

Kartläggning och analys av Skånes elförsörjning

-Nationella risker och sårbarheter för leveranssäkerheten

Elias Fransson | Avdelningen för Riskhantering och Samhällssäkerhet |
LTH | Lunds universitet



Kartläggning och analys av Skånes elförsörjning
-Nationella risker och sårbarheter för leveranssäkerheten

Elias Fransson

Lund 2023

Kartläggning och analys av Skånes elförsörjning -Nationella risker och sårbarheter för leveranssäkerheten

Elias Fransson

Number of pages: 61

Illustrations: 15

Keywords

Electricity supply, vulnerability, Skåne.

Abstract

In Sweden there has been an increasing power shortage recently, especially in the region of Scania, which has resulted in escalating electricity prices and in turn a public will to fix the problem. The situation is a result of the existing electricity production being decommissioned or replaced by more variable alternatives together with the fact that electricity transmission from other parts of Sweden, and abroad, is limited.

With this background the master thesis aimed at deciding what factors that are and will be having the largest effect on the electricity supply in Scania, both today and around 2030. Moreover, the intention was to investigate how these factors affect the vulnerability in delivery reliability of electricity, both from a national and Scanian perspective. Finally, there was also an ambition to relate the vulnerabilities to potential societal effects and highlight what is being done and can be done to curb the negative development.

To meet this purpose, two main methods were conducted in this master's thesis, namely a literature study and modulation and simulation. Data from the literature study was used to modulate eleven different scenarios for the Swedish electricity system, both based on today's situation and estimated future situations. Based on the scenarios, vulnerability in the Swedish electricity system was simulated and analyzed using the two perspectives, global vulnerability, and critical components. The purpose with these analyses was to determine how the electricity system responds to an increasing disruption and what components that are most vital for its function. The simulations were performed using the computer program MATLAB in which consequences were presented in terms of power not supplied (MW).

From the simulations it was observed how the electric power situation during the hour with peak consumption, around 2030, seems to worsen compared to the situation today, especially for Scania. Furthermore, the most negative consequences were obtained when simulating scenarios corresponding to no available nuclear power and no electricity import from southern Europe. The results also showed how the consequences in Scania, in these scenarios, were considerably worse compared to the consequences nationally, especially for the disruptions resulting in the largest consequences. All these scenarios highlight how the Scanian electricity supply, in 2030, is expected to be considerably more vulnerable compared to what the electricity supply in the rest of the country, on average, is expected to be. In addition, the simulations also illustrated how the scenario with increased user flexibility together with hydrogen storage seems to limit the negative consequences the most among the different possible actions identified in the literature study, even if data in this scenario was considered uncertain.

Based on the literature study and the performed simulations, the planned actions until 2030 are perceived inadequate to result in an improved delivery reliability in electricity supply for Scania. Consequently, the electricity price will likely remain high for a considerable amount of time which risks undermining the will for companies to establish and individuals to settle in the region. An impaired delivery reliability for electricity also adventures the function of critical infrastructure, that are necessary for a functional society, and consequently jeopardizes important societal values.

To avoid this development, based on the literature study, it seems wise to implement actions that aims to improve the communication and collaboration between actors related to the electricity supply in Scania, promote existing electricity production in the region as well as facilitating the construction of new production facilities. At the same time, user flexibility combined with hydrogen storage appeared to be the most efficient measure for improving the situation in Scania, according to the simulations. However, the data which this scenario was based on was uncertain and therefore future research could focus on the potential for this measure to secure the delivery reliability in the Scanian electricity supply.

© Copyright: Division of Risk Management and Societal Safety, Faculty of Engineering
Lund University, Lund 2023

Avdelningen för Riskhantering och samhällssäkerhet, Lunds tekniska högskola, Lunds universitet,
Lund 2023.

Riskhantering och samhällssäkerhet

Lunds tekniska högskola

Lunds universitet

Box 118

221 00 Lund

<http://www.risk.lth.se>

Telefon: 046 - 222 73 60

Division of Risk Management and Societal Safety

Faculty of Engineering

Lund University

P.O. Box 118

SE-221 00 Lund

Sweden

<http://www.risk.lth.se>

Telephone: +46 46 222 73 60

Innehållsförteckning

1	Introduktion	1
1.1	Bakgrund till dagens effektbrist i Skåne	1
1.2	Syfte och frågeställningar	2
1.3	Avgränsningar	2
2	Bakgrund	3
2.1.1	Nätets struktur	3
2.1.2	Organisatoriska förhållanden.....	4
2.1.3	Samhällsviktig verksamhet.....	5
2.1.4	Risk- och sårbarhetsanalyser	7
3	Teoretiska utgångspunkter	8
3.1.1	Synen på risk	8
3.1.2	Hantering av risker och sårbarheter	8
3.1.3	Leveranssäkerhet	8
4	Metoder	9
4.1	Metod för litteraturstudien	9
4.2	Metod för modellering och simulering	10
5	Resultat litteraturstudie	12
5.1	Nationell elförsörjning.....	12
5.1.1	Situationen idag	12
5.1.2	Framtidsprognos	14
5.1.3	Befintliga och potentiella åtgärder.....	15
5.2	Regional elförsörjning i Skåne	18
5.2.1	Situationen idag	18
5.2.2	Framtidsprognos	18
5.2.3	Befintliga och potentiella åtgärder.....	19
5.3	Sammanfattning av resultat från litteraturstudien.....	20
6	Analys av leveranssäkerhet idag och i framtiden	21
6.1	Konstruktion av modell.....	21
6.2	Konstruktion av scenarier	23
6.3	Analys och resultat	28
6.3.1	Nationellt.....	28
6.3.2	Regionalt i Skåne.....	40
7	Diskussion	52
7.1	Resultatets betydelse ur ett samhällsperspektiv.....	52
7.2	Arbetets styrkor och svagheter	53
7.3	Behov av fortsatta undersökningar	54
8	Slutsatser	55
9	Referenser	57

Sammanfattning

I Sverige har en intensifierad effektbrist under den närmsta tiden, framför allt i Skåne, resulterat i skenande elpriser och en opinion att åtgärda problemet. Upprinnelsen till denna situation har varit att elproduktion i regionen avvecklats samt blivit mer variabel samtidigt som överföringsmöjligheter till Skåne från andra delar av Sverige och utlandet varit begränsade.

Med denna bakgrund syftade examensarbetet till att utröna vilka faktorer som har och kommer ha störst inverkan på elförsörjningen i Skåne idag och runt 2030. Dessutom var målet att undersöka hur dessa faktorer påverkar sårbarheten kopplat till leveranssäkerhet av el ur både ett nationellt och ett skånskt perspektiv. Ambitionen fanns också att relatera de identifierade sårbarheterna till potentiella samhällseffekter samt belysa vad som görs och kan göras för att stävja den negativa utvecklingen.

För att uppfylla detta syfte användes, i examensarbetet, två huvudsakliga tillvägagångssätt i form av en litteraturstudie samt modellering och simulering. Data från litteraturstudien omsattes i modelleringen till elva olika scenarier för det svenska elsystemet, både utifrån dagens situation samt uppskattade framtida situationer. Utifrån scenarierna simulerades och analyserades sårbarheten i det svenska elsystemet utifrån två perspektiv, global sårbarhet och kritiska komponenter. Denna analys syftade till att utröna hur elsystemet reagerar på tilltagande störningar samt vilka komponenter som är mest vitala för dess funktion. Simuleringarna genomfördes med hjälp av datorprogrammet MATLAB och konsekvenser presenterades i form av utebliven levererad effekt (MW).

Utifrån simuleringarna kunde observeras hur effektsituationen vid höglasttimmen runt 2030, i synnerhet för Skåne, ser ut att förvärras. Vidare, erhöles störst negativ konsekvens för elförsörjningen vid simulering av scenarier som modellerats för att motsvara utebliven kärnkraft respektive utebliven import från Europa exklusive Norden. Resultatet visade också hur konsekvenserna i Skåne vid dessa scenarier, var betydligt värre jämfört med situationen nationellt, framför allt vid de utslagningar som ledde till störst konsekvens. Alla dessa scenarier pekade på hur Skånes elförsörjning, vid 2030, förväntas bli betydligt mer sårbar jämfört med vad elförsörjningen i övriga landet, i genomsnitt, antas bli. Vidare, påvisade simuleringarna hur användarflexibilitet tillsammans med vätgaslagring tycks ge bäst reducerad konsekvens av de åtgärder som identifierats i litteraturstudien, även om data i detta scenario var behäftat med betydande osäkerhet.

Baserat på litteraturstudien och de genomförda simuleringarna upplevs inte de planerade åtgärderna, fram till 2030, vara tillräckligt omfattande för att förbättra leveranssäkerheten i Skånes elförsörjning. Följaktligen riskerar elpriset därför att ligga kvar på samma höga nivå framöver vilket kan komma att undergräva viljan hos företag och privatpersoner att etablera och bosätta sig i Skåne. En försämrad leveranssäkerhet av el kan också ha en inverkan på samhällsviktig verksamhet, som är nödvändig för samhällets funktion, vilket riskerar att hota viktiga skyddsvärden.

För att undvika denna utveckling förefaller det lämpligt, utifrån litteraturstudien, att genomföra åtgärder som främjar samarbete och kommunikation mellan aktörer kopplade till elförsörjningen i Skåne samt insatser som bidrar till att befintlig elproduktion bevaras samtidigt som ny produktion etableras. Samtidigt föreföll användarflexibilitet tillsammans med vätgaslagring ha bäst inverkan på situationen i Skåne, utifrån simuleringarna. Dock skulle fortsatt arbete på området kunna fokuseras på att minska osäkerheten kring denna åtgärds potential att säkra leveranssäkerheten för Skånes elförsörjning.

Förord

Jag vill inleda med att rikta ett stort tack till min handledare Jonas Johansson som bidragit med värdefull återkoppling kring arbetets utformning samt inledningsvis möjliggjorde för mig att få handledning under längre tid än två läsperioder.Handledningsmötena har upplevts inspirerande även när MATLAB-koden krånglat som mest. Jag vill även rikta ett tack till min examinator Alexander Cedergren för nyttig återkoppling på arbetet.

Eftersom arbetet sätter punkt för mina fem år av studier på LTH vill jag dessutom rikta min tacksamhet till mina klasskamrater som hjälpt mig igenom många tunga tentaperioder genom att spendera otaliga timmar i grupprummen på kemacentrum med olika former av sysselsättning. Utan detta hade vägen till examen varit betydligt längre.

1 Introduktion

Vid tidpunkten för arbetets initiering, januari 2022, fanns signaler att en effektbrist på nationell nivå samt i Skåne kunde vara förestående. Under de närmare 12 månader som arbetet fortlöpt har läget skärpts vilket resulterat i en allmän kännedom om problematiken. I följande avsnitt presenteras översiktligt bakgrunden till den effektbrist som ses idag, följt av arbetets syfte, frågeställningar och avgränsningar.

1.1 Bakgrund till dagens effektbrist i Skåne

Effektbristen har på senare tid blivit extra påtaglig i Sverige och i synnerhet Skåne. Detta har lett till att priset på el har slagit nya rekordnoteringar vilket i sin tur inneburit en stark opinion att åtgärda problemet. En rad parametrar har samspelat för att ge upphov till denna utveckling. Förändring av sättet som elen produceras, var den produceras samt den ökande expansionstakten i regionen är alla aspekter som har en inverkan (Länsstyrelsen Skåne, 2019). Expansionen innebär en ökad elförbrukning i flertalet sektorer såsom forskningsanläggningar, bostäder, transport och industri. Detta har skett parallellt med att regional och planerbar produktion utvecklats, i synnerhet kärnkraftverket i Barsebäck i början av 2000-talet (Länsstyrelsen Skåne, 2019). Dessutom har befintlig kärnkraft i övriga Sverige tvingats vara avstängd i omgångar på senare tid (Region Skåne, 2020). Exempelvis orsakade en skada på en av Ringhalsverkets två reaktorer att denna tvingats vara avstängd i flera månader under hösten 2022, vilket motsvarar ett bortfall på cirka sex procent av Sveriges elproduktion (Sveriges Radio, 2022).

Parallellt med denna utveckling har befintlig produktion utvecklats till att bli mer variabel och oförutsägbar (Länsstyrelsen Skåne, 2019). Trenden med mer variabla produktionskällor innebär att det krävs mer installerad effekt i systemet för att uppnå samma mängd producerad el då utnyttjandegraden är väsentligt lägre i jämförelse med planerbara produktionskällor. Anledningen är att elektriciteten inte nödvändigtvis produceras när den behövs som mest, exempelvis tenderar det att blåsa som minst de dagar det är som kallast och behovet av elektricitet således är som störst (Sonnsjö, 2020).

Utöver dessa aspekter minskar den planerbara elproduktionens andel på marknaden även i takt med att den når slutet av sin livslängd samt att den konkurreras ut prismässigt av de variabla kraftslagen under majoriteten av årets timmar. Detta leder till att planerbar produktion således ej finns till förfogande vid effekttoppar. Exempelvis har produktionen av elektricitet upphört från det fossilt drivna kraftvärmeverket Öresundsverket som under 2017, vid tidpunkten för avveckling, stod för cirka en tredjedel av Skånes elproduktion. Avvecklingen genomfördes eftersom verksamheten ej bedömdes vara fortsatt lönsam (Sonnsjö, 2020). Denna utveckling har gjort att behovet av kompletterande lösningar blivit alltmer aktuellt i form av exempelvis batterilagring, variabel konsumtion eller import (Sonnsjö, 2020).

Dessutom haren rad kortsiktiga väderberoende parametrar i produktionen och konsumtionen också bidragit till det skenande elpriset som upplevs i dagsläget (Kraftringen, 2021). Dessa innefattas av frysta älvar i anslutning till vattenkraft, vindstilla förhållanden som hämmar vindkraft samt ökad elanvändning för uppvärmning till följd av ett kallt utomhusklimat (Sonnsjö, 2020). Problematiken grundar sig i att efterfrågan under perioder kan vara högre än produktionen, vilket kräver import, samtidigt som det krävs satsningar i transmissionsnät och regionnät för att förhindra flaskhalsar i överföring från regioner norr om Skåne (Sonnsjö, 2020).

Med denna bakgrund är det motiverat att undersöka vilka faktorer som har störst påverkan för elförsörjningen i Skåne samt till vilken grad denna påverkan sker. Vidare är det av intresse att undersöka hur dessa faktorer påverkar risker och sårbarheter kopplat till leveranssäkerheten.

1.2 Syfte och frågeställningar

Syftet med arbetet är att kartlägga Skånes elförsörjning och relatera detta till både den elbrist som kan ses i Skåne idag och den prognostiserade utvecklingen för Skånes elförsörjning de närmaste fem till tio åren. Anledningen till att Skåne valts som utgångspunkt beror på att situationen på förhand upplevts som mest kritisk i landets södra delar. Fokus för arbetet är att analysera risker och sårbarheter kopplat till leveranssäkerheten av el till samhällsviktiga verksamheter och samhället i stort utifrån dagens situation och framtida situationer. Målsättningen är att ge en detaljerad bild över elförsörjningen i Skåne och viktiga faktorer som påverkar denna. Vidare är förhoppningen att detta kan ge ingångsvärden till fortsatt forskning och arbete för att långsiktigt skapa en mer resiliert elförsörjning i Skåne. Som vägledning för att nå detta mål avser examensarbetet att besvara följande frågeställningar:

- Vilka faktorer, tekniska och organisatoriska, har störst påverkan på elförsörjningen i Skåne - både idag och om fem till tio år?
- Hur påverkar dessa faktorer sårbarheter kopplat till leveranssäkerhet ur både ett nationellt och ett skånskt perspektiv?
- Vilka samhällseffekter kan dessa potentiella risker och sårbarheter leda till samt vad görs och vad kan göras för att skapa en mer resiliert elförsörjning i Skåne?

1.3 Avgränsningar

Arbetet kommer inte att beakta faktorer och samhällsutvecklingar som kan tänkas vara belägna långt in i framtiden. Fokus är att ha samtiden som utgångspunkt, med ett framtidsperspektiv på fem till tio år. Därmed kommer inte spekulativa framtida energipolitiska beslut eller potentiellt möjliga, långsiktiga, förändringar av efterfrågan och produktion vara inom ramarna för analysen, om de antas inträffa efter 2030, i syfte att undvika att behäfta resultaten med allt för stora osäkerheter. Vidare kommer inte ekonomiska konsekvenser att beaktas i analysen samtidigt som aspekter kopplade till elmarknadens funktion enbart behandlas ytligt.

Inom arbetet genomförs även analyser genom datorsimuleringar. Dessa resultat kommer, i huvudsak, endast användas till att göra komparativa analyser då metoden inte är tillräckligt precis för att erhålla exakta resultat eller prediktioner. Analysen kommer enbart att fokusera på aspekter som kan relateras till och påverka elförsörjningen i Skåne. Eventuella svenska eller internationella trender kommer därmed bara att behandlas om de anses ha en påverkan för elförsörjningen i Skåne.

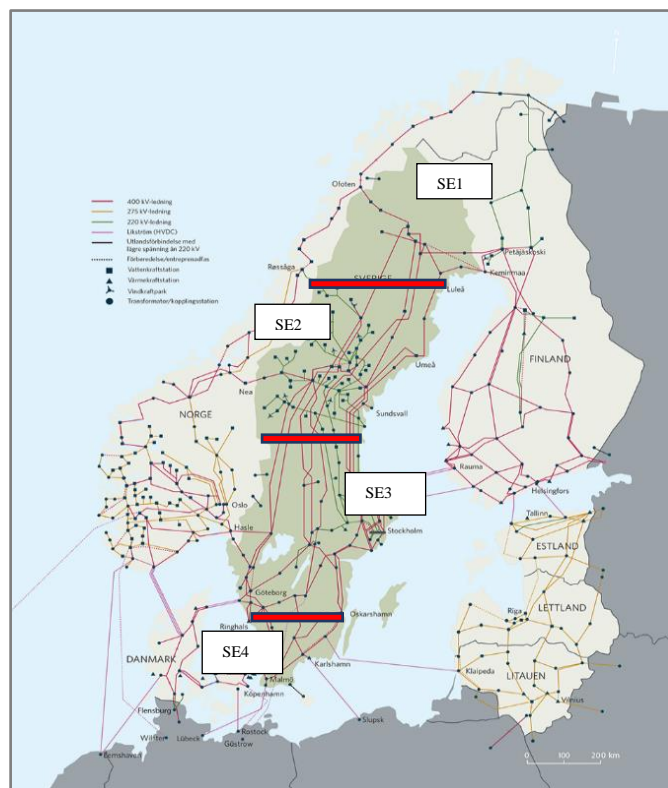
2 Bakgrund

Syftet med detta avsnitt är att ge en bakgrund till de grundläggande förutsättningarna i det svenska elsystemet för att underlätta förståelsen av resultaten från arbetet.

2.1.1 Nätets struktur

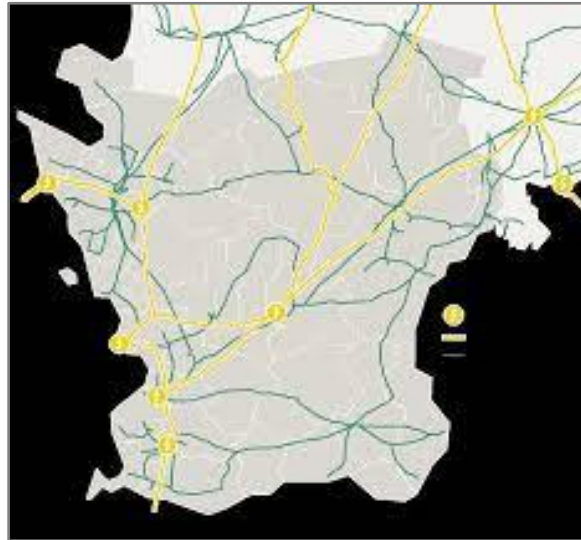
Det svenska elnätet utgörs av flera nivåer. Transmissionsnätet möjliggör den långväga transporten av elektricitet. I detta råder hög spänning, vanligtvis mellan 220-400kV, i syfte att minska förluster. Transmissionsnätet förgrenar sig sedan till ett regionnät som, i sin tur, förgrenas till ett lokalnät innan elen slutligen når användaren. Mellan varje nivå finns transformatorstationer med uppgift att reducera spänningen (Sonnsjö, 2020). Växelström är vanligast förekommande på alla nivåer i det svenska elnätet, men det förekommer likströmsledningar som komplement när det krävs långväga transport. Detta gäller exempelvis de ledningar som löper mellan elområdena samt import- och exportledningar till andra länder (Svenska kraftnät, u.å.).

Utöver den nationella utbredningen är det svenska elnätet även integrerat med elnäten i Norden och delar av Europa vilket tjänar till att öka leveranssäkerheten, något som blir av extra betydelse i landets södra delar under perioder med hög efterfrågan och låg produktion (Sonnsjö, 2020). Mer specifikt finns det förbindelser med likström till Tyskland, Litauen, Polen och Danmark samt växelströmsförbindelser till Finland, Norge och Danmark (Nordling, 2016). Totalt består det nationella svenska elnätet av 16 000 km kraftledning samt cirka 175 transformatorstationer (Sonnsjö, 2020). Det svenska elnätet illustreras nedan med en bild hämtad från Svenska kraftnät (SVK) (Svenska kraftnät, u.å.-b) där de röda linjerna indikerar de ungefärliga gränserna mellan Sveriges fyra elområden (SE1- SE4):



Figur 1 Karta över det nordiska transmissionsnätet (Svenska Kraftnät u.å.-b)

Vidare ansluter transmissionsnätet till det skånska regionnätet i fem anslutningspunkter, där bestämda nivåer finns gällande möjligt effektuttag. I SE4, där Skåne är beläget, finns internationella förbindelser till Tyskland genom Baltic cable, till Polen genom SwePol, till Litauen genom NordBalt samt till Danmark (Sonnsjö, 2020).



Figur 2 Karta över transmissionsnät och regionnät i Region Skåne (Region Skåne, 2020)

Bygget av transmissionsnätet inleddes under 1930-talet och ytterligare förgrening till region- och lokalnät genomfördes under 60- och 70-talet. Dimensioneringen för dessa ledningar baseras således på uppskattningar kring elförsörjningens utveckling gjorda minst 60 år tillbaka i tiden (Göteborg energi, u.å.).

Sedan 2011 har Sverige varit indelat i fyra elområden med syftet att, genom prisskillnader, locka producenter till områden med elunderskott, förbrukning till områden med elöverskott, samt belysa var investeringar i transmissionsnätet är lämpliga (Sonnsjö, 2020). Elområde 1 är beläget i landets norra delar medan elområde 4 i stället innefattar landets södra delar, däribland Skåne. Däremellan är elområde 2 och 3 lokaliserade. Upprinnelsen till indelningen var att Sverige ansågs strida mot EU-gemensamma regler då man prioriterade inhemsk import framför export till Europa (Naturskyddsföreningen, 2022).

2.1.2 Organisatoriska förhållanden

SVK ansvarar för underhåll och drift av landets transmissionsnät (Sonnsjö, 2020). Regionnätet i Skåne ägs till stor del av Eon eldistribution AB, Vattenfall eldistribution AB och Ellevio AB. Lokalnätet i Skåne ägs, i sin tur, av cirka 20 lokalnätföretag varav Eon, Öresundskraft och Kraftringen är de största aktörerna (Sonnsjö, 2020).

I egenskap av elberedskapsmyndighet är SVK ansvariga för att elförsörjningen skall klara av svåra störningar (Krisinformation.se, u.å.) av exceptionell och omfattande karaktär likt terrorhandlingar och krig (Svenska Kraftnät, 2021b). Detta möjliggörs, bland annat, genom tillhandahållande av personal, material och kommunikationsmedel. Vid en inträffad störning ansvarar i stället Energimyndigheten för att elen fördelas på ett lämpligt sätt. Dessutom faller det inom deras ansvarsområde att proaktivt arbeta med sårbarheter i elsystemet (Krisinformation.se, u.å.).

Vidare, vid omfattande elavbrott, assisterar staten landets kommuner med olika typer av stöd för att mildra konsekvenserna som uppstår i samhället. Detta görs via myndigheten för samhällsskydd och beredskap (MSB). I detta kritiska skede faller det inom Energimyndighetens ansvar att prioritera elförsörjning till samhällsviktig verksamhet, vid behov av automatisk förbrukningsfrånkoppling av konsumenter, i enlighet med bestämmelserna i handlingsplanen Styrel (Svenska Kraftnät, 2021b). Regionalt är det länsstyrelsernas uppgift att, på ett övergripande plan, samordna insatserna i området i händelse av kris genom att styra upp kommunikation och ledarskap aktörer emellan. Regionerna ansvarar framför allt, i sin tur, för att reservkraft skall finnas tillgänglig för samhällsviktiga verksamheter, i synnerhet sjukhus. Slutligen ansvarar kommunerna för att dess befolkning tillhandahålls nödvändiga resurser för att hantera konsekvenserna av ett elavbrott (Krisinformation.se, u.å.).

2.1.3 Samhällsviktig verksamhet

Samhällsviktig verksamhet kan definieras som “en verksamhet, tjänst eller infrastruktur som upprätthåller eller säkerställer samhällsfunktioner som är nödvändiga för samhällets grundläggande behov, värden eller säkerhet” (MSB, 2020). Begreppet verksamhet skall tolkas brett och innefattar exempelvis både anläggningar, processer och system. Internationellt används beteckningen kritisk infrastruktur (*critical infrastructure*) för det som i Sverige avses med samhällsviktig verksamhet, där EU Critical Infrastructure-direktivet i nuläget är styrande (Council directive 2008/114/EC) och där det nya direktivet Critical Entities Resilience inom snart kommer ersätta detta direktiv (European Council, 2022). I Sverige ansvarar MSB för arbetet med samhällsviktig verksamhet (MSB, 2021).

I sitt arbete har MSB formulerat ett antal skyddsvärden, baserat på bestämmelser från riksdag och regering, vilket omfattar människors liv och hälsa, samhällets funktionalitet, demokrati och mänskliga rättigheter, miljö och ekonomiska värden samt nationell suveränitet. Samhällsviktig verksamhet identifieras utifrån de samhällsviktiga funktioner som utförs (MSB, 2021). Fortsättningsvis har MSB framtagit en handlingsplan, som presenteras på en generell nivå för att sedan kunna anpassas till arbetet inom specifika områden. Handlingsplanen innefattar riktlinjer kring hur en samhällsviktig verksamhet skall jobba systematiskt med riskhantering, kontinuitetshantering och hantering av händelser med målet att uppnå resiliens. För ett effektivt arbete läggs tonvikt på tillhandahållandet av styrande dokument, utbildning av personal samt fullgod kommunikation (MSB, 2018).

Fortsättningsvis, klassas elförsörjningen som en samhällsviktig verksamhet vilken, bland annat, är nödvändig för att annan samhällsviktig verksamhet skall fungera. Ett avbrott i elförsörjningen leder, med andra ord, till stora konsekvenser inom en rad områden. Mer specifikt klassas aktiviteter inom både produktion, distribution och transmission av el som samhällsviktiga (Svenska kraftnät, 2020). Vid analys av risker för elförsörjningen kartläggs, generellt, de kritiska beroendena inom verksamheten samt deras acceptabla avbrottnivåer. De nämnvärda kritiska beroendena, för elförsörjningen, är elektroniska kommunikationer, teknisk infrastruktur, nödvändig information, beredskapsorganisation, personella resurser, kritisk materiel, framkomlighet för transporter samt samverkan mellan elsektorns organisationer (Svenska Kraftnät, 2020).

Enligt Svegrup et al. (2019) bör man analysera kopplingen mellan den inneboende sårbarheten som finns hos kritisk infrastruktur och de konsekvenser som uppstår i samhället i händelse av dess störning. Detta eftersom det kunde konkluderas att de samhällsekonomiska konsekvenserna, i händelse av störning i det svenska transmissionsnätet, ofta inte korrelerar med konsekvensen som uppstår hos infrastrukturen i fråga (Svegrup et al., 2019). Detta indikerar att det är av vikt att man vid analyser av sårbarheter i det svenska kraftsystemet applicerar ett holistiskt förhållningssätt, exempelvis vid bedömning av de kritiska komponenterna i kraftsystemet dit resurser, i form av tid och pengar, skall riktas.

