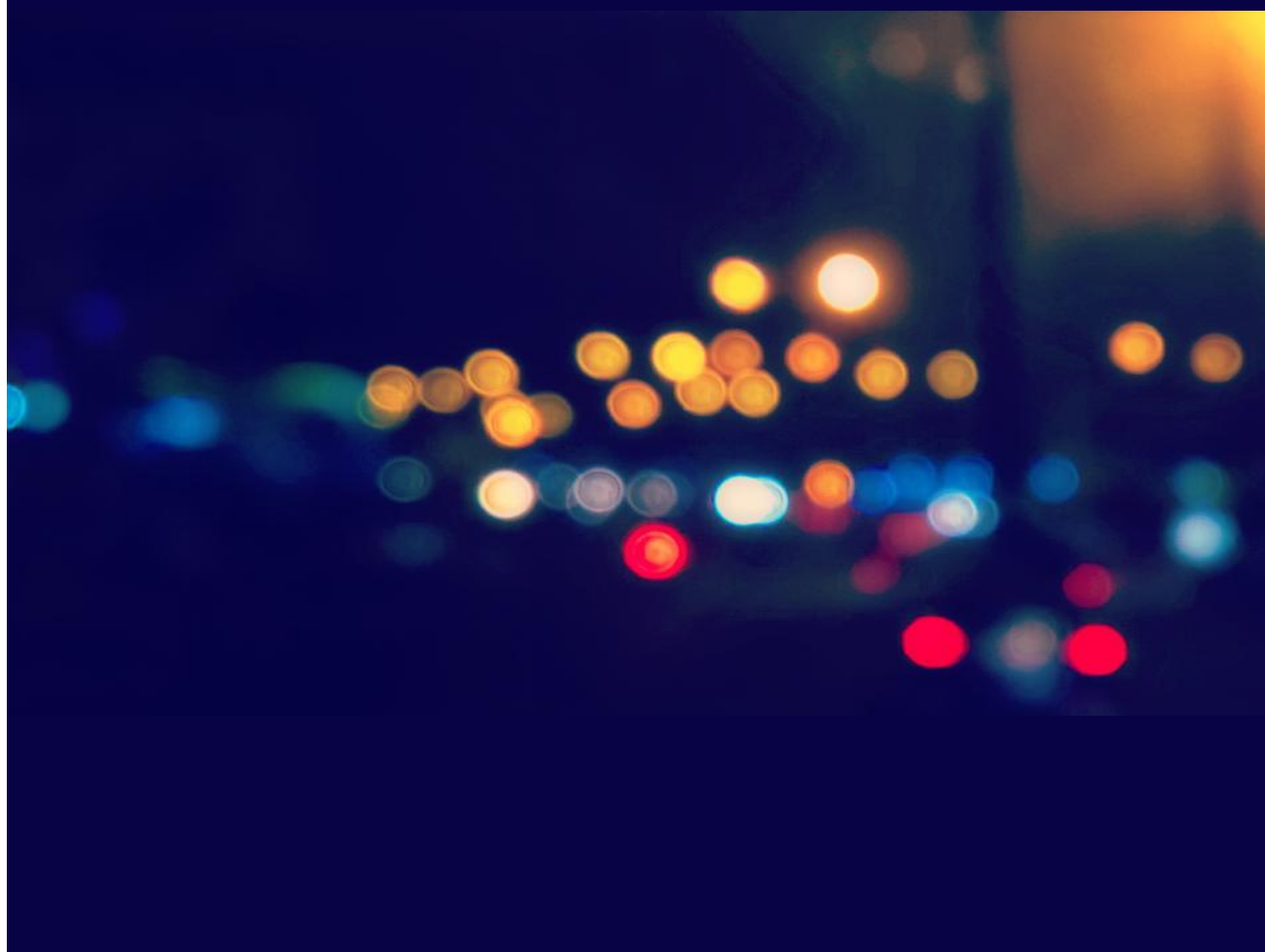


ELNÄTSUTMANINGEN

En rapport till Svenskt Näringsliv
2019-12-11



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	Elnätsutmaningen
Datum för färdigställande	2019-12-11
Versionsspårning	Fjärde utkastet (slutlig version)
Projektledare	Emma Wiesner
Författare	Emma Wiesner, Linda Schumacher, Johan Bergerlind, David Cameron
Kvalitetsgranskare	Frank Krönert, Erica Edfeldt

SAMMANFATTNING

Elsystemet är en möjliggörare för ett digitalt och klimatsmart samhälle, men står inför ett flertal utmaningar. Under de senaste åren har frågan om elnätets kapacitet och tillräcklighet kommit upp till diskussion. Denna rapport sammanställer och beskriver vilka utmaningar som elnätet står inför utifrån ett *kapacitetsperspektiv*.

Kapacitetsbrist i elnätet förväxlas ofta med *effektbrist* från elproduktionen, vilket dock är två vitt skilda begrepp.

Kapacitetsbrist uppstår då elnätets fysikaliska egenskaper begränsar nätets överföringsförmåga. Elnätets konstruktion begränsar vilken effekt som kan levereras och hur mycket el som nätet kan transportera. Kapacitetsbrist uppstår då den efterfrågade eller producerade effekten överstiger den effekt som elnätet klarar av att transportera. Man kan likna det vid att det blir "trångt" i elnätet. I rapporten omnämns efterföljande *kapacitetsbrist i elnätet* som *kapacitetsbrist*.

Effektbrist uppstår istället när den producerade effekten som levereras till nätet i en viss timme inte räcker till för att möta elanvändningsbehovet.

År 2017 larmade Svenska kraftnät¹ om storstadsregioner som ansökt om ökat effektuttag, men där kapaciteten varit begränsad i stamnätet. Sedan dess har även ett flertal andra storstadsregioner larmat om kapacitetsbrist som bland annat stoppat företagsetableringar och ökat effektuttag till region- och lokalnät. Regionerna där det råder kapacitetsbrist eller risk för kapacitetsbrist är sydvästra Skåne, Stockholm, Mälardalen, Uppsala och på sikt även Göteborg. Det råder även kapacitetsbrist vad gäller inmatning till elnätet i bland annat övriga delar av Skåne, Västernorrland och Jämtland.

Det finns flera faktorer som ligger bakom den rådande situationen med kapacitetsbrist i Sveriges storstäder. Sweco gör analysen att de faktorer som vanligen menas vara huvudorsaker går att kategorisera i två grupper:

- ökad elanvändning till följd av elektrifiering och tillväxt samt nya användningsmönster
- bristande prognoser, planering och samordning mellan aktörer har lett till att utvecklingen av elnätet inte gått i takt med utvecklingen av elanvändningen.

En viktig faktor som lett fram till de kapacitetsbristsituationer som finns idag är att stamnätskapaciteten in i områdena är begränsad, vilket beror på att Svenska Kraftnät av flera anledningar inte kunnat bygga ut kapaciteten i stamnätet i tillräckligt snabb takt.

En annan aspekt som påverkar kapacitetssituationen är det faktum att elnätsverksamhet är ett naturligt monopol, där intäktsramarna regleras. Denna reglering påverkar hur elnätsbolag investerar och planerar sin nätutbyggnad. Uppfattningarna skiljer sig åt i branschen om hur intäktsregleringen påverkar investeringar i elnätet. En ändamålsenlig reglering av elnätsföretag skulle kunna vara ett effektivt verktyg för att styra nätbolagen åt rätt håll när det gäller kapacitetsfrågan. Intäktsregleringen syftar till att skapa balans mellan elnätsbolagen och dess kunder, så att intäktsramarna ger elnätsägarna skälig avkastning och möjliggör en ändamålsenlig utveckling av elnäten, samtidigt som kunderna har skäliga kostnader. Intäktsregleringen är givetvis en viktig faktor för utvecklingen av elnäten, men det är viktigt att ha i åtanke att en förändrad nätreglering inte kan vara en enskild lösning.

En av konsekvenserna som kapacitetsbrist kan leda till på kort sikt är att möjligheterna för etableringar av nya, eller expansion av befintliga, verksamheter, infrastruktur och stadsdelar begränsas. Som elnätsägare har man genom monopolsituationen skyldighet att ansluta nya elanvändare till elnätet. Att ansluta nya elanvändare, trots att kapacitet ej finns tillgänglig, riskerar att försätta nätbolagen i en situation där driften äventyras för de befintliga elanvändarna i nätet. Lokal- och regionnät kan därför neka elanvändare anslutning, om anslutningen skulle leda till ett ohållbart driftläge. Exakt var denna gränsdragning går är dock ännu ej prövad, varför lokal- och regionnätsägare kan stå inför svåra bedömningar om hur långt deras ansvar sträcker sig. En stark anslutningsplikt skulle ställa höga krav på nätbolagen att hitta alternativa lösningar för att förse de nya elanvändarna med kapacitet. Kortsiktigt innebär dessa utmaningar att företag som vill

¹ Svenska kraftnät, Investerings- och finansieringsplan för åren 2019-2022, 2017-02-21

etablera sig i områden med kapacitetsbrist kommer att behöva försöka hitta andra lösningar eller etableringsorter för att tillgodose verksamhetens kapacitetsbehov.

Elnäten spelar en avgörande roll för ett fungerande elsystem. Långsiktigt kan situationer med kapacitetsbrist påverka klimatomställningen, då det exempelvis kan påverka utbyggnaden av laddinfrastruktur och möjligheterna för industri att elektrifiera sina processer för att byta ut fossila bränslen. Därtill kan det påverka Sveriges konkurrenskraft och förmåga att elektrifiera och utveckla samhället och minska koldioxidutsläppen.

I ett mer långsiktigt perspektiv har Svenska kraftnät utbyggnadsprojekt för att stärka stamnätskapaciteten till de områden som har eller riskerar att hamna i situationer med kapacitetsbrist. De akuta problemen bör därmed ha lindrats inom en överskådlig framtid.

Samspelet mellan olika aktörer, till exempel ägare av nätets olika nivåer, är centralt för kapacitetsfrågan. Idag är ansvaret mellan de olika aktörerna otydligt, vilket skapar svårighet att helt överblicka läget och försvårar arbetet med att hitta lösningar på de uppkomna kapacitetsutmaningarna.

Det finns tre huvudsakliga typer av åtgärder för att lösa eller förhindra kapacitetsbrist:

1. Tekniska åtgärder
2. Marknadsmässiga åtgärder
3. Förebyggande åtgärder

Den traditionella lösningen för att undvika kapacitetsbrist är att bygga ut elnäten. Men det finns också andra tekniska lösningar som på kort och lång sikt kan lösa kapacitetsbrist. Som alternativ eller komplement till tekniska åtgärder kan marknadsåtgärder, så som flexibilitets- och kapacitetsmarknader för att stimulera efterfrågefleksibilitet, också vara lösningar på kort- och lång sikt. För att undvika att kapacitetsproblem uppstår behöver arbetet med prognoser och planering förbättras, så att utvecklingen av elnätet kan ske mer långsiktigt utifrån utvecklingen av samhället och elanvändningen. Här finns flera åtgärder att vidta för att öka samordningen mellan aktörerna, exempelvis ägarna till elnätets olika nivåer samt kommuner och regioner, för att skapa robustare prognoser över nätets utveckling och kapacitetsbehov.

INNEHÅLLSFÖRTECKNING

SAMMANFATTNING	5
1 INLEDNING	1
2 ELNÄTSUTMANINGEN	2
2.1 Kapacitetsbrist i Sveriges elnät – vad och varför?	2
2.1.1 Beskrivning av kapacitetsbrist	2
2.1.2 Sveriges elnät	3
2.1.3 Aktuella fall av kapacitetsbrist	6
2.1.4 Orsaker till kapacitetsbrist	10
2.2 Regleringen och dess koppling till kapacitetsbrist	14
2.2.1 Nätkoncession & anslutningsplikt	14
2.2.2 Intäktsreglering	14
2.2.3 Intäktsreglering – en historik	15
2.2.4 Intäktsregleringen och elnätsavgifterna ur ett användarperspektiv	16
2.2.5 Intäktsregleringens påverkan på kapacitetsbristen	17
2.3 Kapacitetsbristens utmaningar och konsekvenser på kort- och lång sikt	17
2.3.1 Utmaningar på kort sikt	18
2.3.2 Utmaningar på lång sikt	19
2.3.3 Vem äger problemet och vem har ansvar?	20
2.4 Hur löser vi elnätsutmaningen?	22
2.4.1 Öka tillgänglig kapacitet med tekniska lösningar	23
2.4.2 Öka tillgänglig kapacitet med marknadslösningar	25
2.4.3 Förbättra planering och samordning	25
2.4.4 Nätkoncessionsutredningen	26
2.4.5 Akut kapacitetsbrist hanteras genom uppgörelse med regeringen	27
3 BILAGA 1	29
Elnätsreglering	29
Kapitalkostnader	29
Löpande kostnader	30
Incitament för kvalitet och effektivt nätutnyttjande	30

1 INLEDNING

Det svenska elsystemet är en möjliggörare för ett digitalt och klimatsmart samhälle, men står inför ett flertal utmaningar. Under det senaste året har frågan om elnätens kapacitet och tillräcklighet kommit upp till diskussion. I flera storstadsregioner börjar elnäten bli en begränsande faktor för tillväxt och bostadsbyggande, och i takt med en ökande effekt- och energiutmaning på nationell nivå blir stamnätets överföringskapacitet av allt större betydelse.

Diskussionen har hittills varit fragmenterad och främst bestått av enskilda aktörer som lyft fram och beskrivit sina egna exempel. Detta har gjort det svårt att få en helhetsbild av elnätens utmaningar. Målet med detta projekt är att få en samlad bild av de utmaningar som elnäten står inför.

Denna rapport sammanställer och beskriver vilka utmaningar som elnätet står inför och ska besvara följande frågor:

- Vilka är de bakomliggande orsakerna och huvudsakliga anledningarna till att kapacitetsbrist uppstår?
- Vilka utmaningar och konsekvenser kan kapacitetsutmaningen leda till på kort sikt på stamnäts-, regionnäts- och lokalnätsnivå?
- Vilka utmaningar och konsekvenser kan kapacitetsutmaningen leda till på längre sikt på stamnäts-, regionnäts- och lokalnätsnivå?
- Vilka möjliga lösningar finns för att lösa kapacitetsbristen och de utmaningar som uppstår?
- Hur påverkar intäktsregleringen och annan reglering situationen med kapacitetsbrist?

Dessa frågeställningar besvaras med hjälp av en litteraturanalys av publicerat material på området samt en intervjustudie med olika berörda aktörer. Resultaten i denna rapport är Swecos analys och sammanvägda bedömning utifrån intervjuer och publikationer. De personer som intervjuats inom denna studie är följande:

- Tony Rosten, Energimarknadsinspektionen
- Niklas Damsgaard, Svenska kraftnät
- Leif Boström, Energiföretagen/Ellevio
- Yvonne Ruwaida, Vattenfall Eldistribution
- Kjell Sjöberg, Lokalkraft/Boo energi
- Peter Olofsson, Northvolt
- Tomas Sokolnicki, Business Sweden

2 ELNÄTSUTMANINGEN

Resultaten i denna studie har inhämtats med hjälp av en litteraturstudie och intervjuer med berörda branschaktörer. De slutsatser som presenteras är Swecos sammanvägda bedömning av det aktuella läget, orsaker och konsekvenser till följd av kapacitetsutmaningen. I de fall som enskilda aktörers åsikter återges framkommer det av texten.

2.1 Kapacitetsbrist i Sveriges elnät – vad och varför?

2.1.1 Beskrivning av kapacitetsbrist

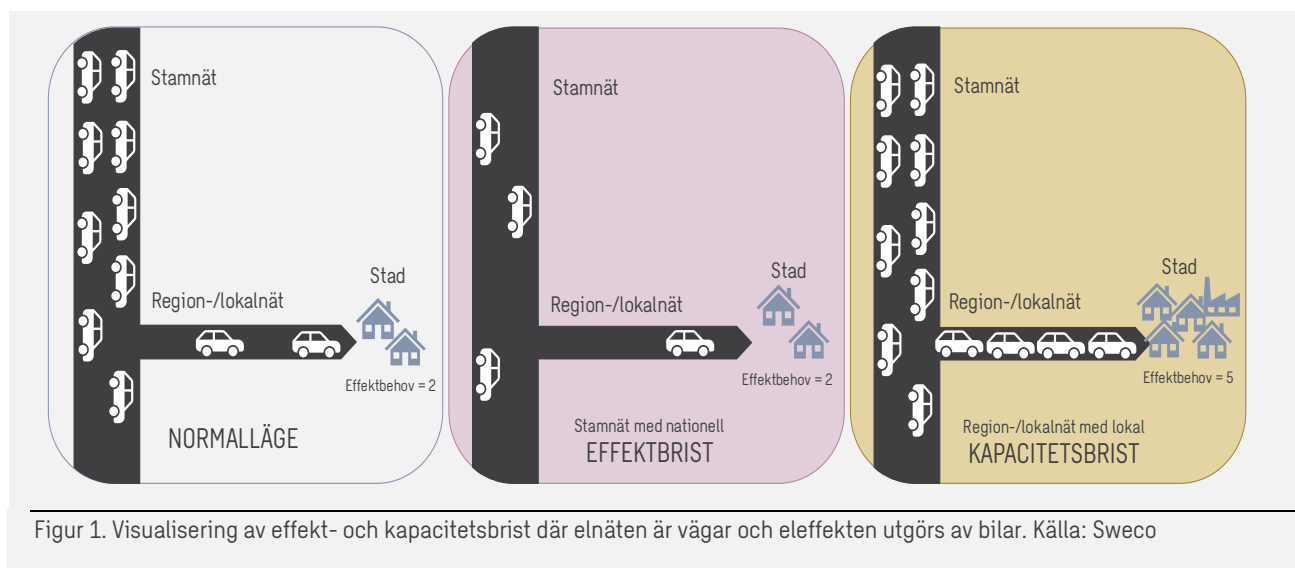
Kapacitetsbrist i elnätet förväxlas ofta med *effektbrist* från elproduktionen, vilket dock är två vitt skilda begrepp. Kapacitetsbrist uppstår då elnätets fysikaliska egenskaper begränsar nätets överföringsförmåga. Elnätet är designat utifrån, vid byggnadstillfället, givna parametrar för att leverera önskad strömstyrka och spänning till elanvändare. Elnätets konstruktion begränsar vilken effekt som kan levereras och hur mycket el som nätet kan transportera. Kapacitetsbrist uppstår då den efterfrågade effekten överstiger den effekt som elnätet klarar av att transportera. Eftersom den efterfrågade effekten varierar stort över dygnet och över året är det generellt endast ett fåtal timmar per år som efterfrågan är så hög att kapacitetsbrist uppstår. Situationerna kan dock se väldigt olika ut beroende på nätets förutsättningar och lastprofilen. En situation med kapacitetsbrist kan uppstå allt ifrån ett par minuter över ett par dagar.

