media/documents/Pub_20190603_Energy-Market-Germany-2019.pdf

Boork, M. (den 21 11 2019). STUNS energi. (K. S. Schumacher, Intervjuare)

Boork, M. (den 21 11 2019). STUNS energi. (L. Schumacher, & K. Sahlén, Intervjuare)

BPA Technology. (2018). *CTA-2045 Water Heater Demonstration.*

Bundesnetzagentur. (den 20 11 2019). Hämtat från https://www.bundesnetzagentur.de/EN/Home/home_node.html

CoordiNet. (den 22 11 2019). Hämtat från https://coordinet-project.eu/

E.ON. (den 29 10 2019). *eon*. Hämtat från eon switch: https://www.eon.se/foeretag/elnaet/switch.html

EIA. (den 18 11 2019). *Today In Energy*. Hämtat från U.S Energy Information Administration: https://www.eia.gov/energyexplained/electricity/delivery-to-consumers.php

Energiforsk. (den 21 11 2019). *ÖBO - battery storage.* Hämtat från http://swedishsmartgrid.se/globalassets/exempel/exempel_orebro_batterystorage.pdf

Energimarknadsinspektionen. (2018). *Ei R2018:16, Leveranssäkerhet i Sveriges elnät 2017.*

Engelbrecht, D., Schweer, A., Gehrcke, R., Lauen, E., Deuchert, B., Wilczek, J., . . . Büchner, J. (2019). *Demonstration of a market based congestion management using a flexibility market in distribution networks.* Berlin: VDE VERLAG GMBH.

EPA. (den 21 11 2019). *U.S Electricity Grid & Markets*. Hämtat från United States Environmental Protection Agency: https://www.epa.gov/greenpower/us-electricity-grid-markets

EPEX SPOT. (2019). *Local flexibility markets and the enera demonstrator.* Paris: IEA.

Forum för smarta elnät. (2018). *Smart grid market analysis: Germany.* Business Sweden.

Fält, J. (den 28 10 2019). Chef Elnät Sollentuna Energi & Miljö. (M. Lindén, Intervjuare)

IEA. (2019). *Status of Power System Transformation 2019.* Paris: International Energy Agency.

Karlsson, A. C. (den 7 11 2019). Länsstyrelsen i Uppsala. (L. Schumacher, & K. Sahlén, Intervjuare)

Lindborg, J. (den 15 11 2019). (K. S. Schumacher, Intervjuare)

Live-in smartgrid. (den 14 11 2019). *Live-in smartgrid*. Hämtat från Framtidens energisystem. Välkommen till Live-in smartgrid: https://www.live-in.se/

Next Kraftwerke. (den 25 10 2019). Hämtat från https://www.next-kraftwerke.de/wissen

Nystrand, M. (den 06 11 2019). Region Uppsala. (L. S. Klara Sahlén, Intervjuare)

OFGEM. (den 07 11 2019). Hämtat från https://www.ofgem.gov.uk/electricity/retail-market/market-review-and-reform/smarter-markets-programme/electricity-system-flexibility

PG&E. (den 11 11 2019). *Demand Response*. Hämtat från Pacific Gas and Electric Company: http://www.pgecorp.com/corp_responsibility/reports/2017/cu03_demand_response.html

PG&E. (den 11 11 2019). *Get $50 and a free AC checkup with SmartAC*. Hämtat från Pacific Gas and Electric: https://www.pge.com/en_US/residential/save-energy-money/savings-solutions-and-rebates/smart-ac/smart-ac.page

PG&E. (den 11 11 2019). *SmartRate frequently asked questions*. Hämtat från Pacific Gas and Electric Company: https://www.pge.com/en_US/residential/rate-plans/rate-plan-options/smart-rate-add-on/discover-smart-rate/smart-rate-faq.page

Piclo. (2019a). *Energy on Trial.* Piclo.

Piclo. (2019b). *Flexibility & Visibility.* Piclo.

Piclo. (den 25 10 2019c). *Piclo*. Hämtat från About: https://piclo.energy/about

Power2U. (den 21 11 2019). Hämtat från https://www.power2u.se/nyheter/the-energy-market-landscape-is-changing-fundamentally-2

REA. (2019). *Energy Transition Readiness Index 2019.*

Ruwaida, Y. (den 31 10 2019). (K. S. Sahlén, Intervjuare)

SP Energy Networks. (den 25 10 2019). *SP Energy Networks*. Hämtat från SP Energy Networks Flexibility: https://www.spenergynetworks.co.uk/pages/flexibility.aspx

Starborg, K. (den 25 10 2019). Effekterbete Uppsala. (L. S. Klara Sahlén, Intervjuare)

Sustainable Innovation. (den 14 11 2019). *Värmegolv som effektreserv*. Hämtat från Sustaibable Innovation: https://sustainableinnovation.se/projekt/varmegolv-som-effektreserv/

Sweco. (2017). *Potential för pumpkraftverk: En rapport till Jönköping Energi.*

Svenska kraftnät. (2017). *Investerings- och finansieringsbehov för åren 2019-2022.*

Svenska Kraftnät. (den 29 10 2019). *SvK*. Hämtat från SvK: https://www.svk.se/om-oss/nyheter/allmanna-nyheter/2019/svenska-kraftnat-mojliggor-tidig-kapacitetsokning-i-sodra-sverige/

The Brattle Group. (2016). *The Hidden Battery Opportunities in Electric Water Heating.*

The Brattle Group. (2019). *The National Potential for Load Flexibility .*

U.S Department of Energy. (den 22 11 2019). *Technology Development*. Hämtat från U.S Department of Energy: https://www.energy.gov/oe/activities/technology-development

UK Power Networks. (2018). *Flexibility Roadmap.*

Upplands Energi. (den 29 10 2019). *Upplands Energi*. Hämtat från Upplands Energi Sveriges smartaste elnät: https://www.upplandsenergi.se/omoss/39897.sveriges_smartaste_elnat.html

Uppsala klimatprotokoll. (den 29 10 2019). *Om klimatprotokollet*. Hämtat från klimatprotokollet.uppsala.se: https://klimatprotokollet.uppsala.se/om-klimatprotokollet/

Uppsala Parkerings AB. (den 21 11 2019). *Dansmästaren*. Hämtat från Uppsala Parkerings AB: http://uppsalaparkering.se/om-oss/projekt/dansmastaren/

USEF. (2018). *White Paper: Flexibility platforms.* USEF.

UTC. (den 28 11 2019). Using Demand Responce Programs to Benefit the Customer and the Utility. Washington, USA. Hämtat från https://pubs.naruc.org/pub.cfm?id=537B731D-2354-D714-5153-748A21B2AEC1

Özalay, B., Schuster, H., Kellerman, J., Priebe, J., & Moser, A. (2019). *Wirtschaftlicher Vorteil der netzdientlichen Nutzung von Flexibilität in Verteilnetzen.* E-bridge, Aachen University.