Eftersom elförsörjningen klassas som en samhällsviktig verksamhet är det av yttersta vikt att man uppnår leveranssäkerhet vilket, i denna kontext, innebär att det finns tillräckligt med effekt och nätkapacitet samtidigt i varje given stund för att försörja kunder och att produktion, överföring och förbrukning sker på ett driftsäkert sätt (Sonnsjö, 2020). Enligt regelverk från SVK, som ansvarar för driftsäkerheten i egenskap av systemansvarig myndighet (Svenska Kraftnät, 2021b), måste elsystemet klara av tänkbara och vanligt förekommande felfall, benämnda N-1-fel, utan att lämna normaldrift. I Sverige utgår man vanligtvis från en förlust av den största produktionskällan vid definitionen av N-1-fel (Sonnsjö, 2020).

Energimarknadsinspektionen, å sin sida, är tillsynsmyndighet för elmarknaden och har följaktligen ansvaret att säkerställa leveranssäkerheten av el (Energimarknadsinspektionen, 2021). Elavbrott är den faktor som i högst grad påverkar leveranssäkerheten i elsystemet (IVA, 2017). På region- och transmissionsnätets nivå är ett vanligt mått för denna mängden energi eller effekt som ej levererats. Dock belyses vikten av att även beakta enskilda kunders leveranssäkerhet för att ej förbise den minoritet av kunder som upplever många avbrott (Energimarknadsinspektionen, 2021).

Enligt Ellagen (1997:857) får det enbart förekomma ett visst antal elavbrott samtidigt som dessa inte får pågå i mer än 24h. Dessutom har Energimarknadsinspektionen specificerat hur delar av elnätet, med hög last, enbart får erfar kortare avbrott (IVA, 2017).

Utöver dessa minimikrav använder sig Energimarknadsinspektionen även av ekonomiska incitament i form av straffavgifter för att elnätbolagen ska leverera inom avsatta tidsgränser (Energimarknadsinspektionen, 2021). Dock finns det ännu inget uppsatt mål gällande vad som är en acceptabel leveranssäkerhet och följaktligen uppkommer svårigheter kring fastställandet av nödvändiga åtgärder (IVA, 2017).

Spännings-, rotorvinkel-, och frekvensstabilitet

En förutsättning för ett stabilt och leveranssäkert elsystem är spänningsstabilitet, frekvensstabilitet och rotorvinkelstabilitet. Det är SVK som bär det yttersta ansvaret för att normal och stabil drift sker genom sitt systemansvar. Stabilitet uppnås genom att produktionen av el motsvarar konsumtionen vilket kontrolleras av balansansvariga aktörer, utsedda av SVK. Balanseringen kräver att det finns framtagna prognoser för produktion och förbrukning av el. Vid beräkning av balansbehovet över längre tid jämförs produktionen med konsumtionen den kallaste dagen under ett vanligt år alternativt under en vinter som återkommer ungefär vart 20:e år (Sonnsjö, 2020).

En stabil spänning är viktigt eftersom en för hög spänning kan leda till haveri medan en för låg spänning innebär oacceptabelt höga förluster i överföringen av elen. Spänningsstabilisering kan enbart ske i generatorer anslutna direkt till transmissionsnätet, samtidigt som större avstånd för transmission innebär en mindre stabil spänning. Detta innebär att utvecklingen mot ett mer småskaligt och förnybart elsystem, som ansluts till lokal- och regionnät, sannolikt kommer försämra spänningsregleringen (Sonnsjö, 2020).

Anslutning av produktion till region och lokalnät kan också orsaka problem vid situationer av hög produktion och låg konsumtion, eftersom överskottet då tenderar att flöda i motsatt spänningsriktning mot vad eldistributionsnätet är dimensionerat för, vilket leder till påfrestningar (Walker et al., 2014). Samtidigt kan denna form av anslutning, dessutom, leda till en försämrad rotorvinkelstabilitet genom en försämrad förmåga att hämma skadliga pendlingar hos generatorer. Detta kan i slutändan, i värsta fall, leda till systemkollaps (Svenska kraftnät, 2021b).

Möjligheterna till att upprätthålla en stabil frekvens bygger på att elsystemet har en inneboende rotationsenergi lagrad i mekaniska delar, exempelvis generatorer. Dessa svänger synkroniserat med den, för systemet, eftersträvade frekvensen 50 Hz. Detta innebär att rotationsenergin kan stabilisera frekvensen i ett par sekunder, vid ett eventuellt avbrott, vilket är tillräckligt för att olika stödfunktioner skall kunna appliceras. Den frekvensstabiliserande effekten är främst prominent i stora kraftverk, i huvudsak vattenkraft- och kärnkraftverk, och således generellt ej påtaglig hos vindkraft (Sonnsjö, 2020). Dessutom är frekvensstabiliteten känslig för snabba skiftningar i produktion, vilket är signifikativt för elproduktion från sol- och vindkraft (Region Skåne, 2020b).

2.1.4 Risk- och sårbarhetsanalyser

En fundamental del i att uppnå god leveranssäkerhet återfinns i Elberedskapslagen (1997:288) där det bland annat framgår att elproduktionsbolag, elnätsbolag samt elhandelsbolag har en skyldighet att årligen upprätta risk- och sårbarhetsanalyser. Även myndigheter, länsstyrelser och kommuner genomför dessa typer av analyser avseende deras beroende av elförsörjning. Enligt föreskrifter, aktuella för elsektorn, bör hela systemet vara beskrivet i analysen även om fokus torde ligga på de delar som är vitala för systemets funktion (Svenska kraftnät, 2017). De krav som gäller för elnätsföretag, vid upprättandet av risk- och sårbarhetsanalyser, exkluderar exceptionella händelser samt händelser utanför företagets kontrollansvar. Resultatet från en risk- och sårbarhetsanalys kan både användas inom organisationen för att uppnå förbättrad leveranssäkerhet eller som underlag vid kommunikation till allmänheten (Svenska kraftnät, 2017). Ur ett bredare perspektiv används risk- och sårbarhetsanalyser även till att, på en samhällsnivå, ge en riskbild som kan tjäna som underlag till var SVK bör rikta sina nationella beredskapsåtgärder. Dessa åtgärder kan vara av förebyggande, åtgärdande eller återställande karaktär (Svenska kraftnät, 2017).

I den av EU framtagna Riskberedskapsförordningen framgår hur medlemsstaterna, enhetligt, skall genomföra sina riskanalyser inom elsektorn i syfte att uppnå internationell jämförbarhet. I Sverige är Energimyndigheten ålagd att upprätta riskberedskapsplaner, på olika nivåer i systemet, med avseende på Sveriges risk för elkris. Dessa resultat skall därefter förmedlas till EU-kommissionen (Svenska Kraftnät, 2021b).

3 Teoretiska utgångspunkter

Syftet med detta avsnitt är att beskriva de teoretiska utgångspunkterna samt förtydliga författarens syn för vissa centrala begrepp för arbetet. I efterföljande avsnitt beskrivs, mer ingående, metoderna som användes för arbetet.

3.1.1 Synen på risk

Historiskt har risk definierats som enkla orsak-verkan samband som kunnat bedömas med hjälp av sannolikheter och konsekvenser. Detta eftersom utgångspunkten, i de flesta fall, varit situationer där man utan nämnvärda osäkerheter kunnat identifiera orsaken till samt eventuella följdverkningarna av en risk (Van Assels och Renn, 2011). Med tiden har dock bilden av risker som systemiska växt fram vilket innebär att de kan återfinnas inom flera samhällssektorer eller länder och vara beroende av varandra. Följaktligen har orsak och verkan blivit mer komplicerat att fastställa (Van Assels och Renn, 2011). Det ökade beroendet mellan riskkällor innebär också att följdverkningarna av en risk kan förstärkas inom ett system. Dessa aspekter innebär alla att arbetet med att förebygga risker behöver vidgas till att bli mer holistiskt (Van Assels och Renn, 2011). Detta nya synsätt har resulterat i en förändring av hur man arbetar med risker vilket beskrivs i nästföljande avsnitt.

3.1.2 Hantering av risker och sårbarheter

Risk governance

Konceptet *governance* fokuserar, enligt Van Asselt och Renn (2011), på hur olika aktörer med skilda roller interagerar med varandra och vad det leder till inom olika typer av kontexter. Mer specifikt innebär begreppet *risk governance* ett tillvägagångssätt som används vid hantering av risker i olika sammanhang. Detta förhållningssätt tillämpas av aktörer i samhället gentemot risker som, många gånger, är mångbottnade och behäftade med stor osäkerhet och komplexitet (Van Asselt och Renn, 2011).

Enligt Walker et al. (2014) har *governance* inom energisektorn, internationellt sett, ansetts vara mycket komplicerad eftersom energi är integrerat i många andra sektorer (Walker et al. 2014). Dessutom belyses hur många av de åtgärder som krävs för att förebygga energibrist är utförda av aktörer utan koppling till energisektorn. Detta innebär svårigheter i att samordna olika policyer (Johansson et al., 2016). Palm (2008) poängterar hur avregleringen av den svenska elmarknaden, under 90-talet, har lett till ett ökat behov av *governance* i takt med det växande antalet privata aktörer på marknaden.

Begreppet *risk governance* har inte använts bokstavligt i arbetet, men är ett viktigt perspektiv att ha med sig när man analyserar elsystemet eftersom detta är ett komplext system med många olika delar som samverkar med varandra. Detta tydliggörs i avsnitt 5 där åtgärder hos en bredd av aktörers beaktas snarare än att enbart svenska kraftnäts roll i elsystemet beskrivs.

3.1.3 Leveranssäkerhet

Leveranssäkerhet är ett centralt begrepp vid elförsörjning. Sarmiento et al. (2007) definierar leveranssäkerhet, för ett godtyckligt system, som förmågan att exakt möta de förväntade datumen och mängderna för leverans. Belyses görs hur leveranssäkerhet ofta prioriteras av företag och att det, i många kontexter, är ett minimumkrav snarare än en konkurrensmässig fördel. Samtidigt samspelar leveranssäkerhet i en verksamhet med en rad andra faktorer likt kostnad, kvalitet, flexibilitet och hastighet. I många kontexter presenteras endast ett mått för leveranssäkerhet, vilket vanligtvis är den procentuella andelen leveranser som görs inom avsatt tid (Sarmiento et al., 2007). Enligt Hansfield och Pannesi (1992) grundar sig en adekvat leveranssäkerhet i en effektiv planering av produktionsprocesser på lång och kort sikt, schemaläggning, inventering av varor samt en god förmåga att förutsäga förändringar i efterfrågan.

4 Metoder

Frågeställningarna i avsnitt 2.2 kommer att besvaras med hjälp av två huvudsakliga metoder: litteraturstudier och datorsimuleringar. Litteraturstudien avses genomföras för kartläggningen av faktorer som påverkar elförsörjningen i Skåne. För att utreda hur dessa faktorer påverkar leveranssäkerheten används datorsimulering för att undersöka hur olika typer av störningar i transmissionsnätet och regionnätet kan påverka elförsörjningens sårbarhet både nationellt och i Skåne. Det nationella perspektivet inkluderas i arbetet eftersom situationen i Skåne är avhängig situationen i resten av Sverige, till följd av elsystemets sammanhängande natur, och därför behövs för att kunna dra lämpliga slutsatser kring Skånes elförsörjning.

Denna analys utgår från det befintliga elsystemet samt genom framtagande av scenarier, som är mer eller mindre troliga att inträffa inom den närmsta tioårsperioden givet samhällsutvecklingen i stort, även ett framtida elsystem. Information gällande representativa scenarier hämtas genom litteraturstudien från olika källor såsom vetenskapliga artiklar, rapporter och avhandlingar. Data rörande elnäten skall företrädesvis vara relativt ny, då utvecklingen går snabbt inom området. Då det kan uppstå sekretessproblematik rörande vissa känsliga data genomförs även en del antaganden och förenklingar.

Jag har övergripande använt ramverket för *scoping studies*, vilket beskrivs närmre i avsnitt 4.1, som inspiration för att strukturera mina informationssökningar av praktisk och vetenskaplig litteratur men har inte haft som avsikt att genomföra en faktisk *scoping study*. En representativ modell av transmissionsnätet används som utgångspunkt för simulering av störningar med hjälp simulerings- och analyskod framtagen av handledaren. Detta beskrivs närmre i avsnitt 4.2.

4.1 Metod för litteraturstudien

Enligt Arksey och O'Malley (2005) tjänar en *scoping study* till att besvara en bredare frågeformulering och att utvärdera kvaliteten för studierna som ingår är mindre prioriterat. Generellt är målet med en *scoping study* att snabbt kartlägga de grundläggande koncepten inom ett forskningsområde. Vanliga skäl till att genomföra *scoping studies* är att kartlägga och överblicka forskningsområden, undersöka värdet av en potentiell systematisk granskning, sammanfatta och sprida forskning till olika aktörer samt identifiera luckor inom ett forskningsfält (Arksey och O'Malley, 2005). Vid identifierande av luckor inom ett forskningsfält presenteras, av Arksey och O'Malley (2005), ett metodologiskt ramverk som grundar sig på en rad steg. Processen i arbetet för identifiering, kartläggning och sammanfattning av relevant litteratur följer i stort dessa steg och beskrivs nedan.

Vid inhämtandet av vetenskaplig litteratur, vars innehåll förekommer i arbetets teori-, bakgrunds- och metodavsnitt, användes en rad sökord i databasen Google scholar som rangordnar resultaten efter relevans. Sökningen genomfördes mer systematiskt under våren 2022, men uppdaterades även löpande under arbetets gång. Sökningen var semi-systematisk då mängden överblickade och studerade artiklar varierade med viss godtycklighet. Generellt överblickades mellan 3–30 artiklar, för respektive sökord, varefter några av de titlar som verkade mest relevanta för arbetet valdes ut och studerades mer i detalj. Några av de sökord som användes var ”critical infrastructure electricity sweden” vilket genererade 122 000 resultat, ”Matpower” vilket genererade 12 100 resultat, ”Risk governance” vilket resulterade i 2 970 000 resultat samt ”resilience energy” vilket resulterade i 2 290 000 resultat.

Med syfte att kartlägga de fundamentala koncepten kring hur risk definieras och hanteras användes en rad söktermer. Exempelvis användes sökordet ”riskperception” vilket genererade 4 510 000 resultat, ”the new risk perspective” vilket genererade 5 410 000 resultat, ”proactive risk management” vilket genererade 737 000 resultat samt ”delivery reliability” vilket genererade 17 100 resultat.

Ytterligare vetenskapliga artiklar som behandlade *scoping studies* respektive tillförlitlighet och sårbarhet hos kritiska infrastrukturer tillhandahölls av handledaren. Dessutom valdes en rad artiklar ut, lämpliga för frågeställningen, från sammanställningen ”Kunskapsöversikt säkra flöden, försörjningssäkerhet och kritiska beroenden” av Johansson et al. (2017).

Identifiering av den praktiska litteraturen, som ligger till grund för arbetets resultat, genomfördes i stort sett löpande under hela arbetet, februari till november 2022. Sökstrategin för identifiering av relevant praktisk litteratur liknade tillvägagångssättet vid identifieringen av vetenskaplig litteratur med skillnaden att sökmotorn Google använts, som också rangordnar resultaten efter relevans, för att finna lämpliga myndighetsrapporter, tidningsartiklar och styrdokument. Några av de termer som använts under sökprocessen av praktisk litteratur är följande ”Skåne fränkoppling”, ”rekorddyr el”, ”styrel skåne”, ”risk och sårbarhetsanalys transmissionsnätet”, ”elkällor skåne”, ”energibrist skåne”, ”energiförsörjning skåne”, ”scenarier över sveriges elsystem”, ”samhällsviktig verksamhet”, ”ringhals återstart”, ”Oskarshamnsverket produktion”, ”Ringhals 1 och 2”, ”elbrist Skåne”, ”elförsörjning skåne”, ”elförbrukning Sverige län” och ”Kriegers flak”.

4.2 Metod för modellering och simulering

Enligt Johansson et al. (2013) innebär tillförlitlighet, i samband med kritisk infrastruktur, systemets förmåga att över tid, när den utsätts för olika hot, upprätthålla sin funktion och leverera sin tjänst. Synen på tillförlitlighet är synonymt med synsättet på risk som generellt beskrivs utifrån uppskattade sannolikheter och identifierade negativa konsekvenser för olika möjliga scenarion. Vidare används begreppet sårbarhet vilket snarare utgår från systemet självt och de följdverkningar som en störning i systemet ger upphov till samt hur dessa kan begränsas oberoende av sannolikhet för olika hot (Johansson et al., 2013).

Generellt genomförs tillförlitlighetsanalys av elsystem med hjälp av någon form av numerisk modell av systemet i syfte att möjliggöra beräkning av konsekvenser av de olika tillstånd som systemet i fråga kan befinna sig i. Vanligtvis inom elkraftsystem används Monte Carlo simulering för att kunna sampla sannolikheten för olika systemtillstånd samt de associerade konsekvenserna. Sårbarhetsanalys innefattar, å andra sidan, två vanligt förekommande perspektiv som benämns global sårbarhet och kritiska komponenter. Med ett globalt perspektiv undersöks hur väl ett system svarar på en tilltagande påfrestning, exempelvis ökande utslagning av systemkomponenter, medan perspektivet kritiska komponenter i stället identifierar de delar av systemet som bidrar mest till dess sårbarhet och vad som händer om dessa slutar att fungera (Johansson et al., 2013).

Vidare, presenterar Johansson et al. (2010) ett generellt sätt att modellera kritisk infrastruktur. Modellen över infrastrukturen innehåller en nätverksbaserad del som beskriver komponenterna hos infrastrukturen och hur dessa beror av varandra samt en funktionell del som beskriver konsekvenser hos infrastrukturen vid påfrestningar. I Svegrupp et al. (2019) kombineras en modell över hur den kritiska infrastrukturen beter sig med en modell över ekonomiska konsekvenser som uppstår i samhället vid utebliven funktion av infrastrukturen i fråga.

I arbetet används simulerings- och analyskod framtagen av handledaren för sårbarhetsanalyser, utifrån perspektiven global sårbarhet och kritiska komponenter- Denna kod användes rakt av. Den funktionella modellen av infrastrukturen grundar sig i en vedertagen lastflödesmodell (Matpower). Den funktionella modellen tillhandahölls, även denna, av handledaren men modifierades sedan för att motsvara nutida och framtida scenarier för Sveriges elsystem vilka presenteras i avsnitt 6.2. Modellen försöker, givet systembegränsningar (såsom produktionstillgänglighet och kapacitetsbegränsningar), försörja maximalt med last vid olika simulerade påfrestningar av systemet. Detta beräknas med hjälp av programmet Matpower som är en tilläggsmodul till MATLAB. Här används *optimal DC Load flow* som funktionell modell, i likhet med Svegrup et al. (2019). De modellerade påfrestningarna kan exempelvis bestå av begränsningar i efterfrågan, produktion eller transmissionskapacitet.

5 Resultat litteraturstudie

I avsnitt 5 presenteras information kring Sveriges elsystem som ligger till grund för analyserna som genomförs i avsnitt 6. De delar som ej används som utgångspunkt i avsnitt 6, bidrar i stället till en kvalitativ analys som beaktas i avsnitt 7.

5.1 Nationell elförsörjning

5.1.1 Situationen idag

Produktion

I Sverige produceras årligen vanligtvis mellan 150 och 165 TWh el samtidigt som elanvändningen normalt ligger mellan 135 och 145 TWh, vilket innebär att Sverige ett normalt år är nettoexportör (Lindholm, 2018). Baserat på data från vintern 2020/2021 stod vattenkraften för en elproduktion på cirka 72 TWh, kärnkraften på 47 TWh, vindkraften på 26 TWh, kraftvärmens på 12 TWh och solkraften på 0,5 TWh (Svenska kraftnät, 2021). Samtidigt var den nationella installerade effekten under 2022 cirka 16 GW vattenkraft, 12 GW vindkraft, 7GW kärnkraft, 7 GW kraftvärme, kondenskraft och gasturbiner samt 1,5 GW solkraft. Detta innebär sammantaget en nationellt installerad effekt på cirka 44 GW (Svenska Kraftnät, 2022). Vanligtvis presenteras hur mycket av den installerade effekten som resulterar i faktisk produktion i form av en kapacitetsfaktor. Utifrån presenterade data kan följande ekvation användas:

$$\text{Kapacitetsfaktor} = \frac{\text{Mängd producerad energi (TWh)}}{\text{Mängd installerad effekt (MW)} \cdot 8760 \text{ (h)}} \quad (1)$$

Med hjälp av data i föregående paragraf tillsammans med ekvation (1) erhålls följaktligen en kapacitetsfaktor på 51% för vattenkraften, 25% för vindkraften samt 77% för kärnkraften. Kärnkraften tillsammans med vattenkraften är stommen i elproduktionen. Kärnkraften producerar under året ofta nära maximalt möjlig effekt medan vattenkraftens produktion i stället anpassas efter de rådande förhållandena (Lindholm, 2018).

Från och med 2021 finns sex kärnkraftsreaktorer i Sverige, varav alla är förlagda i SE3. Av dessa återfinns tre reaktorer i Forsmarksverket i Uppland (Lindholm, 2018), vars installerade effekt motsvarar 3283MW (Vattenfall, u.å.). Vidare finns, i närliggande län till Skåne, två reaktorer i Ringhalsverket i Halland samt en reaktor i Oskarshamnsverket i Småland (Lindholm, 2018). Dessa verk har en effekt på 2204 MW (Vattenfall, u.å.) respektive 1450 MW (Okg, u.å.).

Vattenkraften är främst förlagd i norra Sverige då närmare 13 av 16 GW installerad effekt är förlagd i SE1 och SE2 medan endast 0,35 GW är förlagd i SE4. Vidare är två tredjedelar av den installerade kraftvärmens placerad i SE3 medan cirka en sjättedel återfinns i SE4. Därutöver, är cirka sjuttio procent av den installerade effekten vindkraft lokaliserad i SE2 och SE3 medan cirka femton procent är lokaliserad i SE4 (Svenska Kraftnät, 2021).

Vindkraften skiljer sig vid jämförelse med elproduktion från övriga produktionskällor, exklusive solkraft, eftersom den har en större grad av variabilitet och lägre grad av planerbarhet. Exempelvis, under 2020, kunde produktionen variera mellan 8250 Mwh/h ner till 140 Mwh/h. Det sistnämnda motsvarade 1,4% av den installerade effekten (Svenska Kraftnät, 2021). Dock tenderar produktion från kärnkraft också att vara icke-konstant under året då denna begränsas under sommarmånaderna som följd av planerade revisioner som vanligtvis förläggs sommartid (Svenska Kraftnät, 2022).

Överföring

Enligt IVA (2020) är den huvudsakliga problematiken för den nationella leveranssäkerheten kopplad till kapacitetsbrist i elnätet. Detta gäller både för stamnätet såväl som region- och lokalnät i flera områden (IVA, 2020). Dessa begränsningar riskerar att hämma anslutning av elproduktion och möjlighet till elektrifiering av samhället (Svenska Kraftnät, 2021b). De utmaningar som finns vid förstärkning av transmissionsnätet menar IVA (2020) är relaterat till tillståndsprocesser, föråldrade detaljplaner i städer, svårförutsägbart kapacitetsbehov, och oklar ansvarsfördelning mellan lokalnät och överliggande nät. I Tabell 1 nedan beskrivs den maximalt möjliga överföringsförmågan mellan Sveriges elområden, där snitten namnges enligt SVK:s nomenklatur:

Tabell 1 illustrerar den maximalt möjliga överföringskapaciteten i snitten mellan Sveriges elområden, (Svenska Kraftnät, 2021)

Snitt	Överföringskapacitet (MW)
SE1 → SE2 (Snitt 1)	3300
SE2 → SE3 (Snitt 2)	7300
SE3 → SE4 (Snitt 4)	5400

Den huvudsakliga flaskhalsen återfinns i snitt 2 (SE2→SE3) där differensen mellan maximal överföringskapacitet och faktisk överföring under topplasttimmen, vintern 2020/2021, enbart uppgick till 200MW. Detta kan jämföras med snitt 1 och snitt 4 vars ej utnyttjade transmissionskapacitet uppgick till 2800MW respektive 2500MW vid samma tillfälle (Svenska Kraftnät, 2021).

Vidare kan överföringskapaciteten variera beroende på olika typer begränsningar i nätet. I ett intervall över möjlig överföring i snitt 2 under topplasttimmen, presenterat av SVK, motsvarar den lägre gränsen 5500MW och den övre gränsen 7300 MW (Svenska Kraftnät, 2022). Begränsningar i transmissionsnätets överföring beror ofta på planerade upprustningar tillsammans med ett varmt utomhusklimat under sommarmånaderna (Svenska Kraftnät, 2022). Därutöver förekommer även störningar i systemet. Enligt Axelsdottir och Bjärnestam (2018) var den vanligaste orsaken till störningar i den svenska elnätet, under perioden 2005–2016, naturfenomen i form av i huvudsak blixtnedslag. Därutöver, hade även tekniska och mänskliga faktorer en betydande inverkan. Situationen var likartad både för transmissionsnätet och distributionsnätet (Axelsdottir och Bjärnestam, 2018).

Vidare finns det en realiserbar nationell transmissionskapacitet, för utländsk import, på 10 325MW. Av denna ansluter majoriteten till SE3 och SE4 (Svenska Kraftnät, 2022). Samtidigt, enligt EU-regelverk, måste 70% av den totala överföringskapaciteten från Sverige till utlandet vara tillgänglig under 30% av tiden (Sonnsjö, 2020).

Konsumtion

Elförbrukningen i Sverige varierar mycket under året. Enligt SVK (u.å.-d) innebar topplasttimmen, under vintern 2020/2021, en nationell elförbrukning på 24 965 MW samtidigt som den nationella låglasttimmen samma år motsvarade en förbrukning på 10 136MW. Enligt Energimyndigheten (u.å.) sker den största elkonsumtionen i områden med stor befolkning och hög andel industri (Energimyndigheten, u.å.). De sektorer med störst elanvändning i Sverige, under 2021, var bostäder och service samt industri som stod för 54% respektive 34% av den nationella elförbrukningen (Ekonomifakta, u.å.).

5.1.2 Framtidsprognos

Produktion

Enligt Energimyndigheten (2021) kommer det, om ingen livstidsförlängning genomförs, finnas sex kärnreaktorer tillgängliga vid 2030 vilket motsvarar 6,9 GW installerad effekt. Om man i stället antar att dagens kärnkraft har en livslängd på runt 44år, likt de avvecklade reaktorer som byggdes under 1970-talet, skulle Sverige i stället ha 0MW kärnkraft runt 2030 (IVA, 2017). Vidare antas ökningen i produktion från vattenkraft, fram till 2030, enbart uppgå till 0,25TWh. Anledningen är att ökad tillrinning i samband med klimatförändringar antas balanseras av allt striktare miljökrav som omgärdar verksamheten. Fortsättningsvis antas elektricitet genererad från kraftvärme ligga konstant kring dagens nivå fram till 2030 (Energimyndigheten, 2021). Vidare, presenteras av Energimyndigheten en rad olika trender för vindkraften baserat på fem scenarier kring Sveriges energisystem. I samtliga scenarier förväntas produktionen från vindkraft motsvara mellan 50 och 60 TWh vid 2030 (Energimyndigheten, 2021) och enligt Svensk Vindenergi (2021) kommer 18,5 GW vindkraft att vara till förfogande vid denna tidpunkt. Av den nyetablerade vindkraften förväntas cirka 70% vara belägen i SE1 och SE2 (Sonnsjö 2020). Den uppskattat kraftiga ökningen av vindkraft, i förhållande till andra kraftslag, antas vara en konsekvens av de låga investeringskostnaderna (Region Skåne, 2020b). Slutligen kan mängden nationellt installerad solkraft tänkas öka med minst 0,5 GW per år, fram till 2030, baserat på ökningen mellan 2021 och 2022 (Svenska kraftnät, 2021).