Effektbrist uppstår när den producerade effekten som levereras till nätet i en viss tidpunkt inte räcker till för att möta elbehovet. Kapacitetsbrist innebär således en begränsning i elnätet, effektbrist en otillräcklig momentan elproduktion.

Effekt- och kapacitetsbrist kan exemplifieras med hjälp utav en stad, där effektbehovet till staden symboliseras med hjälp av bilar, se Figur 1. I detta exempel bortser vi från stadens egen produktion, utan fokuserar på elnätens överföringsförmåga. Elen levereras i form av bilar från en motorväg, stamnätet, och vidare till staden med hjälp av en avfartsled, ett regionnät eller ett lokalnät. I normalläget finns både tillräckligt med effekt från produktion och kapacitet i elnätet för att tillgodose stadens effektbehov, det finns alltså tillräckligt med bilar på motorvägen för att förse staden och avfartsleden är tillräckligt stor för bilarna ska kunna ta sig dit. I en situation med effektbrist finns det inte tillräckligt med producerad el för att tillgodose stadens elanvändningsbehov. I vår liknelse innebär detta att det kör för få bilar på motorvägen för att förse staden. Detta skulle exempelvis kunna inträffa kalla vinterdagar då det är många elanvändare som har stora elbehov, men då produktionen av el inte är tillräckligt hög för att täcka behovet. I en situation med kapacitetsbrist kan det däremot finnas gott om bilar på motorvägen. Problemet är snarare att behovet i staden har växt så mycket att man vill ha tillgång till mer el än vad nätet ursprungligen var menat för. Avfartsleden från motorvägen in till staden är således för trång och det finns inte plats att transportera den el som efterfrågas, detta är en situation där lokal kapacitetsbrist har uppstått.

Att kapacitetsbrist uppstår lokalt innebär att det inte är hela elnätet som har kapacitetsbrist, utan att den eller de ledningar som försörjer en stad eller en region har en otillräcklig överföringsförmåga. I själva verket är det mycket mer än ledningarna som kan skapa begränsningar, det kan även vara dimensionerna på exempelvis transformatorer, stationer och annan teknisk utrustning som begränsar överföringskapaciteten. En situation med effektbrist är mycket mer nationellt omfattande, då är balansen på systemnivå mellan produktion och elanvändning som berörs. Därmed påverkas hela landet vid en eventuell effektbrist, vilket kan lösas genom att öka produktionen, öka tillförseln via import, eller minska användningen av el oavsett var i landet den finns så länge elnätet klarar av att överföra elen.

För att lösa den lokala kapacitetsbristen i vårt exempel skulle man till exempel kunna bredda vägen med fler filer, bygga ytterligare en avfartsväg in till staden eller minska behovet inom staden så att dess nivå motsvarar vägens förmåga för att nämna några exempel. Lösningar på den kapacitetsbrist som uppstått i elnät i olika delar av Sverige diskuteras i stycke 2.4.



Även i stamnätet kan det uppstå en kapacitetsbrist. Eftersom huvuddelen av den svenska elproduktionen sker i norra Sverige samtidigt som efterfrågan är störst i södra Sverige kan det, även här, uppstå kapacitetsproblem vid överföring. Sveriges stamnät är just nu nära gränsen för vad överföringen från produktionen i norr till användningen i söder klarar av, varpå även kapacitetsbrist i stamnätet kan bli ett reellt problem i framtiden.

En vanlig orsak till att kapacitetsbrist uppstår lokalt eller regionalt är att det inte finns tillräcklig stamnätskapacitet till området. Detta gör att stamnätet på många ställen i Sverige är huvudorsaken till situationer med kapacitetsbrist, även om effekten blir en lokal eller regional problematik.

2.1.2 Sveriges elnät

Det svenska elnätet består av 564 000 km ledning, varav cirka 70 % är jordkabel och cirka 30 % är luftledning². Till elnätet hör också ett stort antal transformator- och kopplingsstationer som sammanfogar nätet och dess olika spänningsnivåer. Elnätet brukar delas in i tre huvudkategorier: stamnät (transmissionsnät) regionnät och lokalt nät. Stamnätet utgörs av ledningar på de högsta spänningsnivåerna som binder samman landet och transporterar el i huvudsak från produktion i norr till elanvändning i söder. Stamnätet utgörs av 15 000 km kraftledningar med 16 stycken utlandsförbindelser som möjliggör elleverans till och från Sveriges grannländer³. Stamnätet har spänningsnivåerna 220 och 400 kV. Sveriges regionnät är kopplade mot stamnätet och transporterar el till lokalt näten och i vissa fall direkt till större elförbrukare. Dessutom sker inmatning av elproduktion till dessa nät. Regionnäten har i huvudsak lägre spänningsnivåer mellan 30–130 kV. Lokalt näten är i sin tur kopplade till regionnäten och levererar el från regionnäten till de flesta elanvändare, exempelvis hushåll och företag. Lokalt näten har vanligtvis spänning upp till 20 kV, men enskilda fall med högre spänningsnivåer förekommer.⁴

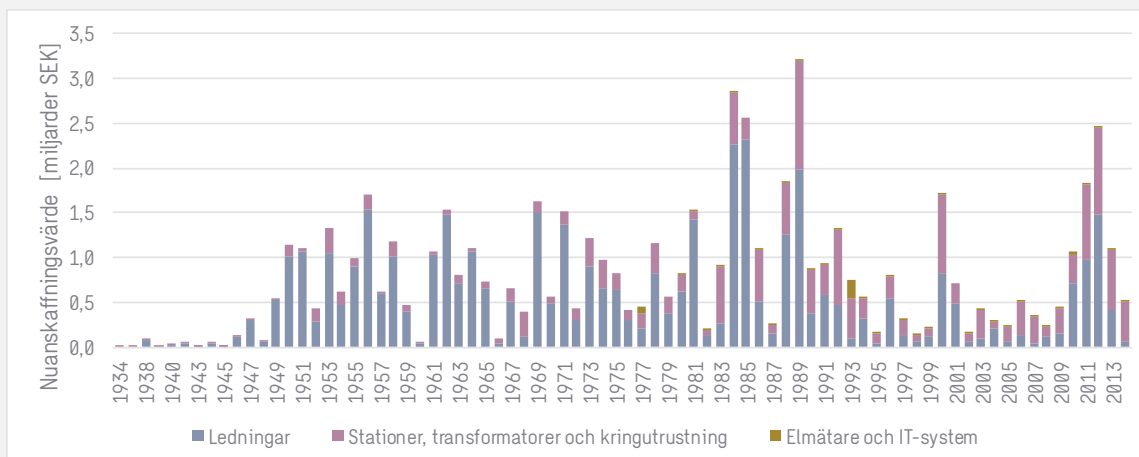
Sveriges elnät har byggts ut i omgångar från slutet av 1800-talet och framåt. Den storskaliga vattenkraftens utbyggnad under början av 1900-talet ställde stora krav på elektrisk överföring till landets industrier och elanvändare. År 1940 skedde därför de första etableringarna av landets stamnät, där vattenkraften i norra Sverige satte en tydlig prägel på nätets dimensionering från norr till söder. Vid utbyggnaden av kärnkraft på 1970-talet skedde nästa stora expansion av stamnätet. Denna åldersstruktur återfinns i transmissionsnätet Svenska kraftnät driver idag. Svenska kraftnät, liksom andra nätägare, samlar och värderar sina tillgångar, så som ledningar och nätstationer, i ett dokument som är en så kallad kapitalbas. Kapitalbasen förklaras närmare i stycke 2.2.2 Intäktsreglering. I nämnda kapitalbas framkommer det nuvarande systemets ålder och ekonomiska värde, uttryckt i nuanskningsvärdet (NUAK), d.v.s. vad det skulle kosta att

² SOU 2019:30

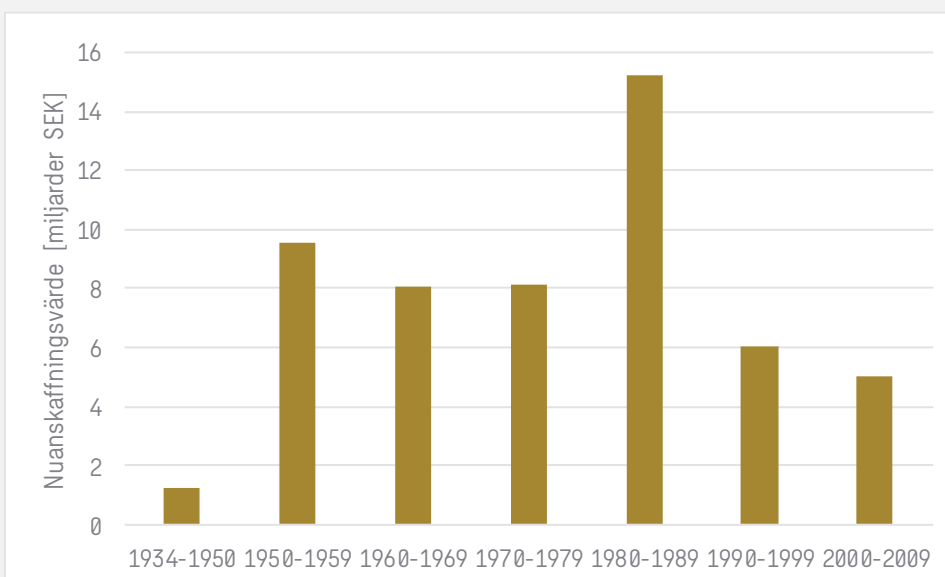
³ Svenska kraftnät, <https://www.Svk.se/drift-av-stamnatet/>

⁴ SOU 2019:30

bygga motsvarande anläggning idag. Från kapitalbasen framkommer att stora delar av dagens stamnät (ledningarna och andra komponenter) togs i drift 1950–1990 och att investeringstakten minskade under 1990-talet, se Figur 2. Majoriteten av dagens stamnäts värde återfinns i de komponenter som byggdes under 1980-talet, se Figur 3.

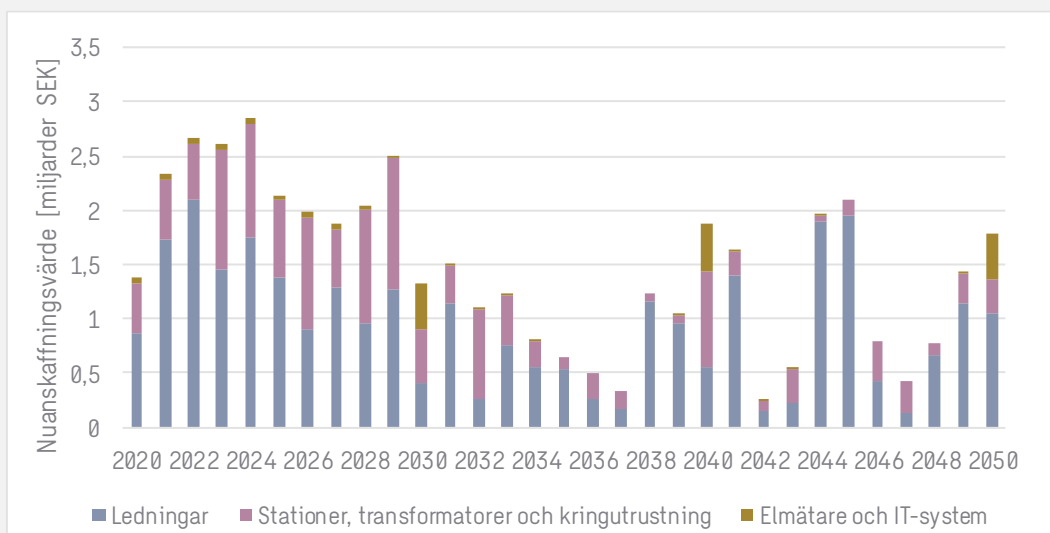


Figur 2. Investeringsår och nuanskaffningsvärde för anläggningar i stamnätet år 2014 angett i 2018 års prisnivå. Källa: Sweco, Svenska kraftnät



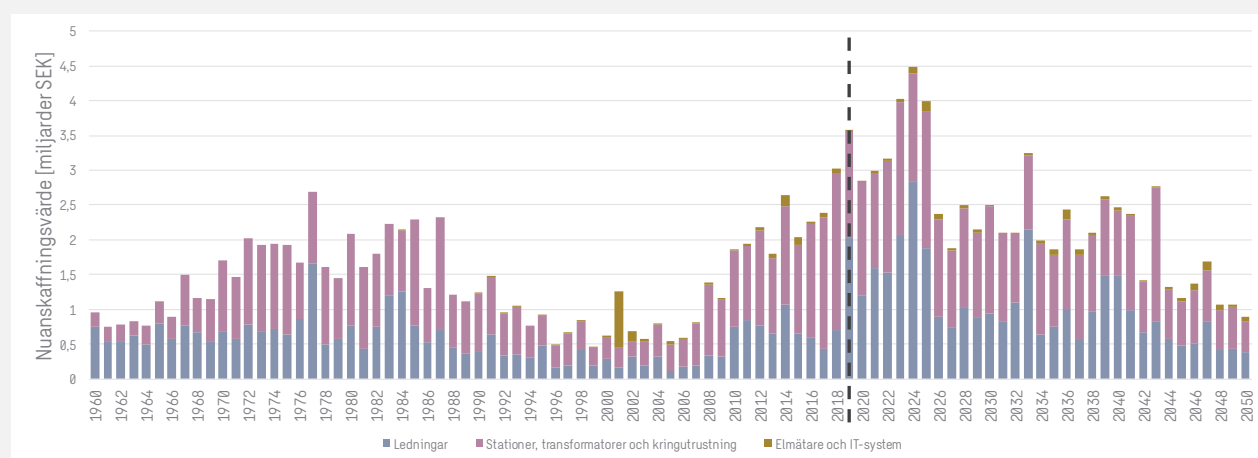
Figur 3. Kapitalbasens åldersstruktur i stamnätet år 2014 angett i 2018 års prisnivå. Källa: Sweco, Svenska kraftnät

Med hjälp av kapitalbasen har Sweco gjort en analys av det framtida reinvesteringsbehovet för att upprätthålla det nuvarande stamnätets funktion. Genom att framskriva den tekniska livslängden på komponenterna i nätet enligt Energimarknadsinspektionens normprislista 2016-2019, ges en approximation av det framtida reinvesteringsbehovet. Analysen visar att det under de kommande 10–15 åren kommer att behövas stora reinvesteringar för att byta ut komponenter i stamnätet, se Figur 4.



Figur 4. Swecos framskrivning av reinvesteringsbehov i stamnätet baserat på kapitalbasens åldersstruktur, uttryckt i 2018 års prisnivå. Källa: Sweco, Energimarknadsinspektionen

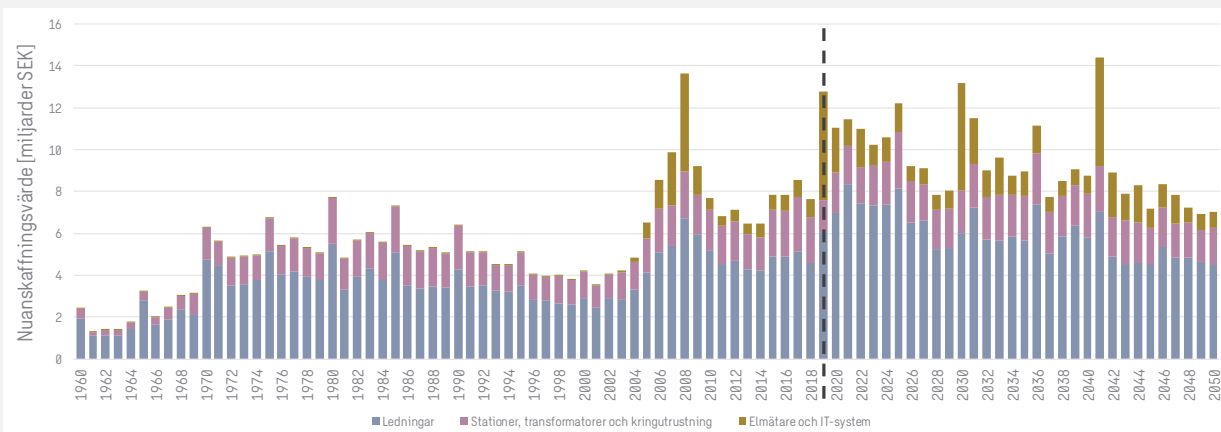
Kapitalbasen och åldersstrukturen i Sveriges regionnät påminner om den i transmissionsnätet. Merparten av det ekonomiska värdet i regionnäten byggdes 1970-1990 och många av dessa komponenter är upp emot 50 år gamla. Under perioden 1990-2005 var utbyggnadstakten låg men har ökat under 2000-talet. Även i regionnätet är det prognostiserade reinvesteringsbehovet högt under den kommande 5-10 årsperioden, se Figur 3. I region- och lokalnäten har en viss andel kablifiering uppskattats när luftledningarna byts ut. Detta innebär en värdeökning om cirka 30 %.



Figur 5. Kapitalbasens investeringsår och nuanskaffningsvärde i regionnät fram till 2014, regionnätetsbolagens prognos för kapitalbasens utveckling 2015-2019, samt Swecos framskrivning av investeringsbehov fram till 2050. Samtliga värden anges i 2018 års prisnivå. Källa: Sweco, Energimarknadsinspektionen

Även i lokalnäten återfinns samma åldersstruktur, även om perioden med låga investeringsnivåer under 90-talet inte är lika tydlig och investeringstakten inte sjönk lika mycket som för regionnäten. Lokalnäten har även haft höga investeringsnivåer under åren 2004-2010. Detta gör att det prognostiserade investeringsbehovet får en jämnare karaktär. Investeringar i elmätare i lokalnäten för att bl.a. mäta elanvändares elanvändning ger ett tydligt utslag i investeringsprognosen. Mätarnas livstid uppskattas vara 12 år⁵, vilket ger höga investeringstoppar då dessa ska bytas ut, se Figur 6.

⁵ 10 år + 2 års "svans". Läs mer om detta i Bilaga 1.