Konsumtion

Fortsättningsvis presenteras av Holtz & Obel (2020) två scenarier över den förväntade ökningen i elanvändning fram till 2030. Beroende på vilken grad av elektrifiering som antas förväntas ökningen motsvara 16 TWh respektive 23 TWh. Baserat på medelvärdet hos de två scenarierna förväntas behovet öka med 6 TWh inom transportsektorn, minska med 1,5 TWh inom bostadssektorn, öka med 2,5 TWh inom service och offentlig verksamhet, öka med 4,25 TWh i samband med datacenter samt öka med 8,25 TWh inom industrin (Holtz & Obel, 2020).

En av de industrier som förväntas höja elanvändningen mest, fram till 2030, är stålindustrin där vätgas är på väg att integreras i processen i samband med projektet Hybrit vars syfte är att ersätta fossila bränslen vid tillverkningen av stål. Fortsättningsvis förväntas cementindustrin på Gotland att elektrifiera sina uppvärmningsprocesser vilket kan leda till ett ökat årligt behov på cirka 2 TWh el (Holtz & Obel, 2020). Vidare planerar dessutom Northvolt att bygga en ny batterifabrik i Göteborgsområdet, tillsammans med Volvo, vilket skulle resultera i ett ökat behov på cirka 2 TWh el årligen (Recharge, 2022). Hybridsatsningen kommer vara lokaliserad i SE1 medan cementindustrin och den potentiella batterifabriken är lokaliserad i SE3 (Holtz & Obel, 2020).

Överföringsmöjligheter

Vilken importmöjlighet som finns i framtiden är svårt att uppskatta eftersom det beror på en mängd parametrar (Svenska Kraftnät 2022). SVK belyser hur ett ökat importberoende innebär en sårbarhet för elsystemet, i händelse av höjd beredskap, då importmöjligheter sannolikt försämras (Svenska kraftnät, 2021b). Enligt Caon (2022) har Europas länder ett betydande beroende av rysk gas i sin elmix vilket leder till en sårbarhet i systemet i händelse av att Ryssland bestämmer sig för att strypa exporten (Caon, 2022), vilket realiserats under Ukrainakriget (Naturskyddsföreningen, 2022). Mer specifikt är EU världens största importör av naturgas, varav 41% av denna kommer från Ryssland. Som följd har EU beslutat att bli oberoende av rysk gas innan 2030 (Caon, 2022). Om inte detta görs kan tänkas att en betydande elbrist kan komma att uppstå i flera delar av Europa vilket i sin tur skulle kunna begränsa importmöjligheterna av el till Sverige (Naturskyddsföreningen, 2022).

Enligt SVK (Svenska kraftnät, 2022) kan inte en situation med lastfrånkoppling i södra Sverige, i kölvattnet av Rysslands exportbegränsning av naturgas, uteslutas under vissa timmar under vintern 2022/2023. Därutöver kan tänkas att en ökad integrering av vindkraft, i det europeiska elsystemet, också innebär en bidragande faktor till att importmöjligheter begränsas eftersom samma vind- och solförhållanden tenderar att gälla i samtliga länder i Sveriges närområde vilket således leder till ett samtidigt effektbehov (Svenska Kraftnät, 2022).

5.1.3 Befintliga och potentiella åtgärder

Förändring av produktion och konsumtion

En av de åtgärder som förväntas genomföras är lagring av elektricitet på ett annat sätt än idag, exempelvis med hjälp av värme, vätgas eller batterier (IVA, 2020). Vätgas kan lagras i tuber såväl som i bergsutrymmen och kan förflyttas genom fysisk transport eller rörledningar samtidigt som lagringsförmågan är stor. Dock är verkningsgraden vid övergång från vätgas till el relativt låg samtidigt som lagringen medför en betydande explosionsrisk (Svenska Kraftnät, 2021b). Planer finns att fram till 2030 ha en installerad elektrolyseffekt på 5GW, för produktion av vätgas, vilket bland annat kan användas i ellagringssyfte (Energimyndigheten, 2021).

Vidare poängteras också behovet av diversifiering av kraftslag, företrädesvis genom ökad användning av biobränsleeldade kraftvärmeverk (IVA, 2020). Enligt Länsstyrelsen Skåne är kraftvärmens viktig för regionen under vinterhalvåret. Samtidigt finns en problematik idag att allt fler kunder väljer eldriven uppvärmning framför fjärrvärme vilket tillsammans med andra faktorer påverkar lönsamheten hos kraftvärmens. Således krävs åtgärder för att ekonomiskt kompensera kraftvärmens för de stödtjänster den tillhandahåller på framför allt lokal nivå (Sonnsjö, 2020).

Enligt IVA (2020) kommer den ökade integreringen av vindkraft i elsystemet att medföra ett behov av ökad användarflexibilitet. Enligt Anna Guldbrand, chef för enheten Driftsanalys vid SVK, kan det vara att föredra att exempelvis låta industri styra om sin konsumtion under topplasttimman snarare än att investera i att möta effektbehovet vid varje givet ögonblick (Norling, u.å.).

För att främja flexibilitet håller lokala elnätbolag på att upprätta flexibilitetsmarknader genom att köpslå med användare och producenter i syfte att styra förbrukningen (Länsstyrelsen u.å.) vilket kallas mothandel (Sonnsjö, 2020). Enligt Vattenfall (u.å.-b) finns ytterligare en rad åtgärder som kan främja användarflexibilitet. Exempelvis kan hushåll använda sig av smarta elmätare som talar om när priset på el är lågt och förbrukning således är lämplig. Länsstyrelsen (u.å.) belyser, dessutom, möjligheterna till användarflexibilitet vid tillämpandet av smart laddning av elfordon som, när det är lämpligt, kan möjliggöra ett flöde av el mellan elnät och fordon och vice versa (så kallad vehicle-to-grid). Dessutom poängteras möjligheten till frånkoppling av eldriven uppvärmning från värmepump, under korta stunder vid hög belastning på elsystemet, utan inverkan på hushållens komfort (Sonnsjö, 2020). Enligt Länsstyrelsen (u.å.) finns det, under vintern, en sammantagen teknisk potential att, via användarflexibilitet, lösgöra cirka 7GW. Därutöver kan även olika typer av energieffektivisering leda till en reducerad last och minskad stress på systemet (Boston, 2013). Därför har energimyndigheten tilldelats resurser för att förbättra energieffektiviseringen hos småhusägare genom informerande och utbildande insatser (Energimyndigheten u.å.-b).

Digitalisering och cybersäkerhet

En god användarflexibilitet hör ihop med möjligheterna till digitalisering (IVA, 2020). Redan idag är hela det svenska kraftsystemet beroende av fungerande IT-lösningar eftersom dessa möjliggör att processer kan styras effektivt genom automation. Enligt SVK finns en strävan att utöka digitaliseringen för att möjliggöra implementeringen av ett nytt driftövervakningssystem med bättre förmåga att vid behov samla in och presentera data från anläggningar.

En ytterligare fördel med ökad digitalisering är möjligheten att inrätta en gemensam balanseringsmodell för hela Norden och på sikt även delar av Europa för att öka leveranssäkerheten (Svenska Kraftnät, 2021b). Vidare, innebär ökade möjligheter till automation dessutom att problematiken gällande den låga svängmassan hos sol- och vindkraft kan åtgärdas. Mer specifikt kan sensorer införas, hos vindkraft, för att reagera på förändringar i elnätets frekvens vilket i sin tur leder till att dess generatorer, under en kort tid, kan manipuleras till att öka effektgenereringen. Denna teknik benämns vanligtvis syntetisk svängmassa (Nohrstedt, 2018).

Fortsättningsvis finns möjligheten till integrering av så kallade Smart Grids som, genom digitalisering och automation, skall kunna anpassa sig efter både förändringar i nätet självt, liksom fluktuerande spänning, samt förändringar i externa faktorer liksom varierande elproduktion från intermittent vindkraft (Walker et al., 2014). Dock poängteras att en ökad uppkoppling mot internet innebär en ökad risk för IT-angrepp i takt med att komplexiteten i systemet ökar. Detta kan, bland annat, förebyggas genom implementering av föreskrifter, framtagna av EU, gällande cybersäkerhet (Svenska Kraftnät, 2021b). Den av EU bestämda skyddsnivån gällande cybersäkerhet menar SVK (Svenska kraftnät, 2021b) är den avgörande faktorn för graden av digitalisering.

Nätrelaterade åtgärder

Vattenfall (u.å.-b) menar att en ökad användning av *microgrids*, vilket innebär mindre separata nät med lägre beroende av det nationella elnätet, kan leda till förbättrad leveranssäkerhet. Förhoppningar finns dessutom att i framtiden kunna samköra småskalig ellagring till att, mot ekonomisk kompensering, fungera som kompletterande reservkraft i det nationella elsystemet (Svenska Kraftnät, 2021b).

För att främja stabiliteten i elnätet finns, fortsättningsvis, en rad reserver att tillgå. En av dessa är den nationella effektreserven på högst 2000 MW som är upphandlad av SVK och tillgänglig under årets kallaste månader. Stommen i denna reserv utgörs av det oljeeldade Karlshamnverket. Detta har en effekt på 562MW men ambitionen är att verket skall vara avvecklat vid 2025 (Region Skåne, 2020b). Vidare finns också en störningsreserv som i huvudsak består av gasturbiner som skall kunna aktiveras inom 15 minuter i händelse av en betydande störning i systemet, något som SVK ansvarar för (Sonnsjö, 2020). Den nationella störningsreserven motsvarar 1450MW, varav SE4, där Skåne befinner sig inom, i dagsläget har en kapacitet på 550MW (Sonnsjö, 2020). Därutöver finns möjligheter för lokala elnätbolag att nyttja nätkapacitetsreserver vilket innebär att på förhand avtala om kapacitet som sedan kan användas vid behov, i brist på andra åtgärder, för att stävja överföringsbegränsningarna på timbasis (Sonnsjö, 2020).

SVK beskriver dessutom hur tillfällig frånkoppling från transmissionsnätet, vilket kallas ödrift, kan planeras och beordras av SVK vid krissituation. Detta förutsätter en god kommunikation samt att det finns en produktionskälla som kan startas oberoende av transmissionsnätet, ofta i form av ett dieselagregat. Regioner skall på förhand upprätta en ödriftsplan och prioriteringsordningen styrs av bestämmelser i handlingsplanen Styrel (Svenska Kraftnät u.å.-c). I Styrel återfinns riktlinjer för hur prioritering av samhällsviktig verksamhet skall ske vid förbrukningsfrånkoppling (Svenska Kraftnät, 2021b), i enlighet med ellagen SFS (1997:857) 8 kap. 2§, för vilket Energimyndigheten ansvarar (Svenska Kraftnät, 2021b).

Investeringar

En rad investeringar förväntas genomföras i transmissionsnätet, fram till 2030, med olika grad av betydelse. Bland de mer omfattande åtgärderna planeras en förstärkning i nätet mellan SE1 och Finland vilket kommer att resultera i ett tillskott på 800 MW i nätet. Ett annat betydande projekt som kommer pågå kontinuerlig fram till 2040 är NordSyd vars syfte är att förstärka överföringen i snitt 2. Överföringsmöjligheterna kommer, om allt går som planerat, att öka från dagens 7300 MW till över 8000 MW vid 2030 (Svenska kraftnät, 2021b). Vidare planeras projektet Hansa Power Bridge vilket innebär en kabel för överföring av elektricitet mellan Tyskland och skånska Hörby med en förväntad överföringskapacitet på 700MW. Denna kabel planeras vara ansluten med Sydvästlänken för att möjliggöra utökat elutbyte mellan Tyskland och Sverige (Svenska kraftnät, 2021b).

Vidare finns förslag kring att bygga ny kärnkraft alternativt avbryta avvecklingen av Ringhals reaktor 1 och 2 som stängdes ned 2019 respektive 2020. Det sistnämnda skulle enligt Ringhals vd Anna Collin, bortsett från lagmässiga och delvis ekonomiska begränsningar, vara möjligt ur ett tekniskt perspektiv (Törnvall, 2022). Dessa reaktorer har tillsammans med de nu nedlagda reaktorerna Oskarshamn 1 och Oskarshamn 2 utgjort en producerad effekt på 2,9 GW (IVA, 2017). Oskarshamnsverkets reaktor 1 och reaktor 2 stängdes av permanent 2017 respektive 2016 och nedmonteringen förväntas pågå fram till 2028 (Strålsäkerhetsmyndigheten, u.å.). Gällande ny kärnkraft skall Vattenfall, enligt SVT nyheter (2022), utreda huruvida man ska bygga minst två Small Modular Reactors (SMR) vid Ringhals som estimeras kunna vara på plats runt 2030 med en maximal effekt på 300MW per reaktor.

Organisatoriska åtgärder

Utöver dessa, i huvudsak, tekniska åtgärder finns en rad åtgärder av mer organisatorisk karaktär i syfte att genomföra elektrifieringen av samhället med bibehållen leveranssäkerhet. Bland annat presenteras hur myndigheter bör arbeta mer planerande genom att utveckla gemensamma scenarier över elsystemets utveckling med hänsyn till både nationell, regional och lokal nivå (Infrastrukturdepartementet, u.å.). För att främja samarbete mellan nätansvariga, på olika nivåer, har SVK etablerat ett Systemforum för att möjliggöra en dialog kring gemensamma utmaningar (Svenska Kraftnät, 2021b). Dessutom skall utvecklingen av ett nationellt elektrifieringsråd främja samarbetet mellan den offentliga sektorn, näringslivet samt övriga aktörer i syfte att klargöra roller och ansvarsområden (Infrastrukturdepartementet, u.å.). För att råda bot på den bristfälliga målbilden kring leveranssäkerheten föreslår Energimarknadsinspektionen en tillförlitlighetsnorm i Sverige på 0,99 timmar per år vilket innebär att elbehovet i landet skall vara tillgodosett resterande antal timmar under ett år (Energimarknadsinspektionen, 2021b).

Vidare föreslås också hur ett mer proaktivt förhållningssätt bör tillämpas vid utbyggnaden av elnätet. Exempelvis finns planer hos SVK att ålägga elnätsföretag att upprätta långsiktiga nätutvecklingsplaner. Dessa skall presentera det förväntade intresset av nätanslutning vilket antas resultera i en bättre helhetsbild som kan vägleda investeringar i nätet. Detta är av vikt då ledtiderna är mycket långa vid upprustning av transmissionsnätet (Svenska Kraftnät, 2021b). Vidare, finns förslag att SVK bör utgå från anslutande aktörers nytta för samhället, vid prioritering av beviljad nätanslutning, snarare än att som idag enbart basera beslutet på ansökningsordning (Sonnsjö, 2020).

Fortsättningsvis, som svar på den omständliga processen i samband med utbyggnaden av det svenska transmissionsnätet, finns en målsättning att de genomsnittliga ledtiderna för nya kraftledningar, det vill säga tiden från projektering till färdigställande, som minst skall halveras till 2025 (Infrastrukturdepartementet, u.å.) från att idag ligga någonstans mellan 7–15 år (Sonder, 2022).

För att uppnå detta anser man att det krävs ett brett samarbete mellan olika aktörer (Infrastukturdepartementet, u.å.). Dessutom presenteras hur transmissionsnätet, i vissa delar av landet, bör ges en utökad klassificering som riksintresse för energidistribution i syfte att garantera att dess funktion premieras framför andra intressen (Svenska Kraftnät, 2021b). Slutligen, förväntas det internationella samarbetet att stärkas genom att europeiska organ gradvis övertar rollen från nationella myndigheter gällande ansvar för säker drift och riskhantering av elsystemet. Dessutom förväntas ett utökat utbyte av data länder emellan, med stöd från en transparensplattform inrättad av EU. Det ökade internationella samarbetet på elmarknaden antas kunna främja konsumenters möjlighet till användarflexibilitet, ellagring och energieffektivisering (Svenska Kraftnät, 2021b).

5.2 Regional elförsörjning i Skåne

5.2.1 Situationen idag

Konsumtionen i Skåne regionen uppgår till cirka 13 TWh årligen samtidigt som den regionala produktionen enbart motsvarar cirka 3 TWh. Detta innebär att Skåne har ett betydande importbehov av elektricitet (Sonnsjö, 2020). Majoriteten av den producerade elen i Skåne, cirka 55%, härrör från vindkraft varav 15 % är förlagd till havs (Adielsson, 2019). Den havsförlagda vindkraften motsvaras av vindkraftsparken Lillgrund med en kapacitet på 110MW (Region Skåne, 2019).

Därutöver står kraftvärmen, som eldar med naturgas och biobränslen, för cirka 30% av elproduktionen och i övrigt finns det en liten andel vattenkraft (Sonnsjö, 2020). De kraftverk som har en betydande roll i Skåne idag är Heleneholmsverket samt Västhamnsverket (Adielsson, 2019) som har en kapacitet på 130MW (Region Skåne 2019) respektive 69MW (Öresundskraft, u.å.). Skåne är ålagt av EU att ha 600 MW el tillgängligt för export till Tyskland, via Baltic Cable, vilket ofta blir fallet då elpriset vanligtvis är billigare i Skåne än i Tyskland (Region Skåne, 2019). De anslutningar till utlandet som finns i SE4 resulterar i en teknisk förmåga att exportera 3 200MW samtidigt som det finns möjlighet att importera 3 600MW (Sonnsjö, 2020).

5.2.2 Framtidsprognos

Region Skåne (2020) befärdar att utbyggnaden av förnybar elproduktion i regionen understiger avvecklingen av befintlig elproduktion. Exempelvis beskriver Eon hur man kan tvingas tidigarelägga sin avveckling av Heleneholmsverket eftersom produktionen anses olönsam som följd av hårda beskattningar (Eon, u.å.). Enligt Länsstyrelsen Skåne (2018) finns den största potentialen för utbyggnad av förnybar elproduktion i Skåne hos vindkraft, i huvudsak havsbaserad. Dock finns en begränsning, enligt Sonnsjö (2020), i vad som i dagsläget går att bygga med tanke på de intressekonflikter som uppkommer vid byggnation. Både på land och till havs konkurrerar potentiella projekt med många olika aktörer, bland annat Försvarmakten, om den begränsade tillgängliga ytan i regionen (Länsstyrelsen Skåne, 2018).

Fortsättningsvis, förväntas elbehovet i Skåne regionen, de närmsta tio åren fram till 2030, öka med 1,5 TWh. Den främst bidragande faktorn anses vara elektrifieringen av transportsektorn som uppskattningsvis kommer stå för en ökning på 0,8 TWh. Elanvändningen, fram till 2030, förväntas i huvudsak öka i regioner med betydande tillväxt i befolkning och ekonomi. Närmare bestämt innebär detta framför allt städerna Malmö, Kristianstad, Lund och Helsingborg (Region Skåne, 2020). Dessutom förväntas det maximala effektbehovet i Skåne att uppgå till 2 700MW vid 2030 vilket är en åttaprocentig ökning från 2019 (Region Skåne, 2020). Samtidigt förväntas produktionskapaciteten i regionen enbart motsvara 2 300MW (Region Skåne, 2020b).

Dessutom räknar man med att det runt 2030 kommer vara minst 40 effekttoppar som är högre än det maximalt uppmätta effektbehovet under 2019 (Region Skåne, 2020). De enskilda anslutningar som förväntas ha en betydande inverkan på den ökade elanvändningen i Skåne, det närmaste decenniet, är serverhallar i Staffanstorp samt forskningsanläggningen ESS i Lund. (Region Skåne, 2020).

5.2.3 Befintliga och potentiella åtgärder

Möjligheter till produktion från förnybart

Ett vanligt problem som identifierats, i synnerhet i landets södra delar, är att kommuner i ett sent stadie av vindkraftens byggnationsprocess har lämnat in ett veto vilket stoppat etableringen. Under 2021 var detta orsaken till utebliven etablering i 78% av fallen nationellt. Därför har förslag uppkommit att i processen tidigarelägga kommuners vetorätt (Wikström, 2022). Dessutom finns förhoppningar gällande metoden *repowering* vilket innebär att man, på samma plats, byter ut äldre vindkraftsanläggningar mot nya med högre effekt (Länsstyrelsen Skåne, 2018).

Förslag finns också att höja gränsen då anslutningskostnad faller ut, för småskalig vindkraftsproduktion, från 1,5 MW till 2,3 MW. Detta uppskattar Sonnsjö (2020) som mest skulle kunna resultera i en effekthöjning på 170MW till följd av att små producenter slutar att nedreglera sin effekt för ekonomisk vinning. Samtidigt utreder regeringen, enligt Zachrisson-Winberg (2022), hur kommuner skall kunna kompenseras vid etablering av vindkraft med syftet att de skall acceptera att lastas för något som kommer hela Sverige till gagn. Detta är alla åtgärder som sannolikt skulle gynna situationen i Skåne med tanke på den tidigare nämnda potentialen för vindkraft i regionen.

Samtidigt har ett betydande vindkraftsprojekt för de södra delarna av Sverige, i form av den havsbaserade vindkraftsparken Kriegers Flak utanför Trelleborgs kust, fått klartecken enligt Wickström (2022). Parken förväntas vara redo runt 2028 med en installerad effekt på 604MW (Wikström, 2022b). Vidare planeras dessutom en fördubbling av elektricitetsproduktionen från kraftvärmeverket i Örtofta fram till 2028. Detta skulle innebära ett möjligt ökat effektuttag på 40–45 MW (Hollstein, 2022).

Enligt Lingfors och Widen (2018) finns det potential i Skåne för ett tillskott på 3 TWh från solceller vid 2030. I beräkningen utgår dock från att enbart de mest gynnsamma placeringarna används. Solcellsparker konkurrerar ofta med befintlig jordbruksmark, exempelvis stoppades en solcellspark i Helsingborgsområdet, vilken skulle blivit landets största, av denna anledning (Svenska Dagbladet, 2022). Dessutom belyses att denna utveckling är osäker eftersom den begränsas av ekonomiska och tekniska aspekter till följd av solenergis höga variabilitet (Lingfors och Widen, 2018).

Åtgärder kopplade till överföring och konsumtion

Enligt Eon (u.å.-b) genomfördes en rad åtgärder under vintern 2020–2021 för att på kort sikt, fram till 2024, hantera effektbristen i Region Skåne. Detta innefattade, bland annat, införandet av sensorer som känner av när ledningar klarar en kapacitetsökning samt möjligheten att vid behov koppla ifrån den internationella förbindelsen Baltc cable (Eon, u.å.-b). Fortsättningsvis utvecklas ledningar med högre värmetålighet vilket tillåter ökad överföring av el utan att ledningarna hänger ned samtidigt som ombyggnad av ledningar, exempelvis genom höjning av stolpar, har genomförts. Vidare, finns även möjligheter till omfördelning av last genom omkopplingar av nätet (Eon, u.å.-c). Fortsättningsvis kommer också en rad mer långsiktiga åtgärder implementeras fram till 2024. Dessa innefattar förnyandet av 400kV- ledningar mellan Söderåsen och Barsebäck, Barsebäck och Sege samt Hurva och Sege (Eon, u.å.-b). Dessa investeringar innebär tillsammans med Sydvästlänken att man 2024 kommer kunna höja dagens uttagsabonnemang till regionnätet (Länsstyrelsen Skåne, 2019).

Organisatoriska åtgärder

En förutsättning för att råda bot på flaskhalsarna i elnätet i Skånes fall är att SVK och Eon, ansvariga för transmissions- respektive regionnät, har en fullgod kommunikation med god framförhållning gällande var investeringar krävs (Länsstyrelsen Skåne, 2019). Även kommunikation med kommuner är av vikt (Region Skåne, 2020).

Vidare, har Region Skåne utvecklat en regional marknadsplats för effekt vid namn *Switch* (Eon, u.å.-b) samt initierat Skånes effektkommision vars syfte är att samla aktörer som genom, bland annat, förbättrad dialog kan påverka leveranssäkerheten av el i regionen. Kommissionen innefattar en rad kommuner och elbolag. Nyttan finns i möjligheterna att samordna och optimera förbrukning av el samt tydligare överblicka kopplingen mellan el, värme, transport och industri (Region Skåne, u.å.). Därutöver är varje kommun i Region Skåne ålagd att upprätta en energiplan i syfte att främja en tillfredställande energitillförsel, från produktion till användning (Sonnsjö, 2020).

5.3 Sammanfattning av resultat från litteraturstudien

Utifrån den studerade litteraturen har en rad faktorer identifierats kopplat till upprätthållandet av leveranssäkerheten i det nationella och skånska elsystemet. Dessa faktorer är av både teknisk och organisatorisk karaktär och presenteras i listan nedan:

- Hantera kapacitetsbristen i transmissionsnätet för att motverka resultatet av en ojämnt fördelad nationell produktion
- Hantera förekomsten av effektoppar, under höglasttimmar, genom ökad användarflexibilitet
- Öka mängden lokalt producerad el i SE4 för att balansera den ökade lasten i regionen och stävja importberoendet
- Motverka avvecklingen av planerbar elproduktion för att främja leveranssäkerheten
- Förbättra möjligheterna till ellagring i takt med ökad andel integrerad sol- och vindkraft i el-mixen
- Åtgärda försämrade spännings- och frekvensstabilitet till följd av integrering av förnybart
- Snabba på och förändra tillståndsprocesser i samband med ny vindkraftsbyggnation
- Uppnå adekvat kommunikation och samverkan mellan aktörer som ansvar för elförsörjningen i regionen

6 Analys av leveranssäkerhet idag och i framtiden

För analysen togs en modell för kraftsystemet fram. Denna modell samt de elprisområden som är centrala för analysen beskrivs i avsnitt 6.1. För att illustrera och analysera möjliga konsekvenser för elkraftsystemet utifrån dagens och framtidens utmaningar, som beskrevs i kapitel 5, togs 11 scenarier fram. I avsnitt 6.2 beskrivs samtliga antaganden och data bakom dessa scenarier.

6.1 Konstruktion av modell

I figur 3 ges en överblick över modellen, som tillhandahölls av handledaren, för det svenska transmissionssystemet samt elprisområdena SE1-SE4. För att avgöra var gränserna för elprisområdena var belägna användes en interaktiv karta över Sverige i vilken elområdenas gränser var utsatta (Svenska Kraftnät, 2010). Detta var fördelaktigt eftersom de erhållna värdena för last, i tabell 4 och tabell 5, var beskrivna utifrån dessa elprisområden. I arbetet fastställdes sedan vilka noder i elnätmodellen som tillhörde vilket elområde och således skulle tilldelas en specifik förändring i last eller produktion givet de olika scenarier som konstruerats.

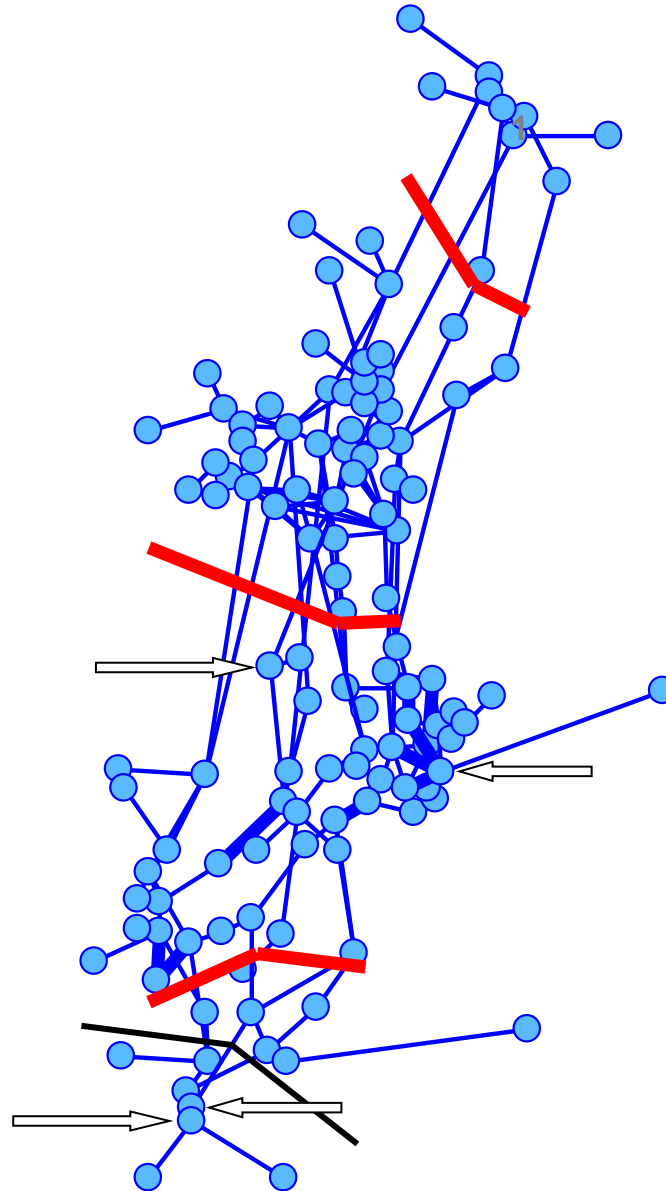
På liknande sätt identifierades de elledningar som korsar snitten (se tidigare tabell 1) mellan elområdena i syfte att modifiera överföringskapaciteten i dessa utifrån snittöverföringskapaciteten i de olika scenarierna. Antagandet var att samtliga kraftledningar i respektive snitt skulle ha samma överföringskapacitet, då mer detaljerade data avsaknades.

Mer specifikt, i enlighet med figur 3, modifierades överföringskapaciteten för samtliga ledningar i det övre snittet (snitt 1) till 825 MW, i det undre snittet (snitt 4) till 1080 MW samt i det mellersta snittet (snitt 2) till 762 MW bortsett från ledning 126 som i stället erhöll ett värde på 1200 MW. Skälet till detta beskrivs närmare i avsnitt 7.2. För övriga elkraftsledningar som ej befann sig i de tänkta snitten behölls ursprunglig kapacitet på 1000 MW. Modifieringarna av last och produktion genomfördes i enlighet med data i tabell 4 och tabell 5. Generellt genomfördes modifieringar av last och produktion enhetligt för samtliga noder inom respektive elområde.

Till modellen adderades dessutom ”internationell produktion” som motsvarade de maximala importkapaciteterna från utlandet. Vilka som var importnoder i det svenska kraftsystemet samt vilken importeffekt som skulle tilldelas bestämdes utifrån en översiktskarta i SVK:s sammanställning av kraftbalansen på den svenska elmarknaden (Svenska Kraftnät, 2022). För tydlighets skull lades import- och exportförbindelserna in som egna noder (nod 120–125) och dessa noder tilldelades den maximala importkapaciteten.

Summerat anses modellen i övergripande drag vara representativ för det svenska elkraftsystemet, som fångar de inneboende karakteristiska angående produktion, last, överföringskapacitet, och importmöjligheter. Dock är det en förenklad modell baserat på öppna tillgängliga data. Den funktionella modellen som används (Optimal DC load flow), fångar ej heller dynamiska aspekter (frekvensvariation, stabilitet, etc.) och är därmed något optimistisk och främst relevant för mer långvariga störningsscenario (timmar och uppåt). Därmed ska modellen ses mer som indikativ och relevant för jämförande analyser, dvs. jämförelse av olika framtida scenarier, snarare än en absolut och fullständigt realistisk modell.

I bilden nedan illustreras modellen över Sveriges transmissionsnät där stationer och ledningar motsvaras av blå punkter respektive blå linjer. De komponenter som var mest kritiska i den kritiska komponent analysen, vilket presenteras i avsnitt 6.3.1 och 6.3.2, var komponent 68 och 101 respektive komponent 99 och 100.



Figur 3. Modellen över Sveriges transmissionsnät med stationer (noder) och ledningar (länkar). De röda linjerna motsvarar snitten mellan elområdena medan den svarta linjen avgränsar Skåne. I ordning, med start uppfån, pekar pilarna på nod 68,101,99 och 100.

6.2 Konstruktion av scenarier

De 11 scenarierna utgår ifrån den last som uppkommer under, topp-, låg samt genomsnittslasttimmen, både idag (S0-S2) och 2030 (S3-S5). För att bestämma lasten i dagsläget vid den nationella låglast- (S1) respektive höglasttimmen (S2) extraherades den specifika tidpunkten, under 2021, med lägst respektive högst nationell effektförbrukning från SVK:s elstatistik (Svenska kraftnät, u.å.-d). De framtagna tidpunkterna användes för att utläsa lasten i respektive elområde från SVK:s kontrollrummet (Svenska Kraftnät, u.å.-e). Data från kontrollrummet användes också för att finna den årliga genomsnittliga lasten (S0), för respektive elområde, genom att beräkna timmedelvärdet av förbrukningen baserat på årets alla timmar under 2021.

Vidare modellerades även en rad framtida scenarier (S6-S11) utifrån den prognostiserade topplasttimmen 2030 där olika parametrar modifierades i syfte att illustrera utmaningarna identifierade i avsnitt 5.3. Anledningen till att den framtida topplasttimmen användes som utgångspunkt var att tydligt belysa de framtida utmaningarna vid mer ansträngda driftspunkter. Modelleringen av samtliga scenarier utgick från Sveriges fyra elområden eftersom data, vanligtvis, existerade i enlighet med denna struktur.

Vid uppskattning av nationell produktion i dagsläget, för respektive kraftslag, utgicks från den installerade effekten som presenteras i avsnitt 5.1.1. Samtidigt antogs det att angiven tillgänglig effekt alltid kan producera i modellen (producerande effekt), vilket innebär att eventuella tidsdynamiska tillgänglighetsfaktorer för olika kraftslag ej beaktats i modelleringen. Den producerande effekten vindkraft reducerades till 30% av den installerade effekten för att ta hänsyn till dess variabla natur. Detta är inom intervallet 28–40% som är vanliga värden för vindkraftens kapacitetsfaktor (Västra götalandregionen, u.å.). För ett scenario (S6) används dock minimal vindkraftsproduktion med en skalfaktor på 1,4% i enlighet med vindkraftens lägsta produktionstimma under 2021 (Svenska Kraftnät, 2021). Produktionen från solkraft beaktades ej vid scenarierna för topplastimmen, som sker vintertid i Sverige, då solkraft i huvudsak producerar under sommarmånaderna. Solkraft exkluderades dessutom vid scenarierna baserat på den genomsnittliga lasttimmen. I de scenarier där solkraften inkluderades användes ingen skalfaktor trots dess variabla natur.

För framtidsscenarierna som motsvarar tidpunkten runt 2030 identifierades först var ökning i produktion kan tänkas ske vilket sedan adderades till dagens produktion. I enlighet med avsnitt 5.1.2 kommer produktionen från vindkraft att öka med cirka 6.5 GW till 2030 och 70% kommer att vara förlagd i SE1 och SE2. För solkraften antogs en nationell ökning på 4 GW, fram till 2030, vilken fördelades i enlighet med var den installerade effekten solkraft finns idag, i brist på bättre prognoser. Den framtida ökningen i import antas motsvara de identifierade satsningarna, i avsnitt 5.1.3, fram till 2030.

Eftersom det var brist på data gällande framtida last så fick en del antaganden göras. Mer specifikt antas ökningen i elkonsumention, inom samtliga sektorer exklusive industri, korrelera med befolkningsökningen. Detta antogs för respektive elområde i samtliga scenarier. Befolkningsökningen beräknades genom att dividera det estimerade antalet invånare i respektive elområde vid 2030 med den nuvarande befolkningen. Beräkningarna utfördes med hjälp av data hämtad från SCB (2020). Vilka län som befann sig i respektive elområde bestämdes med hjälp av hemsidan Compricer (u.å.). I de län där länsgränserna sträckte sig över två elområden antogs befolkningsuppdelningen vara jämnt fördelad mellan dessa. Den resulterande procentuella ökningen i elkonsumention för respektive elområde, baserat på befolkningsökningen, presenteras i tabell 2 nedan:

Tabell 2 Beräknad procentuell lastökning till 2030, exklusive industri, för respektive elområde

Elområde	Procentuell lastökning till 2030 exklusive industri
SE1	0%
SE2	1,4%
SE3	8,5%
SE4	8%

Baserat på industrins andel i den nationella elförbrukningen, vilket motsvarade 34%, kommer denna andel av lasten i respektive scenario att bero på var nytillkommen industrin förväntas placeras. Detta antagande anses rimligt då elanvändande industri idag är relativt jämnt fördelad nationellt enligt Energimyndigheten (u.å.). Följaktligen kommer 34% av lasten att öka baserat på uppskattad elanvändning hos industrin och resterande 66% av lasten att öka i relation till den förväntade lastökningen presenterad i tabell 2.

För att beräkna industrins elanvändning per elområde, i dagsläget, användes figur 3 i Energimyndighetens (u.å.) framställning kring elproduktion och elanvändning i Sverige. I framställningen presenterades industrisektorns elförbrukning i TWh för respektive län i form av ett intervall, vars median användes som ingångsvärde till modellen. För de län där uppgifter var sekretessbelagda gällande elanvändande industri, och således saknade ett intervall, användes medianvärdet beläget mellan det lägsta och den högsta elanvändningen nationellt. Dessutom antogs industrins elanvändning för ett län vara jämnt fördelad mellan två elområden ifall länet låg i skiljelinjen mellan två områden (i likhet med tidigare).

Eftersom cementproduktionen på Gotland och batteritillverkningen i Göteborg tillsammans förväntas motsvara en konsumtionsökning på 4 TWh antas Hybrit, fram till 2030, stå för en ökad användning på 4,5 TWh. Totalt är därmed den uppskattade ökningen på 8,5 TWh inom industrin fram till 2030 uppnådd, vilket presenteras i avsnitt 5.1.2. Vid beräkning av procentuell elkonsumtionsökning i TWh hos industrin i respektive elområde, baserat på ovan nämnda satsningar, erhöles resultatet i tabell 3:

Tabell 3. Procentuell lastökning hos industri till 2030 i respektive elområde

Elområde	Procentuell lastökning för industrin till 2030
SE1	68%
SE2	0%
SE3	14%
SE4	0%

Den procentuella lastökningen hos industrin, i tabell 3, multiplicerades med den mängd installerad effekt, i MW, som industrins andel (34%) motsvarade av den totala lasten i respektive elområde. Därmed antogs ökningen i TWh, fram till 2030, motsvara ökningen i installerad effekt (MW).

För de nutida scenarierna antas överföringskapaciteten ligga på det maximalt möjliga i dagsläget samt för de framtida scenarierna modifierades snitt 2 med en överföringsökning i relation till satsningen NordSyd (Svenska Kraftnät, 2021b). Därutöver, för samtliga framtidsscenarioer, togs hänsyn till uppbyggnaden av överföringssystemet mellan Sverige och Finland samt det planerade projektet Hansa Power Bridge presenterat i avsnitt 5.1.3.

För att analysera utmaningarna och de potentiella åtgärderna, identifierade i litteraturstudien, modellerades ett scenario (S6) där den volatila vindkraften genererade minimal effekt. Dessutom modellerades också ett scenario (S7) utan kärnkraft. En försämrad lönsamhet för producenter, föråldrad och ej driftsäker teknik, en internationell incident som stärker allmänhetens opinion mot kraftslaget samt fortsatta långa, icke-planerade, avbrott i kärnkraftsproduktionen skulle tillsammans kunna leda till detta scenario. Poängteras bör dock att en nedstängning av all kärnkraft redan vid 2030 bedöms som högst osannolikt men scenariot kan bistå som extremfall som kan peka på samhällets beroende av denna.

Vidare, modellerades dessutom ett scenario (S8) med strypt import från Europa vilket anses vara relevant i ljuset av den geopolitiska situation som råder vid tidpunkten för arbetets framställning, vilket beskrivs i avsnitt 5.1.2. I detta scenario behålls importen från de nordiska grannländerna eftersom Sveriges elnät är välintegrerat med elnätet i dessa länder vilket gör att näten ofta betraktas enhetligt. Fortsättningsvis, modellerades även ett scenario (S9) med femdubblad transmissionsförmåga i snitten mellan elområdena. Detta är en realistisk ökning men en femdubblad ökning används för att se hur stor inverkan som åtgärder gentemot flaskhalsarna i transmissionsnätet, det vill säga i stort icke-existerande, kan tänkas ha för leveranssäkerheten.

Vidare, modellerades ett scenario (S10) vilket skall motsvara ytterligare produktion i södra Sverige, motsvarande SE3 och SE4. Den tilltänkta ökningen motsvarades av den möjliga effektökningen, presenterad i avsnitt 5.1.3 och 5.2.3, från Örtoftaverket, Kriegers Flak, SMR:s samt driftoptimering av befintlig småskalig vindkraft. Möjligt är att den havsbaserade vindkraftsparken redan innefattas i den beräknade framtida produktionsökningen från vindkraft, något som ej framgår av rapporten från Svensk Vindenergi (2020). Dock tjänar scenariot oavsett ett syfte i att utreda effekterna av ökad lokal produktion i SE3 och SE4 för leveranssäkerheten. Vid antagandet att tre SMR:s kommer att byggas vid Ringhals kommer den sammanlagda produktionsökningen i SE3 och SE4, i detta scenario, att vara cirka 1700MW.

Vidare konstrueras ett scenario i vilket hälften av den estimerade vätgasproduktionen vid 2030 antas användas till ellagring vilket i modellen förenklat omsättes som tillgänglig elproduktion. Detta anses vara ett extremt positivt antagande eftersom verkningsgraden för elproduktion från vätgas i dagsläget är låg. All vätgaslagring antas lokaliseras i SE3 och SE4 med tanke på dessa områdens negativa effektbalans. Vätgaslagringen antas vidare vara fördelad till 2/3 i SE3 samt 1/3 i SE4 i enlighet med var den nationella installationen av gasturbiner finns idag (Svenska Kraftnät, 2022). Samtidigt antas hela den möjliga potentialen för användarflexibilitet realiseras i detta scenario (S11) vilket i modellen omsätts som minskad last. Denna fördelas mellan elområdena i relation till hur stor andel av den nationella förbrukningen som områdets förbrukning motsvarar vid den uppskattade framtida topplasttimman. Således erhöles en minskning av lasten i elområdena i S11, jämfört med topplasttimman 2030 utan åtgärder (S5), på 28% i SE1, 27% i SE2, 25% i SE3 och 25% i SE4.

I tabell 4 och tabell 5 presenteras indata i form av produktion, överföringskapacitet och last för respektive elområde i de modellerade scenarierna baserat på ovan nämnda antaganden.

Tabell 4. Tillgänglig produktion, last och överföringskapacitet för Sveriges elområden för scenario S0-S5 med utgångspunkt i topplasttimman, låglasttimman samt en genomsnittlig lasttimma, idag samt vid 2030. Procentsatser anger skillnad i förhållande till grundscenario (S0) avrundat till närmsta procent.

	Dagens situation genomsnittlig last (S0) Grundscenario	Dagens situation låglast (S1)	Dagens situation topplast (S2)	Situationen 2030 genomsnittlig last (S3)	Situationen 2030 låglast (S4)	Situationen 2030 topplast (S5)
Produktion SE1	7921MW	7940MW (0%)	7921MW (0%)	9404MW (+19%)	9470MW (+20%)	9404MW (+19%)
Produktion SE2	11212MW	11306MW (+1%)	11212MW (0%)	11894MW (+6%)	12223MW (+9%)	11894MW (+6%)
Produktion SE3	18189MW	19298MW (+6%)	18189MW (0%)	18482MW (+2%)	22373MW (+23%)	18482MW (+2%)
Produktion SE4	6629MW	7001MW (+6%)	6629MW (0%)	7621MW (+15%)	8927MW (+35%)	7621MW (+15%)
Kapacitet SE1 till SE2	3300MW	3300MW (0%)	3300MW (0%)	3300MW (0%)	3300MW (0%)	3300MW (0%)
Kapacitet SE2 till SE3	7300MW	7300MW (0%)	7300MW (0%)	8100MW (+11%)	8100MW (+11%)	8100MW (+11%)
Kapacitet SE3 till SE4	5400 MW	5400 MW (0%)	5400 MW (0%)	5400MW (0%)	5400MW (0%)	5400MW (0%)
Last SE1	1171MW	908MW (-22%)	1552MW (+33%)	1453MW (+24%)	1126MW (-4%)	1924MW (+64%)
Last SE2	1741MW	1147MW (-34%)	2105MW (+21%)	1757MW (+1%)	1158MW (-33%)	2124MW (+22%)
Last SE3	10215MW	5734MW (-44%)	16361MW (+60%)	11274MW (+10%)	6329MW (-38%)	18058MW (+77%)
Last SE4	2789MW	1540MW (-48%)	4947MW (+77%)	2936MW (+5%)	1621MW (-42%)	5208MW (+87%)

Tabell 5. Tillgänglig produktion, last och överföringskapacitet för Sveriges elområden, för ett antal potentiella framtidsscenarioer, S6-S11, under topplasttimmen 2030. Scenariona baseras på minimal produktion från vindkraft, ökad produktion i södra Sverige, obefinlig kärnkraftsproduktion, femdubblad transmissionsförmåga i snitten mellan elområdena samt realiserad användarflexibilitet tillsammans med vätgaslagring. Procentsatsen anger skillnad i förhållande till grundscenario (S0) avundat till närmsta procent.

	Situationen 2030 utan vind topplast (S6)	Situationen 2030 utan kärnkraftsproduktion topplast (S7)	Situationen 2030 utan import från Europa (S8)	Situationen 2030 med obegränsad transmissionsförmåga topplast (S9)	Situationen 2030 med ökad produktion i söder topplast (S10)	Situationen 2030 med ökad vätgaslagring och användarflexibilitet topplast (S11)
Produktion SE1	8202MW (+4%)	9404MW (+19%)	9404MW (+19%)	9404MW (+19%)	9404MW (+19%)	9404MW (+19%)
Produktion SE2	9716MW (-13%)	11894MW (+6%)	11894MW (+6%)	11894MW (+6%)	11894MW (+6%)	11894MW (+6%)
Produktion SE3	17345MW (-5%)	11600MW (-36%)	18482MW (+2%)	18482MW (+2%)	18482MW (+2%)	20157MW (+11%)
Produktion SE4	6826MW (+3%)	7621MW (+15%)	5006MW (-24%)	7621MW (+15%)	9321MW (+41%)	8446MW (+27%)
Kapacitet SE1 till SE2	3300MW (0%)	3300MW (0%)	3300MW (0%)	33000MW (+1000%)	3300MW (0%)	3300MW (0%)
Kapacitet SE2 till SE3	8100MW (+11%)	8100MW (+11%)	8100MW (+11%)	81000MW (+1100%)	8100MW (+11%)	8100MW (+11%)
Kapacitet SE3 till SE4	5400MW (0%)	5400MW (0%)	5400MW (0%)	54000MW (1000%)	5400MW (0%)	5400MW (0%)
Last SE1	1924MW (+64%)	1924MW (+64%)	1924MW (+64%)	1924MW (+64%)	1924MW (+64%)	1385 MW (+18%)
Last SE2	2124MW (+22%)	2124MW (+22%)	2124MW (+22%)	2124MW (+22%)	2124MW (+22%)	1547 MW (-11%)
Last SE3	18058MW (+77%)	18058MW (+77%)	18058MW (+77%)	18058MW (+77%)	18058MW (+77%)	13491 MW (+32%)
Last SE4	5208MW (+87%)	5208MW (+87%)	5208MW (+87%)	5208MW (+87%)	5208MW (+87%)	3891 MW (+40%)

6.3 Analys och resultat

Med utgångspunkt i de konstruerade scenarierna analyserades sårbarheten utifrån de två perspektiven: global sårbarhetsanalys (slumpmässig utslagning av komponenter) respektive kritisk komponentanalys (systematisk utslagning av komponenter). Kod för genomförande av analyserna tillhandahölls av handledare.

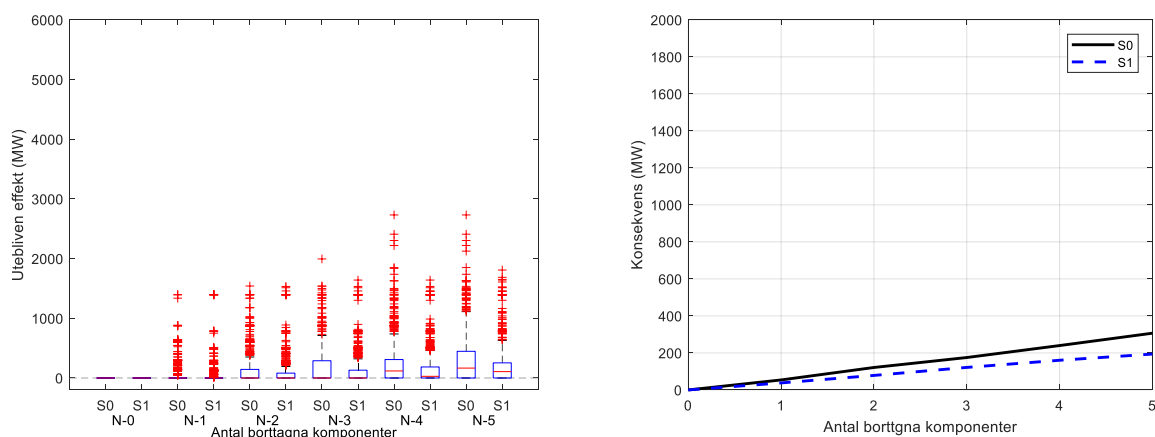
6.3.1 Nationellt

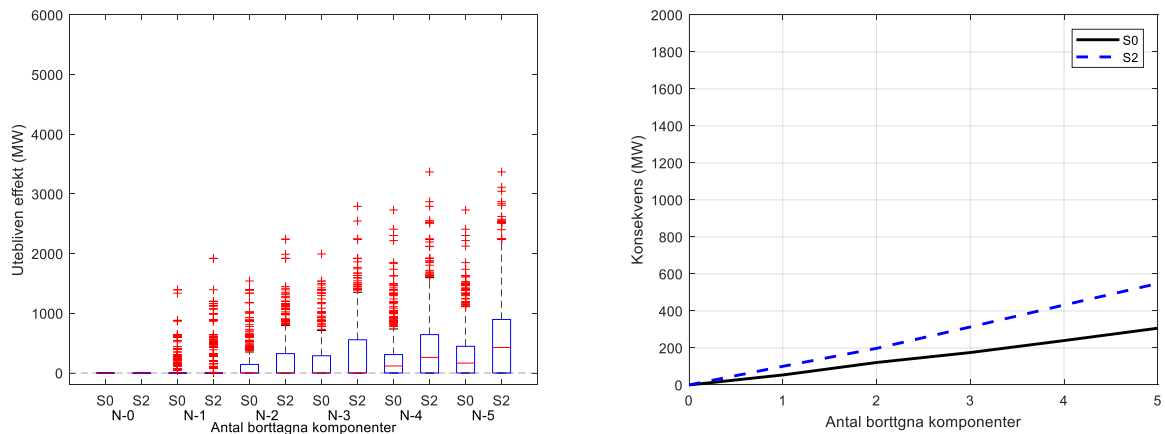
Global sårbarhetsanalys

Nedan presenteras resultatet från den slumpmässiga utslagningen av en upp till fem komponenter (N-5) (en iteration). Utslagningen av komponenter kan bero på allt ifrån tekniska problem, naturhändelser till antagonistiska attacker. Totalt genomfördes 1000 iterationer för att få till relativt representativa resultat (totalt $5 \cdot 1000 = 5000$ driftscenarier). Konsekvens i form av utebliven effekt (MW) beräknades för respektive driftscenarier. Utslagning av upp till fem komponenter ansågs vara lämpligt eftersom det resulterade i analyserbara trender samtidigt som simuleringstiden inte blev för lång.

Resultatet presenteras delvis i form av boxplottar med syftet att illustrera spridningen i uppkommen konsekvens. Detta för att observera i vilka scenarier det kan finnas osannolika händelser som resulterar i hög konsekvens. Dessutom presenteras den genomsnittligt uteblivna effekten per borttagen komponent för att mer illustrera den generella trenden. För närmare information gällande initial konsekvens och konsekvens per utslagen komponent, se tabell 6.

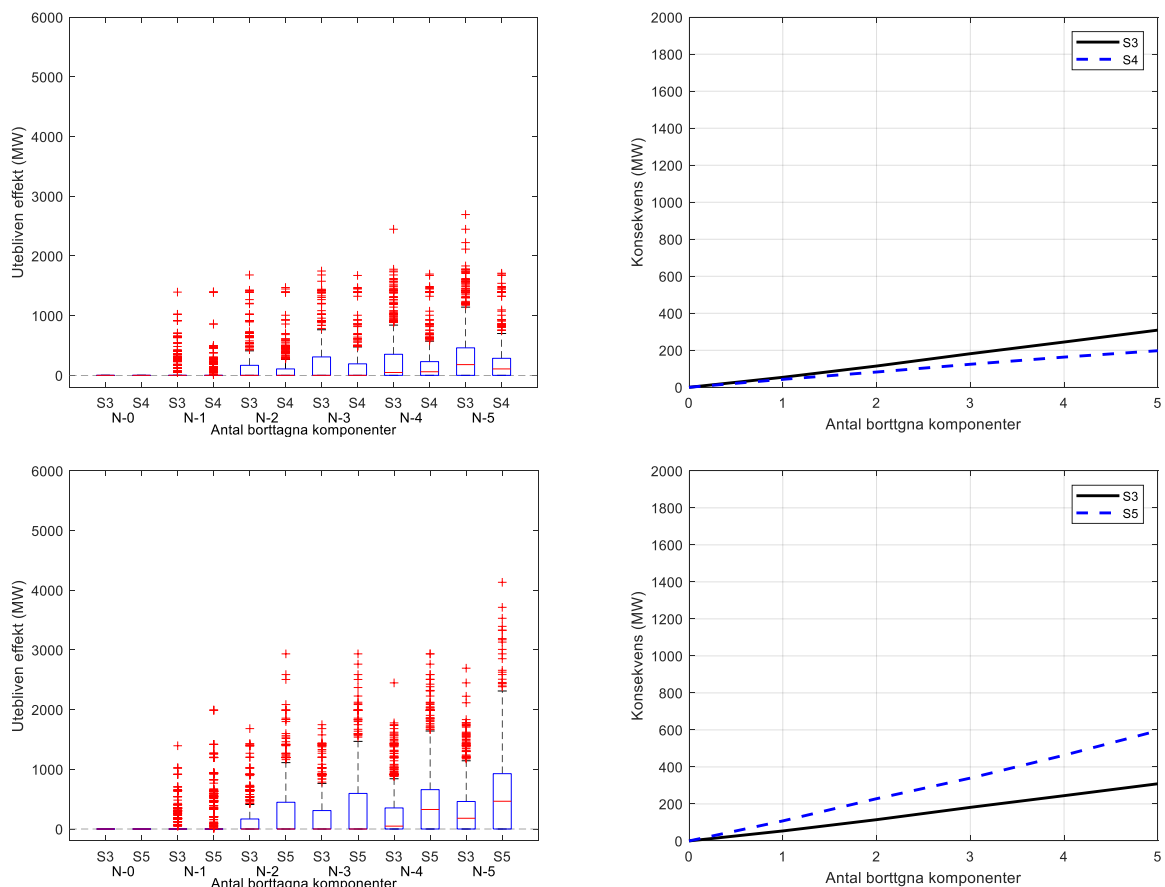
Vid jämförelse av konsekvenser i dagsläget vid låglasttimmen (S1) med den genomsnittliga lasttimmen (S0) kan en skillnad i de extrema konsekvenserna i huvudsak observeras vid tre eller fler utslagna komponenter samtidigt som en skillnad i genomsnittlig konsekvens kan observeras vid två eller fler borttagna komponenter. Vid höglasttimmen i dagsläget (S2), vid jämförelse med den genomsnittliga lasttimmen (S0), kan en skillnad i extremkonsekvenser observeras redan vid en utslagen komponent. I figur 4 kan observeras hur större konsekvenser tycks uppstå vid höglasttimmen i jämförelse med den genomsnittliga lasttimmen samtidigt som konsekvenserna blir som lägst vid låglasttimmen.