Figur 6. Kapitalbasens investeringsår och nuanskaffningsvärde i lokalnät fram till 2014, lokalnätsbolagens prognos för kapitalbasens utveckling 2015–2019, samt Swecos framskrivning av investeringsbehov fram till 2050. Samtliga värden anges i 2018 års prisknivå. Källa: Sweco, Energimarknadsinspektionen

Figur 2 till Figur 6 visar att dagens elnät främst byggdes under perioden 1970–1990 och att det på grund av åldersstrukturen i nätet kommer att behövas omfattande reinvesteringar i nätet under de närmaste åren. Prognoserna visar enbart reinvesteringsbehovet för att bibehålla dagens nät och upprätthålla dagens funktioner i nätet. Utöver detta reinvesteringsbehov tillkommer de investeringar som behövs för att bygga ut, förstärka eller förändra nätets karaktär.

2.1.3 Aktuella fall av kapacitetsbrist

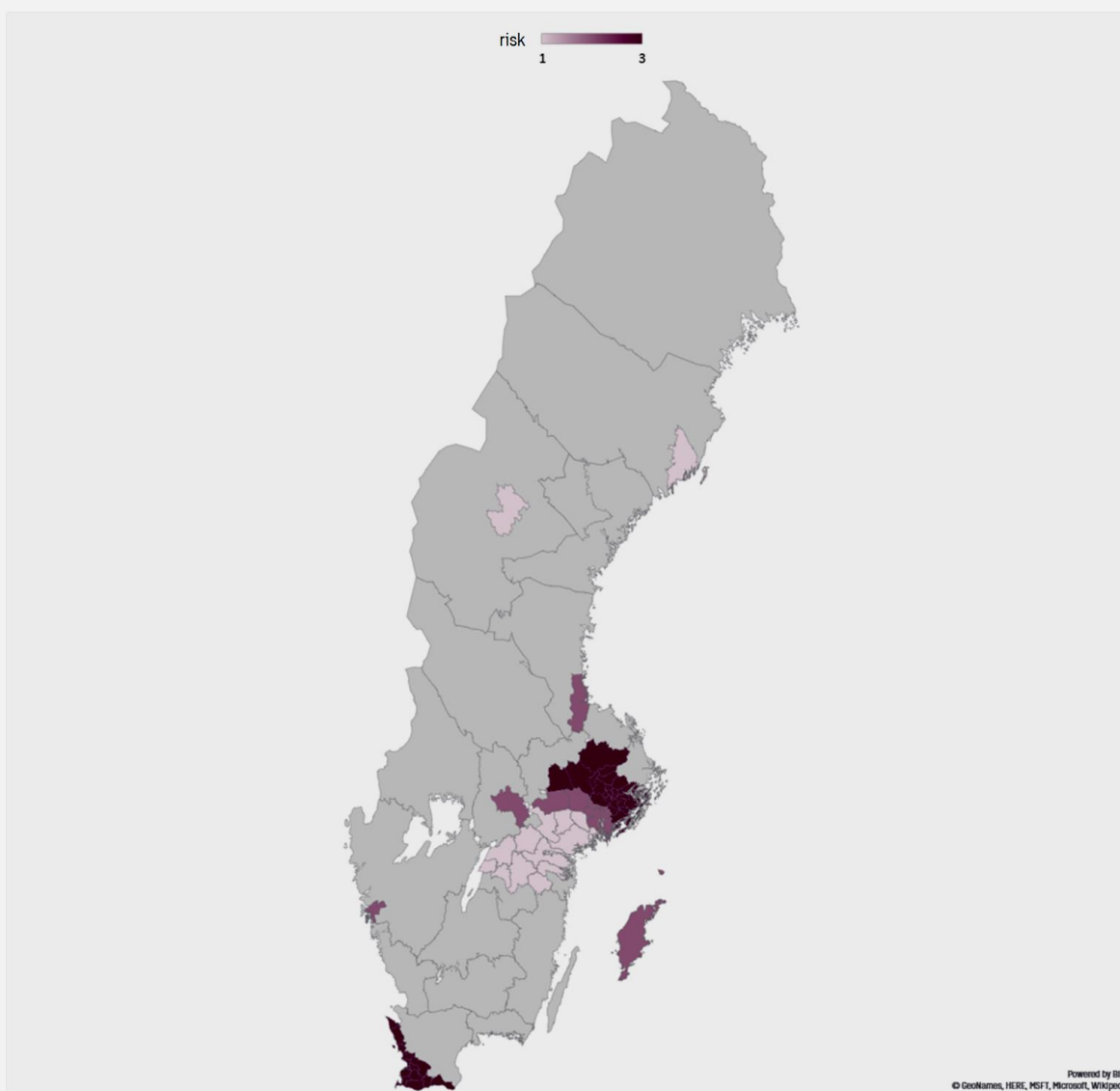
Begränsad överföringskapacitet i elnätet är inte ett nytt fenomen. Redan 2009 presenterade Svenska kraftnät att det skulle byggas ytterligare en kabel till Gotland för att förstärka elnätet till ön⁶. Kabeln planerades för att kunna öka överföringen av vindkraftsel från Gotland till fastlandet då man förutsåg att den befintliga överföringskapaciteten inte skulle räcka för att transportera vindkraftselen som planerades att byggas på ön. År 2017 stoppades dock projektet efter att Svenska kraftnät bedömt det som samhällsekonomiskt olönsamt⁷. Gotland är ett av de områden som Vattenfall pekar ut som en region med kapacitetsbrist och hänvisar till att nya energiprojekt blivit stoppade på grund av otillräcklig kapacitet i nätet.

År 2017 larmade Svenska kraftnät⁸ om storstadsregioner som ansökt om ökat uttag, men där det inte funnits tillräckligt med kapacitet för att möta behoven. Sedan dess har även ett flertal andra storstadsregioner larmat om kapacitetsbrist som bland annat stoppat företagsetableringar eller -expansioner. Dessa regioner har pekats ut av Svenska kraftnät, Ellevio, E.ON och Vattenfall och anges i Figur 7 samt beskrivs övergripande i följande stycken.

⁶ <https://www.svt.se/nyheter/lokalt/ost/politikerna-tar-strid-for-elkabel>

⁷ <https://www.svk.se/om-oss/nyheter/allmanna-nyheter/2017/svenska-kraftnat-bygger-ingen-ny-elforbindelse-till-gotland/>

⁸ Svenska kraftnät, Investerings- och finansieringsplan för åren 2019–2022, 2017-02-21

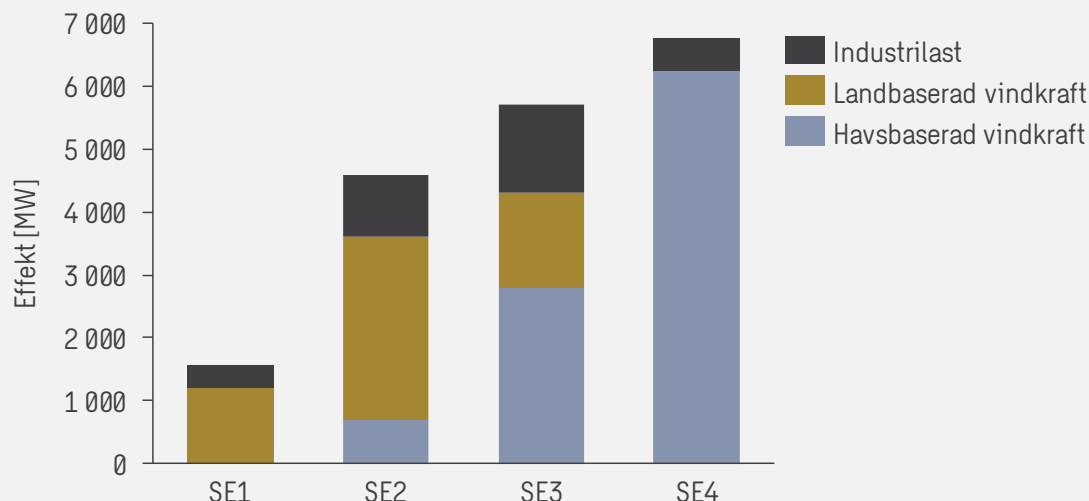


Figur 7. Regioner med kapacitetsbrist i elnätet. Källa: Samling för nätkapacitet 2019-04-24, Svenska kraftnät, Ellevio & Energiföretagen

Fallet med Gotland visar att det inte enbart är efterfrågan kopplat till elanvändningen som orsakar kapacitetsbrist. I Västernorrland och Jämtland är inmatningen av vattenkraft- och vindkraftsel i dagsläget begränsad på grund av otillräcklig överföringskapacitet. Detta har påverkat bland annat Sollefteå kommun där inmatningen till elnätet begränsas av den befintliga kapaciteten. Den efterfrågade överföringskapaciteten för nya anslutningar uppgick i oktober 2018 till cirka 18 000 MW enligt Svenska kraftnät⁹. Detta kan jämföras med år 2016 och 2017 då de årliga ansökningarna enbart omfattade 5 000 MW för respektive år¹⁰. Den största delen av de efterfrågade anslutningarna var ny elproduktion, men omkring 3 000 MW av överföringskapacitet efterfrågades av nya industrilaster och industrietableringar. Se fördelningen av den efterfrågade nätutbyggnaden i Figur 8.

⁹ https://www.energiforetagen.se/globalassets/energiforetagen/bilder/egna-seminarier/20190424-natkapacitet-Svk_f.pdf?v=sWl77jGcapV5hak9KwZLMpDn1Rk

¹⁰ <https://www.Svk.se/om-oss/nyheter/allmanna-nyheter/2018/bade-kort--och-langsiktiga-losningar-behovs-for-att-mota-kapacitetsbristen/>



Figur 8. Ansökta anslutningsvolymer för överföringskapacitet till industrilaster och ny elproduktion i respektive elområde, oktober 2018. Källa: Svenska kraftnät¹¹

Stockholm

Det elnätsföretag som ansvarar för största delen av elnätet i Stockholms är Ellevio. Ellevios tak i uttagsabonnemanget mot Svenska kraftnät är 1 525 MW. Ellevio har dock framfört önskemål till Svenska kraftnät att succesivt utöka detta uttag. Anledningen till att efterfrågan på el ökar är att staden växer. Befolkningen i Stockholms kommun beräknas växa med 30 % under 2010–2030 och behovet av nya bostäder i Stockholms län uppskattas till mellan 180 000 – 320 000 bostäder fram till 2030. Dessutom ska elva nya tunnelbanestationer färdigställas till år 2025 och annan viktig infrastruktur byggas ut. Stockholm har dessutom varit en attraktiv region för serverhallar och teknik för digitalisering.¹²

I juni 2018 meddelade Svenska kraftnät¹³ Ellevio att det redan i dagsläget är omöjligt att höja abonnemanget, att detta inte kommer vara möjligt förrän i mitten av 2020-talet och att det önskade uttaget inte kommer att kunna nås förrän 2030. Svenska kraftnät meddelade istället Ellevio att etablering av datahallar, bostadsområden och infrastruktur måste göras inom ramarna för Ellevios befintliga abonnemang och att andra lösningar kan vara lokal elproduktion eller fränkoppling av elanvändare under vissa tider.

Ellevio själva skriver på sin hemsida¹⁴ att effektuttaget om 1 525 MW är tillräckligt för att tillgodose behovet stora delar av året men att det riskerar att överskridas vid särskilt kalla dagar då effektbehovet är stort. Ellevio utnyttjar då en produktionsgaranti från Stockholm Exergi, en fjärrvärmeoperatör och ägare av kraftvärmeanläggningar som delvis ägs av kommunen. Garantin innebär tillgång till lokal elproduktion som matas direkt till regionnätet, vilket ger ytterligare 320 MW. Stockholm Exergi har dock under en tid haft avvecklingsplaner på flertalet elproducerande enheter, bland annat kraftvärmeverket KVV1 som i dagsläget drivs av olja och kraftvärmeverket KVV6 som eldas med kol. Dessa enheter kan producera upp till 300 MW el. Stockholm Exergi skriver även på sin hemsida¹⁵ att man påverkas av nya beskattningsregler från och med 1 augusti 2019 som gjorde fortsatt drift olönsam. Enligt Stockholm Exergi skulle detta minska den lokala elproduktionen med upp emot 500 GWh per år. Se även avsnitt 2.4.5 som beskriver hur den akuta kapacitetsbristen i Malmö och Stockholm hanterats genom överenskommelse mellan ett antal företag och regeringen.

¹¹ https://www.energiforetagen.se/globalassets/energiforetagen/bilder/egna-seminarier/20190424-natkapacitet-Svk_f.pdf?v=sWl77jGcapV5hak9KwZLMpDn1Rk

¹² <https://www.ellevio.se/privat/om-oss/om-elmarknaden/kapacitetsbrist/>

¹³ Meddelande Svenska kraftnät 2018/1425/2, 2018-06-11

¹⁴ <https://www.ellevio.se/privat/Pressrum/newsroom/2019/mars/effektbrist-eller-kapacitetsbrist--eller-bade-och-vi-reder-ut-begreppen/>

Exempel från ett lokalnätsbolag

Boo Energi är ett lokalnätsbolag i Nacka kommun i Stockholm. Boo Energi är anslutna till Vattenfalls regionnät i södra Stockholm och planerar bland annat för elektrifiering av bussdepåer i samarbete med SL samt för byggnation av nya stadsdelar och bostadsområden. År 2019 ansökte Boo Energi till Vattenfall om att utöka sitt abonnemang med 0,5 MW. Boo Energi förutspår att man kommer att behöva utöka sitt abonnemang med 0,5 MW per år de kommande åren för att kunna möta kommunens utvecklingsplaner. Boo Energi möttes dock av beskedet att ett utökat abonnemang inte var möjligt och att man nu måste hitta andra sätt för att tillgodose det ökade elbehovet.

Uppsala

Uppsala kommun har långsiktiga planer på att bygga ut och expandera Uppsala. År 2017 tecknade Uppsala kommun, Region Uppsala och Regeringen ett avtal om att bygga en ny stadsdel, en ny tågstation och omfattande infrastruktursatsningar för att bygga ut staden¹⁶. Avtalet innebär bland annat att cirka 33 000 nya bostäder ska byggas och långsiktigt ska kommunens storlek öka med 50 % under de närmaste 30 åren. Planerna preciseras i något som Uppsala kommun kallar Uppsalapaketen¹⁷. Under förhandlingarna med regeringen ansökte Uppsala kommun till Vattenfall om att utöka effekten inom befintliga abonnemang, men upptäckte då att ett utökat effektuttag av den önskade omfattningen inte var möjligt. Vattenfall uppskattar att det kan ta omkring 10–15 år innan den nuvarande kapacitetsbegränsningen i elnätet kring Uppsala byggts bort.

Vattenfall och Uppsala kommun har därför inlett olika samarbeten för att hitta lösningar på kapacitetsfrågan. Man är delaktiga i ett initiativ kallat 'Coordinet' och Uppsala län kommer att vara platsen för en storskalig demonstration av en lokal flexibilitetsmarknad. Uppsala kommun kommer att fungera som en aggregator för sina egna kommunala företag som ger flexibilitet. Kommunen deltar också i så kallade "Live-In Testbed" som är ett parallellt projekt som skapar testmiljöer för flexibilitet i regionen.¹⁸

Västerås/Mälardalen

Västerås kommun blev varse om begränsningarna i elnätet i samband med en planerad företagsetablering. Det var i samband med förberedelser inför etableringen av en batterifabrik som man insåg att det inte fanns tillräckligt med nätkapacitet för att förse fabriken med den önskade effekten, 300 MW.¹⁹ Istället förlades fabriken till norra Sverige. I Mälardalen har även etableringar av serverhallar i Västerås, Eskilstuna och Katrineholm påverkat nätkapaciteten genom minskade marginaler²⁰.

Göteborg

Situationen i Göteborg är inte lika akut som de andra storstadsregionerna. Det lokala elnätet har fortfarande marginal gällande överföringskapacitet till bostäder och verksamheter. På regionnätnivå däremot har man redan uppnått kapacitetsgränsen för det regionala effektuttaget. Dessutom beräknas staden växa med omkring 150 000 invånare till år 2035, vilket innebär en stor expansion av bostäder och infrastruktur. Det finns vissa områden i Göteborg som planeras att expanderas och utvecklas (bl.a. genom bostadsbyggande) i vilka kapacitetsbrist skulle kunna uppstå på relativt kort sikt. Nästan 30 % av kapaciteten i Göteborgs elsystem utgörs av lokal elproduktion och det är tack vare denna som man fortfarande klarar av att täcka effektbehovet under kalla vinterdagar. Kraftvärmeproduktionen står dock inför kommande

¹⁶ <https://www.regeringen.se/4912ec/contentassets/d4b521ba86ea4ed491195dd6e1b6bdc7/uppsala---avtal-inklusive-bilaga.pdf>

¹⁷ <https://www.uppsala.se/organisation-och-styrning/organisation/ledning/kommunstyrelsen/moten/2019/6-februari/>

¹⁸ <https://www.vattenfalleldistribution.se/vart-arbete/kapacitetsutmaningen/omraden-kapacitetsutmaning/>

¹⁹ https://www.energiforetagen.se/globalassets/energiforetagen/bilder/egna-seminarier/20190424-natkapacitet-Svk_f.pdf?v=sWl77jGcapV5hak9KwZLMpDn1Rk

²⁰ <https://sverigesradio.se/sida/artikel.aspx?programid=112&artikel=7077668>

utmaningar, då en stor del av produktionen kommer ifrån Rya kraftvärmeverk som idag drivs av naturgas. Naturgasen ska dock ersättas och fasas ut till år 2030.²¹

Malmö/Helsingborg

Det elnätsföretag som har största delen av elnätet i södra Skåne är E.ON. Inmatningskapaciteten till E.ON:s nät från stamnätet är 1 250 MW, dock så är 600 MW reserverade för utlandsexport via Baltic Cable till Tyskland. Dessa 600 MW kan således inte användas i regionen. Enligt Svenska kraftnäts utvecklingsplan ska nätet i regionen byggas ut till år 2024²², vilket möjliggör ett ökat effektuttag i städerna i södra Skåne. Till dess är dock överföringskapaciteten i elnätet begränsad i södra Skåne och drabbar bland annat städer som Malmö, Helsingborg, Ystad och Trelleborg. Både Malmö och Trelleborg har expansionsplaner och även elektrifieringen av transportsektorn kommer att medföra ett ökat elbehov.²³

Situationen i elnätet har även påverkat företagsetableringar i regionen. Särskilt uppmärksammas är Pågens stoppade utbyggnad av produktion i Malmö. Pågen tillverkar idag 85 000 ton bröd per år i Malmö-bageriet och planen var att öka kapaciteten till 120 000 ton och bygga ut fabriken. För att kunna göra utbyggnaden behövdes dock ett ökat uttag effektuttag från elnätet, vilket inte kunde medges av E.ON på grund av elnätets begränsningar.²⁴

Situationen i regionen förvärras dessutom av att lokal elproduktion avvecklas. Under de senaste nio åren har vindkraftsproduktionen i Skåne fördubblats, dock har elproduktionen från kraftvärmeverken minskat ännu mer och fortsätter att sjunka. Tidigare under året beslutade både Öresundsverket och Heleneholmsverket i Malmö om stängning till följd av dålig lönsamhet, främst på grund av de nya beskattningsreglerna för kraftvärme. Samtidigt har den ökade vindkraftsproduktionen begränsad nytta för att motverka kapacitetsbristen eftersom det är en intermittent energikälla som inte kan planeras i enlighet med efterfrågan.²⁵

För att motverka problemen så samverkar E.ON med Ystads Energi och Kraftringen för att hitta nya lösningar på kapacitetsfrågan. Ett av de senaste initiativen kallas för Switch och är en regional digital marknadsplats för el. Marknadsplatsen är tänkt att fungera som en brygga mellan elnätsägaren och elanvändare och -producenter. De som är anslutna ska sedan med hjälp av marknadsplatsen få en signal om när det är lönsamt att styra sin elförbrukning och på så sätt kunna avlasta elnätet.²⁶ Switch lanserades den 5 november 2019, och de företag som idag är anslutna till plattformen kan bidra med totalt 60 MW effekt. Dessutom har E.ON kommit överens med Energimarknadsinspektionen om att de kan köpa effekt från Heleneholmsverket i bristsituationer och ta upp kostnaden som en opåverkbar kostnad i den så kallade nätkapacitetsreserven (se 2.2 Regleringen och dess koppling till kapacitetsbrist för mer information om nätkapacitetsreserven).²⁷ Se även avsnitt 2.4.5 som beskriver hur den akuta kapacitetsbristen i Malmö och Stockholm hanterats genom överenskommelse mellan ett antal företag och regeringen.