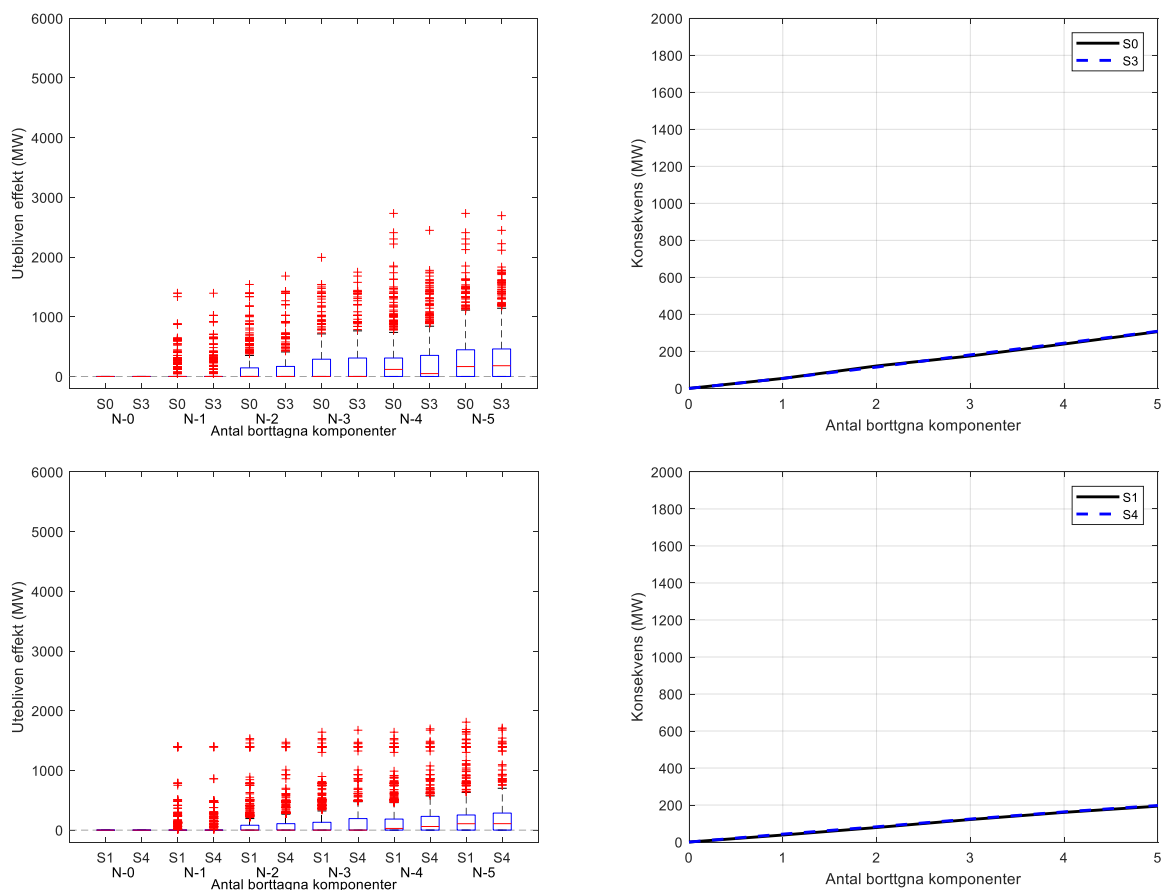
Figur 4. Slumpmässig utslagning av upp till fem komponenter (N-5), i modellen över Sveriges transmissionssystem, för scenarier baserat på lastdata från 2021. Konsekvens presenteras i form av en boxplot samt genomsnittlig konsekvens per borttagen komponent. Konsekvens vid låglasttimmen idag (S1) (övre figurer) respektive konsekvens vid höglasttimmen idag (S2) (nedre figurer) jämförs med en genomsnittlig lasttimma idag (S0).

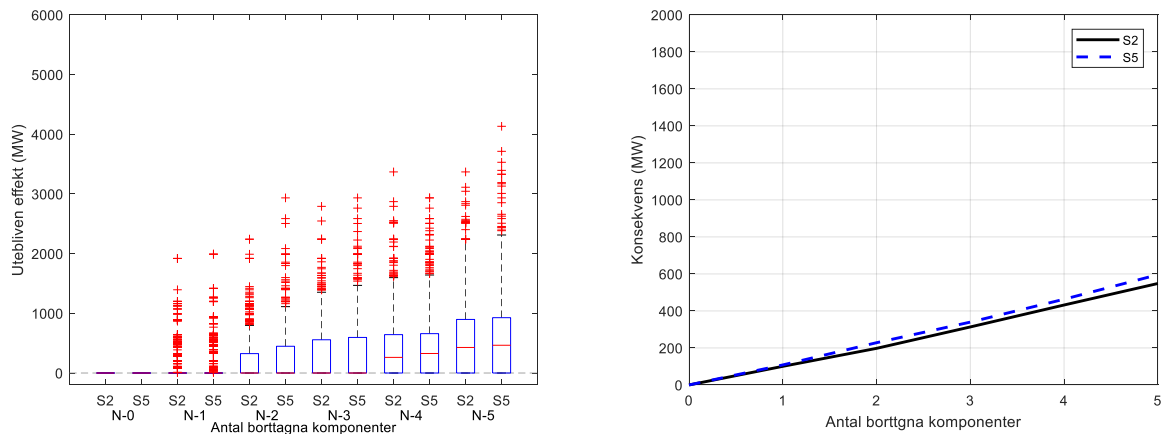
I figur 5 kan en betydande skillnad mellan extremvärdena för höglasttimmen 2030 (S5) och den genomsnittliga lasttimman 2030 (S3), observeras vid två eller fler utslagna komponenter samtidigt som låglasttimmen 2030 (S4) inte resulterar i en större skillnad gentemot (S3) förrän vid N-4 utslagna komponenter. I figur 5, i likhet med figur 4, tycks störst konsekvenser, även vid 2030, inträffa under höglasttimmen. Detta beror sannolikt på att systemet, i båda fall, blir mer ansträngt vid tidpunkter av högre förbrukning.



Figur 5. Slumpmässig utslagning av upp till fem komponenter (N-5), i modellen över Sveriges transmissionssystem, för scenarier baserat på lastdata från 2030. Konsekvens presenteras i form av en boxplot samt genomsnittlig konsekvens per borttagen komponent. Konsekvens vid låglasttimmen 2030 (S4) (övre figurer) respektive vid höglasttimmen 2030 (S5) (undre figurer) jämförs med en genomsnittlig lasttimma 2030 (S3).

I figur 6 kan ej skönjas någon skillnad mellan situationen idag under genomsnitt (S0) - och låglasttimmen (S1) vid jämförelse med motsvarande lastscenario 2030 (S3) och (S4) vilket indikerar att situationen under dessa lasttimmar kommer vara oförändrad vid 2030 jämfört med idag. Vid jämförelse av situationen vid höglasttimmen idag och 2030, motsvarande (S2) och (S5), kan ingen direkt trend skönjas för extremvärdena då N-2 och N-5 utslagna komponenter är värre i (S5) medan N-4 utslagna komponenter i stället resulterar i värre konsekvenser i (S2). Dock tycks den genomsnittliga konsekvensen öka i (S5) vid ett större antal utslagna komponenter vilket indikerar att situationen runt 2030 skulle bli värre vid fler utslagna komponenter, dvs. att systemet vid höglasttimmen är mer sårbart 2030 än vad det är idag.



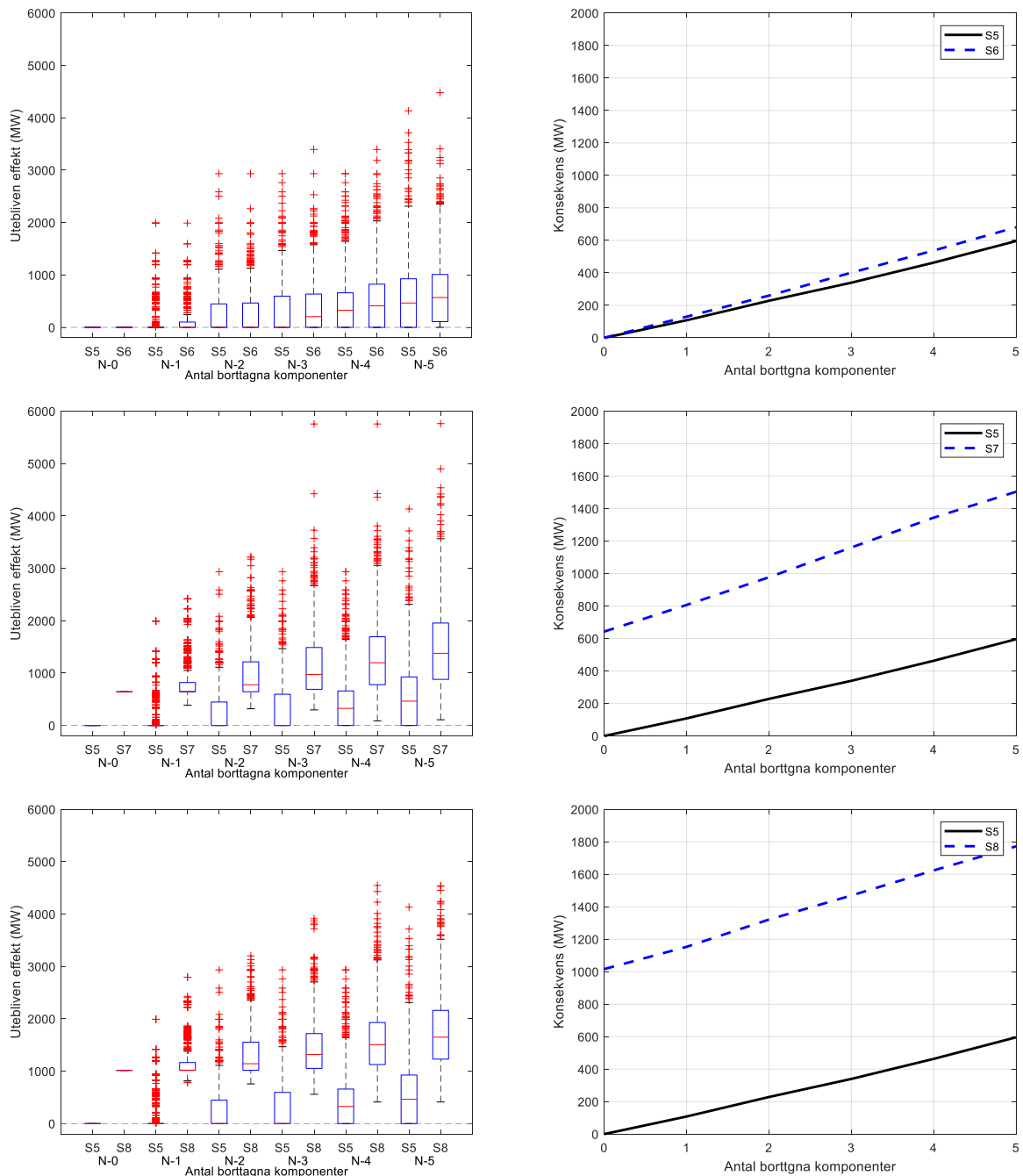


Figur 6. Slumpmässig utslagning av upp till fem komponenter (N-5), i modellen över Sveriges transmissionssystem. Konsekvens presenteras i form av en boxplot samt genomsnittlig konsekvens per borttagen komponent. Illustreras görs konsekvens vid genomsnittlig lasttimma idag kontra 2030 (övre figurer), låglasttimma idag kontra 2030 (mellersta figurer) samt höglasttimma idag kontra 2030 (undre figurer).

Vid observation av figur 7 kan en mindre skillnad skönjas vid tre eller fler utslagna komponenter, i form av ett par extremfall, vid utebliven vindkraft 2030 (S6) jämfört med samma situation med normal vindkraftsproduktion (S5). Att minimal vindkraftsproduktion (S6) leder till ökade konsekvenser belyser behovet av kompletterande planerbar elproduktion vid utbyggnad av elsystemet. Att utebliven kärnkraft (S7) resulterar i en initial konsekvens, under topplasttimmen 2030, innebär att Sverige är helt beroende av denna produktion. Resultatet understryker alltså det nationella behovet av förändring i produktion och överföring i takt med att kärnkraften avvecklas. En blandning av åtgärder tycks således leda till det mest robusta systemet.

Vidare tycks situationen med strypt import från Europa vid 2030 (S8) leda till extremvärden med betydligt större konsekvens än för (S5) vid tre eller fler utslagna komponenter. Dessutom finns det, likt scenariot utan kärnkraft (S7), en initial konsekvens vilket innebär att elsystemets försörjningsförmåga är otillräckligt redan innan komponenter slås ut. Resultaten understryker hur Sverige är beroende av import från Europa, även vid bibehållen kärnkraftsproduktion, vilket innebär en ökande risk i takt med den geopolitiska situation som utvecklats i Europa under 2022.

Situationen vid utebliven import 2030 (S8) liknar situationen vid utebliven kärnkraftsproduktion 2030 (S7) med skillnaden att en kombination av utslagna komponenter vid (S7), för N-3 och uppåt, resulterar i en utebliven levererad effekt på närmare 6000MW vilket innebär att detta scenario är det mest sårbara. Enligt figur 7 leder utebliven import från Europa (S8) dock till störst initial genomsnittlig konsekvens och därigenom störst genomsnittlig konsekvens upp till N-5. Detta innebär att (S8) är mest kritiskt vid inga eller få utslagna komponenter.

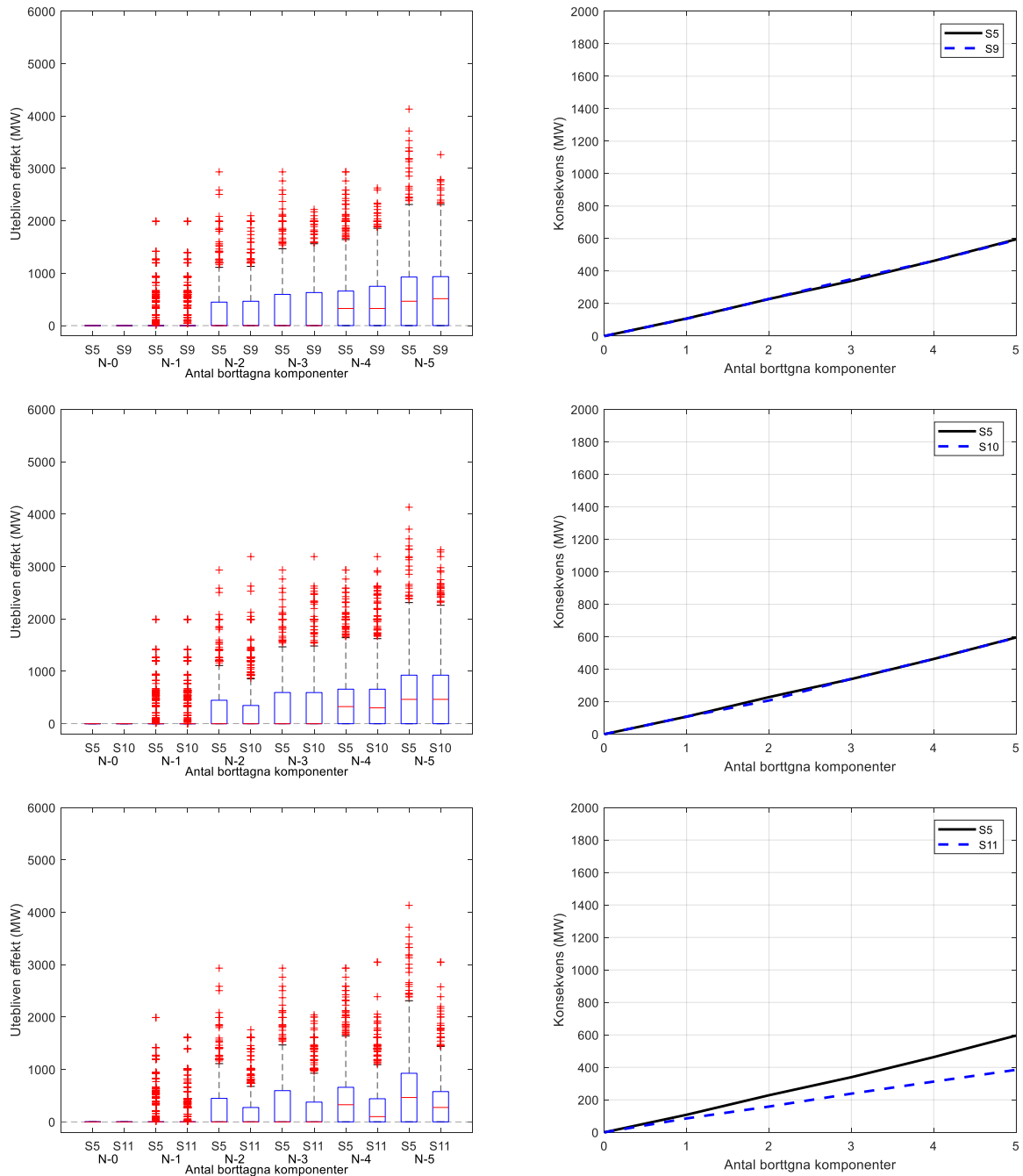


Figur 7. Slumpmässig utslagning av upp till fem komponenter (N-5), i modellen över Sveriges transmissionssystem, för scenarier baserat på lastdata från 2030. Konsekvens presenteras i form av en boxplot samt genomsnittlig konsekvens per borttagen komponent. Konsekvens vid minimal produktion från vindkraft (S6) under topplasttimmen 2030 (övre figurer), obefintlig produktion från kärnkraft under topplasttimmen 2030 (S7) (mellersta figurer) samt strypt import från Europa under topplasttimmen 2030 (S8) (undre figurer) jämförs alla med konsekvens vid den framtida topplastimmen 2030 (S5).

I figur 8 kan inte urskiljas någon större skillnad hos den genomsnittliga konsekvensen vid implementandet av i stor sett obegränsad transmissionskapacitet i snitten under höglasttimmen 2030 (S9) eller vid ökad lokal produktion i södra Sverige under höglasttimmen 2030 (S10) vid jämförelse med samma situation utan tillämpade åtgärder (S5). Däremot tycks den genomsnittligt uteblivna effekten, vid implementandet av användarflexibilitet (S11), minska med cirka 200 MW för N-3 och uppåt vid jämförelse med (S5).

Vid vidare observation av figur 8 kan ses hur samtliga åtgärder har en reducerande effekt vid N-5, på extremkonsekvenserna, med närmare 1000 MW. Vidare illustreras hur ökad transmissionskapacitet i snitten under höglasttimmen 2030 (S9), vid jämförelse med ökad lokal produktion i södra Sverige under höglasttimmen 2030 (S10), reducerar de maximala konsekvenserna med ytterligare cirka 800 MW, i huvudsak vid N-2 och N-3. Slutligen tycks situationen med ökad vätgaslagring och användarflexibilitet under höglasttimmen 2030 (S11) att leda till lägst maximala konsekvenser upp till N-3 utslagna komponenter vid jämförelse med övriga åtgärder för att sedan resultera i liknande konsekvenser.

I avsnitt 5.1.1 i litteraturstudien beskrivs hur transmissionkapaciteten på flera håll i Sverige upplevs som den främsta hotet mot leveranssäkerheten. I figur 8 tycks åtgärdade flaskhalsar (S9) främst leda till mindre konsekvenser i jämförelse med ökad lokal elproduktion (S8) vid ett lågt antal utslagna komponenter samtidigt som implementerad användarflexibilitet (S11) leder till snarlik eller lägre konsekvens vid alla nummer av utslagna komponenter. Med tanke på att upprustningen av transmissionsnätet är en dyr åtgärd tycks det därför lämpligt att premiera åtgärder som gynnar användarflexibilitet tillsammans med ökad lokal produktion.



Figur 8 Slumpmässig utslagning av upp till fem komponenter (N-5), i modellen över Sveriges transmissionssystem, för scenarier baserat på lastdata från 2030. Konsekvens presenteras i form av en boxplot samt genomsnittlig konsekvens per borttagen komponent. Konsekvens av femdubblad transmissionskapacitet i snitten mellan elområdena (S9), ökad lokal elproduktion i södra Sverige (S10) samt ökad vätgaslagring tillsammans med användbarflexibilitet (S11) jämförs alla med konsekvens vid den framtida topplasttimman 2030 (S5).

Tabell 6. Initial konsekvens respektive konsekvens per borttagen komponent för de olika scenarierna vid den slumpmässiga utslagningen. Procentsatsen anger skillnad i förhållande till genomsnittlig last idag avundat till närmsta procent.

Scenarie	Initial konsekvens (MW)	Konsekvens per utslagen komponent (MW)
Genomsnittlig idag (S0)	0	63
Låglast idag (S1)	0	39 (-38%)
Höglast idag (S2)	0	112 (+78%)
Genomsnittlig 2030 (S3)	0	64 (+2%)
Låglast 2030 (S4)	0	39 (-38%)
Höglast 2030 (S5)	0	122 (+94%)
Höglast 2030 med minimal vindkraft (S6)	0	138 (+119%)
Höglast 2030 med obefintlig kärnkraft (S7)	643	174 (+176%)
Höglast 2030 utan import från Europa (S8)	1016	155 (+146%)
Höglast 2030 med femdubblad transmissionskapacitet (S9)	0	121 (+92%)
Höglast 2030 med ökad produktion i SE4 (S10)	0	122 (+94%)
Höglast 2030 med ökad användarflexibilitet och vätgaslagring (S11)	0	75 (+19%)

Kritisk komponentanalys

Vidare genomfördes en systematisk analys av de mest kritiska komponenterna för de olika scenarierna vid N-1 (317 driftscenarier) samt N-2 (50 086 driftscenarier). Från resultaten i tabell 7 kan en rad övergripande trender observeras. Vid systematisk utslagning av en komponent (N-1) tycks komponent 68 vara kritisk i samtliga scenarier. Även komponent 101 tycks ha en kritisk roll i majoriteten av fallen. I figur 3, över elkraftsystemet, kan observeras hur komponent 101 är ansluten till en stor importnod som försörjer Stockholmsregionen. Komponent 68, å sin sida, är belägen i mellersta Sverige och är därmed viktig för överföringen mellan elområdena.

Detta område identifierades som kritiskt, tidigt i arbetet, vilket gjorde att överföringskapaciteten krävde extra modifiering vilket beskrivs i avsnitt 6.1. Komponent 68 upplevs som mer kritisk än komponent 101 vid höglastscenarierna, ett förhållande som inverteras i övriga scenarier. Detta beror sannolikt på att vikten av överföring till områden med underskott är av störst betydelse vid höglast. Komponent 101 är, å sin sida, bland de största lastnoderna vilket tillsammans med det faktum att den ansluter till en stor produktionsnod(importnod), resulterar i en stor konsekvens vid utslagning. I flera scenarier, vid N-1, motsvaras konsekvensen av produktionen i komponent 101.

Varför just utslagning av komponent 68 leder till stora konsekvenser i jämförelse med andra komponenter i samma område är svårt att avgöra, den har ungefär lika mycket last som produktion. En bidragande faktor skulle kunna vara att komponent 111 som är en nod, genom komponent 251 (som är en lång länk), får förbindelse med de södra delarna av landet via komponent 68.

Vid utebliven kärnkraft är komponent 92 i stället mest kritisk vid komponentutslagningen vilket skiljer ut sig från övriga scenarier. Komponent 92 är belägen i södra Sverige och är en extremt stor produktionsnod. Därför är det rimligt att dess betydelse för det nationella systemet ökar när kärnkraften försvinner. Även komponent 84, 82 och 66 är återkommande i N-1 samt N-2 analysen. Dessa är, mer eller mindre, belägna i närheten av snitt 2. Att komponenterna i närhet till snitt 2 tycks resultera i stora konsekvenser vid utslagning, oberoende av satsningen NordSyd som beaktas i de framtida scenarierna, tyder på ett behov av exempelvis ökad förgrening i elnätet eller ökad produktion i södra delarna av landet för att minska väsentligheten av dessa komponenters funktion.

Fortsättningsvis, kan konstateras hur kombinationerna av komponenter med synergi som leder till störst konsekvenser involverar betydligt fler länkar. Synergi är ett mått som beskriver hur stor andel av konsekvenserna som uppstår utöver konsekvenserna vid enskild utslagning av de ingående komponenterna (Jönsson et al. 2008). Till exempel om ett scenario med två utslagna komponenter har 100% synergi innebär detta att när komponenter slås ut var för sig uppstår inga konsekvenser, endast i kombination. Vid 0% synergi innebär det att konsekvensen är lika med summa av konsekvensen då komponenter slås ut var för sig.

Vid analys av de tio kombinationer av utslagna komponenter med 100% synergi som leder till högst konsekvens, kan observeras hur scenariot med obefintlig kärnkraft (S7) enbart uppnår 30% synergi samtidigt som scenariot med utebliven import (S8) endast uppnår 1%. Som följd är dessa rutor streckade i tabell 7. Den begränsade synergin beror sannolikt på den initiala konsekvens som uppstår i dessa scenarier, vilket illustreras i figur 7, eftersom denna är förhållandevis stor i förhållande till den tillkommande konsekvens som uppstår vid övergång från N-1 till N-2 utslagna komponenter.

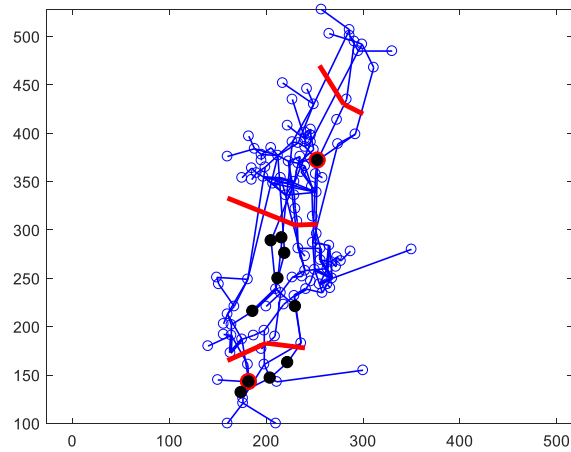
Att länkarna 246–249 är involverade i många scenarier med 100% synergi kan anses rimligt eftersom dessa ansluter direkt till kritiska noder eller ligger i tät anslutning till det område i Mellansverige som tidigare identifierats som kritiskt. Att utslagning av ledningar leder till höga synergier över lag är rimligt eftersom dessa inte har någon last och därför, vid individuell utslagning, oftast inte leder till några konsekvenser (då systemet är byggt för att klara av förlusten av enskilda ledningar, det så kallade N-1 kriteriet). Detta betyder, med andra ord, att när utslagning av två ledningar leder till konsekvens blir synergin hög eftersom konsekvenserna som uppstår jämförs med konsekvensen vid individuell utslagning av ledningarna, vilken i regel är obefintlig.

Tabell 7. Störst bortfallen nationell effekt för (N-2) och (N-1) vid utslagning av komponenter tillsammans med komponentnummer. Dessutom presenteras de utfall med synergieffekt som resulterar i störst konsekvens samt utfallen med 100% synergi som leder till störst konsekvenser. Värdena i tabellen är presenterade i fallande ordning. I de fall där inga värden erhöles presenteras detta som ett streck i tabellen.

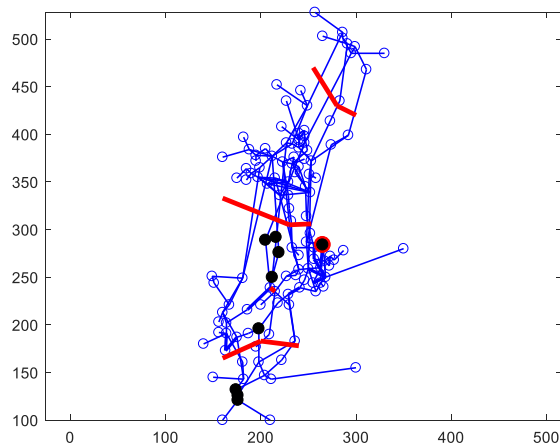
Scenario	Utslagna komponenter vid de tio största effektbortfallen för N-1	Tio största effektbortfallen för N-1 (MW)	Kombinationer av utslagna komponenter vid de tio största effektbortfallen för N-2	Tio största effektbortfallen i fallande ordning för N-2 (MW)	Kombination av utslagna komponenter vid de tio största effektbortfallen med synergi för N-2	Tio största effektbortfallen med synergi i fallande ordning för N-2 (MW)	Kombination av utslagna komponenter vid de tio största effektbortfallen med 100% synergi för N-2	Tio största effektbortfallen med 100% synergi i fallande ordning för N-2 (MW)
Genomsnittlig idag S0	101,68, 6,66, 84,91, 82,69, 71,250	1395,1337, 882,872, 872,641, 618,600, 600,600	[101–68], [101–6] [101–84] [101–66] [68–6] [68–66] [[84–68] [101–91] [101–82] [101–69]	2732,2277, 2267,2267, 2219,2209, 2209,2036, 2013,1995	[241–101], [262–101] [[268–68], [246 101], [248–6], [252–68], [247–66], [248,84] [92–88], [249–71]	1995,1704,1646, 1533,1482,1475, 1472,1472,1237, 1200	[65–46], [242–46], [111–65], [246–65], [245–111], [251–246], [280–279], [249–1], [247–2], [247–3]	738,738,698, 698,698,698, ,641,600,600, 600
Låglast idag S1	101,68, 6,84, 66,91, 69,250, 99,88	1395,786, 751,507, 507,484, 414,414, 367,302	[101–68], [101–6], [101–84] [101–66], [101–91], [241–101], [101–69], [101–99], [101–88] [101–34]	2181,2146, 1902,1902, 1879,1809, 1809,1762, 1697,1687	[241–101], [246–101], [262–101], [248–6], [177–6], [92–88], [247–66], [248–84] [252–68], [268–68]	1809,1526,1518, 1165,980,923, 921,921,917, 909	[280–279], [249–1], [247–2], [247–3], [246–4], [247–5], [246–8], [249–9], [248–10], [249–12]	484,414,414, 414,414,414, 414,414,414, 414
Höglast idag S2	68,101, 82,84, 66,58, 6,91, 69,71	1919,1395, 1200,1163, 1163, 1125, 1073,990, 891,891	[101–68], [83–68], [84– 68], [68–66], [68–58], [68–6],[91–68], [71–68], [99–68], [68–38]	3314,3119, 3082,3082, 3044,2992, 2909,2810, 2792,2651	[268–68], [252–68], [241–101], [101–43], [101–92], [101–42], [101–57], [101–41] [247–66], [248–84]	2519,2348,2286, 2143,2142,2119, 2119,2115,2054, 2054	[280–279], [249–1], [247–2], [247–3], [247–5], [249–9], [248–10], [249–12] [249–13], [241–16]	990,891,891, 891,891,891, 891,891,891, 891
Genomsnittlig 2030 S3	68,101, 6,66, 84,82, 91,69, 71,250	1425,1395, 1023,916, 916,706, 659,644, 644,644	[101–68], [68–6], [91–6], [68–66], [84–68], [101–66], [101–84], [82–68], [101–82], [91–68]	2820,2448, 2418,2341, 2341,2311, 2311,2131, 2101,2084	[241–101], [268–86], [262–101], [248–6], [252–68], [246–101], [247–66], [248–84] [269–6], [177–6]	2039,1778,1748, 1667,1607,1577, 1560,1560,1376, 1313	[65–46], [242–46], [111–65], [246–65], [245–111], [251–246], [280–279], [249–1], [247–2], [247–3]	826,826,786, 786,786,786, 659,644,644, 644
Låglast 2030 S4	101, 6, 91,67, 72,74, 255,39, 43,99	1395, 860, 493, 471, 465,465, 465,464, 464,378	[101–6], [101–91], [101–67], [246–101], [101–74], [101–72], [101–43], [101–39], [101–99], [101–88]	2255,1888, 1866,1860 1860,1860 1859, 1859, 1773,1697	[246–101], [241–101], [262–101], [253–6], [177–6], [248–6], [269–6], [157–6], [92–88], [253–67]	1860,1588,1542, 1325,1090,1053, 1007,968,943, 936	[65–46], [242–46] [280–279], [240–16], [249–154], [254–1], [252–2], [252–3], [251–4], [252–5]	658,658,493, 471,471,465, 465,465,465, 465
Höglast 2030 S5	68,101, 82,6, 84,66, 58,91, 69,71	1991,1418, 1272,1259, 1199,1199, 1197,943, 927,927	[101–68], [85–68], [68– 6], [68–66], [84–68], [68–58], [91–68], [71– 68], [99–68], [68–38]	3386, 3263, 3250,3190, 3190,3188, 2934,2918, 2817,2759	[101–6], [101–66], [268–68], [252–68] [241–101], [101–43] [101–99], [101–38], [101–42], [101–57]	2679,2648,2627, 2456,2321,2270, 2256,2249,2227, 2227	[280–279], [249–1], [247–2], [247–3], [247–5], [249–9], [248–10], [249–12] [249–13], [241–16]	943,927,927, 927,927,927, 927,927,927, 927
Höglast 2030 med minimal vindkraft	68,101, 82,6, 68,84,	1991, 1594, 1272,1259, 1199,1199,	[101–68], [82–68], [68– 6], [68–66], [89–68], [68–58], [91–68], [71–	3490,3263, 3250,3190, 3190,3188,	[101–6], [101–66], [268–68], [252–68], [101–99], [101–38],	2866,2846,2627, 2456,2435,2408, 2395,2380,2377,	[280–279], [247–2], [247–3], [247–5], [248–10], [248–17],	943,927,927, 927,927,927, 927,927,927,

S6	58,91, 69,71	1197,943, 927,927	68], [101-6], [101-82]	2934,2918, 2866,2852	[41-31], [241-101], [101-43], [101-79]	2346	[248-24], [244-27], [248-30], [245-36]	927
Höglast 2030 med obefintlig kärnkraft S7 (Initial: 643MW)	92,68, 100,101 82,6, 84,66, 290,31	2587,2419, 2228,2046, 2029,1999, 1979,1976, 1632,880	[92-31], [92-68], [92- 82], [92-74], [100-92], [92-6], [92-39], [92- 41], [100-68], [92-66]	4656,4593, 4417,4375, 4172,4160, 4159,4054, 4007,3948	[92-31], [92-39], [92-40], [312-92], [287-92], [309-92], [92-90], [287-68], [310-68], [311-92]	4656,4159,3862, 3581,3576,3572, 3476,3411,3407, 3276	-	-
Höglast 2030 utan import från Europa S8 (Initial: 1016MW)	68, 82, 41,66, 84,101, 96, 6, 92,7	2794,2428, 2405,2344, 2333, 2329 2311, 2310, 2274,2221	[68-41], [101-68], [82- 68], [84-68], [68-6], [96-68], [92-68], [79- 68], [41-31], [92-41]	4245,4229, 4206,4172, 4116,4077, 4041,3992, 3991,3986	[247-41], [279-96], [153-111], [247-51], [246-56], [247-14], [242-16], [246-46], [246-63], [246-39]	3556,3313,2771, 2703,2647,2608, 2553,2549, 2515, 2404	-	-
Höglast 2030 med femdubb- lad transmiss- ionskapacitet S9	68,101, 82,6, 66,84, 58,91, 69,71	1991,1395, 1272, 1259, 1199,1199, 1197, 943, 927,927	[101-68], [82-68], [68- 6], [68-66], [84-68], [68-58], [91-68], [71- 68], [99-68], [68-38]	3386,3263, 3250,3190, 3190, 3188, 2934,2918, 2817,2759	[268-68], [252-68], [241-101], [101-43], [101-42], [101-57], [101-41], [248-6], [101-38], [247-66]	2627,2456,2322, 2229,2227,2227, 2223,2186,2184, 2126	[246-65], [247-14], [280-279], [249-1], [247-2], [247-3], [246-4], [247-5], [246-8], [249-9]	1353,947,943, 927,927,927, 927,927,927, 947
Höglast 2030 med ökad produktion i SE4 S10	68,101, 82,6, 66,84, 58,91, 69,71	1991,1418, 1272, 1259 1199,1199, 1197, 943, 927,927	[101-68], [82-68], [68- 6], [68-66], [84-68], [68-58], [91-68], [71- 68], [99-68], [68-38]	3386,3263 3250,3190, 3190,3188, 2934,2918, 2817,2759	[101-6], [101-66], [268-68], [252-68], [68-46], [241,101], [101-43], [101-99], [101-38], [101-42]	2679,2645,2627, 2456,2383,2322, 2267,2256,2249, 2227	[280-79], [249-1], [247-2], [247-3], [247-5], [249-9] [248-10], [249-12], [249-13], [241-16]	943,927,927, 927,927,927, 927,927,927, 927
Höglast 2030 med ökad vätgaslagring och användar- flexibilitet S11	68, 101, 66,84, 6,82, 58,91, 69,71	1611,1395, 1009,1009, 990,892, 817,778, 737,737	[101-68], [84-68], [68- 66], [68-6], [82-68], [68-58], [101-66], [101- 84], [91-68], [101-6]	3006,2620, 2620,2601, 2503,2428, 2404,2404, 2389,2385	[241-101], [268-68], [252-68], [262-101], [247-66], [248-84], [248-6], [246-101], [101-42], [245-58]	2132,2057,1886, 1841, 1746,1746, 1727,1670,1657, 1554	[111-65], [246-65], [245-111], [251-246], [280-279], [249-1], [247-2], [247-3], [246-4], [247-5]	888,888,888, 888,778,737, 737,737,737, 737

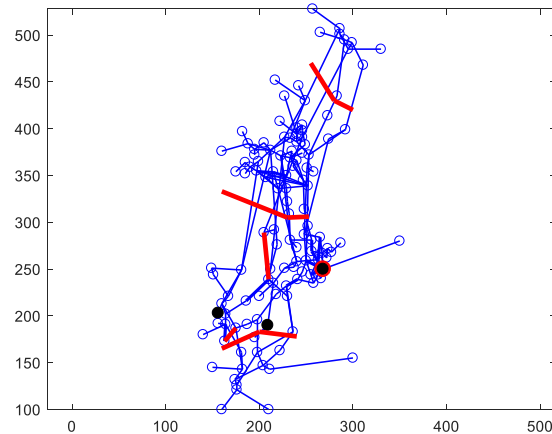
Vid närmare beaktning av komponentutslagningarna i tabell 7 kan observeras hur systemet har en betydande inneboende komplexitet till följd av dess integrerade struktur. För att exemplifiera denna komplexitet i att avgöra storleken av och var konsekvenserna uppstår i elkraftsystemet vid bortfall av kritiska komponenter, illustreras några utvalda felfall i figur 9–11. Här är det tydligt att platserna där konsekvenser inträffar i många fall, är skilt från platserna där komponenterna blir utslagna



Figur 9. Utslagning av komponent 31 (nod) och 92 (nod) vid höglasttimmen 2030 utan kärnkraft. De röda markeringarna indikerar de utslagna komponenterna medan de svarta markeringarna indikerar var konsekvenser uppstår



Figur 10. Utslagning av komponent 41 (nod) och 247(länk) vid höglasttimmen 2030 utan import från Europa (S8) . De röda markeringarna indikerar de utslagna komponenterna medan de svarta markeringarna indikerar var konsekvenser uppstår



Figur 11. Utslagning av komponent 101 (nod), 246 (länk) och 262 (länk) vid den genomsnittliga lasttimman idag (S0). De röda markeringarna indikerar de utslagna komponenterna medan de svarta markeringarna indikerar var konsekvenser uppstår.

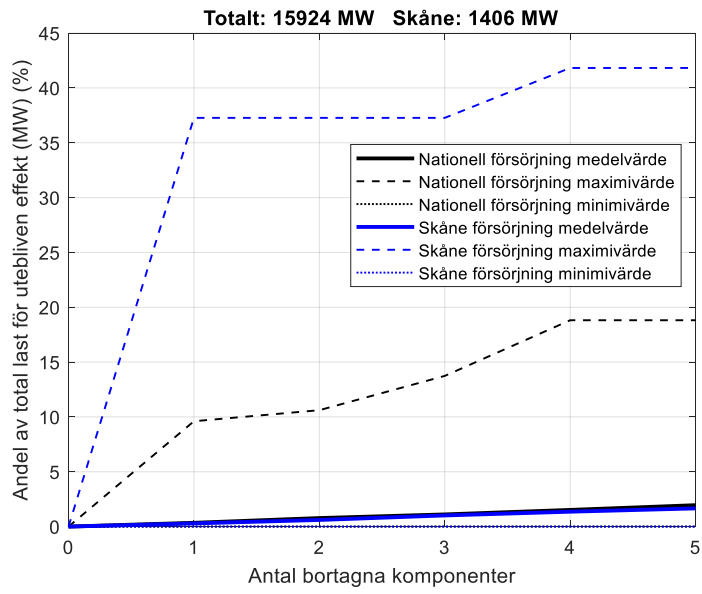
6.3.2 Regionalt i Skåne

Global sårbarhetsanalys

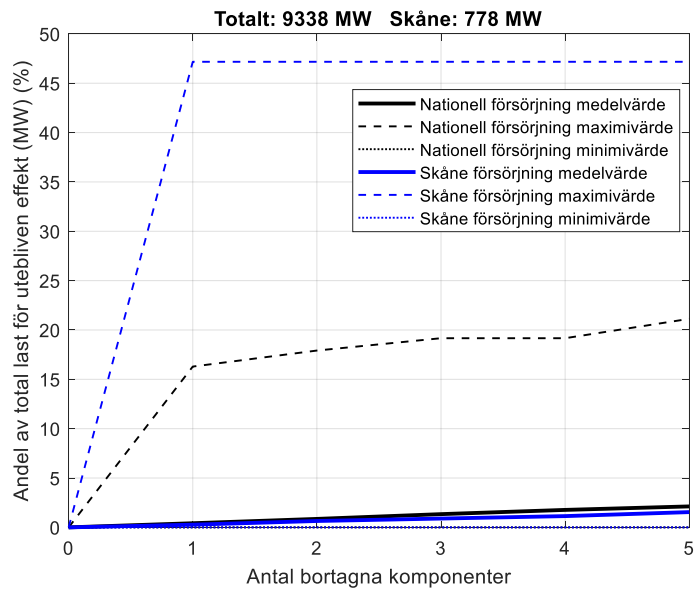
I syfte att belysa nivå på konsekvenserna i Skåne gentemot nivå på konsekvenserna nationellt analyserades den procentuella andelen utebliven effekt i Skåne (dvs. jämfört med total last i Skåne) och procentuella andelen av utebliven effekt nationellt (dvs. jämfört med total last i Sverige) för den globala sårbarhetsanalysen upp till fem komponenter samtidigt utslagna (N-5). Vid analys av konsekvenserna i Skåne utgås enbart från de stationer som har försörjning i Skåne, vilka är en delmängd av stationerna i SE4. Närmare bestämt är noderna med komponentnummer 92, 93, 99 och 100 belägna i Skåne vilket illustreras i figur 3 som de centrala punkter som är belägna nedanför den svarta heldragna linjen.

I figur 12 är det tydligt att de maximala procentuella konsekvenserna för Skåne är betydligt större än de maximala procentuella konsekvenserna nationellt vilket tydligt pekar på att försörjningen i Skåne, för vissa felfall, är klart mer sårbar i jämförelse med försörjningen på nationell nivå. Vid låglasttimman idag (S1) skiljer det cirka 25–30 procentenheter medan det vid genomsnitt- och höglasttimman, (S0) respektive (S2), snarare skiljer cirka 20–25 procentenheter mellan Skåne och resten av landet vid extremfallen. Detta belyser vikten av att systematiskt analysera stora mängder av händelser för att identifiera de som ger oproportionerligt stora konsekvenser för Skåne.

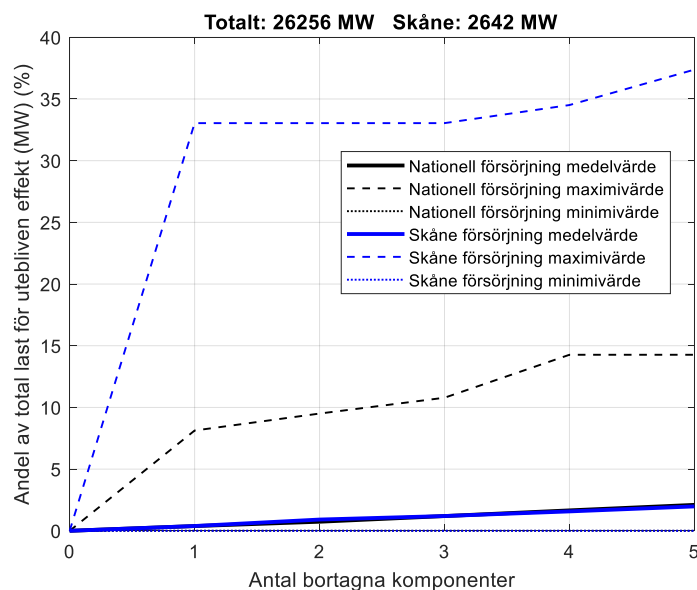
A)



B)



C)



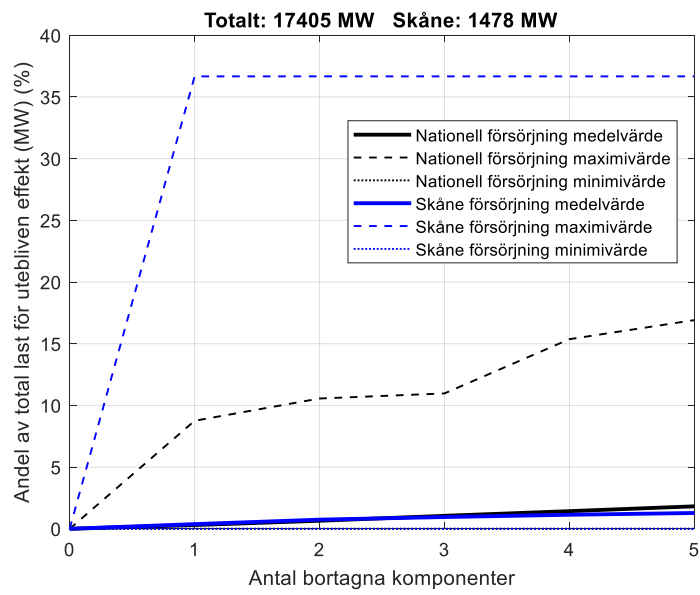
Figur 12. Effektbortfalllets andel av total last i Skåne respektive nationellt för dagens situation. (A) Situationen vid den genomsnittliga lastprofilen över årets alla timmar (S0). (B) Situationen vid låglasttimman (S1). (C) Situationen vid höglasttimman (S2).

I figur 13 kan ses hur skillnaden mellan de maximala procentuella konsekvenserna för Skåne och de maximala procentuella konsekvenserna nationellt, vid 2030, för den genomsnittliga lasttimman (S3) samt låglasttimman (S4) liknar situationen vid motsvarande lastscenario idag, (S0) respektive (S1). Vid få utslagna komponenter leder låglastscenariot 2030 (S4) till störst procentuella konsekvenser i jämförelse med övriga framtida lastscenarier (S3) och (S5) vilket är samstämmigt med situationen för dagens system (S0-S2).

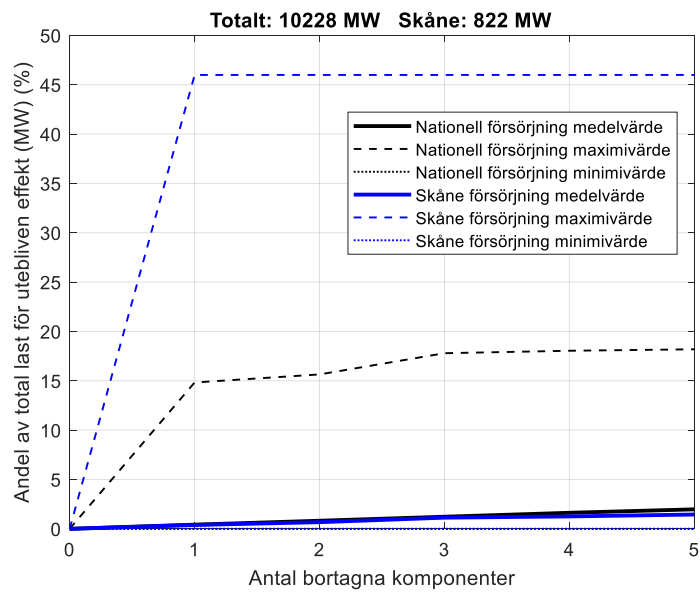
Däremot kan ses hur skillnaden i maximal procentuell konsekvens vid höglasttimman 2030 (S5), mellan Skåne och nationellt, varierar mellan cirka 20–38% där det övre värdet i intervallet är betydligt större än vid motsvarande höglastscenario idag (S2). Detta beror på en ökning av de maximala procentuella konsekvenserna vid tre eller fler utslagna komponenter för Skåne. Resultaten visar därmed att försörjningen av Skåne blir än mer sårbar i framtiden i relation till övriga landet.

Poängteras bör att de genomsnittliga konsekvenserna nationellt är likartade eller något större än de genomsnittliga konsekvenserna i Skåne, vilket belyser behovet av sårbarhetsanalyser för att finna osannolika men allvarliga händelser.

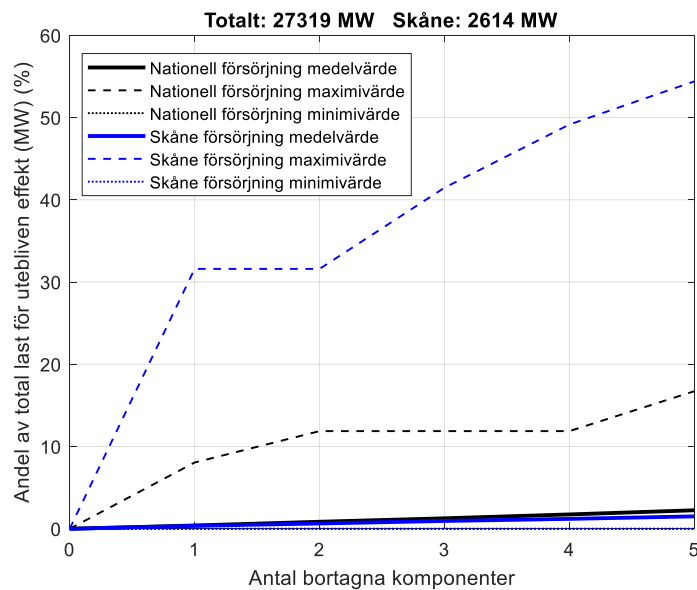
A)



B)



C)



Figur 13. Effektbortfallens andel av total last i Skåne respektive nationellt, för en framtida situation runt 2030(A) Situationen vid den genomsnittliga lastprofilen över årets alla timmar (S3). (B) Situationen vid låglasttimmen (S4). (C) Situationen vid höglasttimmen (S5).

Vidare, vid utebliven kärnkraft under höglasttimmen 2030 (S7) samt vid utebliven import från Europa under höglasttimmen 2030 (S8) finns en initial konsekvens på 20% respektive 30%. Detta innebär en kritisk situation för Skåne redan innan komponenter har slagits ut, dvs. att även med ett helt intakt kraftsystem kan försörjningen för Skåne inte tillgodoses.

I figur 14 kan fortsättningsvis ses hur skillnaden mellan de maximala procentuella konsekvenserna för Skåne jämfört med de maximala procentuella konsekvenserna nationellt vid 2030 för höglasttimmen utan vind (S6) varierar mellan cirka 18–30% vilket innebär att den övre delen av intervallet är något lägre än motsvarande intervall, 20–38%, under höglasttimmen 2030 (S5). Skillnaden kan bero på att samma ”extremvärden” ej hittas i den slumpmässiga utslagningen. Att (S5) och (S6) är jämförbara indikerar dock att Skånes beroende av vindkraft, under höglasttimmen 2030, kommer vara begränsat.

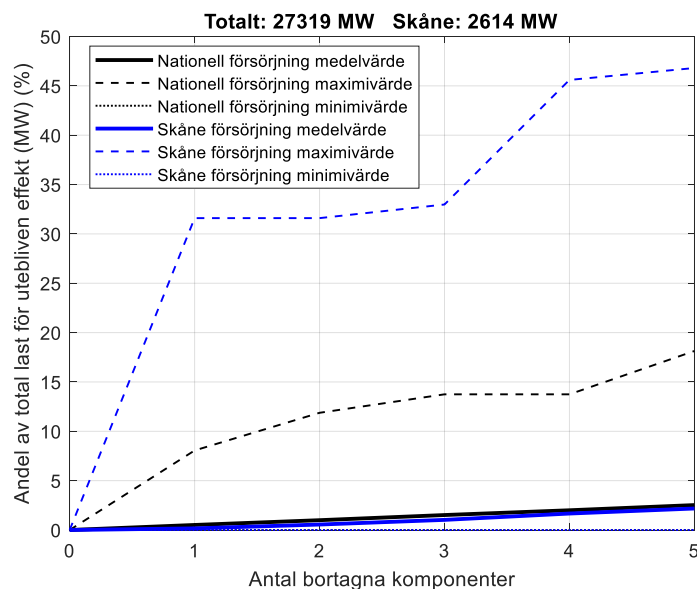
Fortsättningsvis kan ses hur skillnaden mellan de maximala procentuella konsekvenserna för Skåne vid utebliven kärnkraft under topplasttimmen 2030 (S7) jämfört med de maximala procentuella konsekvenserna nationellt varierar mellan cirka 60–70% vilket är en betydligt större skillnad än vid (S5). Detta innebär att Skåne, vid 2030, förväntas bli betydligt mer sårbart för avbrott i kärnkraften i förhållande till vad övriga landet i genomsnitt kommer bli. Vid utebliven import under höglasttimmen 2030 (S8) kan ses hur skillnaden mellan de maximala procentuella konsekvenserna för Skåne jämfört med de maximala procentuella konsekvenserna nationellt återigen varierar mellan cirka 60–70% vilket innebär att Skåne, vid 2030, även förväntas bli mer sårbart för strypt import från Europa i förhållande till vad övriga landet i genomsnitt kommer bli.

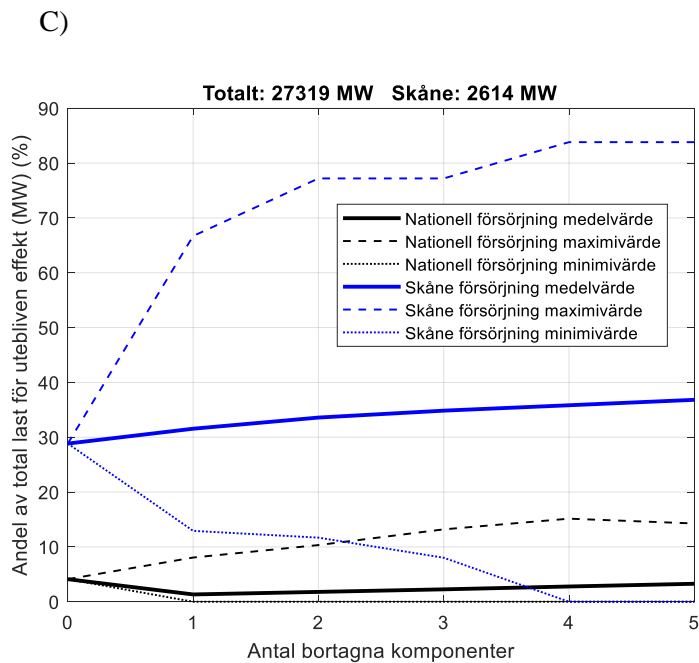
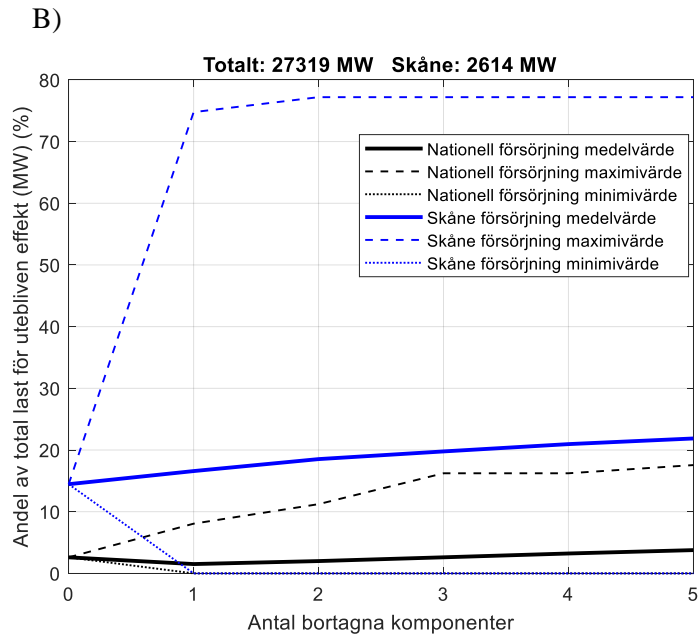
Vid närmare observation av figur 14 kan ses hur de minimala procentuella konsekvenserna för Skåne är större än den maximala procentuella konsekvensen nationellt, vid få utslagna komponenter, i (S7) men framför allt (S8). För (S8) gäller detta förhållande vid N-1 till N-2. Med andra ord innebär det att samtliga undersökta utfall vid utebliven import (S8) leder till värre konsekvenser för Skåne än de värsta utfallen nationellt. Detta belyser än tydligare att för förlorad import är elförsörjningen i Skåne extremt sårbar.