2.1.4 Orsaker till kapacitetsbrist

Det finns flera faktorer som ligger bakom den rådande situationen med kapacitetsbrist i flera av Sveriges storstäder. Sweco gör analysen att de faktorer som vanligen menas vara huvudorsaker går att kategorisera i två grupper: förändrat elbehov samt bristande prognos och planering, se Figur 9. Nya förbrukningsmönster och ökad elektrifiering har bidragit till ökad efterfrågan på el i en högre takt än förväntat, vilket ställer högre krav på överföring i elnätet. Dessa faktorer beskrivs under stycket "Ökad elanvändning". I stycket "Bristande prognos och planering" beskrivs de faktorer som kan härledas till att bristande samordning mellan aktörer bidragit till att prognoser och planering av elnätsutbyggnad halkat efter.

²¹ <https://www.goteborgenergi.se/om-oss/vad-vi-gor/vart-energisystem/effekt-i-goteborg>

²² Svenska kraftnäts planer framåt. PPT presenterad på elnätsdagarna 13 november 2019.

²³ <https://www.montelnews.com/se/story/eon-kallar-till-krismte-om-sk%C3%A5nes-kapacitetsbrist/960501>

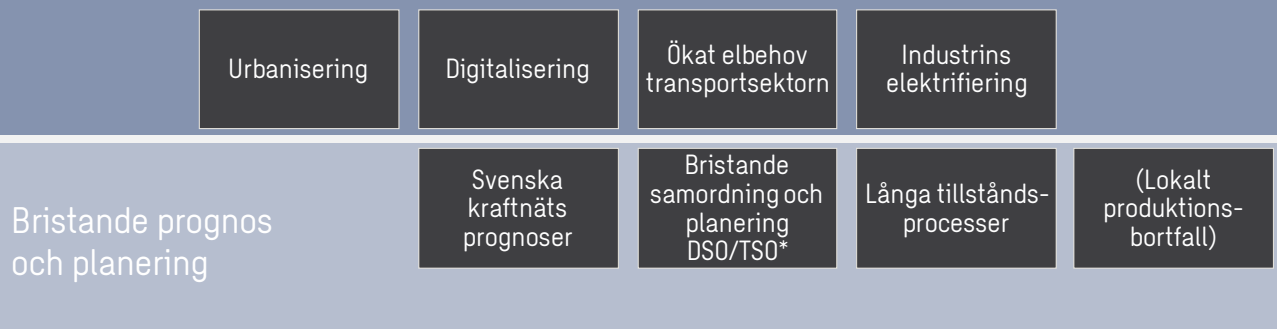
²⁴ <https://www.svd.se/brodjatte-ville-expandera--stoppas-av-elbrist>

²⁵ <https://www.sydsvenskan.se/2019-04-24/region-skane-varnar-for-svara-effekter-av-elbrist>

²⁶ <https://www.eon.se/nyheter/skans-handelsplats-foer-el-ska-parera-kapacitetsbrist-i-elnaete.html>

²⁷ <https://www.nyteknik.se/energi/eon-nu-kan-alla-i-sodra-skane-fa-el-6976446>

Förändrat elbehov



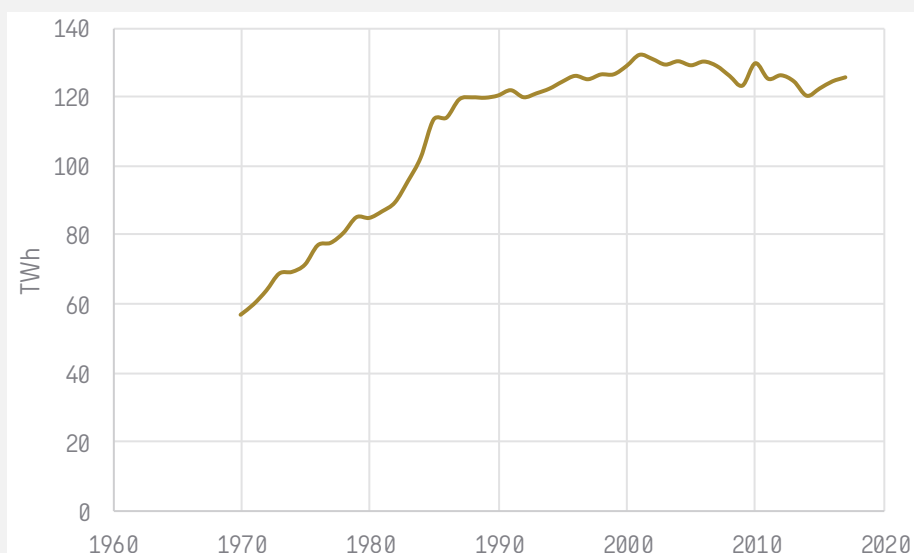
Figur 9. Orsaker till kapacitetsbrist. Källa: Sweco, intervjustudie

* DSO = Distribution system operator (lokal- och regionnät) & TSO = Transmission system operator (stamnät)

Lokalt produktionsbortfall (av kraftvärme) beror inte direkt av bristande prognos av planering men kan sägas vara en trend som pågått under flera år (och förstärkts givet de nya beskattningsreglerna) och som egentligen inte är önskvärd ur någon aktörs/samhällsekonomiskt perspektiv men som beror av rådande marknadsdesign och marknadsläge.

Förändrat elbehov

Sveriges elanvändning ökade kraftigt under 70- och 80-talet, men har sedan 1990 varit relativt konstant och varierat kring 120 och 130 TWh (exklusive förluster), se Figur 7. Samma mönster gäller för bostad- och servicesektorns elanvändning som varit omkring 65–75 TWh sedan 1990²⁸. Detta innebär att elanvändningen varit konstant, trots att det under samma tidsperiod har skett en utveckling inom sektorn bostäder och service. Städernas efterfrågan på el har inte ökat, trots att det tillkommit nya bostadsområden och städerna expanderat. Detta har varit möjligt tack vare energieffektivisering.



Figur 10. Sveriges slutliga elanvändning Källa: Energimyndigheten, Energiläget i siffror 2019

Det ökade elbehovet kan härledas till två faktorer: elektrifiering och ökade behov i befintliga verksamheter samt nya etableringar med stora elbehov. Trenden att Sveriges städer växer utan att elbehovet ökar i samma takt anses dock vara bruten. Både lokalnätsägare, kommuner och elanvändare vittnar om en situation där effektbehovet i städerna ökar.

²⁸ Energimyndigheten, ET2017:12

Sverige står inför ökad urbanisering där städerna växer och ökar i invånarantal. Detta har lett till bostadsbrist och att flertalet av Sveriges storstäder behöver växa och etablera nya stadsdelar. Detta menar man lett till ökat effektbehov inom bostads- och servicesektorn och kommer att fortsätta öka elbehovet. Det har även funnits en trend där allt fler bostäder installerar värmepumpar för att tillgodose sitt värmebehov. Värmepumpar använder el för att producera värme, vilket ökat elbehovet i bostadssektorn då det främst är annan uppvärmning än eluppvärmning som ersatts.

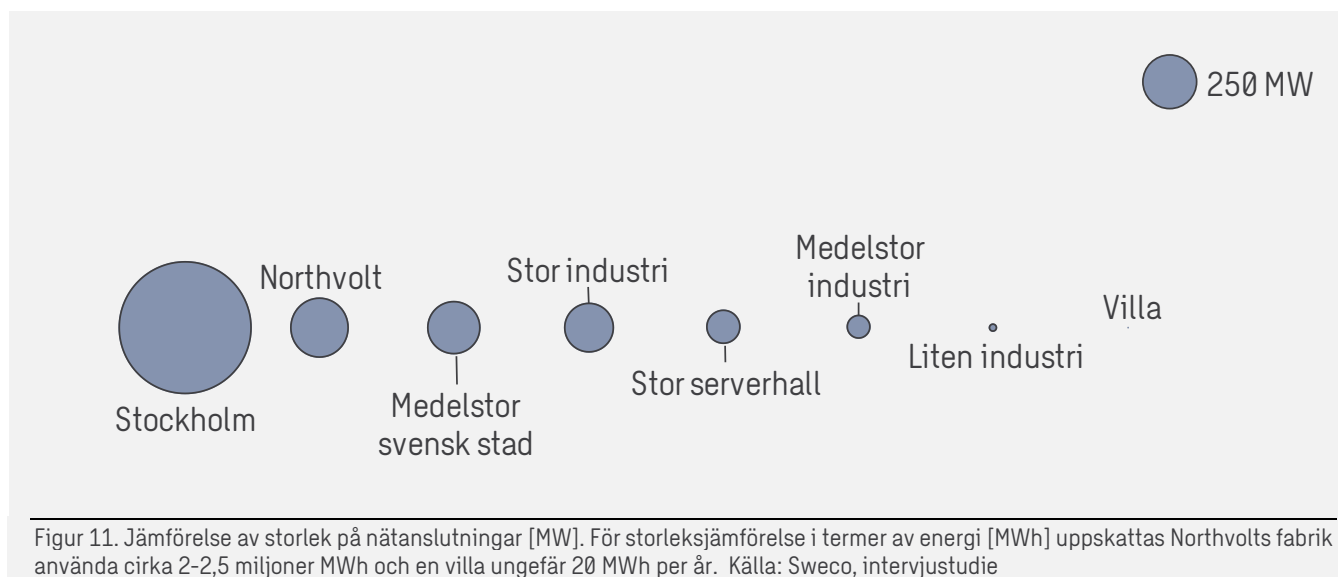
Även transportsektorns omställning påverkar elbehovet, där många städer, nätägare och kommuner vittnar om att laddinfrastruktur för elbussar och elfordon gjort att elbehovet ökar, om än hittills i begränsad utsträckning. Den ökade elektrifieringen i transportsektorn driver därför också ett ökat elbehov. Även inom industrier och befintliga verksamheter förutspås elbehovet öka då ökade krav på utsläppsminskningar driver elektrifiering. I industrins klimattfärdplaner beskrivs ett stort antal åtgärder för att minska fossila bränslen och bland annat ersätta det fossila energibehovet med ökad elanvändning. Ett tydligt exempel på detta är stålindustrin som förutspår att man kommer att behöva omkring 17 TWh för att elektrifiera sina processer²⁹.

Det ökade elbehovet kan förutom ökad användning till befintliga verksamheter också härledas till nya typer av etableringar. Förutom urbanisering driver också digitaliseringen ett ökat elbehov. Dagens digitaliserade och uppkopplade samhälle kräver höga eleffekter för processer och datalagring. Denna typ av processer sker i datacenter och serverhallar, vilka är en ny växande industrigren i Sverige. Storleken på ett datacenter kan variera från små anslutningar på ett par hundra kW till stora datacenter som kräver stora mängder el och anslutningseffekter på ett par hundra MW. Detta kan jämföras med en medelstor stad med ungefärligt effektbehov omkring 250 MW. Även inom industrin förekommer nya typer av elintensiva etableringar, ett exempel är företaget Northvolt som etablerar en batterifabrik i Sverige med anslutningseffekt omkring 300 MW. Dessa typer av punktanslutningar kräver stor kapacitet i elnätet, se Figur 11. Vid höga effekter ansluts industrilaster vanligtvis till regionnätet. Finns outnyttjad kapacitet i ledningarna från stamnätet till regionnätet kan regionnäten höja sina abonnemang till stamnätet för att kunna förse den nya etableringen med elektricitet. När dessa ledningar inte har tillräckligt med kapacitet för ett förse den nya etableringen 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.

Ytterligare en faktor som kan förvärra situationen med kapacitetsbrist är när lokal elproduktion minskar i nätet. Om en produktionskälla som matar in el till lokal- eller regionnätet försvinner måste elförsörjningen tillgodoses på annat sätt, oftast genom att istället få elen från stamnätet. Detta ökar ytterligare transmissionsbehovet i ledningarna mellan stam- och regionnät och förvärrar situationen om nätet redan är ansträngt.

Ovanstående faktorer har samtliga varit svåra att prognostisera och många aktörer är ense om att megatrenderna som urbanisering och digitalisering har skett snabbare än förväntat. Framförallt utvecklingen av serverhallar som kräver höga och konstanta eleffekter har lyfts fram som en samhällstrend där utvecklingen gått oerhört snabbt, vilket har påverkat kapacitetsutmaningen. Sveriges geografiska läge med naturligt kallt klimat och el med låg klimatpåverkan har lyfts fram som en god konkurrensfördel vid etableringar. Svenska regeringen har även beslutat om reducerad energiskatt för serverhallar för att ytterligare stimulera etableringar. Den snabba utvecklingen i kombination med nya samhällstrender har gjort att dessa faktorer varit svåra att förutse.

²⁹ Jernkontoret, färdplan för fossilfrihet, 2018



Bristande prognoser och planering

I graferna som visas i kapitel 2.1.2 Sveriges elnät, syns en tydlig trend att stora investeringar gjordes i Sveriges elnät under 70- och 80-talet. Den efterföljande perioden under 90- och 00-talet minskade investeringarna, många i elbranschen beskriver det som att "nätet ansågs vara färdigbyggt" och att fokus istället låg på drift och underhåll. Då nätet dimensionerades under kärnkraftsutbyggnaden på 70- och 80-talet fanns det överkapacitet i elnäten i många svenska städer i förhållande till efterfrågan och regionnäten hade gott om utrymme att expandera sina abonnemang mot stamnätet. Det fanns därför låga incitament att investera i utbyggnad av stamnätet.

Planeringen av stamnätets utbyggnad görs idag av affärsverket Svenska kraftnät, helägt av svenska staten. Svenska kraftnät gör kontinuerligt prognoser vilket resulterar i nätutvecklingsplaner för stamnätets utveckling. Svenska kraftnät gör en egen helhetsprognos för vilka förstärkningar stamnätet behöver nationellt men även vilka internationella överföringar som krävs. Denna prognos tas fram enligt egna nationella kalkyler och uppskattade effektbehov. Dessa prognoser har bland annat lett till att Svenska kraftnät initierat projekt för att stärka stamnätet mellan olika elprisområden, bland annat genom projektet som kallas Nord-Syd, samt att projekt för att förstärka stamnätet till Skåne och till Stockholmsregionen initierats. Dessa förstärkningsprojekt har initierats under de senaste 10 åren, men beräknas inte vara avslutade förrän om 5–10 år, vilket är en av orsakerna till att en situation med kapacitetsbrist hunnit uppstå. Det beror bland annat på att utbyggnadsprojekten tagit längre tid än förväntat, men också att elektrifiering och ökat elbehov varit kraftigare än förväntat.

Planeringen och utvecklingsplanerna är nationella och en av problemfaktorerna som beskrivs är att ingen hänsyn tagits till enskilda uttagpunkter till region- och lokalnät och det förväntade kapacitetsbehovet i respektive regionnät. Svenska kraftnät förstärker stamnätet och anslutningarna till regionnäten baserat på de ansökningar om att öka effektuttag som inkommit från regionnätsägarna, och meddelar i en prövningsprocess om utökat uttag kan medes eller ej. Dessa medgivanden är fallspecifika och avgörs i turordning i den tidslinje som de inkommit till Svenska kraftnät.

Parallellt med Svenska kraftnäts prognoser gör respektive lokal- och regionnätsägare egna prognoser över nätets utveckling. Dessa är i vissa fall förankrade med kommunen och regionen på orten, men inte sällan gör kommuner och regioner egna utbyggnadsplaner och stadsbyggnadsplaner parallellt med nätbolagen. Vissa hävdar att det är avregleringen av elmarknaden som gjort att det bildats stuprör vad gäller prognos- och planeringsarbete för elnätets utveckling. Dialogen mellan kommuner och nätbolag är ofta dålig och det finns inga standardiserade arbetssätt för att prognostisera de lokala behoven i elnätet. Olika elanvändare såsom exempelvis företag som vill etablera verksamhet har ofta svårt att få tag på information om möjliga anslutningar och kapacitetstillgång i elnäten. Det finns enbart ett fåtal forum där stamnät, region- och lokalnät, kommuner och elanvändare kan samverka kring elnätsfrågor och utreda lokala kapacitetsbehov.