Att minimikonsekvenserna för Skåne avtar vid större antal utslagna komponenter för (S7) och (S8) kan förefalla besynnerligt, men beror på att det i dessa fall finns en eller flera stora lastnoder som slås ut i övriga delar av Sverige. Detta i sin tur leder till att mer tillgänglig effekt finns för överföring till Skåne från övriga Sverige, vilket mildrar konsekvenserna i Skåne. Med andra ord, effektbortag i andra delar av Sverige leder till att Skåne kan försörjas vilket är intressant att beakta ur ett rättviseperspektiv. Det leder också till att det förekommer scenarier som leder till negativ synergi, dvs. att utslagning av vissa komponenter leder till minskande konsekvenser.

Vidare kan ses hur den genomsnittliga procentuella konsekvenserna i (S7) för Skåne är cirka 20% samtidigt som den genomsnittliga procentuella konsekvensen i (S8) för Skåne är cirka 30%. Detta innebär att utebliven import, i genomsnitt, är det som påverkar Skåne mest i relation till övriga Sverige av de olika potentiella, negativa, framtidsscenarierna (S6-S8).

A)





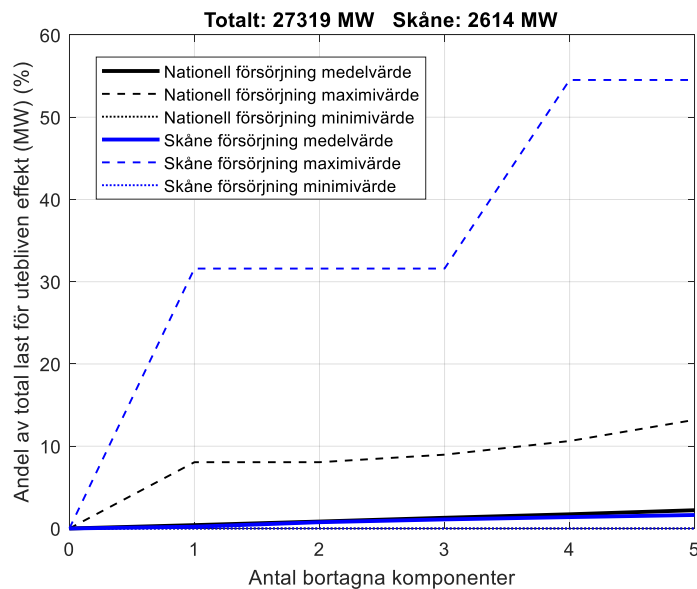
Figur 14. Effektbortgallets andel av total last i Skåne respektive nationellt, för en framtida situation runt 2030. (A) Konsekvens vid minimal produktion från vindkraft (S6). (B) Konsekvensen av obefintlig produktion från kärnkraft (S7). (C) Konsekvens av strypt import från Europa (S8).

Avslutningsvis kan i figur 15 ses hur skillnaden för höglasttimmen, vid 2030, mellan de maximala procentuella konsekvenserna för Skåne jämfört med de maximala procentuella konsekvenserna nationellt vid femdubblad transmissionskapacitet i snitten mellan elområdena (S9) och ökad lokal elproduktion i södra Sverige (S10) liknar situationen för (S5) (cirka 20–38%). Den enda betydande skillnaden för de maximala procentuella konsekvenserna för Skåne i (S9) och (S10), i jämförelse med motsvarande situation vid topplasttimmen 2030 utan åtgärder (S5), är en 10 procentig minskning vid N-3 för (S9) samt vid N-3 och N-4 för (S10). Detta indikerar att åtgärderna, presenterade i avsnitt 5.1.3, inte är tillräckliga för att förbättra situationen i region Skåne något nämnvärt fram till 2030.

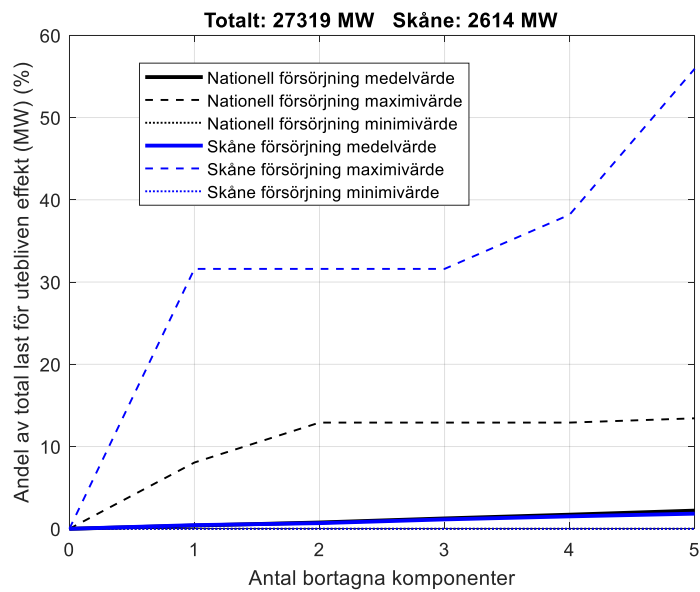
Dock vid ökad vätgaslagring tillsammans med användarflexibilitet (S11) är skillnaden mellan de maximala procentuella konsekvenserna för Skåne jämfört med de maximala procentuella konsekvenserna nationellt, vid 2030, cirka 17–25% vilket är betydligt lägre än vid övriga åtgärder. Detta beror i huvudsak på en mindre konsekvens i Skåne vilket är fallet för N-3 utslagna komponenter och uppåt.

Således tycks denna åtgärd vara ett bra sätt för att minska skånska elförsörjningens sårbarhet (vilket stämmer överens med resonemang som presenterades i avsnitt 5.1.3). Dock bör beaktas att antaganden för möjlig användarflexibilitet i simuleringarna är behäftad med betydande osäkerhet och troligen något optimistiskt modellerat

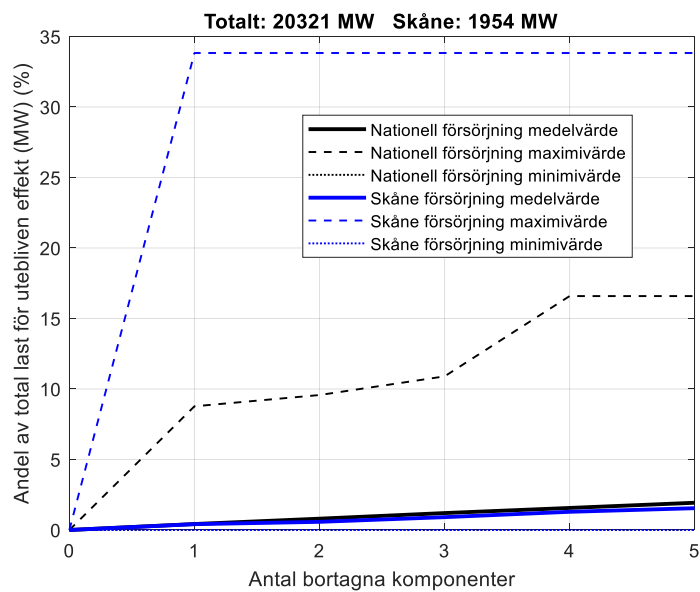
A)



B)



C)



Figur 15 Effektbortfallets andel av total last i Skåne respektive nationellt, för en framtida situation runt 2030. (A) Femdubblad transmissionskapacitet i snitten mellan elområdena (S9). (B) Ökad lokal elproduktion södra Sverige (S10). (C) Ökad vätgaslagring tillsammans med användarflexibilitet (S11).

Kritisk kompetensanalys

Kritiska komponenter i det nationella systemet för den skånska elförsörjningen har även analyserats, dvs. vilka komponenter och kombinationer av komponenter som är kritiska ur ett skånskt perspektiv. I tabell 8, i kolumnen illustrerandes de tio största effektbortfallen vid N-2, fanns i vissa fall fler än tio komponentkombinationer som ledde till samma konsekvens. Således valdes de i tabellen presenterade värdena ut godtyckligt och möjligheten till slutsatser utifrån dessa är därmed något begränsade eftersom en annan icke presenterad kombination kan vara lika kritisk.

I tabell 8, i kontrast till tabell 7, kan utläsas att komponent 99 och komponent 100 oftast är de mest kritiska ur ett skånskt perspektiv vid N-1, samtidigt som de förekommer mest frekvent vid N-2. I figur 3 kan observeras hur dessa komponenter är belägna i direkt anslutning till två importnoder. Dessutom är komponent 99 en betydande lastnod och i tabell 8 motsvarar de uppkomna konsekvenserna många gånger den aktuella lasten hos noderna. Detta innebär att oberoende import blir det höga konsekvenser i Skåne.

I scenariot med utebliven import från Europa (S8) är komponent 92 i stället inblandad i de mest kritiska N-2 utslagningarna, vilket är rimligt då regionen blir mer beroende av inhemsk produktion samtidigt som komponent 92 är den enda, och samtidigt väldigt stora, produktionsnoden. Med tanke på omfattningen hos denna produktionsnod hade man dock kunnat tänka sig att den borde resulterat i några av de största konsekvenserna vid N-2 även i de andra scenarierna. Att så inte är fallet understryker återigen hur beroende Skåne är av en fungerande import från Europa.

Både komponent 99 och komponent 100 har gemensamt, med de flesta komponenter presenterade i tabell 8, att de är noder som är belägna i samt i närheten av Skåne vilket belyser behovet av lokal produktion. Dessutom, i synnerhet för scenarierna som motsvarar ogynnsamma framtidsscenarier tycks ledningar, i mycket högre grad, ingå i de kritiska komponenterna i jämförelse med tabell 7 vilket indikerar att Skåne dessutom är direkt beroende av försörjning via vissa viktiga ledningar från resten av Sverige.

Tabell 8. Störst bortfallen effekt för (N-2) och (N-1) vid utslagning av komponenter tillsammans med komponentnummer. Dessutom presenteras de utfall med synergieffekt som resulterar i störst konsekvens samt utfallen med 100% synergi som leder till störst konsekvenser. Värdena i tabellen är presenterade i fallande ordning. I de fall då inga värden erhöles presenteras detta i form av ett streck i tabellen.

Scenario	Utslagna komponenter vid de tio största effektbortfallen för N-1	Tio största effektbortfallen för N-1 (MW)	Kombinationer av utslagna komponenter vid de tio största effektbortfallen för N-2	Tio största effektbortfallen i fallande ordning för N-2 MW)	Kombination av utslagna komponenter vid de tio största effektbortfallen med synergi för N-2	Tio största effektbortfallen med synergi i fallande ordning för N-2 (MW)	Kombination av utslagna komponenter vid de tio största effektbortfallen med 100% synergi för N-2	Tio största effektbortfallen med 100% synergi i fallande ordning för N-2 (MW)
Genomsnittlig idag S0 (Grundscenarie)	99,100, 93,92, -	524,294, 294,294, -	[100-99], [99-93], [99-92], [100-93], [100-92], [93-92] [99-73], [99-56], [99-39], [99-35]	818,818, 818,588, 588,588 524,524, 524,524	-	-	-	-
Låglast idag S1	99,100, 93,92	367,137, 137, 137 -	[99-92], [99-93], [100-99], [99-1], [99-2], [99-3], [99-14], [99-15], [99-33], [99-232]	504,504, 504,367, 367,367, 367,367, 367,367	-	-	-	-
Höglast idag S2	99,93, 92,100. 96,-	873,643, 643,483, 295,-	[99-93], [99-92], [100-96], [100-99], [93-92], [100-93], [100-92], [96-92], [286-96], [256-96]	1516,1516, 1483,1356, 1286,1126, 1126,1013, 1000,924	[100-96], [96-92], [286-96], [258-96], [96-78], [256-96], [96-79], [121-96], [309-96], [96-63]	1483, 1013, 1000,924, 924,924, 894,883, 883, 878	-	-
Genomsnittlig 2030 S3	99,100, 93,92, -	542,312, 312,312, -	[100-99], [99-93], [99-92], [100-93], [93-92], [100-92], [99-19], [99-29], [99-48], [99-41]	854,854, 854,624, 624,624, 542,542, 542, 542	-	-	-	-
Låglast 2030 S4	99,100, 93,92	378,148, 148,148	[100-99], [99-93], [99-92], [99-2], [99-47], [99-49], [99-65], [99-66], [99-69], [99-70]	526,526, 526,378, 378,378, 378,378, 378,378	-	-	-	-
Höglast 2030 S5	99,100, 93,92, -	826,596, 596,596 -	[100-96], [99-93], [99-92], [100-99], [100-93], [100-92], [93-92], [100-90], [96-92], [100-40]	1437,1422, 1422,1422, 1192,1192, 1192,910, 858,854	[100-96], [100-90], [96-92], [100-40], [123-100], [312-100], [100-98], [285-100], [286-96], [121-96]	1437,910, 858,854, 847, 847, 847, 847, 841, 837	[286-96], [121-96], [309-96], [96-90], [258-96], [96-78], [256-96], [96-79], [96-63], [286-90]	841,837, 837,539, 493, 493, 493, 458, 448, 314
Höglast 2030 med minimal vindkraft S6	99,100, 93,92, 290,313,	826,641, 596,596, 45,45,	[100-96], [100-99], [99-93], [99-92], [100-90], [312-100],	1441,1422, 1422,1422, 1350,1193,	[100-96], [100-90], [123-100], [312-100], [100-98], [285-100],	1441,1315, 1193,1193, 1193,1193,	[309-96], [286-96], [286-90], [309-90], [96-90], [289-98],	862, 845, 719, 715, 630,597,

	121,-	41,-	[285–100], [123–100], [100–98], [100–92]	1193,1193, 1193,1192	[260–100], [100–78], [258–100], [100–79]	1146,1146, 1146,1063	[312–98], [288–78], [311–78], [258–96]	593, 550, 546,504
Höglast 2030 med obefintlig kärnkraft S7 (Initial: 378MW)	100,290, 313,121, 99,315, 285,123, 98,31	1955,1359, 1355,1355, 1241,926, 926,926, 926,842	[318–100], [312–100], [102–100], [100–98], [100–84], [100–67], [100–63], [100–50], [100–49], [100–30]	2018,2018 2018,2018, 2018,2018 2018,2018	[312–98], [308–31], [305–40], [310–29], [308–39], [308–43], [311–30], [309–41], [308–63], [309–112]	1922,1838, 1822,1773, 1766,1721, 1685,1675, 1675,1668	[265–58], [265–95]	86,6
Höglast 2030 utan import från Europa S8 (Initial: 754MW)	96,90, 99,41, 289,260, 258,78, 259,177	1744,1461, 1422,1282, 1269,1226, 1226, 1226, 1208,1176	[95–92], [96–92], [92–41], [312–90], [285–93], [96–79], [96–82], [96–83], [79–63], [78–63]	2225,2220, 2031, 2018, 2018,2018, 2018,2018, 2018,2018	[95–92], [285–93], [255–63], [253–63], [286–92], [255–40], [241–79], [97–92], [250–40], [279–92]	2225, 2018, 2018,2018, 1931,1893, 1805,1743, 1653,1614	-	-
Höglast 2030 med femdubblad transmissionskapacitet S9	99,100, 93,92, -	826,596, 596,596, -	[100–99], [99–93], [99–92], [100–96], [100–93], [100–92], [93–92], [99–84], [99–35], [99–5]	1422,1422, 1422,1323, 1192,1192, 1192,826, 826,826	[100–96], [100–90], [100–41], [100–40], [96–92], [286–96], [121–96], [309–96], [123–100], [312–100]	1322,809, 799,786, 772,726, 722,722, 666,666	[286–96], [121–96], [309–96], [256–96], [258–96], [257–96], [123–96], [311–96], [98–96], [283–96]	726,722, 722,448, 415,357, 349, 349, 349,349
Höglast 2030 med ökad produktion i SE4 S10	99,100, 93,92, -	826,596, 596,596 -	[100–96], [100–99], [99–93], [99–92], [100–93], [100–92], [93–92], [96–92], [100–90], [100–40]	1437,1422, 1422,1420, 1192,1192, 1192,980, 910,854	[100–96], [96–92] [100–90], [100–40], [123–100], [312–100], [100–98], [285–100], [286–96], [121–96]	1437,980, 910,854, 847,847, 847,847, 841,837	[286–96], [121–96], [309–96], [96–90], [258–96], [96–78], [256–96], [96–79], [96–63], [123–96]	841,837, 837,539, 493,493, 493,458, 448,406
Höglast 2030 med ökad vätagaslagring och användarflexibilitet S11	99,100, 93,92, -	661,431, 431,431, -	[100–99], [99–93], [99–92], [100–93], [100–92], [93–92], [297–99], [99–45], [99–9], [99–7]	1092,1092, 1092,862, 862,862, 661,661, 661,661	-	-	-	-

7 Diskussion

7.1 Resultatets betydelse ur ett samhällsperspektiv

Vid beräkning av det genomsnittliga elpriset i SE4 för Augusti månad, under tioårsperioden 2012–2021, var elpriset i augusti 2022 närmare sju gånger så högt jämfört med genomsnittet, då det närmade sig cirka 4 kr/kWh (Eon u.å.-d). Som högst har priset dessutom varit uppe i närmare 8 kr/kWh (Naturskyddsföreningen, 2022). Dessa prisstegringar är symptom på underliggande utmaningar för en leveranssäker elförsörjning kopplat till förändrad produktion, last, överföringskapacitet och import/export möjligheter, som var fokus i detta arbete. Närmare bestämt var Skåne, enligt analysen i avsnitt 5.3.2, betydligt mer sårbart än övriga Sverige vid beaktandet av de maximala procentuella konsekvenserna, både vid genomsnitts-(S0) låg-(S1) och höglasttimmen (S2). Denna trend förväntas bestå till 2030 och situationen i Skåne förväntas, enligt analysen, bli ännu mer kritiskt under höglasttimmen 2030 (S5). Som följd kommer sannolikt expansionen i regionen, vilket beskrevs i avsnitt 2.1, att avstanna i takt med att verksamheter flyttar till andra delar av Sverige med lägre elpris och/eller till följd av en mer leveranssäker elförsörjning. Utöver den skånska leveranssäkerheten beror det höga elpriset även på det integrerade europeiska elnätet, som diskuteras i avsnitt 5.1.2, vilket innebär att Sverige är ålagt att exportera el till länder där det råder elunderskott. Detta leder i slutändan till att det svenska elpriset, och speciellt det skånska givet prisområdena, anpassas efter Europas, vilket generellt är högre då denna el är fossilt producerad (Naturskyddsföreningen, 2022).

Det skenande elpriset innebär också en ansträngd situation för landets hushåll, vilket på sikt skulle kunna påverka viljan att bosätta sig i regionen. Exempelvis upplevde 60% av hushållen i södra Sverige, i en novusundersökning, oro över konsekvensen av elpriset för vintern 2022/2023 (Energimyndigheten, 2022). Eftersom tillkommen produktion, enligt avsnitt 4, framför allt tycks bestå av vindkraft samtidigt som kärnkraften rimligtvis ej kommer få färre driftstopp i takt med att den åldras kommer sannolikt inte heller leveranssäkerheten i Skåne, i synnerhet under årets mest ansträngda lasttimmar, att förbättras. I stället kan situationen komma att närma sig de extremscenier som presenteras i (S7) och (S8) vars maximalt procentuella konsekvenser, enligt avsnitt 5.3.2, blir betydligt värre i Skåne än i övriga landet. Detta innebär i sin tur att elpriset i regionen sannolikt ej kommer falla inom en överskådlig framtid.

Från att ha haft ett elsystem där produktionen historiskt har anpassats efter konsumtionen kan det i dagens läge därför finnas skäl till att i stället, i allt högre grad, anpassa konsumtionen efter den effekt som finns tillgänglig, bland annat med hjälp av de åtgärder som presenteras i avsnitt 4.1.3. Denna form av användarflexibilitet visade sig dessutom i analysen i avsnitt 5 för (S11) leda till störst reducerad konsekvens jämfört med övriga simulerade åtgärder (S9) -(S10), även om resultatet är behäftat med osäkerhet och troligen något optimistiskt. Vidare, tycktes ökad lokal produktion resultera i en viss förbättring för leveranssäkerheten i Skåne, men långt ifrån tillräcklig.

Utöver ekonomiska aspekter kommer troligen regionens miljö och klimatmål att bli svårare att uppnå. I Region Skåne finns målsättningen att ligga i framkant i arbetet för ett fossilfritt samhälle, bland annat, genom att åstadkomma en 70% minskning av utsläppen från transporter mellan 2010 och 2030. Detta förutsätter elektrifieringen av både industri och fordonsflottan, presenterad i avsnitt 5.2.2, något som alltså riskerar att avstanna. Samtidigt kommer en minskad eltillgång nationellt samt i Skåne att leda till ökat behov av att använda det, i avsnitt 5.1.3 presenterade, fossila Karlshamnsverket vilket också har en direkt negativ inverkan på regionens utsläpp.

Vid elavbrott av större karaktär likt konsekvenserna av strypt import, vilket presenteras i figur 15, riskeras dessutom att konsumenter tvingas kopplas från nätet grundat på beslut i handlingsplanen Styrel. En ökad nationell och regional integration av vindkraft till 2030, vilket enligt avsnitt 5.1.2 upplevs som den i princip enda möjliga utbyggda kraftslaget, förstärker problematiken eftersom detta leder till en större risk för störd spännings- och frekvensstabilitet i elnätet, och potentiella leveranssäkerhetsproblem som belystes i arbetet, med tanke på kraftslagets variabla natur. Detta kommer sannolikt leda till en intensiv samhällsdebatt vid prioritering bland konsumenter. Vid större effektbortfall, där åtgärder ej är tillräckliga, riskeras dessutom påverkan på samhällsviktig verksamhet vilket, i enlighet med avsnitt 3.1.3, skulle kunna leda till eskalerande samhällseffekter och därför nödvändigtvis behöver undvikas.

7.2 Arbetets styrkor och svagheter

Vid beräkningarna som lade grunden för de modellerade scenarierna genomfördes en rad förenklingar och antaganden för att begränsa omfattningen av arbetet. Generellt vid modelleringen har lastfördelningar antagits vara jämnt fördelade över samtliga noder inom prisområdena, vilket inte nödvändigtvis är representativt för verkligheten men i avsaknad av data ett antagande som behövde göras. Samtidigt, i området som motsvarar SE4 i modellen, fanns det enbart en produktionsnod, nr 92. Därför lades all förändring av produktionen på denna vilket sannolikt gav den en överskattad betydelse. Därför hade det varit fördelaktigt att lägga till fler produktionsnoder i området. I syfte att undersöka den påverkan som dessa antaganden har på resultatet hade en känslighetsanalys varit intressant att genomföra, detta gjordes ej på grund av arbetets tidsram. Samtidigt anses generellt antagandena vara rimliga och har således troligen en begränsad påverkan på resultatet. Att nod nummer 92 erhöll all produktion i SE 4 upplevdes dock som det antagande som hade störst inverkan på resultatet, även om detta alltså ej kvantifierades, eftersom detta inte liknar hur produktionen i detta område, som är mer småskalig, ser ut. Med andra ord ledde utslagningen av denna nod troligen till större konsekvenser än om man fördelat produktionen på fler noder i SE4.

Vidare utgår modellen från installerad effekt, utan att ta hänsyn till tillgänglighetsfaktorer, vilket gör att produktionssiffran, dvs. tillgänglig effekt i varje ögonblick, i viss mån överskattas. Exempelvis tar modellen ej hänsyn till att kärnkraften generellt revideras under sommarmånaderna eller att vindkraften tenderar att ha en lägre tillgänglighetsfaktor under topplasttimman. Försättningsvis behöver inte topplasttimman, i realiteten, vara den tidpunkt som leder till störst konsekvenser i elsystemet även om det är sannolikt ett av de värre driftsfallen. Vidare beaktar modellen enbart problematik kopplat till försörjning och utelämnar därför exempelvis faktorer som frekvensstabilitet som i realiteten har en betydande inverkan på integriteten av Sveriges kraftsystem.

Vid den initiala modelleringen av det svenska transmissionsnätet erhöles till en början en konsekvens även då inga komponenter var utslagna. Detta ansågs ej rimligt eftersom det skulle innebära att det i Sverige idag förekommer icke-försörjd last under normala driftsituationer, vilket ej är fallet. Därför modifierades transmissionen i snitt 2 genom att öka överföringskapaciteten mellan nod 73 och nod 130, eftersom denna identifierades överföra stor last. Därefter, för att erhålla samma överföringskapacitet i snittet, reducerades överföringsförmågan i övriga ledningar. Denna stora kapacitetshöjning av en länk upplevs något godtyckligt då modifieringen frångår det allmänna tillvägagångssättet. Detta antagande, med en kapacitetshöjning till 1200MW för en ledning i SE2, behöver inte nödvändigtvis vara långt från verkligheten men eftersom data för enskilda ledningars överföringskapacitet ej var tillgängligt bör man ha med sig att detta är just ett antagande som uppenbarligen hade stor inverkan på resultatet.

Fortsättningsvis har data för överföringskapaciteten i snitten utgått från handelskapaciteten av effekt mellan områdena, vilket till del beror på faktorer på elmarknaden och till del på den tekniskt möjliga överföringsförmågan. Därför hade det varit önskvärt att kunna använt riktiga data om teknisk överföringskapacitet för att reducera osäkerheten i resultatet (dock av sekretesskäl ej enkla att få tillgång till). Detta upplevs dock inte ha särskilt stor påverkan på resultaten då denna data sannolikt inte avviker väsentligt från den data som används.

Vidare, med tanke på arbetets avgränsningar i omfattning, finns en begränsning i vilka befintliga och potentiella åtgärder som presenteras. Detta har varit en avvägning utifrån åtgärdernas relevans för frågeställningen samt komplexitet i förhållande till arbetets karaktär. Initialt fanns det intentioner att genomföra intervjuer i syfte att identifiera potentiellt ytterligare faktorer samt konstruera scenarier med största möjliga relevans. Beroende på projektets tidsram samt att ett klart större skriftligt material fanns tillgängligt än initialt trott, som möjliggjorde relevant datainsamling och besvarandet av frågeställningarna, genomfördes ej detta.

Även med ovan angivna osäkerheter och antaganden anses arbetet ha hög relevans. Styrkan i arbetet är att det sammanställer, kvantifierar och mer noggrant undersöker hur olika potentiella ”diskuterade” scenario påverkar både den nationella och skånska elförsörjningen ur ett sårbarhetsperspektiv. Eftersom de kvantifierade resultaten pekar i samma riktning som gavs uttryck i litteraturstudien, tyder detta på att modellen är relativt representativ och ökar validiteten för de kvantitativa resultaten. Vidare har en liknande sammanställande och kvantifierade studie som denna ej påträffats under arbetet, vilket därmed utgör ett bidrag till befintlig litteratur.