Ytterligare en faktor som försvårar planeringsarbetet är tidsåtgången för att bygga ut elnät, framförallt på stam- och regionnätnivå. Byggnationstiden är endast en liten del av den totala projekttiden och ofta är det tillståndprocesser som tar en stor del av projekttiden i anspråk. Tillståndprocesserna beskrivs som utdragna och skapar stor osäkerhet vad gäller den totala projekttiden. Idag beskrivs en situation där det tar 10-15 år att bygga ut en ledning på stamnätet. Detta försvårar för planeringen och gör att projekt inte kan utföras i den takt som de först förutspåddes göra.

2.2 Regleringen och dess koppling till kapacitetsbrist

Eftersom elnätsverksamhet är en monopolsituation behöver verksamheten regleras på något sätt för att försäkra sig om att elnätskunderna får betala skäliga avgifter för elnätet. Regleringen behöver samtidigt möjliggöra att elnätsägare kan investera och utveckla näten på ett ändamålsenligt sätt med en skälig avkastning. Elnätsregeringen behöver därmed säkra en balans mellan ägar- och kundintressena.

I Sverige regleras elnätsverksamhet framförallt i ellagen med tillhörande förordningar och myndighetsföreskrifter. Även i andra författningar, främst elberedskapslagen, säkerhetsskyddslagen och elsäkerhetslagen med tillhörande förordningar och föreskrifter, finns skyldigheter som är specifika för elnätsverksamhet.

2.2.1 Nätkoncession & anslutningsplikt

För att få bygga elledningar krävs, enligt ellagen, att företaget i fråga har nätkoncession. Det finns två typer av nätkoncession; nätkoncession för område (områdeskoncession) och nätkoncession för linje (linjekoncession). Linjekoncession omfattar en enskild ledning med bestämd sträckning, medan områdeskoncession ger ett företag rätt att bygga ledningar upp till en viss spänning (ofta 10, 20 eller 40 kV) inom ett givet område. Områdeskoncession används av lokalnätföretag medan linjekoncessioner bland annat används för att bygga region- och stamnät. Den 10:e juni 2019 presenterade regeringen en utredning om nätkoncession, som beskrivs vidare i kapitel 2.4.4 Nätkoncessionsutredningen.

Ett grundläggande krav på den som innehar nätkoncession är anslutningsplikt. Anslutningsplikten innebär att den som innehar nätkoncession är skyldig att ansluta en annan part och överföra el åt den parten på skäliga villkor. Dock skiljer sig anslutningsplikten åt mellan områdeskoncession och linjekoncession, där den som har områdeskoncession har ett mer långtgående ansvar än den som har linjekoncession. Ingen kan kräva av ett elnätsföretag att söka en ny nätkoncession, varpå anslutningsplikten för linjekoncession endast går att åberopa om anslutningen kan ske i direkt anslutning till ledningen, och om ledig kapacitet finns. För en områdeskoncessionär innebär plikten att man också behöver bygga nya ledningar (på spänningsnivåer upp till gränsen för områdeskoncessionen) i den mån det krävs.

Områdeskoncessionären får normalt frågan om anslutning i första hand, och lämnar över den till region- eller stamnätsoperatör om det är teknisk omöjligt eller olämpligt att ansluta på den spänningsnivå som områdeskoncessionen omfattar.

2.2.2 Intäktsreglering

Nedanstående stycke beskriver kort hur intäktsregleringen för elnätsföretag går till. För den oinsatte kan det vara av värde att läsa bilagan om elnätsreglering, för att få en ökad förståelse för problematiken.

Nätföretagets intäkter regleras av ellagen. Sedan 2012 bestäms ett nätföretags maximala intäkter i förväg för en period om fyra år genom den s.k. intäktsrammodellen. Syftet är att säkerställa rimliga elnätskostnader för kundkollektivet, samtidigt som elnätsägaren får en skälig avkastning och möjlighet att utveckla elnäten. Nätkoncessionshavare är skyldiga att lämna in vissa uppgifter till Energimarknadsinspektionen så att myndigheten kan fastställa en intäktsram.

Energimarknadsinspektionens beslut om intäktsramar fattas på basis av kostnader för investerat kapital (kapitalkostnader) och löpande kostnader. I beslutet tillkommer också prognoser för dessa kostnader under den kommande reglerperioden, t.ex. vilka investeringar som behöver göras och i vad.

Beräkningen av intäktsramen bygger på fyra delposter:

1. **Kapitalkostnader** - Kostnader för tillgångar hos företaget som används i nätverksamheten, till exempel ledningar, transformatorer och elmätare.
2. **Löpande påverkbara kostnader** - Kostnader för ändamålsenlig och effektiv drift av nätverksamheten – till exempel driftkostnader för anläggningar, mätning, övervakning, rapportering, nätplanering, fordon och administrativa system.
3. **Löpande opåverkbara kostnader** - Kostnader för överliggande nät (till exempel regionnät eller stamnät), nätförluster och myndighetsavgifter.
4. **Kvalitet och incitament** - Förbättring eller försämring av kvaliteten i elnätsverksamheten medför tillägg respektive avdrag i elnätsföretagens intäktsram. I detta sammanhang avser kvalitet huvudsakligen om hur många och långa elavbrott det blir. Det finns också incitament som syftar till att främja ett effektivt utnyttjande av elnätet.

Summan av nätbolagets prognostiserade löpande opåverkbara kostnader, löpande påverkbara kostnader och kapitalkostnader över den kommande reglerperioden justeras för kvalitet och övriga incitament. Därefter adderas eller subtraheras eventuellt över- eller underskott utifrån utfallet från föregående period. Denna slutgiltiga summa utgör nätbolagets preliminära intäktsram för den kommande perioden.

När en reglerperiod är slut ska en avstämning ske vilket medför ytterligare en rapportering av uppgifter till Energimarknadsinspektionen på faktiska utfallet av tidigare lagda prognoser. Om intäktsramen över- eller underskridits tas det med till nästa reglerperiod. Överskrids intäktsramen med mer än 5 % görs även ett överdebiteringstillägg.

2.2.3 Intäktsreglering – en historik

När elmarknaden avreglerades 1996 var fokus på att utveckla regler och riktlinjer som skulle möjliggöra konkurrens inom produktion och försäljning av el snarare än på den ekonomiska regleringen av den återstående monopolverksamheten. På grund av reformen infördes det nya kravet i lagstiftningen om att elnätspriser ska vara rimliga. Någon närmare beskrivning av vad det innebar gavs inte då.

År 2002 infördes nya regler i ellagen. Förändringen innebar att en granskning av rimligheten av tarifferna skulle ske genom en jämförelse av koncessionsinnehavarnas konsoliderade intäkter i förhållande till deras prestation, den så kallade nätnyttomodellen. Prestationen beräknades genom att utifrån av företaget rapporterade uppgifter bygga upp en modell av ett elnät som skulle kunna försörja de anslutna elanvändarna, ett så kallat referensnät. På detta referensnät beräknades sedan kapitalkostnader och drift- och underhåll. Denna modell gav inga direkta incitament till investeringar i elnät.

Ellagen granskades återigen 2006, drivet av införandet av ny EU-lagstiftning och stormen Gudrun 2005 som orsakade stora avbrott och ökat fokus på tillförlitlig energiförsörjning. Det infördes krav på att elnätsföretag måste genomföra årlig risk- och sårbarhetsanalys med åtgärdsplan och krav på kompensation av kunder med avbrott längre än 12 timmar (avbrottsersättning).

Det tidigare tillvägagångssättet där tariffer granskades i efterhand ersattes 2012 av en ordning där nätverksföretagens intäkter skulle fastställas i förväg; intäktsrammodellen. Perioden 2012–2015 grundades på reala annuitetsmetoden och hade en WACC³⁰ (regulatorisk kalkylränta) på 6,5 %.

Reglerperioden 2016–2019 införde en real linjär metod för avskrivningar (40 + 10 år för elnätet), vilket gav incitament till ökade återinvesteringar. Tillgångar av okänd ålder, eller äldre än 1977, kunde dateras till 1977 ("38-årsregeln"). Det infördes också ytterligare incitament för förbättrad leverans kvalitet.

Inför reglerperioden 2020–2023 har myndigheten sett över reglermodellen ytterligare. De viktigaste förändringarna inför kommande tillsynsperiod är:

³⁰ WACC – Weighted Average Cost of Capital, den regulatoriska kalkylräntan

- **Reglerad metod för uträkning av WACC** – Den regulatoriska kalkylräntan kommer att beräknas utifrån prognoser för de olika komponenterna inför varje reglerperiod. Den viktigaste skillnaden mot tidigare metoder är att den riskfria räntan kommer att fastställas med fyra års historik och fyra års prognos, istället för en nioårig prognos med en löpstidspremie som tidigare tillämpats. Den riskfria räntan har sjunkit kraftigt på senare år, vilket kommer bidra till en betydligt lägre WACC i kommande tillsynsperiod jämfört med innevarande. Förändringen har ifrågasatts av elnätsföretagen som uppmärksammat EU-kommissionen på vad de anser är ett regelverk som bryter mot EU-lagstiftningen.
- **Differentierade avskrivningstider** – Regeringen har beslutat att införa fler avskrivningstider som bättre motsvarar elnätsanläggningars teknoeconomiska livslängd (tidigare 40 år för alla anläggningar förutom elmätare och IT-system). Detta ökar den sammanvägda genomsnittliga avskrivningstiden för elnätsföretagens tillgångar till cirka 45 år jämfört med tidigare cirka 39 år, och ger därmed incitament till att behålla anläggningar längre.
- **Borttagandet av "38-års-regeln"** – Regeln satte tidigare ett tak på tillgångars ålder till 1977 menat att underlätta övergången till reala linjära beräkningsmetoden av kapitalkostnader.
- **Opåverkbar kostnad: Kostnad för nätkapacitetsreserv** – Posten "Kostnad för nätkapacitetsreserv" kan nu redovisas som en opåverkbar kostnad, vilket innebär att företaget får täckning i intäktsramen för hela denna kostnad. Kostnad för nätkapacitetsreserv kan t.ex. vara inköpta kapacitetstjänster från elproducenter eller förbrukare och kostnadstäckningen erhålls när det är nödvändigt för driften av nätet att få utökad kapacitet men det inte går att få utökad abonnemang från överliggande nät.

2.2.4 Intäktsregleringen och elnätsavgifterna ur ett användarperspektiv

Under ett flertal år har intäktsregleringen varit föremål för diskussion utifrån huruvida den har klarat av att säkerställa den balans mellan nätägare och dess kunder som den syftar till. Organisationer som företrädar kundintressen har framfört kritik om att elnätsavgifterna varit för höga och att de har kunnat ökas på ett oskäligt sätt. Basindustrins energisamarbete, SKGS, anser att elnätsföretagen under en längre tid har kunnat ta orimligt mycket betalt av sina kunder och menar att den nyligen skärpta regleringen inför perioden 2020-2023 inte alls ger elnätsägarna otillräckliga intäktsramar, utan att bolagen fortsatt kommer att få kostnadstäckning för sina investeringar och verksamhet³¹. SKGS menar att rimliga kostnader för elnät är en viktig förutsättning för en konkurrenskraftig elkostnad för industrin.

Även Villaägarna har under en tid varit kritiska till regleringen av elnätsverksamhet. I en sammanställning som Villaägarna låtit göra³² framkommer att små elanvändare i Sverige har bland de högsta nätavgifterna i Europa och att Sverige är det nordiska land där elnätsavgifterna har ökat överlägset mest. Sammanställningen visar också att under perioden 2008-2017 har elnätsavgiften för svenska hushållskunder ökat med 55-64 % (utan hänsyn till inflation), beroende på hur mycket el hushållet årligen förbrukar. Villaägarna anser att det behövs en hårdare reglering av elnätägarnas intäktsramar.

Energimarknadsinspektionen, som är reglermyndighet för elnätsverksamhet i Sverige, arbetar för att säkra skäliga elnätskostnader för elanvändare. Intäktsramarna för perioderna 2012-2015 samt 2016-2019 har avgjorts i domstol, där elnätsägarna har blivit beviljade en högre avkastning än vad Energimarknadsinspektionen tidigare beslutat om. För reglerperioden 2016-2019 beslutade förvaltningsrätten om 28 % högre avkastning för elnätsbolagen än de nivåer som myndigheten beslutat om. Energimarknadsinspektionens generaldirektör uttalade sig då om att myndigheten ansåg att elnätsföretagen i och med förvaltningsrättens beslut fick rätt till en oskäligt hög avkastning, varpå myndigheten överklagade till kammarrätten³³. Kammarrätten meddelade dock att myndigheten inte fick prövningstillstånd varpå myndigheten framhöll att detta visade på behovet av tydligare regler.

³¹ <http://www.skgs.org/skgs-valkomnar-energimarknadsinspektionens-beslut-om-mer-rimliga-elnatstariffer/>

³² <https://www.villaagarna.se/globalassets/dokument/resultat-sammanstallning.pdf>

³³ <https://www.ei.se/sv/nyhetsrum/nyheter/nyhetsarkiv/nyheter-2017/ei-nekas-provningstillstand-gallande-elnatsforetagens-intaktsramar-2016-2019/>

2.2.5 Intäktsregleringens påverkan på kapacitetsbristen

Det lyfts ibland i media att nätregleringen har påverkan utbyggnaden av nät negativt, framförallt av elnätsföretag. Vissa nätbolag nämner att det är för dyrt att bygga ut genom att normprislistan, som används för att värdera elnätsföretagens anläggningar vid beräkning av regulatoriska kapitalkostnader, inte speglar verkligheten. De anser att priserna i normprislistan är för låga jämfört med faktiska kostnader för nätutbyggnad. Dessutom menar de att en låg WACC gör det svårt att investera i nätutbyggnad. Dock har ett antal förändringar gjorts i nuvarande reglermodell sedan införandet för att främja nätutbyggnad. Till exempel infördes inför reglerperioden 2016–2019 en linjär metod för avskrivningar vilken var tänkt att ge nätbolagen incitament till att återinvestera. Det har också i innevarande reglerperiod varit en högre WACC relativt prognosen för nästkommande period.

Energimarknadsinspektionen har ännu inte utrett om den linjära metoden för avskrivningar har lett till att nätbolag investerar mer. De tror dock att det är först nu som man börjar se effekterna av den förändrade modellen, då förändringarna infördes inför innevarande reglerperiod. Även de större nätbolagen nämner att regleringen, som den nu ser ut, ger incitament till att investera.

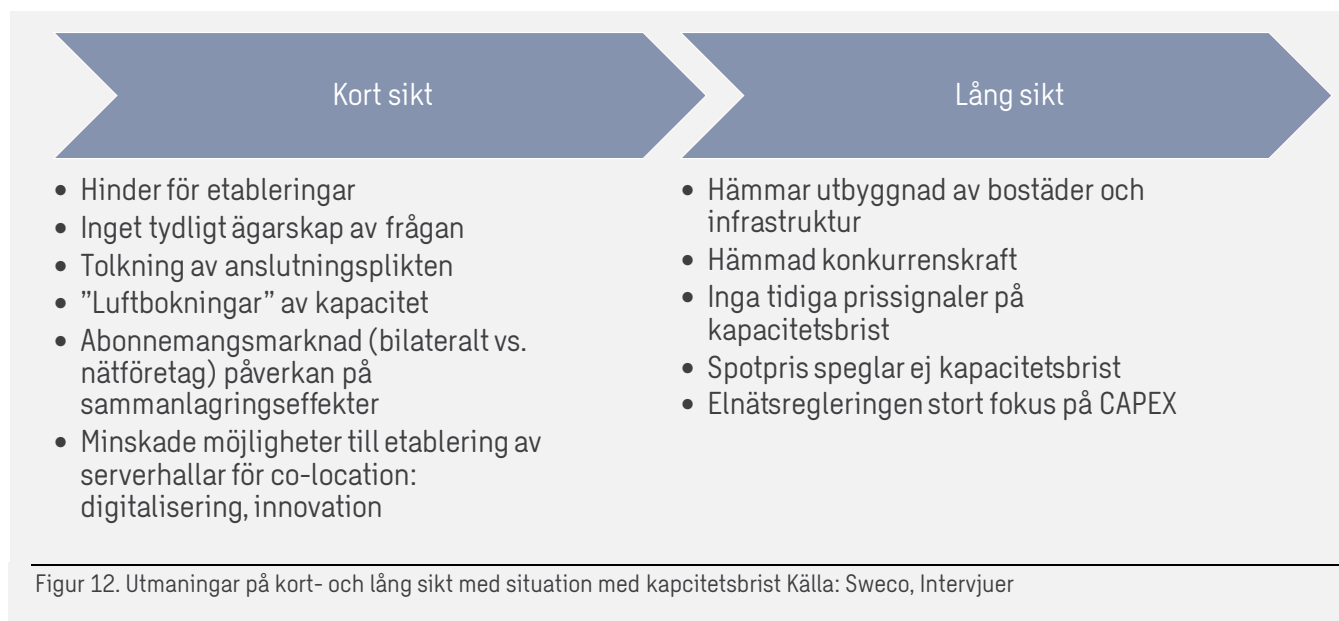
Det nämns också att den nuvarande reglermodellen är "kapitalintensiv" och främjar kapitaltunga investeringar. Idag ges inga direkta incitament i regleringen för att utreda och tillämpa alternativlösningar till att investera i mer elnät. Det är till exempel endast små incitament i regleringen till att jobba med ett mer effektivt utnyttjande av elnätet. Inför nästkommande reglerperiod 2020–2023 infördes "kostnad för nätkapacitetsreserv" som en opåverkbar kostnad, vilket betyder att nätbolag nu kan få täckning för denna typ av kostnader. Dock täcker den inte (direkt) eventuella tillkommande kostnader för personal, modellförändringar eller liknande, eftersom detta istället blir en påverkbar kostnad.

Ett problem som de större nätbolagen ser med nätregleringen är bristen på långsiktighet. Inför nästkommande reglerperiod 2020–2023 kommer WACCen att bli betydligt lägre än den är idag. En låg avkastning kan, enligt vissa nätbolag, göra att de får svårare att få tillgång till kapital, vilket i sin tur kan leda till att endast de mest nödvändiga investeringarna kommer att prioriteras. Viktigt att påpeka är att nätbolagen inte kommer att sluta göra investeringar, de kommer fortfarande att behöva nyansluta samt hålla nätet i skick. Dock, menar branschen, hade en mer långsiktig WACC gjort det enklare att göra prognoser inför framtiden, eftersom livslängden på elnätsanläggningar är relativt lång, och investeringen ska räknas hem under hela anläggningens livstid.

Regleringen av elnätsföretag kan vara ett effektivt verktyg för att styra nätbolagen åt rätt håll när det gäller kapacitetsfrågan. Det är dock viktigt att ha i åtanke att det inte kan vara en enskild lösning. Att enbart höja WACC:en kommer inte att lösa kapacitetsfrågan, utan i slutändan krävs det en samverkan av olika lösningar.

2.3 Kapacitetsbristens utmaningar och konsekvenser på kort- och lång sikt

I följande avsnitt beskrivs den nuvarande situationen i Sveriges elnät samt vilka utmaningar som kapacitetsbrist kan leda till på kort och lång tidshorisont. En övergripande beskrivning ges i Figur 12.



2.3.1 Utmaningar på kort sikt

Ett av de främsta hindren på kort sikt är möjligheterna för etableringar av nya verksamheter, expansion av befintliga verksamheter, ny infrastruktur och nya stadsdelar. I de fall där lokalnäten nekas utökade abonnemang mot regionnäten riskerar det att nya stadsdelar stoppas och inte kan utvecklas, men även att tillkommande industrier inte kan anslutas eller att befintliga verksamheter som vill expandera inte kan göra det. I en studie som Energiföretagen Sverige tagit fram³⁴ anger 60 % av näringslivsrepresentanterna att man ser ökade risker för [kapacitets]problem i området där man bedriver verksamhet. I samma undersökning menar 75 % av näringslivsrepresentanterna att man är mycket oroad för att kapacitetsbrist blir en verksamhetshämmande faktor inom ett år. Svenskt Näringsliv i Södermanland har gjort en liknande undersökning³⁵ där man intervjuat över 260 företagare i regionen. I undersökningen framkommer att 19 % av de tillfrågade företagen planerar för investeringar de kommande tre åren som förutsätter ökad kapacitet. Av de som angett att man behöver mer kapacitet så svarar 67 % av dessa att man tror att företagets produktion kommer att stagnera om man inte kan genomföra investeringen och 45 % tror att deras konkurrensförmåga kommer att påverkas.

Regeringen och Business Sweden driver kontinuerlig verksamhet för att marknadsföra Sverige för att attrahera etableringar av serverhallar och datacenter till Sverige. En utmaning som Business Sweden ser i samband med ett kapaciteten i storstadsregionerna begränsas är möjligheten att etablera datahallar i närhet till Sveriges folktätaste regioner. Business Sweden pekar specifikt på serverhallar som används för co-location, hallar där serverkapacitet hyrs ut till många aktörer. Aktörerna kan vara företag och organisationer i alla storleksklasser, från näringslivet eller offentlig sektor och allt ifrån små start-ups, digitaliserings och innovationsföretag till stora multinationella företag. Hallarna etableras gärna i storstadsregioner för närheten till de nämnda bolagen. Skulle dessa etableringar inte vara möjliga ser Business Sweden en stor risk att innovationskraft och digitalisering hämmas. Andra typer av verksamheter som drabbas hårt är telekomutrustning för att bygga 5G nätet och andra digitala aktörer bland annat inom kommunikation där närheten till städer är avgörande för verksamheten.

Problematiken då lokalnätsägare nekas ökade abonnemang kan bland annat leda till en situation där bolagen tvingas säga nej till elanvändare som vill ansluta till elnätet. De elnätsbolag som har nätkoncession för ett område har så kallad "anslutningsplikt" enligt ellagen, vilket innebär att man är skyldig att ansluta nya elanvändare till elnätet. Enligt 3 kap. 6–8 § i ellagen ska anslutning ske inom två år om det inte finns "särskilda skäl". Bolagen har också ett ansvar enligt

³⁴ https://www.energiforetagen.se/globalassets/energiforetagen/bilder/egna-seminarier/pernilla-winnhed_intro.pdf?v=6vDaJG13u9bPQP2ITLbysvgM9M

³⁵ https://www.svensktnaringsliv.se/regioner/sodermanland/konsekvenserna-av-effektbrist-foretagarpanelen-sormlandpdf_727030.html/BINARY/Konsekvenserna%20av%20effektbrist%20-%20F%C3%B6retagarpanelen%20S%C3%B6rmland.pdf

ellagen att upprätthålla drift och säkerhet i sina elnät. I en situation med kapacitetsbrist hamnar elnätsföretagen därför i kläm mellan dessa skyldigheter. Att tvingas ansluta nya elanvändare, trots att kapacitet inte finns tillgänglig, riskerar att försätta bolagen i en situation där driften äventyras för befintliga elanvändare i nätet. Situationen där lokal- och regionnåtsägare nekats ökad anslutning är relativt ny, och därför har situationer där anslutningsplikten äventyrar driftsäkerheten ännu inte prövats. Att kapacitet saknas i elnätet kan vara just ett sådant "särskilt skäl" som nämns i ellagen och lokal- och regionnät har därför rätt att neka elanvändare anslutning om företagen kan hänvisa till ett ohållbart driftläge. Exakt var denna gränsdragning går är dock ännu inte prövad och lokal- och regionnåtsägare står inför potentiellt svåra bedömningar om hur långt deras plikter sträcker sig. En stark anslutningsplikt skulle ställa höga krav på nätbolagen att hitta alternativa lösningar för att förse de nya elanvändarna med kapacitet.

En annan utmaning som förekommer gällande anslutningsplikten är kravet på att ansökningar ska behandlas kronologiskt baserat på ansökningsdatum. Energimarknadsinspektionen har bland annat lyft frågan om samhällsviktiga funktioner ska ges förtur till anslutning, i den mån överföringskapaciteten är begränsad. Dessa problemställningar har inte behövt behandlas tidigare och ellagen ger därför inga tydliga svar på ansvar, plikter och befogenheter vid kapacitetsbrist. Energimarknadsinspektionen har under hösten 2019 fått i uppdrag av regeringen att utreda frågor kopplat till kapacitetsbrist, bland annat eventuella behov av förändring av turordningsprincipen.

Kortsiktigt innebär dessa utmaningar att företag som vill etablera sig i områden med kapacitetsbrist kommer att behöva försöka hitta andra lösningar eller etableringsorter för att tillgodose verksamheten med tillräcklig kapacitet. Ett alternativ är att vända sig till redan etablerade företag i området och undersöka om dessa har abonnemang som inte utnyttjas. Det skulle på så sätt kunna uppstå lokala "abonnemangsmarknader" där företag delar eller byter abonnemang. Detta är dock problematiskt ur ett nätägarperspektiv då förbrukningsmönster plötsligt kan ändras och då historiska förbrukningsmönster utgör en viktig del av nätplaneringen och nätägare tar hänsyn till så kallade sammanlagringseffekter i sina nätprognoser. Mest troligt kommer nätägaren behöva utgöra en del i dessa affärer, då företagen själva i de allra flesta fall saknar nätkoncession och rätt att överföra el till andra, men ansvar och befogenheter i dessa frågor är inte helt utredda och möjligheten att överlåta befintliga abonnemang ännu är oklar.

En annan kortsiktig utmaning som uppstått då kapacitetsbristen i storstadsområdena blivit större är risken för "luftbokningar", det vill säga prognoser och förfrågningar om utökad nätkapacitet som i själva verket inte behövs. Detta fenomen uppstår då nätbolag och elanvändare skickar in ansökningar om utökad kapacitet för att säkra framtida utökningar och etableringar. Detta fenomen har både observerats i stamnätet och hos lokal- och regionnåtsägare och kan leda till att den situationen med kapacitetsbrist upplevs som värre än vad den i själva verket är.

2.3.2 Utmaningar på lång sikt

De långsiktiga konsekvenserna av kapacitetsutmaningen är svårare att förutse. År 2018 beställde Energiföretagen en rapport för att kvantifiera samhällsekonomiska effekter av kapacitetsbrist. I slutrapporten³⁶ bedöms att Sverige riskerar att gå miste om 150 miljarder i investeringar om året (år 2030) om situationen med kapacitetsbrist kvarstår. Analysen har då räknat med att etableringar som annars skulle ha skett i Sverige etableras utomlands och att Sverige på så sätt förlorar arbetstillfällen och de samhällsekonomiska nyttor som etableringarna inneburit. Rapporten uppskattar att Sverige totalt kan behöva säga nej till 16 000 MW nyanslutningar fram till år 2030. Metoden och den ekonomiska bedömningen har diskuterats, då det är svårt att skatta det ekonomiska värdet. Det kan dock konstateras att företag redan idag har svårt att etablera sig på vissa orter i Sverige. Alternativen blir då att etablera sig på andra orter eller att välja en etablering utanför Sverige.

På kort sikt kan bostadsprojekt och exploatering av nya stadsdelar med stora effektbehov vid anslutning hindras, långsiktigt innebär detta att även mindre elektrifieringsprojekt kan komma att stoppas och på så sätt förhindra viktig energiomställning inom transportsektorn och industrin. Detta kan exempelvis påverka utbyggnaden av laddinfrastruktur

³⁶ <https://www.energiforetagen.se/globalassets/energiforetagen/nyheter/2018/2018-08-16-poyryrapporten.pdf?v=lquN8eBVVgH9r3eJQjyA64fTUw0>

och möjligheterna för industri att elektrifiera sina processer för att byta ut fossila bränslen. Långsiktigt kan detta påverka Sveriges konkurrenskraft men även förmåga att elektrifiera, och där med minska koldioxidutsläpp, negativt.

Ytterligare utmaningar för att lösa kapacitetsbristen är att prissignalerna för att motverka kapacitetsbrist är små. Dagens elmarknad, som baseras på såld energi, ger få incitament att vara effektiv och minska sina effekttoppar. Ett fåtal nätföretag har påbörjat arbetet med att införa effekttariffer för att aktivt prissätta effektutnyttjande. Dessa är dock få och nätavgifter prissätts fortfarande i huvudsak baserat på elanvändning (förutom för stora elanvändare såsom industri som i regel har effekttariffer). Energimarknadsinspektionen uppdaterar under hösten 2019 sitt regelverk för tariffer och prissättning. Även en stor del av elhandeln baseras på tillförd energi. Det innebär att en elanvändare inte får någon prissignal om att det råder kapacitetsbrist och kan styra sin förbrukning för att minska påverkan. Elhandel för privatpersoner sker ofta med avtal med fast års- eller månadskostnad, avtal där enstaka effekt- och kapacitetsbristsituationer får litet genomslag på priset, och enbart ett fåtal elanvändare debiteras med elpriset för timmen under vilken den förbrukades under. Även industri har svårt att reglera sin elanvändning baserat på spotpriset. I teorin skulle det dessutom kunna förekomma elanvändare som optimerar sin förbrukning baserat på spotpriset i elprisområdet men som därmed förvärrar för kapacitetsproblematiken i regionen, om spotpriset inte korrelerar med den regionala kapacitetssituationen. Många aktörer hänvisar till att prissignalen för kapacitet är för svag och att den regionala kapaciteten inte vägs in i prissignalen. Detta har bland annat bidragit till att kapacitetsbristen har varit svår att förutse och förbygga och att många aktörer blivit medvetna om situationen alldeles för sent.

Ur ett långsiktigt perspektiv bör dock poängteras att Svenska kraftnät idag har utbyggnadsprojekt för att stärka upp de områden som har eller riskerar att hamna i situationer med kapacitetsbrist. I exempelvis Stockholmsområdet förutspår Svenska kraftnät att de nödvändiga förstärkningarna i stamnätet kommer vara gjorda till år 2027 och även till Mälardalsområdet och Skåne pågår förstärkningsprojekt. Hur utvecklingen därefter kommer att se ut är svårt att förutspå. Beroende på hur elbehovet utvecklas i olika delar av landet finns en risk att nya kapacitetsbegränsningar uppstår.

2.3.3 Vem äger problemet och vem har ansvar?

En av de främsta utmaningarna både på kort- och lång sikt som identifierats under projektet är ägarskapsfrågan, d.v.s. vem har ansvar för att lösa kapacitetsproblemet. Det är många olika aktörer inblandade och eftersom att fenomenet med akut kapacitetsbrist kring storstadsområdena är relativt nytt är ansvarsfrågorna inte helt tydliga eller utredda. Mellan samtliga aktörer förekommer olika typer av frågeställningar relaterat till ansvar och ägarskap. I Figur 13 beskrivs de huvudsakliga frågeställningarna mellan olika aktörer som har lyfts inom denna studie. Figur 13 gör en ansats att visa de komplexa sambanden mellan aktörer och att många frågeställningar ännu är olösta mellan aktörerna. De olika aktörernas roller och otydliga ansvarsfördelning är en av orsakerna till att det kan upplevas som komplext att få en samlad överblick över kapacitetsfrågan, då aktörerna ofta pekar åt olika håll och samspelet mellan dessa ser olika ut. Ansaret mellan dessa aktörer är inte heller helt fördelat och det råder olika syn kring hur ansvaret ska fördelas mellan dem.

För Svenska kraftnät är en av de tydligaste utmaningarna att definiera vilka aktörer som ska vara inblandade i de långsiktiga prognoserna över stamnätets utveckling. I dialogen mellan Svenska kraftnät och region- och lokalnätsägare är det tydligt att kommunikationen varit bristfällig och att det inte finns en strukturerad dialog gällande prognoser och nätutveckling. Det finns heller inget tydligt ägarskap över frågan gällande vem som ska bjuda in, ta initiativ till och samordna processer mellan aktörerna.

Mellan Svenska kraftnät och region- och lokalnätsägarna råder också otydligheter gällande ansvar för att handla upp kapacitetsreserver. I dagsläget kan region- och lokalnätsägare handla upp tillgänglig kapacitet i så kallade kapacitetsreservsavtal där man tecknar kontrakt med lokala elproducenter för att tillgodose kapacitetsbehov i en bristsituation. Region- och lokalnätsägare har lyft om detta ansvar istället borde ligga på Svenska kraftnät. Denna frågeställning går egentligen mycket djupare, dvs. vem ansvarar för att lösa och avhjälpa situationen med kapacitetsbrist? Det går att argumentera för att det är region- och lokalnätsägarna som ansvarar för driften i näten och ska se till att elanvändare kan anslutas och driftsäkerhet upprätthållas, och således dessa som ansvarar för alternativa lösningar så som att upphandla en kapacitetsreserv. Argumenten från andra sidan är att Svenska kraftnät har ansvar för att tillgodose regionnäten med tillräcklig effekt, när Svenska kraftnät nu nekar regionnät utökade kapacitetsuttag så bör affärsverket istället hitta alternativa lösningar, så som kapacitetsreserv, för se till att kapacitet finns tillgänglig.

Ansvarsfrågan är dessutom en kostnads- och fördelningsfråga. Nätets systemkaraktär innebär att om en kapacitetsbristsituation avhjälpas i ett lokalnät avlastar det även regionnätanslutningen för kringliggande lokalnät. Argumentet som framförs av elnätsägare är då att kostnaden för avhjälpande av bristen bör ligga på så hög nivå som möjligt så att hela det drabbade kundkollektivet, och inte bara det lokalnät som investerat i lösningen, får stå för kostnaden. När kapacitet frigörs för ett lokalnät innebär det att fler lokalnät kopplade till det aktuella regionnätet kan få en förbättrad kapacitetssituation. Motsvarande gäller för relationen stamnät och regionnät, och regionnätsägare argumenterar därför att kostnaden bör betalas av Svenska kraftnät och debiteras hela kundkollektivet och inte enbart elanvändare i enskilda nät.

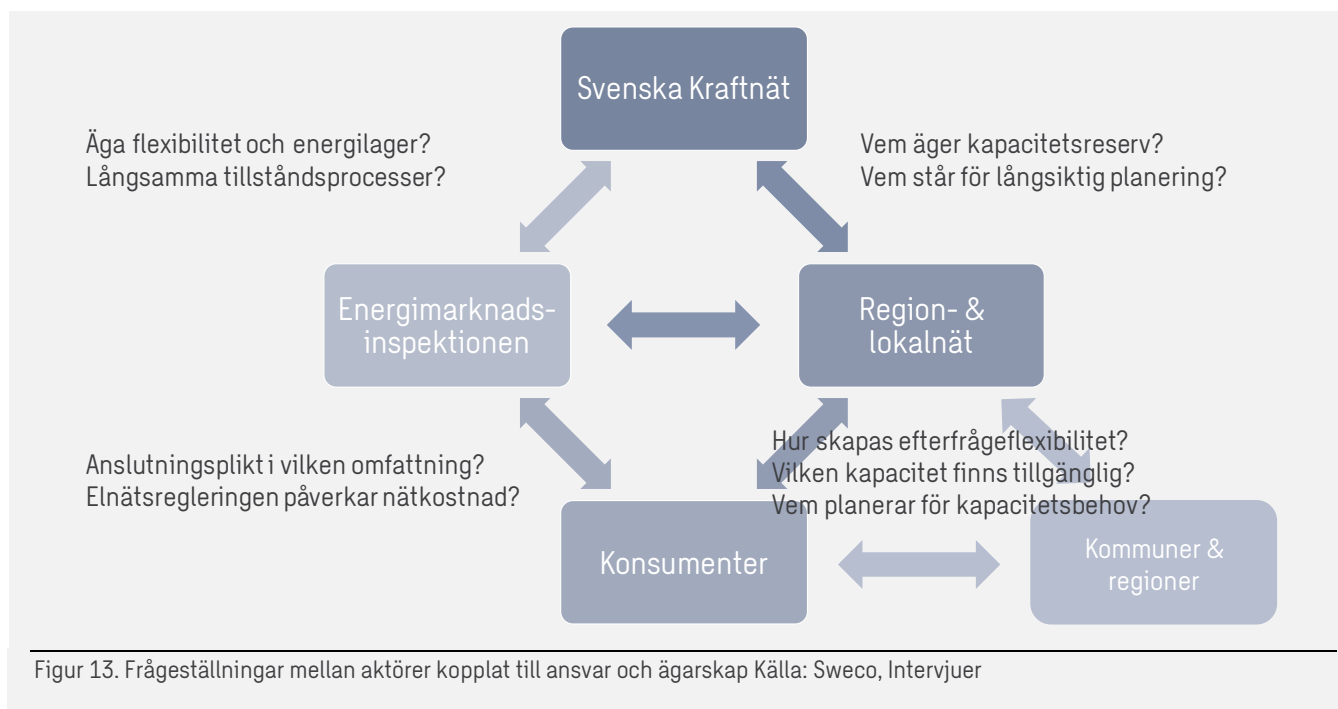
Planeringsansvaret innehåller dessutom oklarheter mellan elanvändare, kommuner och nätägare. Det finns inget tydligt uttalat ansvar för prognoser vad gäller stadsutveckling, nybyggnationer, elanvändares framtida kapacitetsbehov och utvecklingsplaner. Kommuner och regioner gör sina olika utvecklingsplaner, men dessa har ofta låg koppling till nätbolagens prognoser och samarbetet ser olika ut från kommun till kommun. Nät kunder har ofta direkt dialog med nätbolagen, men då kommuner och regioner också vill stimulera företagsutveckling och etableringar förekommer det även att dessa har direktkontakt med elanvändare. Ansvar för kapacitetsplanering ser därför väldigt olika ut och sker inte via tydlig samordning mellan dessa tre typer av aktörer.