7.3 Behov av fortsatta undersökningar

I mån av tid hade arbetet kunnat inbegripa ett större tillförlitlighetsfokus genom att koppla resultatet av simuleringen till sannolikheter för att även kunna dra slutsatser ur ett riskperspektiv. Exempelvis kunde sannolikheten uppskattats för helt vindstilla förhållanden vilket hade kunnat vägas gentemot en situation med utebliven kärnkraft. Samtidigt hade det också varit av intresse att utöka den kritiska utslagningen upp till exempelvis N-4 samt den globala utslagningen till minst N-10 för att tydligare fånga trender. Det hade, bland annat, varit intressant att observera huruvida trenden håller i sig att utebliven import leder till inkrementellt mycket värre konsekvenser vid ett större antal utslagna komponenter samt huruvida situationen under den framtida höglasttimman blir värre jämfört med höglasttimman idag. Detta omöjliggjordes dessvärre av redan långa simuleringstider (i storleksordningen 1h för globala och 5h för kritiska komponenter per scenario). Vidare krävdes även många omsimuleringar och tester av respektive scenario, varvid en ansenlig tid lags för de kvantitativa analyserna utöver inhämtning och omsättning av data för de olika undersökta scenarierna.

En mer högupplöst och exakt modell hade också varit önskvärt att användas för att bättre illustrera importmöjligheter i form av utlandsförbindelser samt för vilka ledningar som främst ”flaskhalsar” uppstår. Dessutom hade möjligheten till att även modellera regionnätet varit önskvärt för att erhålla mer exakta resultat gällande försörjningssituationen i Skåne. Dock är mer detaljerad och exakt data behäftad med sekretess, varvid sådant vidare arbete måste ske under andra former. Vidare, hade det också varit fördelaktigt att genomföra en mer grundlig undersökning gällande realiserbar användarflexibilitet för att reducera osäkerheten kring denna, utifrån resultaten, potentiellt ytterst gynnsamma åtgärd.

8 Slutsatser

Nedan presenteras slutsatserna utifrån de frågeställningar som examensarbetet ämnade att besvara.

Vilka faktorer, tekniska och organisatoriska, har störst påverkan på elförsörjningen i Skåne- både idag och om fem till tio år?

I den studerade litteraturen framgår hur elproduktionsmöjligheterna i Skåne är starkt begränsade, i huvudsak till följd av svårighet i nyetablering av elproduktion tillsammans med avveckling av befintlig elproduktion. Detta har i sin tur lett till ett elunderskott i regionen, vilket resulterat i ett betydande importbehov, samtidigt som överföringskapacitet från andra delar av Sverige och från utlandet är begränsade. Trenden ser dessutom ut att hålla sig de närmsta tio åren eftersom inga omfattande investeringar i lokal produktion eller förbättrad överföringskapacitet förväntas implementeras samtidigt som avvecklingen av kärnkraften samt annan icke-lönsam elproduktion ser ut att fortsätta parallellt med en konsumtionsökning på cirka 12%, enligt avsnitt 4.3.

Hur påverkar dessa faktorer sårbarheter kopplat till leveranssäkerhet ur både ett nationellt och ett skånskt perspektiv?

Det finns ett tydligt behov av att utföra analysen utifrån det lokala perspektivet vid bedömning av sårbarheterna kopplat till en elkris i Skåne. I simuleringarna i avsnitt 6.3.2 framkom nämligen, bland annat, hur utvecklingen i Skåne leder till ökad sårbarhet i leveranssäkerheten under höglasstimmarna 2030 (S5) jämfört med höglasstimmarna idag (S2), redan vid låga störningsnivåer. Den kritiska komponentanalysen visade även att elförsörjningen till Skåne går att upprätthålla även i ansträngda situationer genom att effektreducera i andra delar av landet, dvs. det är inte av nöd att denna effektreduktion måste ske i Skåne såsom dagens debattläge speglar det.

I (S5) var de relativa extremkonsekvenserna i Skåne cirka 30% värre än nationellt. Analysen visar vidare omfattande konsekvenser, i grunden ett icke-fungerande system även om systemet i övrigt ej utsätts för störningar, om kärnkraftens läggs ned (S7) eller om importmöjligheterna från Europa stryps helt (S8), både nationellt och i Skåne. Av resultatet framkommer dock hur extremkonsekvenserna återigen blir betydligt värre i Skåne jämfört med nationell nivå. Exempelvis, vid utebliven import från Europa, erhöles 60 procent värre relativa extremkonsekvenser i Skåne jämfört med övriga Sverige. Vid utebliven vindkraft (S6) var situationen däremot liknande den som tog med vindkraften (S5). Av scenarierna med implementerade åtgärder (S9-S11), var det endast scenariot med ökad användarflexibilitet och vätagaslagring (S11) som gav märkbart reducerade konsekvenser jämfört med (S5).

Vilka samhällseffekter kan dessa potentiella risker och sårbarheter leda till samt vad görs och vad kan göras för att skapa en mer resilient elförsörjning i Skåne?

De av arbetet identifierade sårbarheterna kommer för Skåne leda till ekonomiska konsekvenser för samhället i allmänhet och privatpersoner i synnerhet, då symptom på försämrade leveranssäkerhet speglas i ökande elpriser. Om de scenarier som i analysen resulterat i stor icke levererad effekt även i ostörd drift förverkligas riskeras dessutom allvarlig påverkan på upprätthållande av samhällsviktig verksamhet, vilket i förlängningen innebär ett allvarligt hot mot de grundläggande skyddsvärdena (se avsnitt 3.1.3). Eftersom elsystemet är en samhällsviktig verksamhet, som dessutom annan samhällsviktig verksamhet oftast är starkt beroende av (diskuteras i avsnitt 2.1.3), skulle långvariga avbrott i denna leda till allvarliga konsekvenser för samhället

För att råda bot på den negativa utvecklingen har region Skåne därför arbetat med en rad regionala förslag och åtgärder för att försöka förbättra samarbetet mellan aktörer kopplade till elförsörjningen i regionen. Därutöver finns förhoppningar att genom ekonomiska och regulativa förändringar uppnå en förbättrad produktion från vindkraft och planerbar el. Enligt analyserna, utifrån de i dagsläget planerade åtgärderna fram till 2030, resulterar detta dock i en marginell skillnad. För att åstadkomma den lokala produktionsökning som situationen kräver behövs sannolikt både marknadsmässiga och regel-mässiga förändringar likt vad som presenteras i avsnitt 4.1.3 och 4.2.3.

På ett nationellt plan belyses fortsättningsvis potentialen av användarflexibilitet vilket, tillsammans med vätagaslagring, framstod som de mest fördelaktiga åtgärderna. Möjligheterna till användarflexibilitet är dock behäftat med stora osäkerheter, och troligen optimistiskt modellerat, och därför finns det behov av fortsatt forskning kring dess potential att bidra till en förbättrad leveranssäkerhet för den skånska elförsörjningen.

9 Referenser

- [1] Adielsson, K. (2019). *Kartläggning av den skånska elförsörjningen*. Koncernkontoren Regional Utveckling, Region Skåne. https://www.skane.se/Public/Protokoll/Regionstyrelsen/2019-04-25/Kartl%C3%A4ggning%20av%20den%20sk%C3%A5nska%20elf%C3%B6rs%C3%B6rjningen/PM_Kartl%C3%A4ggning%20av%20den%20sk%C3%A5nska%20elf%C3%B6rs%C3%B6rjningen.pdf
- [2] Arksey, H., & O'Malley, L. (2005), Scoping studies: Towards a Methodological Framework. *Int. J.Social Research Methology*, 8(1), 19-22. DOI: 10.1080/1364557032000119616
- [3] Axelsdottir, E. Jonason-Bjärenstam, R. (2018). *Chritical Infrastructure Resilience-Comparing Swedish critical infrastructures based on interruption data* [Master uppsats, Lunds universitet]. <http://lup.lub.lu.se/student-papers/record/8954871>
- [4] Björck, W. (2022). *Efter Volvo Cars och Nortvolts fabriksplaner: Göteborg "står inför krisläge"*. Recharge. Hämtad 2022-05-24 från <https://www.mestmotor.se/recharge/artiklar/nyheter/20220208/efter-volvo-cars-och-nortvolts-fabriksplaner-goteborg-star-infor-krislage/#:~:text=200%20megawatt%2C%20eller%20strax%20under,den%20st%C3%A5r%20helt%20f%C3%A4rdig%202026>
- [5] Boston, A. (2013) Delivering a secure electricity supply on a low carbon pathway. *The international journal of the Political, Economic, Planning, Environmental and social aspects of Energy*, 52, 55-59. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.02.004>
- [6] Caon, V. (2022, 11 mars). How did Germany come to be so dependent on Russian gas?. *Energy Monitor*. <https://www.energymonitor.ai/policy/germany-dependent-russian-gas>
- [7] Compricer. (u.å.). *Elområden- Sverige delat i fyra områden*. Hämtad 2022-06-01 från <https://www.compricer.se/el/omraden/>
- [8] Torstensson, S. (u.å.). *Elanvändning. ekonomifakta*. Hämtad: 2022-05-25 från <https://www.ekonomifakta.se/fakta/energi/energibalans-i-sverige/elanvandning/>
- [9] Energimarknadsinspektionen. (2021). *Leveranssäkerhet i Sveriges elnät 2020*. <https://ei.se/download/18.d6f602317dc274eff54390/1639998100331/Leverans%C3%A4kerhet-i-Sveriges-eln%C3%A4t-2020-Ei-R2021-11.pdf>
- [10] Energimarknadsinspektionen. (2021b, 31 maj). *Ei föreslår en tillförlitlighetsnorm för Sverige*. Hämtad 2022-12-11 från <https://www.ei.se/om-oss/nyheter/2021/2021-05-31-ei-foreslar-en-tillforlitlighetsnorm-for-sverige>
- [11] Energimyndigheten. (u.å.). *Här sker elproduktion och elanvändning i Sverige*. <https://www.energimyndigheten.se/globalassets/om-oss/lagesrapporter/elmarknaden/2019/mars/har-sker-elproduktion-och-elanvandning-i-sverige.pdf>
- [12] Energimyndigheten (u.å.-b). *Småhusägare är oroliga för vinterns energipriser*. Hämtad 2022-10-22 från <https://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2022/smahusagare-ar-oroliga-for-vinterns-energipriser/>
- [13] Energimyndigheten. (2021). *Förslag till Sveriges nationella strategi för vätgas, elektrobränslen och ammoniak*.
- [14] Eon. (u.å.). *Risk för elbrist i skåne-När kraftvärmeverk stryper elproduktion*. Hämtad 2022-08-10 från <https://www.eon.se/nyheter/risk-foer-elbrist-i-skane-naer-kraftvaermeverk-stryper-elprodukt>
- [15] Eon. (u.å.-b). *Så löser vi kapacitetsbristen i Skåne*. Hämtad 2022-04-20 från <https://www.eon.se/om-e-on/kapacitetsbristen/kapacitetsbrist-skane>
- [16] Eon.(u.å.-c). *Kompleterande lösningar på kapacitetsbristen*. Hämtad 2022-04-20 från <https://www.eon.se/om-e-on/kapacitetsbristen/kompleterande-loesningar-pa-kapacitetsbristen>
- [17] Eon. (u.å.-d). *Statistik över historiska elpriser*. Hämtad 2022-10-22 från <https://www.eon.se/el/elpriser/utveckling>
- [18] European Council. (2022). *EU resilience: Council presidency and European Parliament reach political agreement to strengthen the resilience of critical entities*. Hämtad 2022-12-18 från [https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/06/28/eu-resilience-council-presidency-and-european-parliament-reach-political-agreement-to-strengthen-the-resilience-of-critical-enti-ties/#:~:text=This%20directive%20aims%20to%20reduce,of%20the%20internal%20market%20depend](https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/06/28/eu-resilience-council-presidency-and-european-parliament-reach-political-agreement-to-strengthen-the-resilience-of-critical-entities/#:~:text=This%20directive%20aims%20to%20reduce,of%20the%20internal%20market%20depend)

- [19] Göteborg Energi. (u.å.). *Kan vi få elbrist i Sverige?*. Hämtad 2022-04-21 från <https://www.goteborgenergi.se/i-var-stad/artikelbank/kan-vi-fa-elbrist-i-sverige>
- [20] Handsfield,R. Pannesi,R. (1992). An Empirical Study of Delivery Speed and Reliability. *International Journal of Operations & Production Management*,12(2),58-72. <https://doi.org/10.1108/01443579210009069>
- [21] Hollstein,J. (2022,10 mars). *Miljardsatsning på kraftvärme i Örtofta ska mildra elbristen i Skåne*. SVT nyheter. <https://www.svt.se/nyheter/lokalt/skane/forhoppningsvis-kan-vi-producera-el-motsvarande-behovet-av-tva-eslov>
- [22] Holtz,C. Obel,F. (2020). *En studie av elanvändningens utveckling per län till år 2030*. Energimyndigheten. <https://www.energimyndigheten.se/contentassets/ad60a337c1a74547b0a9438c50dccc4c/en-studie-av-elanvandningens-utveckling-per-lan-till-ar-2030.pdf>
- [23] Infrastrukturdepartementet. (u.å.). *National Electrification strategy*. https://www.regeringen.se/4a7dd0/contentassets/fe23dccb7384109a5e39de2c8105432/popversion-elstrategi_eng
- [24] Nordling,A. (2016). *Sveriges framtida elnät- en delrapport*. IVA. <https://www.iva.se/globalassets/rapporter/vagval-energi/vagvalem-sveriges-framtida-elnat-b.pdf>.
- [25] IVA. (2017). *Reliability in Sweden´s electrical system- A project report*. <https://www.iva.se/globalassets/info-trycksaker/vagval-el/201705-iva-vagvalem-leveranssakerhet-english-c.pdf>
- [26] IVA. (2020, 23 juni). *Åtgärda bristerna i Sveriges elförsörjning – annars hotas den gröna omställningen*. Hämtad 2021-04-17 från <https://www.iva.se/publicerat/atgarda-bristerna-i-sveriges-elforsorjning-annars-hotas-den-grona-omstallningen/>
- [27] Johansson,B. Jonsson,D. Veibäck,E. Sonnsjö,H. (2016). Assessing the capabilities to manage risks in energy systems-analytical perspectives and frameworks with a starting point in Swedish experiences. *Energy*,116, 429-435. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.09.122>
- [28] Johansson, J. & Hassel, H. (2010). An approach for modelling interdependent infrastructures in the context of vulnerability analysis. *Reliability Engineering & System Safety*, 95(12), 1335–1344. <http://dx.doi.org/10.1016/j.res.2010.06.010>
- [29] Johansson, J., Hassel, H., & Zio, E. (2013). Reliability and vulnerability analyses of critical infrastructures: Comparing two approaches in the context of power systems. *Reliability Engineering & System Safety*, 120, 27–38. <https://doi.org/10.1016/j.res.2013.02.027>
- [30] Johansson,J. Arvidsson,B. Theler,H. (2017). *Kunskapsöversikt säkra flöden, försörjningssäkerhet och kritiska beroenden*. Lunds universitet (LUCRAM/CenCIP). <https://rib.msb.se/filer/pdf/28302.pdf>
- [31] Jönsson, H., Johansson, J., & Johansson, H. (2008). Identifying critical components in technical infrastructure networks. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part O. Journal of Risk and Reliability*, 222(2), 235-243. <http://dx.doi.org/10.1243/1748006XJRR138>
- [32] Kallio,H. Pietilä,A. Johnson,M. Kangasniemi,M.(2016). Systematic methodological review: Developing a framework for qualitative semi structured interview guide. *Journal of advanced nursing*,72(12),2954-2965. <https://doi.org/10.1111/jan.13031>
- [33] Krafringen.(2021). *Därför är elen väldigt dyr just nu*. Hämtad 2022-01-13 från <https://www.krafringen.se/nyheter/2021-q3/varfor-ar-elpriset-dyrt/>
- [34] Krisinformation.se.(u.å.). *Samhällets ansvar vid strömavbrott*. Hämtad 2022-06-23 från <https://www.krisinformation.se/detta-kan-handa/stromavbrott/samhallets-ansvar-vid-stromavbrott#:~:text=Kommunen%20har%20det%20yttersta%20ansvaret,f%C3%B6r%20%C3%A4ldreomsorg%20och%20f%C3%B6rskola.>
- [35] Lindholm,K. (2018). *Elproduktion*. Energiföretagen. Hämtad 2022-02-12 från <https://www.energiforetagen.se/energifakta/elsystemet/produktion/>
- [36] Lingfors, D. Widen, J. (2018). *Solenergipotentialen för Skånes bebyggelse enligt två framtidsscenarioer*. Energikontoret Skåne. <http://uu.diva-portal.org/smash/get/diva2:1257228/FULLTEXT01.pdf>
- [37] Länsstyrelsen (u.å.) *Användarflexibilitet i framtidens energisystem*. <https://www.lansstyrelsen.se/download/18.2b1344c417a75f02ce03a9a6/1631523050139/Anv%C3%A4nda>

- [rflexibilitet%20i%20framtidens%20energisystem%20-%20en%20viktig%20del%20av%20framtidens%20elsystem.pdf](#)
- [38] Länsstyrelsen Skåne. (2018). *Ett klimatneutralt och fossilbränslefritt Skåne*. <https://www.skane.se/Public/Protokoll/Regionstyrelsen/2018-05-31/Klimat-%20och%20energi%20strategi%20f%C3%B6r%20Sk%C3%A5ne/Klimat-%20och%20energi%20strategi%20f%C3%B6r%20Sk%C3%A5ne.pdf>
- [39] Länsstyrelsen Skåne. (2019). *Skånes elförsörjningen nationell angelägenhet INKLUDERA* URL?
- [40] MSB. (2018). *Systematiskt arbete med skydd av samhällsviktig verksamhet- Stöd för arbete med riskhantering kontinuitetshantering och att hantera händelser*. <https://rib.msb.se/filer/pdf/27978.pdf>
- [41] MSB. (2020). *Uppdaterad definition samhällsviktig verksamhet*. <https://www.msb.se/contentassets/75e789d780c741cd9c8621eac846ec21/uppdaterad-definition-samhallsviktig-verksamhet.pdf>
- [42] MSB. (2021). *Identifiering av samhällsviktig verksamhet- metod*. <https://rib.msb.se/filer/pdf/29799.pdf>
- [43] Naturskyddsforeningen. (2022). *Hur sätts elpriset och varför går det upp?*. Hämtad 2022-10-22 från <https://www.naturskyddsforeningen.se/artiklar/hur-satts-elpriset-och-varfor-ar-det-hogt/>
- [44] Nohrstedt,L. (2018).*När kärnkraft avvecklas: Hopp om tröghet från vindkraft*.NyTeknik. <https://www.nyteknik.se/energi/nar-karnkraftverk-avvecklas-hopp-om-troghet-fran-vindkraft-6908556#:~:text=I%20takt%20med%20att%20k%C3%A4rnkraftverk,Men%20tekniken%20%C3%A4r%20relativt%20opr%C3%B6vad.>
- [45] Norling,A. (u.å.). *Har vi elbrist i Sverige?- Så här ligger det till*. Elektrikern. Hämtad 2022-04-21 från <https://tidningenelektrikern.se/2021/02/24/har-vi-elbrist-i-sverige-sa-har-ligger-det-till/>
- [46] Okg. (u.å.). *Nuvarande produktion på O3*. Hämtat: 2022-04-17 från <https://www.okg.se/>
- [47] Palm,J. (2008). Emergency management in Swedish electricity market: The need to challenge the responsibility gap. *Energy Policy*, 36(2), 843-849. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2007.11.008>
- [48] Region Skåne. (u.å.).*Skånes effektkommission*. Hämtad 2022-04-20 från <https://utveckling.skane.se/tema/effektkommissionen/>
- [49] Region Skåne. (2019). *Region Skånes insatser för att bemöta kapacitetsbristen i Skåne*. <https://www.skane.se/Public/Protokoll/Regionala%20utvecklingsn%C3%A4mnden/2019-11-08/Kapacitetsbrist%20i%20eln%C3%A4tet/F%C3%B6rslag%20till%20insatser%20f%C3%B6r%20att%20b%C3%B6ta%20kapacitetsbristen%20i%20eln%C3%A4tet%2020191004.pdf>
- [50] Region Skåne.(2020).*Scenario för det Skånska elsystemet- Elanvändning och effektbehov idag ,2030 och 2040*. https://utveckling.skane.se/siteassets/miljo_och_klimat/dokument/region-skane_elanvandning-och-effektbehov.pdf
- [51] Region Skåne.(2020b). *Scenario för det Skånska elsystemet- Elproduktion idag ,2030 och 2040*. https://utveckling.skane.se/siteassets/publikationer_dokument/rapport---scenario-for-det-skanska-elsystemet.pdf
- [52] Sarmiento,R. Byrne,M. Contreras,L. Rich,N. (2007). Delivery reliability , manufacturing capabilities and new models of manufacturing efficiency. *Journal of Manufacturing Technology Management*, 18(4),367-386. <https://doi.org/10.1108/17410380710743761>
- [53] SCB. (2020). *Sveriges framtida befolkning 2020–2030 – Län och kommungrupper*. https://www.scb.se/contentassets/bcda4f8050ab4bd496c7e12196bcb623/be0401_2020i30_sm_be18sm2002.pdf
- [54] SFS 1997:857. *Ellag*. https://www.riksdagen.se/sv/dokument-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/ellag-1997857_sfs-1997-857
- [55] Sonder. (2022). *Nätutvecklingsprocessen för utbyggnad av region- och transmissionsnät*. <https://ei.se/download/18.f2647cd1800299e37b116b7/1650551565509/N%C3%A4tutvecklingsprocessen-f%C3%B6r-utbyggnad-av-region-och-transmissionsn%C3%A4t.pdf>
- [56] Sonnsjö,H. (2020). *Trygg elförsörjning i Skåne län*. Länsstyrelsen Skåne. https://catalog.lansstyrelsen.se/store/18/resource/DM_2020_6_part_1
- [57] Strålsäkerhetsmyndigheten. (u.å.). *Oskarshamn 1 och 2*. Hämtad 2022-05-02 från <https://www.stralsakerhetsmyndigheten.se/omraden/karnkraft/avveckling-av-karntekniska-anlaggningar-i-sverige/anlaggningar-under-avveckling/oskarshamn/>

- [58] Svegrupp, L., Johansson, J., Hassel, H. (2019). Integration of Critical Infrastructure and Societal Consequence Models: Impact on Swedish Power System Mitigation Decisions. *Risk analysis*, 39(9), 1970-1996. <https://doi.org/10.1111/risa.13272>
- [59] Svenska Dagbladet. (2022). *Stor solcellspark får nobben-oklart rättsläge*. <https://www.svd.se/a/PoJdnJ/lansstyrelsen-sager-nej-till-stor-solcellspark>
- [60] Svenska kraftnät. (u.å.). *Teknik*. Hämtad 2022-07-03 från <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-transmissionsnaten/teknik/>
- [61] Svenska Kraftnät. (u.å.-b). *Karta över transmissionsnätet*. Hämtad 2022-07-05 från <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/om-transmissionsnaten/transmissionsnatskarta/>
- [62] Svenska kraftnät (u.å.-c) *Ödrift* https://www.svk.se/siteassets/3.sakerhet-och-beredskap/elberedskap/dokument/svenska_kraftnat_odrift_broschyr.pdf
- [63] Svenska Kraftnät. (u.å.-d). *Elstatistik*. Hämtad 2022-05-11 från <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/kraftsystemdata/elstatistik/>
- [64] Svenska Kraftnät. (u.å.-e). *Kontrollrummet*. Hämtad:2022-05-11 från <https://www.svk.se/om-kraftsystemet/kontrollrummet/>
- [65] Svenska Kraftnät. (2010). *Nätområden.se*. Hämtad 2022-04-21 från <https://www.natomraden.se/>
- [66] Svenska Kraftnät. (2017). *Vägledning för risk och sårbarhetsanalyser i elsektorn*. <https://www.svk.se/siteassets/3.sakerhet-och-beredskap/elberedskap/dokument/vagledning-risk-och-sarbarhetsanalys-2017-08-28.pdf>
- [67] Svenska Kraftnät. (2020). *Risk och sårbarhetsanalys för 2020*. <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/svenska-kraftnat-risk-och-sarbarhetsanalys2020.pdf>
- [68] Svenska Kraftnät. (2021). *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2021*. <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/kraftbalansen-pa-den-svenska-elmarknaden-rapport-2021.pdf>
- [69] Svenska Kraftnät. (2021b). *Systemutvecklingsplan 2022–2031*. https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2021/svk_systemutvecklingsplan_2022-2031.pdf
- [70] Svenska Kraftnät. (2022). *Kraftbalansen på den svenska elmarknaden, rapport 2022*. <https://www.svk.se/siteassets/om-oss/rapporter/2022/kraftbalansen-pa-den-svenska-elmarknaden-rapport-2022.pdf>
- [71] Svensk Vindenergi. (2021). *Färdplan 2040-Vindkraft för klimatnytta och konkurrenskraft*. <https://svenskvindenergi.org/wp-content/uploads/2021/01/Fa%CC%88rdplan-2040-rev-2020.pdf>
- [72] Sveriges Radio. (u.å.). *En del av kärnkraftverket Ringhals måste vara avstängd i tre månader*. Hämtad 2022-10-05 från <https://sverigesradio.se/artikel/en-del-av-karnkraftverket-ringhals-maste-vara-avstangd-i-tre-mana-der#:~:text=En%20del%20av%20k%C3%A4rnkraftverket%20Ringhals%20m%C3%A5ste%20vara%20avst%C3%A4ngd%20i%20tre%20m%C3%A5nader,-Lyssna%20fr%C3%A5n%20tidpunkt&text=En%20av%20reaktorerna%20p%C3%A5%20k%C3%A4rnkraftverket,att%20%C3%B6ka%20i%20s%C3%B6dra%20Sverige>
- [73] svt nyheter. (2022). *Vattenfalls plan: Bygga små modulera kärnkraftverk vid Ringhals*. Hämtad 2022-06-30 från <https://www.svt.se/nyheter/inrikes/vattenfalls-plan-bygga-sma-modulera-karnkraftverk-vid-ringhals>
- [74] Van Asselt, M., Renn, O. (2011). Risk Governance. *Journal of Risk Research*, 14(4), 431-449. <https://doi.org/10.1080/13669877.2011.553730>
- [75] Vattenfall. (u.å.). *Ringhals produktion och driftläge*. Hämtad 2022-04-17 från <https://group.vattenfall.com/se/var-verksamhet/ringhals/produktion>
- [76] Vattenfall. (u.å.-b). *Innovation*. Hämtad 2022-12-18 från <https://www.vattenfalleldistribution.se/var-verksamhet/innovation/>
- [77] Vattenfall. (u.å.-c). *Forsmarks produktion och driftläge*. Hämtad:2022-07-13 från <https://group.vattenfall.com/se/var-verksamhet/forsmark/produktion>
- [78] Västra Götalandsregionen. (u.å.). *Energi och Teknik*. Hämtad 2022-06-16 från <https://www.vgregion.se/regional-utveckling/verksamhetsomraden/miljo-och-klimat/power-vast/fakta-om-vindkraft/energi--teknik/?vgrform=1>

- [79] Walker,S. Hope,A. Bentley,E. (2014). Modelling steady state performance of a local electricity distribution system under UK 2050 carbon pathway scenarios. *Energy*,78,604-621.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.10.048>
- [80] Wickström,J. (2022). *Ingen ändring av kommunala vetot mot vindkraft-trots allt färre tillstånd*. Tidningen Energi. Hämtad 2022-07-22 från <https://www.energi.se/artiklar/2022/juni-2022/ingen-andring-av-kommunala-vetot-mot-vindkraft-trots-allt-farre-tillstand/>
- [81] Wickström,J. (2022b). *Regeringen ger grönt ljus till Kriegers Flak*. Tidningen Energi. Hämtad 2022-07-10 från <https://www.energi.se/artiklar/2022/maj-2022/regeringen-ger-gront-ljus-till-kriegers-flak/>
- [82] Zachrisson-Winberg, J. (2022). *Regeringen vill ge pengar till kommuner som bygger ny vindkraft*. svt nyheter. Hämtad: 2022-07-10 från <https://www.svt.se/nyheter/inrikes/regeringen-vill-ge-pengar-till-kommuner-som-bygger-ny-vindkraft>
- [83] Öresundskraft. (u.å.). *Västhamsverket*. Hämtad 2022-07-14 från <https://www.oresundskraft.se/om-oss/vasthamnsverket/#:~:text=Effekt%2069%20MW%20el%20och,nettotillskott%20av%20koldioxid%20till%20atmosf%C3%A4ren.>