Även vad gäller efterfrågefleksibilitet och nya lösningar för flexibel elanvändning är ansvaret mellan elanvändare och nätbolag otydligt. Vilka incitament och marknadsmöjligheter som tagits fram och hur långt utvecklingen av dessa kommit, skiljer mellan kommuner och nätbolag. Hur efterfrågefleksibilitet ska uppkomma, finansieras och nyttjas har ännu inga tydliga spelregler.

Frågeställningar som berör förhållandet mellan Energimarknadsinspektionen och elanvändare är framförallt elnätsregleringens påverkan på nätpriset för elanvändare men även regelverket som berör anslutningsplikten och kravet att ansluta nya elanvändare i ellagen. I en situation med akut kapacitetsbrist blir anslutningspliktens omfattning aktuell. Som vi beskrivit tidigare under avsnittet "Utmaningar på kort sikt" är anslutningspliktens omfattning inte tydligt definierad. Denna frågeställning har stor påverkan för elanvändare och där bör Energimarknadsinspektionen ha ett ansvar för att utreda eventuella oklarheter.

Ansvaret för tillståndprocesser och planering av stamnätets utbyggnad påverkas av relationen mellan Svenska kraftnät och Energimarknadsinspektionen. Energimarknadsinspektionen är tillståndsgivande myndighet som ansvarar för processen där Svenska kraftnät ansvarar för ansökan, planering och dokumentation av nya projekt. För att förkorta tillståndprocesserna är dialogen mellan Svenska kraftnät och Energimarknadsinspektionen avgörande för att hitta moment och regelverk som kan underlättas för att korta ledtiderna. Att sköta fler processer parallellt och att minska antalet steg i processer skulle kunna underlätta byggandet av stamnät.

Vad elnätsbolag får ta betalt för och vilka rättigheter och skyldigheter nätbolagen har regleras i ellagen med tillhörande förordningar och föreskrifter. Energimarknadsinspektionen är tillsynsmyndighet, den myndighet som ger ut föreskrifter inom dessa frågor och även den myndighet som bereder nya lagförslag till regeringen. Energimarknadsinspektionen ansvarar bland annat för att ta fram lagförslag och lagändringsförslag för att implementera EU:s direktiv om energi i den svenska nätlagstiftningen. Där regleras bland annat vilka som får äga batterier och energilager samt vilka kriterier som ställs på nätägare för att få äga dessa. Implementeringen av elmarknadsdirektivet sker under 2019 och 2020 och hur denna implementering kommer ske och vilket ansvar som läggs på nätägare är ännu inte specificerat. Även andra flexibilitetslösningar påverkas av ellagen och elnätsregleringen och därför är samspelet mellan elnätsföretagen och Energimarknadsinspektionen viktigt även i detta avseende.



2.4 Hur löser vi elnätsutmaningen?

Möjliga alternativ för att lösa frågan med kapacitetsbrist består av i huvudsak tekniska-, marknadsmässiga och förebyggande åtgärder. För att lösa den akuta situationen finns en rad olika tekniska lösningar på kort och lång sikt där den traditionella lösningen är att bygga ut elnätet, men där det också finns andra tekniska möjligheter (se även kapitel 2.4.5). Att se till alternativa marknadsåtgärder så som lokala flexibilitets- och kapacitetsmarknader för att stimulera efterfrågefleksibilitet kan också vara lösningar på kort- och lång sikt. För att undvika att kapacitetsbrist uppstår framöver så bör utmaningen med prognoser och planering, vilket beskrivits som en av huvudorsakerna till att situationen uppstått, bemötas och förebyggas. Där finns en hel del åtgärder att vidta för att öka samordningen mellan aktörerna för att bygga robustare prognoser över kapacitetsbehovets utveckling. Dessa åtgärder beskrivs i detta kapitel och ramas in översiktligt i Figur 14 där lösningarna kategoriseras på kort- och lång sikt. I följande stycken beskrivs även vilka hinder som förekommer för att fullt ut kunna nyttja dessa lösningar.

Lösningar: <i>kortsiktigt</i>		<i>långsiktigt</i>
Öka kapacitet	Tekniska lösningar: <i>högtemperaturledning, omkopplingar av stationer, dynamic line rating</i>	Bygga nät
	Energilager	Energilager
	Säkrad drift av lokal elproduktion	Lokal elproduktion
	Efterfrågefleksibilitet	Efterfrågefleksibilitet
	Roterande fränkoppling	Minska eluppvärmning
	Energi- och effekteffektivisering	Energi- och effekteffektivisering
Förbättra planering	Strukturerad samordning nättaktörer	Strukturerad samordning nättaktörer
	Effektiv behovsplanering kommuner & regioner	Effektiv behovsplanering kommuner & regioner
	Utse samordnare	Kortare & effektivare tillståndsprocesser

Figur 14. Kort- och långsiktiga lösningar på kapacitetsutmaningen Källa: Sweco, Intervjuer

2.4.1 Öka tillgänglig kapacitet med tekniska lösningar

Det finns en rad olika tekniska lösningar för att öka överföringskapaciteten i elnätet. Den klassiska lösningen är helt enkelt att bygga ut elnätet och förstärka de regioner där kapacitetsbrist råder. Svenska kraftnät är helägt av svenska staten och lyder under regeringsdirektiv. Vissa aktörer menar därför att regeringen tydligare skulle kunna ge Svenska kraftnät i uppdrag att bygga ut nätet i en snabbare takt och öka investeringstakten. Detta skulle öka nätutbyggnaden men även öka kostnaderna för elanvändare och producenter då stamnätstariffen ökar.

Alternativa lösningar med kortare tidshorisont är att applicera nya tekniska lösningar i elnätet för att frigöra tillgänglig kapacitet. Svenska kraftnät undersöker just nu möjligheten att använda sig av högtempererade ledningar, där man tillåter högre temperaturer på ledningen, och således kan transportera högre effekter. Man undersöker även möjligheten att koppla om stationer för att öka kapacitet i vissa områden. Svenska kraftnät genomför dessutom kontinuerliga flödesanalyser i elnätet för att optimera och stimulera effektiv användning av stamnätet. En annan teknisk lösning är så kallad Dynamic Line Rating, där kontinuerlig mätning och övervakning kan möjliggöra olika höga effektflyden i en ledning, baserat på väder och klimatförhållanden. Kalla och/eller blåsiga dagar då det förekommer en högre naturlig avkylning skulle exempelvis en ledning kunna transportera en högre effekt. Dessa typer av lösningar jobbar Svenska kraftnät och regionnätssägarna kontinuerligt med för att avhjälpa situationen.

Att energieffektivisera är också ett sätt att minska effektbehovet i vissa verksamheter och på så sätt frigöra överföringskapacitet. I Uppsala kommun, där kapacitetsbristen upptäcktes tidigt, har stort fokus legat inte bara vid energieffektivisering, utan också effekteffektivisering. Att verksamheter jobbar aktivt för att minska sitt kapacitetsbehov kan underlätta situationer med kapacitetsbrist. Ett effektivt sätt att effekteffektivisera är bland annat att minska elanvändning för uppvärmning. I uppvärmningssektorn finns alternativa lösningar så som fjärrvärme, vilket i många fall också innebär ökad lokal elproduktion om fjärrvärmens produceras i ett kraftvärmeverk. Fjärrvärme innebär alltså dubbel

nytta för att lösa kapacitetsbristen, om värmesektorn i högre grad övergår till fjärrvärme minskar elbehovet och detta skulle samtidigt kunna bidra till ökad lokal elproduktion³⁷.

Lokal elproduktion är ytterligare ett effektivt sätt att minska kapacitetsbehovet från överliggande nät. Om elen istället produceras lokalt behövs inte ett lika stort effektuttag från överliggande stam- och regionnät. Den lokala elproduktionen befinner sig dock på en konkurrensutsatt elmarknad där produktionens lönsamhet bestäms av spotpriset och kostnaden för annan produktion. Ett hinder för att öka mängden lokal elproduktion är därför problematiken med att den lokala produktionen är svår att räkna hem och att de ekonomiska incitamenten för den lokala elproduktionen inte tar hänsyn till att regional kapacitetsbrist råder. Nyttan för det lokala energisystemet prissätts inte på dagens elmarknad och nätbolagen kan därför inte räkna med att denna produktion finns tillgänglig. Att lägga ner lokal energiproduktion går dessutom fort och kan göras på kort varsel, vilket gör att driftförutsättningarna kan förändras snabbt. Ett hinder och en utmaning på många orter, bland annat i Stockholm och Skåne, är snarare att lokala produktionsenheter lägger ner för att lönsamheten är för låg. Denna situation har dessutom förvärrats av att kraftvärmeproducenter har fått minskade undantag och tillkommande bränsleskatter vilket lett till att lönsamheten försämrats i dessa enheter, vilket lyfts av branschen som ett hinder för ökad lokal elproduktion.

Ett annat sätt för att stimulera lokal elproduktion är därför upphandling av lokala kapacitetsreserver. Det innebär att nätägare kan teckna avtal med lokala producenter för att tillhandahålla lokal elproduktion i en situation då kapacitetsbrist råder. Detta görs bland annat i Stockholm där Ellevio har ett avtal med Stockholm Exergi om produktionskapacitet, vilket ökar den tillgängliga kapaciteten i nätet med cirka 200–400 MW. Dessa avtal syftar till att upprätthålla funktion och driftsäkerhet i elnätet och Energimarknadsinspektionen menar därför att de är ett sätt för lokal- och regionnätägare att avhjälpa problemet under förhållanden då kapacitetsbrist råder. Dessa avtal är dock tidsbegränsade och får enbart tecknas i situationer med kapacitetsbrist. Ett hinder för nyttjandet av dessa är därför att de är relativt kortsiktiga och inte stimulerar långsiktig utveckling av den lokala elproduktionen. Vissa elproducenter menar exempelvis att dessa avtal inte ger tillräckligt med incitament för att ta investeringsbeslut då investeringsprognoser behöver längre tidshorisonter. Energimarknadsinspektionen menar också att detta inte är en långsiktig lösning då man stör marknadens funktioner och anläggningar som var menade att fasas ut i en normal marknadssituation hålls vid liv. En annan utmaning är att dessa lösningar tenderar att bli dyra, då det är relativt få timmar per år som reserverna de facto behövs för att upprätthålla nätfunktion. Det gör att abonnemangen blir förhållandevis dyra jämfört med den nytta de ger.

Att annat sätt att upprätthålla nätets funktion och jämna ut effekttoppar är att använda batterier eller annan lagringsteknik för att upprätthålla drift i nätet. Genom att lagra energi då kapacitetsbehovet är lågt och nyttja batterier istället för utökat kapacitetsuttag då kapacitetsbehovet är högt minskar behovet av utökad överföring av el från överliggande elnät. Ellagen tillåter dock enbart att batterier används för att upprätthålla nätdrift, elnätbolagen har inte rätt att köpa eller sälja el då man då stör en konkurrensutsatt marknad. Detta gör att nätbolag kan ha svårt att få lönsamhet i denna typ av lösningar då de enbart nyttjas ett fåtal timmar om året, vilket kan anses vara ett hinder för att nyttja denna typ av lösning. I och med artikel 36 i EU-kommissionens Elmarknadsdirektiv (en del av Ren energipaketet) kan det dessutom bli ännu svårare för lokalnätsföretag att äga och driva energilagrar. Direktivet anger att nätföretag i regel inte ska äga, utveckla, förvalta eller driva energilagransanläggningar. Istället hänvisar Energimarknadsinspektionen till att det nya EU-regelverket avser att nätbolagen bör köpa in denna typ av tjänster av tredje part. Ett annat hinder är dock att det ännu enbart finns ett begränsat antal aktörer som tillhandahåller denna typ av batteri- och lagringstjänster som nätbolagen skulle kunna köpa in.

Som sista utväg kan så kallad roterande fränkoppling tillämpas³⁸. Detta innebär att elanvändare och vissa nätområden stängs av från elnätet för att minska belastningen. Detta görs under en begränsad tidsperiod och därefter kopplas nästa område bort. På så sätt kan nätägare kontrollera nätets drift i en situation där kapacitetsbristen blir för stor. Konsekvenserna för elanvändarna kan givetvis vara mycket stora, varför detta inte är en önskvärd lösning. Detta är ett verktyg som Svenska kraftnät kan använda och beordrar då nätägare att fränkoppla elanvändare. Det är kommuner och

³⁷ https://www.svebio.se/app/uploads/2019/05/Frank_Kronert.pdf

³⁸ <https://www.Svk.se/aktorsportalen/elmarknad/styrel-och-frankoppling/>

elnätsföretag som tillsammans identifierar och planerar för hur samhällsviktiga verksamheter ska kunna prioriteras samt hur länge fränkopplingen ska ske för respektive område. Flertalet aktörer som medverkat i denna studie tror att detta är ett verktyg som Svenska kraftnät kommer att behöva nyttja oftare. Redan vintern 2018 så var kapacitetstaket nära att nås i södra Sverige och roterande fränkopplings hade då varit det tekniska alternativet för att hantera detta.

För att lösa kapacitetsbristen förutspås även att nya tekniska lösningar kommer att tas fram för att minska problematiken. Smart teknik, aktiv styrning och 5G pekas ut som viktiga tekniker. För att stimulera nya innovativa lösningar föreslår vissa elnätsföretag att incitament införs i nätregleringen. Så kallade innovativa sandlådor med tillfälliga undantag från rådande reglering kan användas för att hitta nya lösningar och stimulera ny teknik.

2.4.2 Öka tillgänglig kapacitet med marknadslösningar

Som nämnts ovan speglar inte prissignalen på elmarknaden en lokal situation med kapacitetsbrist, då kopplingen mellan nationellt spotpris och lokal kapacitetsbrist saknas. För att skapa en prissignal som också värderar den lokala kapaciteten samt förmågan att vara flexibel i sin elanvändning undersöks nya marknadslösningar. CoordiNet är ett EU-projekt som bedrivs ibland annat Skåne, Uppland, Västernorrland/Jämtland och på Gotland där Vattenfall Eldistribution, E.ON Energidistribution och Svenska kraftnät samarbetar för att hitta nya marknadslösningar. Projektet undersöker även tekniska lösningar men syftar också till att skapa demonstrationsanläggningar med lokala marknadsplatser för effektivare användning av elnätet. Bland annat vill projektet att hushåll och industrier ska kunna använda sin el mer flexibelt. Dessa lokala marknadsplatser för kapacitet och flexibilitet ska prövas i stor skala under vintern 2019 och aktörerna hoppas på att detta kan bidra till skapa nya marknadslösningar.

Hushåll har stor potential att vara mer flexibla i sin elanvändning då till exempel värmepumpar kan styras för att minska elanvändning i ansträngda timmar. Den inneboende trögheten i vattenburna värmesystem gör att dessa lätt kan stängas av under perioder, utan att komfort och upplevelse påverkas nämnvärt. För att kunna nyttja hushållens potential för att bli mer flexibla kan så kallade aggregatorer nyttjas. Detta innebär en tredje part som samlar många elanvändares flexibla elanvändning och på sätt kan aggregera ihop en större volym flexibel elanvändning. Dessa aggregatorer kan sedan använda aktiv styrning hos hushållen för att bidra med flexibilitet till systemet mot en ersättning.

Ett annat sätt att skapa incitament för elanvändare att förbruka sin el med så låg påverkan på nätet som möjligt är att ha närtariffer som på ett aktivt sätt, med hög upplösning, prissätter nätutnyttjande baserat på rådande kapacitetsläge. Dessa kallas effekttariffer och används redan i stor omfattning för stora elförbrukare. Effekttariffer införs i allt högre utsträckning i lokalnät för att ge en prissignal även till vanliga elanvändare att hålla nere på sitt effektuttag under perioder då det är hög belastning i nätet (typiskt dagtid under vardagar på vinterhalvåret). Att generellt debitera elanvändare med högre upplösning och med tydligare prissignaler skulle öka medvetenhet och möjligheterna till aktiv styrning hos kundkollektivet. Energimarknadsinspektionen arbetar under hösten 2019 med att ta fram nya riktlinjer för tariffer och prissättning.

Skapas marknadslösningar som prissätter flexibilitet och tillgänglig kapacitet kan nya typer av aktörer bidra till energisystemet. Ett exempel är reservkraftverk och reservaggregat som finns inom industri och exempelvis serverhallar. Dessa reservaggregat skulle till exempel kunna nyttjas för att avlasta situationer med lokal kapacitetsbrist och bidra med lokal produktion. En annan lösning är flexibla nätavtal, där elanvändare kan teckna avtal med avseende på flexibilitet om att leveranser får avbrytas under vissa förutsättningar, exempelvis med avtal om förbrukning under bestämda timmar etc.

2.4.3 Förbättra planering och samordning

En av huvudorsakerna som identifierats i denna rapport till att dagens situation med lokal kapacitetsbrist i storstäderna uppkommit är bristande samordning och planering mellan de olika aktörerna med påverkan på nätutbyggnad. För att förebygga denna problematik och långsiktigt lösa problemet måste därför samordningen och koordineringen öka för att undvika att denna situation uppstår igen.

Vad gäller prognostiseringen över nätutvecklingstakt och kapacitetsbehov måste de lokala och regionala planerna integreras i Svenska kraftnäts långsiktiga planering. Svenska kraftnät bör ta hänsyn till region- och lokalnätens

långsiktiga prognoser. Samtidigt bör det ställas krav på att region- och lokalnätsföretag tar fram denna typ av prognoser och planerna ska därefter integreras mycket tidigare i processen. För att underlätta processen, harmonisera förfaranden och minska administration bör dessa planer ta fram enligt en enhetlig standard med regelbundna perioder. Dessa bör därefter integreras i Svenska kraftnäts långsiktsprognoiser för att nätutvecklingen på så sätt ska kunna ta hänsyn till kapacitetsbehoven i underliggande nät långt i förväg. Detta är inte ett förfarande som sker idag, utan enbart lokal- och regionnätens specifika förfrågningar behandlas av Svenska kraftnät. Med ett standardiserat förfarande och ett kontinuerligt utbyte skulle samarbetet för att prognostisera nätutvecklingen ske med hjälp av fler aktörer och blir mer heltäckande. En annan åtgärd som lyfts fram under studien är att nätutbyggnad även fortsatt bör ske med viss överkapacitet och att man bör ta höjd för framtida ökningar av kapacitetsbehovet.

För att kunna ha detta koordinerade samarbete mellan Svenska kraftnät och de lokala och regionala energibolagen måste någon part ges ansvar för detta samarbete. Idag finns ingen aktör med ansvar för att dessa ska koordineras, vilket innebär att det inte skapats några sådana forum för samarbete. Detta har bland annat elanvändare lyft fram som något negativt vid etableringar, då det varit svårt att få till möten, få rätt information och veta vilken aktör man bör vända sig till. Att därför utse en samordnare för planering av nätets långsiktiga utveckling är därför ett första steg för att skapa denna utveckling.

Även samspelet mellan kommuner och nätbolag måste förbättras. Kommunernas långsiktsprognoiser och utvecklingsplaner måste i tidigare skeden synkroniseras med nätbolagen, exempelvis planer för bostadsutveckling och infrastruktur. Även i detta fall skulle standardiserade prognosverktyg där energi- och effektbehov tidigt kvantifieras kunna underlätta för kommunerna. Det skulle även underlätta för nätbolagen att kunna begära liktydig information från olika kommuner. Koordinering med behovsplaneringen i kommuner och regioner blir därför en viktig lösning för att förebygga att liknande situationer uppkommer igen.

Ett annat behov som efterfrågats av en rad aktörer i studien är tillräckliga konsekvensanalyser vid införande av nya lagförslag som kan påverka landets kapacitetssituation. De skatter som nu ändrats eller planeras att införas på fossila bränslen och avfallsförbränning påverkar kapacitetsbristen och för att undvika ytterligare styrmedel som slår mot en redan ansträngd situation menar nättaktörerna att dessa lagförslag måste analyseras ordentligt i detta avseende innan de genomförs.

Ytterligare en viktig lösning för att underlätta för planering och byggnation av nya elnät för att avhjälpa nuvarande situation är att korta ner projekttiden för att bygga elnät. En viktig del i detta är att korta ner tiden för tillståndsprocesser, som tar en stor del av den totala projektiden. Här har Energimarknadsinspektionen som är tillståndsgivande myndighet en viktig roll för att underlätta för utbyggnaden av elnät. Regeringen har även beställt en utredning som bland annat ska se över vilka regelverk som skulle kunna underlättas för att förenkla tillståndsprocesser, nätkoncessionsutredningen, som beskrivs nedan i 2.4.4.

2.4.4 Nätkoncessionsutredningen

En av orsakerna till kapacitetsbristen är att de långa ledtiderna för att bygga nät, som framförallt beror på långa och utdragna tillståndsprocesser. Den 15 februari 2018³⁹ beslutade regeringen att en särskild utredning skulle tillsättas för att se över regelverket för nätkoncessioner i syfte att modernisera, förenkla och förbättra elnätsregelverket. Utredningen⁴⁰ presenterades 10 juni 2019 och innehåller en rad förslag för att underlätta för elnätsutbyggnad. Förslagen som presenterades var bland annat:

- Att ersätta förordningen som reglerar undantagen från koncessionsplikten med en föreskrift som ska tas fram av Energimarknadsinspektionen. Detta gör lagstiftningen flexiblare och öppnar upp för fler undantag gällande exempelvis överföring av förnybar elproduktion inom och mellan fastigheter
- Införande av områdeskoncession för vissa regionnät

³⁹ Dir 2018:6

⁴⁰ SOU 2019:30

- Anpassa regelverk så att det blir lättare att ompröva hela eller delar av en koncession
- Möjliggöra delvis parallella processer hos Energimarknadsinspektionen och Lantmäteriet
- Möjligheten att påbörja ledningsförrättning innan koncession meddelats ska utvidgas för att även kunna omfatta enbart delar av sträckningen. Detta innebär att olika studier rörande marktillträde och markarbeten etc. ska kunna påbörjas för utvalda sträckor redan innan koncession meddelats för att snabba på processen.
- Ta bort kravet om 'särskilda skäl' för att få förlängd byggnadstid
- Krav på att drift av elnät ska ske från Sverige
- Ökad koordinering mellan tillståndsgivande myndigheter
- Möjliggöra tidigare marktillträde för detaljprojektering genom att tydliggöra att undersökningar för byggande, miljö och sträckning, inte ingår i byggtiden. På så sätt kan dessa moment genomföras utan att koncession beviljats.
- Högspänningsledningar (över 130 kV) som har koncession, får ej förbjudas med stöd av miljöbalken. Detta begränsar kommunernas inflytande, då man tidigare kunnat stoppa och kräva ombyggnad av befintliga ledningssträckor.
- Aktör med koncession för lokalnätsområde ska ges möjlighet att tillåta andra elnätsaktörer inom området
- Nätkoncessioner ska kunna slås samman och delas upp
- Ellagen förtydligas att gälla ledningar med koncession samt anslutningsskyldighet förtydligas att inte gälla för koncessionspliktiga elnät utan kunder.

Utredningens slutsatser har kritiserats av bland annat Energiföretagen⁴¹ för att inte vara tillräckligt långtgående och förutspås inte kunna minska ledtiderna i tillståndprocessen i den utsträckning som organisationen önskat.

2.4.5 Akut kapacitetsbrist hanteras genom uppgörelse med regeringen

Kapacitetsbristen i Stockholm och södra Skåne bedöms vara akut. I ett sent skede i denna studie har regeringen presenterat ett initiativ för ökade nätinvesteringar och ökad regional effekt. Detta stycke beskriver de viktigaste delarna i den överenskommelse som ingicks i oktober 2019.

Regeringens initiativ innehåller två huvuddelar. Det första initiativet är tänkt att vara ett incitament för att elnätsbolagen ska öka sina investeringar. Grundtanken med förslaget är att de intäkter som nätbolagen inte nyttjade från sin intäktsram under reglerperiod 1 får användas för att göra investeringar i elnätet. Under reglerperiod 1 (2012-2015) var det många elnätsbolag som tog ut mindre intäkter än vad intäktsramen tillät.

Det här underuttaget fick nätbolagen ta med sig in i reglerperiod 2 (2016-2019), och det har varit utdragna domstolsprocesser kring huruvida nätbolagen även ska få ta med sig eventuellt outnyttjat underuttag in i reglerperiod 3 (2020-2023). Domstolsprocessen resulterade i att det ska vara tillåtet för nätföretagen att ta ut denna outnyttjade intäkt i reglerperiod 3. Regeringen har därefter presenterat ett lagförslag för att förhindra det. I och med den nya överenskommelsen tillåts överrullning av underintäkter från perioden 2012-2015 med vissa villkor⁴²:

- Underuttaget måste användas till att göra investeringar
- Företagen måste stå för 25 % av investeringarna med andra medel
- Underuttaget får endast ta ut under reglerperiod 3 (2020-2023) eller reglerperiod 4 (2024-2027)

⁴¹ <https://www.energiforetagen.se/globalassets/energiforetagen/sa-tycker-vi/remisser/sarskilt-yttrande-natkonc.pdf?v=jygzz4j9ZdX6izVbzCFx8TAxP40>

⁴² <https://www.regeringen.se/artiklar/2019/11/initiativ-for-okade-investeringar-i-elnatet-och-okad-regional-effekt/>

- Underuttaget får endast användas för de investeringar som överskrider 1 % av elnätsföretagets nuanskaffningsvärde (NUAK) för kapitalbasen, d.v.s. om elnätsbolaget investerar 2 % av NUAK får underuttaget endast användas för att täcka hälften av denna summa

Den andra delen av överenskommelsen innefattar en mer akut lösning på effektunderskottet i Stockholm och södra Skåne. Som förklarats i kapitel 2.1.3 Aktuella fall av kapacitetsbrist, har både Stockholm och södra Skåne stora kapacitetsbrister på grund av flaskhalsar i stamnätet. E.ON (i Malmö) och Ellevio (i Stockholm) har därför tecknat avtal med kraftvärmeverk i respektive region för att avlasta elbehovet från stamnätet. Dessutom arbetar de båda nätbolagen med flexibilitetslösningar i respektive region. Eftersom båda kraftvärmeverken för närvarande drivs av fossila bränslen tillkommer även en kostnad för att uppgradera dem för fossilfri drift. I Heleneholmsverket i Malmö kommer naturgasen att bytas ut mot biogas och i Värtaverket i Stockholm kommer ett av blocken (KVV1) att uppgraderas för att byta ut dagens fossila olja mot bioolja. I Stockholmsregionen kommer också gasturbiner att konverteras till biobränsle.

Avtalen med kraftvärmeverken kommer att sträcka sig fram till att Svenska kraftnät har förstärkt överföringskapaciteten i stamnätet. Kostnaden för avtalen kommer E.ON och Ellevio att få täckning för i intäktsramen genom den så kallade kostnaden för nätkapacitetsreserv som är en opåverkbar kostnad. I samband med detta kommunicerades även (som nämnts ovan) att elnätsföretagen tillåts överrullning av underintäkter från perioden 2012-2015 med vissa villkor. Detta skapar incitament att investera i elnäten (eftersom ett villkor är att medlen måste användas till investeringar) samtidigt som det leder till högre nätavgifter (eller att nätavgifter inte sänks lika mycket som det skulle gjort annars). Montel⁴³ skriver att investeringskostnaden för att uppgradera KVV1 i Värtaverket i Stockholm kommer att vara 2 miljarder kronor, vilket kommer att bekostas av Ellevio och Svenska kraftnät. Hur stor andel som ska bekostas av Ellevio är ännu inte känt men, enligt Montel, har Svenska kraftnät en dialog med regeringen om att använda sig av beredskapsmedlen för att finansiera investeringen. Kostnaden planeras sedan att föras ut på elnätsanvändarna genom att höja tarifferna under en 12-årsperiod³⁹.

⁴³ Kapacitetsreserv i Malmö och Stockholm dyr för kunder. Montel, 2019-11-06

3 BILAGA 1

Elnätsreglering

Kapitalkostnader

Ett nätbolags anläggningstillgångar bildar dess kapitalbas. Anläggningarna i kapitalbasen värderas efter vad det skulle kosta att bygga motsvarande anläggning idag, ett så kallat nuanskaffningsvärde (NUAK). För att ta fram en tillgångs nuanskaffningsvärde finns fyra olika värderingsmetoder som ska användas i fallande ordning:

1. Värdering med normvärde enligt Energimarknadsinspektionens normprislista.
2. Värdering med ursprungligt anskaffningsvärde och uppräkningsindex.
3. Värdering med bokfört värde. Med bokfört värde menas nätföretagets anskaffningsvärde för anläggningstillgången innan avdrag för ackumulerade avskrivningar.
4. Värdering med annat skäligt värde.

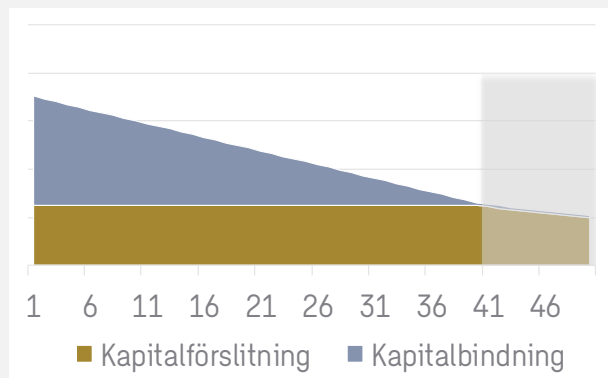
I intäktsrammodellen uppkommer kapitalkostnader för dessa investeringar genom kapitalförslitning (avskrivning) och kapitalbindning (avkastning) på tillgångarna.

Kapitalförslitning (avskrivning) sker via linjär avskrivning under tillgångens regulatoriska livslängd som är fastslagen i en regeringsförordning. Varje år får nätbolaget därför täckning för investeringens avskrivning i intäktsramen. Beroende på anläggningstyp används olika avskrivningstider i regleringen. Efter avskrivningstidens slut får företag en mindre kapitalersättning i ytterligare en tid motsvarande 25% av avskrivningstiden. Denna extra ersättning kallas ibland för "svans". Ett syfte med "svansen" är att ge incitament att fortsätta använda anläggningar som fortfarande fungerar och inte radera fungerande tillgångar i förtid.

Kapitalbindning (avkastning) utgör nätbolagets avkastning på investeringar som enligt ellagen ska ligga på en skälig nivå. Denna avkastning beräknas via kalkylräntan (WACC) på den åldersjusterade kapitalbasen. Med andra ord erhåller nätbolaget avkastning på det kvarstående värdet på investeringen efter avskrivning. Efter anläggningen är helt avskriven finns därför inte längre någon avkastning att erhålla. Därför minskar en tillgångs avkastning med dess ålder. Efter avskrivningstidens slut får företaget fortsatt en liten avkastningsdel i "svansen".

Den beslutade regulatoriska kalkylräntan för perioden 2020–2023 är 2,16 %.

Figur 15 ger ett exempel på hur en investeringens kapitalkostnader bidrar till intäktsramen under avskrivningstiden där kapitalförslitning utgör kostnadstäckning för avskrivning och kapitalbindning utgör avkastningen.



Figur 15. Exempel – kapitalkostnadsersättning för en anläggning med 40 års avskrivningstid och 10 års "svans"

Löpande kostnader

Löpande kostnader är uppdelat i påverkbara och opåverkbara löpande kostnader.

Löpande påverkbara kostnader (LPK) innefattar kostnader för underhåll, reparationer, drift, mätning, fakturering, service, administration, m.fl. Påverkbara kostnader fastställs genom en historisk referensperiod och ansätts ett effektiviseringskrav som är 1 % per år för regionnät. För lokalnätsföretag sätts effektiviseringskravet genom en jämförelse med andra elnätsföretag.

Opåverkbara löpande kostnader (OPK) innefattar kostnader för nätförluster, abonnemang till överliggande och angränsande nät, myndighetsavgifter samt ersättningar till producenter i form av nätnyttoersättning. OPK är "pass-through" vilket betyder att nätbolagen erhåller 100 % kostnadstäckning för dessa kostnader och utsätts inte för något effektiviseringskrav.

Incitament för kvalitet och effektivt nätutnyttjande

Vid beslut om intäktsramens storlek inför en tillsynsperiod ska Energimarknadsinspektionen enligt ellagen ta hänsyn till nätföretagets leveranskvalitet samt i vilken utsträckning nätföretaget bidrar till ett effektivt nätutnyttjande. Den bedömning som Energimarknadsinspektionen gör genom föreskrivna metoder kan medföra en ökning eller minskning av nätföretagets regulatoriska avkastning.

I dagsläget summeras utfallet från alla incitament, kvalitet och effektivt nätutnyttjande, för en hel tillsynsperiod om fyra år. Den totala intäktsramen för innevarande period justeras sedan med avseende på denna summa med högst $\pm 5\%$ (tillägg eller avdrag) av intäktsramen. Den del av intäktsramen som justeras är den regulatoriska avkastningen på kapitalbasen, vilket innebär att ett eventuellt avdrag aldrig får vara större än denna del. I innevarande tillsynsperiod utgör den regulatoriska avkastningen i genomsnitt 10-20 % av intäktsramen. Variationen är dock stor mellan nätföretag, där enskilda nätföretag kan avvika väsentligt från detta genomsnitt, exempelvis har några företag en andel på under 5 % eller över 30 %.

Incitament för kvalitet

En nätverksamhets kvalitet bedöms genom leveranssäkerheten i nätet, dvs. antal avbrott och avbrottens längd. Motivet till att kvalitetsjustera intäktsramen har utgångspunkt i nätföretagens monopolställning, med syfte att minska risken att nätföretagen försöker öka vinster på bekostnad av kvaliteten i nätet.

För att bedöma leveranssäkerhet används indikatorer som anger information om genomsnittlig avbrottstid samt genomsnittligt antal avbrott. Beroende på hur nätföretagets indikatorer förhåller sig till en normnivå justeras intäktsramen genom antingen tillägg eller avdrag. För lokalnät beräknas dessa indikatorer baserat på jämförelser mellan alla redovisningsenheter samt med hänsyn till kundtätet. Lokalnätföretag som haft en bättre leveranssäkerhet än

normen jämförs med sin egen historiska nivå, medan lokalnätföretag som haft en sämre leveranssäkerhet än normnivån jämförs mot normnivån. För region- och stamnät ges normnivåer av nätföretagens egna historik.

Kvaliteten bedöms, för lokalnät såväl som regionnät, för sex kundtyper: hushåll, handel och tjänster, offentlig verksamhet, jordbruk, industri samt gränspunkt⁴⁴. Storleken på tillägg eller avdrag per kundtyp baseras på respektive kundtyps avbrottskostnad (dvs. kundens kostnad per icke-levererad energi- respektive effektenhet) vilka fastställs inför en tillsynsperiod och baseras på tidigare kundavbrottsundersökningar.

Incitament för effektivt nätutnyttjande

Incitament för effektivt nätutnyttjande handlar om att påverka nätägaren själv att utnyttja nätet mer effektivt samt att nätägaren ska ge incitament till sina kunder, exempelvis genom nättariffen, så att kunderna bidrar till ett effektivare nätutnyttjande. Incitamenten är direkt kopplade till energieffektiviseringsdirektivet⁴⁵. Därför anser Energimarknadsinspektionen att incitamenten som minimum bör ha som mål att bidra till energibesparing genom minskade nätförluster. Det ges emellertid utrymme att använda en bredare definition av effektivt nätutnyttjande. Energimarknadsinspektionen har därför hittills valt att dela upp incitamentet i två delar (i) minska nätförluster, och (ii) jämn belastning av nätet.

⁴⁴ Gränspunkt är egentligen ingen "kundtyp" utan motsvarar den punkt i nätet där angränsande nät är anslutna. Gränspunkter finns (i) mellan stamnät och regionnät, (ii) mellan regionnät och lokalnät, (iii) mellan två lokalnät, och (iv) mellan två regionnät.

⁴⁵ Europaparlamentets och rådets direktiv 2012/27/EU av den 25 oktober 2012 om energieffektivitet. Direktivet implementerades i Sverige 2014 genom ett flertal ändringar och tillägg i den nationella lagstiftningen.